

**SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN:
SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE UN POZO DE CAMPO ESCUELA
COLORADO: VARIABLES DE FONDO DE POZO**

**DANIEL FERNEY HERNÁNDEZ JOYA
FABIO ERNESTO LLAIN URIBE
LUISA VICTORIA MARTÍNEZ GUALDRÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2011**

**SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN:
SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE UN POZO DE CAMPO ESCUELA
COLORADO: VARIABLES DE FONDO DE POZO**

**DANIEL FERNEY HERNÁNDEZ JOYA
FABIO ERNESTO LLAIN URIBE
LUISA VICTORIA MARTÍNEZ GUALDRÓN**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Electrónico**

**Director
MSc. JORGE HERNANDO RAMÓN SUÁREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2011**

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	28
1. POZOS CON BOMBEO MECÁNICO Y SU OPTIMIZACIÓN.....	30
1.1 INTRODUCCIÓN.....	30
1.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	30
1.3 SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO.....	32
1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECÁNICO.....	34
1.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	35
1.6 PARTES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	35
1.7 PARTES DE LA BOMBA DE SUBSUELO.....	38
1.8 PROBLEMAS DEL EQUIPO DE SUBSUELO.....	39
1.9 VARIABLES DE ESTUDIO EN FONDO DE POZO.....	41
1.10 MONITORIZACIÓN DE FONDO DE POZO.....	43
1.11 CONCLUSIONES.....	49
1.12 REFERENCIAS.....	50
2 MEDICIÓN DE LAS PRESIONES DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	51
2.1 INTRODUCCIÓN.....	51
2.2 PRESIÓN HIDROSTÁTICA.....	51
2.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN.....	54
2.4 PRESIÓN DE CASING.....	57
2.5 PRESIÓN DE FONDO DE POZO.....	57
2.6 PORQUÉ INSTRUMENTAR LA PRESIÓN DE FONDO DE POZO.....	60
2.7 CONCLUSIONES.....	62
2.8 REFERENCIAS.....	63
3. MEDICION DE TEMPERATURA DE FONDO PARA LA OPTIMIZACION DE POZOS CON BOMBEO MECANICO.....	65
3.1 INTRODUCCIÓN.....	65
3.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	65
3.3 RANGOS DE VARIACIÓN.....	70
3.4 APLICACIONES.....	71
3.5 CASOS DE APLICACIÓN.....	83
3.6 CONCLUSIONES.....	85
3.7 REFERENCIAS.....	86
4. MEDICIÓN DEL NIVEL DE FLUIDO DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	87

4.1	INTRODUCCIÓN.....	87
4.2	CONCEPTOS.....	87
4.3	NIVEL EN EL ESPACIO ANULAR CON LA CABEZA DEL CASING ABIERTA O CERRADA.....	93
4.4	RANGO DE VARIACIÓN DEL NIVEL.....	95
4.5	MÉTODO DE MEDICIÓN DE NIVEL.....	96
4.6	OBJETIVO DE LA INSTRUMENTACIÓN DEL NIVEL.....	97
4.7	CONCLUSIONES.....	102
4.8	REFERENCIAS.....	103
5	CORROSIÓN EN EL FONDO DEL POZO E INSTRUMENTOS PARA SU DETECCIÓN.....	105
5.1	INTRODUCCIÓN.....	105
5.2	GENERALIDADES.....	105
5.3	CONSECUENCIAS Y COSTOS.....	107
5.4	FORMAS DE CORROSIÓN.....	108
5.5	TIPOS DE CORROSIÓN.....	113
5.6	VARIABLES FÍSICAS QUE ACELERAN LA CORROSIÓN.....	114
5.7	ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN.....	115
5.8	MATERIALES DEL EQUIPO DE SUBSUELO.....	116
5.9	DETECCIÓN DE LA CORROSIÓN.....	117
5.10	DETECCIÓN DE LA CORROSIÓN EN EL FONDO DEL POZO.....	121
5.11	CORROSIÓN EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	126
5.12	CONCLUSIONES.....	127
5.13	REFERENCIAS.....	128
6.	MEDICION DE CAUDAL DE FONDO PARA OPTIMIZACION DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	130
6.1	INTRODUCCIÓN.....	130
6.2	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	130
6.3	CALCULOS DE CAUDAL.....	133
6.3.2	METODO 2:.....	138
6.4	PROBLEMAS EN POZOS DE PRODUCCIÓN.....	140
6.4.2	IRRUPCIÓN.....	141
6.5	APLICACIONES.....	143
6.6	MEDICION EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO.....	145
6.7	CONCLUSIONES.....	147
6.8	REFERENCIAS.....	148
7.	MEDICIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	149

7.1	INTRODUCCIÓN.....	149
7.2	CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS.....	149
7.3	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	152
7.4	PROCEDIMIENTOS EN REGISTRO DE PROPIEDADES	159
7.5	CONCLUSIONES.....	162
7.6	REFERENCIAS	163
8	TECNOLOGÍAS DE FIBRA ÓPTICA APLICADAS A LAS MEDICIONES DE FONDO DE POZO.....	164
8.1	INTRODUCCIÓN.....	164
8.2	GENERALIDADES DE LA FIBRA ÓPTICA	164
8.3	VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	169
8.4	PRINCIPIOS DE MEDICIÓN.....	170
8.5	CONCLUSIONES	185
8.6	REFERENCIAS	186
9.	MEDIDORES DE CRISTAL DE CUARZO PARA FONDO DE POZO.....	188
9.1	INTRODUCCIÓN.....	188
9.2	TIPOS DE TECNOLOGÍAS.....	188
9.3	SISTEMA DE MEDICIÓN	199
9.4	PROBLEMAS EN SISTEMAS DE MEDICIÓN.....	203
9.5	CONCLUSIONES	204
9.6	REFERENCIAS	205
10.	MEDIDORES ACÚSTICOS DE NIVEL DE FONDO DE POZO.....	206
10.1	INTRODUCCIÓN.....	206
10.2	FUNDAMENTOS CONCEPTUALES.....	206
10.3	MÉTODOS DE MEDICIÓN	209
10.4	HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN <i>ECHOMETER</i>	212
10.5	SISTEMAS DE ADQUISICIÓN.....	219
10.6	OTRAS HERRAMIENTAS Y FABRICANTES.....	224
10.7	INSTALACIÓN PERMANENTE.....	226
10.8	CONCLUSIONES	227
10.9	REFERENCIAS	228
11	MEDIDORES DE FLUJO DE FONDO DE POZO.....	230
11.1	INTRODUCCIÓN.....	230
11.2	REGÍMENES DE FLUJO	231
11.3	EFFECTO DE VENTURI.....	232
11.4	MEDIDORES DE FLUJO	233
11.5	MEDIDOR DE FLUJO EN EL YACIMIENTO	248

11.6	CONCLUSIONES	250
11.7	REFERENCIAS	251
12.	HERRAMIENTAS DE REGISTRO PARA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS.....	253
12.1	INTRODUCCIÓN.....	253
12.2	HERRAMIENTAS DE REGISTRO DE RAYOS GAMMA	253
12.3	MEDICIÓN DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)	258
12.4	MEDICIÓN DE DENSIDAD MEDIANTE RAYOS GAMMA.....	259
12.5	HERRAMIENTAS DE REGISTRO DE NEUTRONES.....	262
12.6	MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD.....	266
12.7	HERRAMIENTAS DE REGISTRO POR INDUCCIÓN	272
12.8	CONCLUSIONES	274
12.9	REFERENCIAS	274
13.	TECNOLOGÍAS INALÁMBRICAS PARA MEDICIONES EN FONDO DE POZO 276	
13.1	INTRODUCCIÓN.....	276
13.2	TIPOS DE TECNOLOGÍAS.....	276
13.3	FUENTE DE ENERGÍA.....	284
13.4	CONCLUSIONES	285
13.5	REFERENCIAS	286
14	OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO	288
14.1	INTRODUCCIÓN.....	288
14.2	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	288
14.3	RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE ENTRADA.....	289
14.4	GOLPE DE FLUIDO	289
14.5	BLOQUEO POR GAS	290
14.6	CONTROLADORES DE NIVEL	290
14.7	FRACCIÓN DE FASE	291
14.8	CASOS DE ESTUDIO.....	292
14.9	CONCLUSIONES	295
14.10	REFERENCIAS	296
15.	COMPLETACION INTELIGENTE Y AUTOMATIZACIÓN DE POZOS	297
15.1	INTRODUCCIÓN.....	297
15.2	COMPLETACIÓN INTELIGENTE	298
15.3	AUTOMATIZACIÓN DE POZOS DE BOMBEO MECÁNICO	304
15.4	CONCLUSIONES	311

15.5	REFERENCIAS	311
16.	ALTERNATIVAS DE INSTRUMENTACIÓN DE FONDO PARA EL POZO COL067 DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	313
16.1	INTRODUCCIÓN.....	313
16.2	CONDICIONES DEL POZO.....	313
16.3	EVOLUCIÓN DEL CAMPO	315
16.4	PROPUESTA 1 DE MONITORIZACIÓN, MEDICIÓN ACÚSTICA DE NIVEL.....	316
16.5	PROPUESTA 2 DE MONITORIZACIÓN, MEDICIÓN PERMANENTE DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DE FONDO.....	319
16.6	INSTRUMENTACIÓN DESCARTADA	324
16.7	PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN.....	326
16.8	CONCLUSIONES	327
16.9	REFERENCIAS	328
17.	CONCLUSIONES	330
18.	RECOMENDACIONES.....	332
19.	BIBLIOGRAFÍA	333

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas del bombeo mecánico	34
Tabla 2. Fallas en la industria del petróleo.	108
Tabla 3. Composición química de la aleación de la tubería categoría J55.	116
Tabla 4. Valores de la constante K. [12]	118
Tabla 5. Datos de caudal de fondo para un pozo de bombeo mecánico	147
Tabla 6. Características de pistolas de explosión e implosión.....	216
Tabla 7. Especificaciones e información general de las pistolas de gas ECHOMETER	217
Tabla 8. Resultados de las pruebas acústicas en el COL067.....	314
Tabla 9. Especificaciones de la pistola de gas propuesta.....	318

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Bombeo por cavidades progresivas. Fuente: Artificial-lift Systems. Pump up reservoir recovery with the experts in all forms of lift.	31
Figura 2. Sistema de <i>gas lift</i> . Fuente: Artificial-lift Systems. Pump up reservoir recovery with the experts in all forms of lift.	32
Figura 3. Bombeo mecánico, equipo de superficie. Fuente: Artificial-lift Systems. Pump up reservoir recovery with the experts in all forms of lift.	33
Figura 4. Completación de pozo. Fuente: Autores.....	37
Figura 5. Equipo de subsuelo. Fuente: Autores.....	38
Figura 6. Partes de la bomba de subsuelo. Fuente: Autores.....	39
Figura 7. Variables a instrumentar en el fondo del pozo. Fuente: Autores.....	43
Figura 8. Medidor de fondo de pozo. Fuente: “Permanent Monitoring – Looking at the lifetime Reservoir Dynamics”	45
Figura 9. Lugar de instalación de medidores de fondo de pozo. Fuente: Sistemas Phoenix de monitoreo de fondo de los equipos de levantamiento artificial.....	46
Figura 10. Sistema de monitorización permanente. Fuente: Sistemas Phoenix de monitoreo de fondo de los equipos de levantamiento artificial.....	47
Figura 11. Diagrama de bloques de un sistemas de completación inteligente. Modelling and Optimisation of Oil and Gas Production Systems.	48
Figura 12. Presión de poro. Fuente: http://myweb.cwpost.liu.edu	54
Figura 13. Efecto de la presión de formación sobre la tubería. Fuente: Autores y http://myweb.cwpost.liu.edu	55
Figura 14. Compactación de la roca bajo condiciones de presión de formación normal y anormal. Fuente: http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=150	56
Figura 15. <i>Presión de casing</i> en un pozo con bombeo mecánico. Fuente: autores.	57
Figura 16. Presión de fondo de pozo. Fuente: Autores.....	58
Figura 17. Balance de presiones. Fuente: Autores.....	59
Figura 18. Relación del comportamiento del flujo de entrada, IPR. Fuente: <i>Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering</i> , 2 Ed.	61
Figura 19. Registros de temperatura distribuida para un pozo productor de gas. Fuente: Temperaturas de fondo de pozo obtenidas con fibra óptica.	69
Figura 20. Clasificación de pozos según sus condiciones de presión y temperatura. Fuente: Tecnologías para alta presión y alta temperatura.	71
Figura 21. Perfil de temperatura para un pozo con depósitos. Fuente: Detection of Scale Deposition Using Distributed Temperature Sensing.	73
Figura 22. Ubicaciones del tapón y el empaque en el pozo. Fuente: Autores	75

Figura 23. Fuga a través del revestimiento. Fuente: Autores	76
Figura 24. Registro de temperatura en un pozo con fuga. Fuente: Downhole Leak Determination Using Fiber-Optic Distributed-Temperature Surveys at Prudhoe Bay, Alaska	77
Figura 25. Detección de fuga en el revestimiento. Fuente: Autores.....	78
Figura 26. Entrada de líquidos. Fuente: Autores.....	80
Figura 27. Entrada de gases. Fuente: Autores	80
Figura 28. Comunicación ascendente por mala cementación. Fuente: Autores	82
Figura 29. Comunicación descendente por mala cementación. Fuente: Autores ..	82
Figura 30. Perfil de temperatura del Pozo <i>Safah</i> 179 después de la reparación. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.	84
Figura 31. Perfil de inyección de agua del Pozo <i>Safah</i> 179, después de 39 horas de inyección de agua. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos.	84
Figura 32. Aumento de la zona de inyección del campo <i>Safah</i> después de 81 días de inyección. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos. ..	85
Figura 33. Nivel en el espacio anular. Fuente: Autores	88
Figura 34. Balance de presiones en el fondo del pozo. Fuente: Autores.....	89
Figura 35. Escenarios del nivel de fluido dinámico. Fuente: Autores.....	90
Figura 36. Profundidad del nivel del fluido vs. Gasto de producción. Fuente: Autores.	92
Figura 37. Sumergencia. Fuente: Autores	92
Figura 38. Profundidad del nivel del fluido vs. Gasto de producción con densidad variable. Fuente: Autores.....	95
Figura 39. Equipo de medición instalado permanentemente en cabeza de pozo. Fuente: Optimizing pumping well efficiency with smart fluid-level controller technology.	100
Figura 40. Controlador de nivel de fluido. Fuente: Optimizing pumping well efficiency with smart fluid-level controller technology.....	101
Figura 41. Celda Galvánica. Fuente: <i>Corrosion in the Oil Industry</i> , Schlumberger.	106
Figura 42. Corrosión uniforme. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	109
Figura 43. Corrosión por picaduras. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	109
Figura 44. Corrosión por grietas. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	110
Figura 45. Corrosión galvánica. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	110

Figura 46. Corrosión por erosión. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	111
Figura 47. Corrosión por cavitación. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	111
Figura 48. Corrosión por fricción. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	112
Figura 49. Corrosión bajo tensión. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	112
Figura 50. Corrosión por fatiga. Fuente: <i>Handbook of Corrosion Engineering</i> , Pierre R. Roberge.....	112
Figura 51. Cupones de corrosión. Fuente: http://www.pcenvironmental	117
Figura 52. Cupón de corrosión después de ser extraído. Fuente: http://www.alspi.com/coupons.htm	118
Figura 53. Probetas de resistencia eléctrica. Fuente: http://www.alspi.com/spanish.htm	119
Figura 54. Herramienta de medición acústica de espesor. Fuente: Medidor de espesor por ultrasonidos 38DL plus, Olympus.	120
Figura 55. Medición del espesor de una tubería. Fuente: Medidor de espesor por ultrasonidos 38DL plus, Olympus.	120
Figura 56. Palpador del medidor de espesor por ultrasonido. Fuente: http://www.olympus-ims.com/es/38dl-plus/	120
Figura 57. Calibradores de múltiples brazos. Fuente: http://exprogroup.com/products-services/wireline-intervention/well-integrity-evaluation	122
Figura 58. Centralizador del calibrador de fondo de pozo. Fuente: http://www.hellotrade.com/crelad-international/micro-caliper-surveys.html	122
Figura 59. Cámara de fondo de pozo. Fuente: Downhole Memory Camera MK II, Omega Completion Technology Ltd.....	123
Figura 60. Medidor de espesor por ultrasonido para el fondo del pozo. Fuente: UCI Ultrasonic Casing Imager, Schlumberger.	124
Figura 61. Escáner del medidor de espesor por ultrasonido para el fondo del pozo, receptor y transmisor perpendicular a la tubería (A) y receptores en sentido oblicuo (B-D). Fuente: Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo, Schlumberger.	124
Figura 62. Herramienta electromagnética de medición de espesor de la tubería. Fuente: Well Integrity, EXPRO.....	125
Figura 63. Escáner electromagnético para medición de espesor de las tuberías. Fuente: EM Pipe Scanner, Schlumberger.....	126

Figura 64. Acumulación de parafina en la tubería de producción. Fuente: <i>Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del campo escuela colorado</i> , Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2010.	127
Figura 65 Flujo tipo burbujas. Fuente: Autores	131
Figura 66. Flujo por baches. Fuente: Autores	131
Figura 67. Flujo anular. Fuente: Autores.....	132
Figura 68. Flujo de niebla. Fuente: Autores	132
Figura 69. Método grafico para hallar velocidad de deslizamiento. Fuente: Autores	136
Figura 70. Calculo de retenciones por el primer método. Fuente: Autores	137
Figura 71. Calculo de retenciones por el segundo método. Fuente: Autores	139
Figura 72. Conificación por gas. Fuente: Autores	141
Figura 73. Irrupción de gas. Fuente: Autores.....	142
Figura 74. Canalización por mala cementación. Fuente: Autores.....	142
Figura 75. Verificación de la efectividad del tratamiento sobre cada intervalo. Fuente: Autores	144
Figura 76. Pozo con permeabilidad estratificada drenado de manera uniforme. Fuente: Autores	145
Figura 77. Medición de densidades en un pozo de bombeo mecánico. Fuente: Autores	146
Figura 78. Arenisca. Fuente: Las rocas. [En línea] Disponible en: http://www.educa.madrid.org/web/ies.alonsoquijano.alcala/carpetas/quienes/departamentos/ccnn/web_1_ciclo_ESO/1eso/tema_8.htm	150
Figura 79. Caliza. Fuente: Las rocas. [En línea] Disponible en: http://www.educa.madrid.org/web/ies.alonsoquijano.alcala/carpetas/quienes/departamentos/ccnn/web_1_ciclo_ESO/1eso/tema_8.htm	150
Figura 80. Dolomita. Fuente: Las rocas. [En línea] Disponible en: http://www.educa.madrid.org/web/ies.alonsoquijano.alcala/carpetas/quienes/departamentos/ccnn/web_1_ciclo_ESO/1eso/tema_8.htm	151
Figura 81. Arcilla y yeso. Fuente: Las rocas. [En línea] Disponible en: http://www.educa.madrid.org/web/ies.alonsoquijano.alcala/carpetas/quienes/departamentos/ccnn/web_1_ciclo_ESO/1eso/tema_8.htm	151
Figura 82. Representación de la porosidad. Fuente: Autores	152
Figura 83. Porosidad primaria y secundaria. Fuente: Autores	153
Figura 84. Porosidad en rocas esféricas apiladas, 47.6%. Fuente: Autores.....	153
Figura 85. Porosidad en rocas esféricas, 25.9%. Fuente: Autores	154
Figura 86. Migración de fluidos a través de los poros. Trampa de petróleo. [En línea]. Disponible en: http://es.encydia.com/ca/Trampa_de_petr%C3%B3leo	155

Figura 87. Permeabilidad efectiva de varios fluidos en el yacimiento. Fuente: Autores.	156
Figura 88. Saturación de fluidos. Fuente: Autores.	157
Figura 89. Presión capilar. Fuente: Autores.	158
Figura 90. Esquema del pozo tras la perforación. Fuente: Autores.	159
Figura 91. Estructura básica de la fibra óptica. Fuente: <i>Fiber Optic Measurement Techniques</i> , Rongqing Hui.	165
Figura 92. Reflexión de un rayo de luz. Fuente: http://definicion.de/	166
Figura 93. Refracción de un rayo de luz por el cambio de índice de refracción del medio. Fuente: http://definicion.de/reflexion-de-la-luz/	166
Figura 94. Fibra óptica multimodo de índice escalonado. Fuente: Autores.	167
Figura 95. Fibra óptica multimodo de índice gradual. Fuente: Autores.	168
Figura 96. Fibra óptica Monomodo. Fuente: Autores.	168
Figura 97. Estructura y funcionamiento de una fibra con rejillas de Bragg, FBG. Fuente: Autores.	170
Figura 98. Fabricación de un sensor de rejilla de fibra. Fuente: <i>Fiber Optic Sensors</i> , Francis Yu - Shizhuo Yin.	171
Figura 99. Interferómetro UV para inscribir las rejillas de Bragg en la fibra. Fuente: <i>Fiber Bragg Gratings</i> , Raman Kashyap.	171
Figura 100. Comportamiento de una fibra óptica con rejillas de Bragg (superior) sin esfuerzo de tensión, (inferior) con esfuerzo de tensión. Fuente: http://www.photonics.byu.edu/fbg.phtml	172
Figura 101. Segmento de fibra óptica dispuesto sobre platos con micro-curvaturas (<i>microbend</i>). Fuente: http://www3.ntu.edu.sg/mae/research/	173
Figura 102. Sensor de fibra óptica basado en la intensidad para medir presión a través de micro-curvaturas (<i>microbend</i>). Fuente: <i>Ruggedized Optical Fiber Sensors for Downhole Monitoring</i>	173
Figura 103. Sensor interferométrico de fibra óptica para la medición de presión a través de la elongación de la fibra. Fuente: <i>Ruggedized Optical Fiber Sensors for Downhole Monitoring</i>	174
Figura 104. Interferómetro Fabry-Perot extrínseco de fibra óptica. Fuente: <i>Fiber Optic Sensors</i> , Active Materials Lab Mechanical & Aerospace Engineering Department, UCLA.	174
Figura 105. Fibra óptica Fabry-Perot. Fuente: <i>Fiber Optic Sensors</i> , Active Materials Lab Mechanical & Aerospace Engineering Department, UCLA.	175
Figura 106. Configuraciones del sensor FPI intrínseco: (a) cavidad formada por un espejo interno y el final de la fibra; (b) cavidad formada por dos espejos internos; (c) cavidad formada por dos rejillas de Bragg. Fuente: <i>Fiber Optic Sensors</i> , Francis Yu - Shizhuo Yin.	175

Figura 107. Configuraciones del sensor FPI extrínseco: (a) cavidad formada por el final de la fibra y un diafragma; (b) cavidad formada por las superficies de una película en el extremo de la fibra; (c) cavidad formada por el final de una fibra monomodo y una fibra multimodo alineadas en un tubo capilar; (d) cavidad formada por el extremo de una fibra monomodo empalmada con una fibra hueca. Fuente: Fiber Optic Sensors, Francis Yu - Shizhuo Yin.....	176
Figura 108. Sensor FPI de fondo de pozo para presión y temperatura. Fuente: OPSens Solutions.....	177
Figura 109. Especificaciones sensor FPI para presión y temperatura. Fuente: OPSens Solutions.	177
Figura 110. Principio de operación del sensor DTS. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.	178
Figura 111. Opciones de instalación del sistema de medición de la distribución de la temperatura (DTS) con terminación simple o doble. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.	181
Figura 112. Especificaciones sistema óptico para medición de DTS. Fuente: Weatherford.	182
Figura 113. Medidor de flujo, presión y temperatura. Fuente: http://	183
Figura 114. Flujo turbulento en tubería con arreglo de sensores. Fuente: 208.88.129.54/Article.aspx?id=62412	184
Figura 115. Especificaciones medidor óptico de medición de flujo. Fuente: Weatherford.	185
Figura 116. Estructura para un medidor de presión. Fuente: Monitoreo en fondo de pozo: su evolución	189
Figura 117. Medidor de presión con transductor piezoeléctrico. Fuente: Transactions in Measurement and Control	191
Figura 118. Estructura del medidor de presión con transductor capacitivo. Fuente: Transactions in Measurement and Control	192
Figura 119. Diferentes modelos de tubos de Bourdon. Fuente: Transactions in Measurement and Control	193
Figura 120. Configuración para el transductor de oscilación <i>thickness shear mode</i> . Fuente: <i>Modeling Thickness Shear Mode Quartz sensors for Increased Downhole Pressure & Temperature Applications</i>	194
Figura 121. Resonador y electrodos. Fuente: Autores.....	195
Figura 122. Modos de oscilación para el cristal de cuarzo.	195
Figura 123. Disposición y oscilación de las vigas en los sensores de viga vibrante. Fuente: Autores	198
Figura 124. Tubo de Bourdon con resonador de cuarzo. Fuente: Autores	198

Figura 125. Oscilador en modo torsional (<i>Single ended tuning fork SETF</i>). Fuente: Autores.	198
Figura 126. Mandril del medidor. Fuente: Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir Dynamics	200
Figura 127. Conector de cabeza de pozo. Fuente: Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir	201
Figura 128. Cable diseñado para fondo de pozo. Fuente: Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir.....	202
Figura 129. Protectores para el cable. Fuente: Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir	203
Figura 130. Porcentaje de fallos ocasionados por los diferentes elementos. Fuente: Autores.	203
Figura 131. Reflexiones en la medición acústica de nivel. Fuente: Determinación de la presión estática, BHP.....	208
Figura 132. Pistola de gas de accionamiento remoto. Fuente: Remote Fire Gus Gan [en línea]. Disponible: http://www.echometer.com/products/gas_guns/remote.html	212
Figura 133. Pistola de gas compacta. Fuente: Compact Gas Gun [en línea]. Disponible: http://www.echometer.com/products/gas_guns/compact.html	214
Figura 134. Pistola de gas de 5000PSI. Fuente: 5000 PSI Gus Gan [en línea]. Disponible: http://www.echometer.com/products/gas_guns/psi5000.html	214
Figura 135. Pistola de gas de 15000PSI. Fuente: 15000 PSI Gus Gan [en línea]. Disponible: http://www.echometer.com/products/gas_guns/psi15000.html	215
Figura 136. Transductor de presión. Fuente: Pressure Transducer [en línea]. Disponible en: http://www.echometer.com/products/transducers/press.html	218
Figura 137. Model M Acoustic Liquid Level Measurement. Fuente: The Model M Acoustic Liquid Level Instrument [en línea]. Disponible en: http://www.echometer.com/products/model_m/index.html	220
Figura 138. Datos del pozo en <i>Total Well Management</i>	222
Figura 139. Señal recibida por el <i>Total Well Management</i>	222
Figura 140. Cálculo de la profundidad en el <i>Total Well Management</i>	223
Figura 141. Cálculo de la tasa de incremento de la presión de <i>casing</i> en el <i>Total Well Management</i>	223
Figura 142. Cálculo de las presiones de fondo de pozo en el <i>Total Well Management</i>	224
Figura 143. Monitor y controlador de pozo <i>Accufluid</i> . <i>Accufluid Well Monitor and Controller</i> [en línea]. Disponible en: http://www.accufluid.com/bottom_hole.html	225
Figura 144. Regímenes de flujo en tuberías verticales. Fuente: Autores.....	231

Figura 145. Principales regímenes de flujo para sistemas líquido-gas, en tuberías horizontales. Fuente: <i>Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos</i> , Schlumberger.	232
Figura 146. Tubo de Venturi. Fuente: http://ray-phiton.blogspot.com/2009/06/bernoulli-e-o-tubo-de-venturi.html	232
Figura 147. Medidor de flujo continuo CFJ. Fuente: GE Oil& Gas.	234
Figura 148. Especificaciones medidor de flujo continuo CFJ. Fuente: GE Oil & Gas.	235
Figura 149. Cuerpo CTF (Capacitance/Temperature/Flow) para la herramienta de medición de flujo continuo CFJ. Fuente: Halliburton.	236
Figura 150. Medidor de flujo enjaulado CFB de 3 brazos. Fuente: Halliburton.	236
Figura 151. Especificaciones medidor de flujo enjaulado CFB. Fuente: Halliburton.	237
Figura 152. Herramienta <i>FlowScanner</i> de <i>Schlumberger</i> para la medición de flujo multifásico. Fuente: <i>Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos</i> , Schlumberger.	238
Figura 153. Asentamiento y apertura de la herramienta al interior de un pozo horizontal. Fuente: <i>Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos</i> , Schlumberger.	238
Figura 154. Sección transversal de un pozo horizontal con una herramienta de un solo molinete (izquierda) y con 5 mini-molinetes (derecha). Fuente: <i>Reto Superado: Registros de producción en pozos horizontales con flujo multifásico</i> , ACIPET.	239
Figura 155. Funcionamiento de la sonda eléctrica <i>FloView</i> . Fuente: <i>Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos</i> , Schlumberger.	240
Figura 156. Funcionamiento de la sonda óptica <i>Ghost</i> . Fuente: <i>Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos</i> , Schlumberger.	240
Figura 157. Resultados obtenidos de diferentes regímenes de flujo utilizando la herramienta <i>FloScan</i> de <i>Schlumberger</i> . Fuente: <i>Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos</i> , Schlumberger.	241
Figura 158. Regímenes de flujo obtenidos para diferentes inclinaciones del pozo. Fuente: <i>Imaging technologies in oilfield applications</i> , Journal of Zhejiang University SCIENCE.	241
Figura 159. Especificaciones herramienta <i>FlowScanner</i> . Fuente: <i>Technical Report Challenge 6</i> , Norwegian University of Science and Technology.	241
Figura 160. Medidor de flujo con canasta DBT (izquierda) e ILS (derecha). Fuente: Sondex y Halliburton.	243
Figura 161. Especificaciones medidor de flujo de canasta DBT. Fuente: Sonex Wireline.	243
Figura 162. Especificaciones medidor de flujo ILS. Fuente Halliburton.	244

Figura 163. Evolución de los medidores de flujo multifásico basado en el tubo de Venturi. Fuente: <i>The impact of permanent downhole multiphase flow metering</i> , S. Kimminau – C. Cosad, Schlumberger.....	245
Figura 164. Esquemático del medidor de Venturi para el fondo del pozo. Fuente: <i>A Permanent System for Measurement of Downhole Flowrates</i> , SPE.....	247
Figura 165. Medidor de flujo de Venturi para fondo del pozo BossFlo de Artificial Lift Co. Fuente: Technology Applications, Dennis Denney.	248
Figura 166. (A) Núcleos de hidrogeno alineados en el campo magnético producido por el imán permanente; (B) Antena receptora de los ecos de RF producidos por los fluidos de la formación. Fuente: <i>La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial</i> . Schlumberger.....	249
Figura 167. Tiempos de relajación. Fuente: <i>La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial</i> . Schlumberger.....	250
Figura 168. Distribución de los fluidos en un yacimiento. Fuente: <i>La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial</i> . Schlumberger.....	250
Figura 169. Herramienta de medición de rayos Gamma compacta. Fuente: Compact Gamma Ray (MCG) Tool.....	255
Figura 170. Especificaciones medidor compacto de rayos gamma. Fuente: Weatherford. <i>Compact™ Gamma Ray (MCG) Tool</i> . Weatherford International Ltd. 2006.....	256
Figura 171. Energía emitida por elementos radiactivos	257
Figura 172. Medición de una espectroscopia	257
Figura 173. Especificaciones de herramientas de medición espectral de rayos gamma. Fuente: Schlumberger. <i>Spectral Gamma Ray Tools</i> . Schlumberger. 2004	258
Figura 174. Registro de densidad compensada (FDC). Fuente Introducción al análisis de los registros de pozos.	260
Figura 175. Regiones energéticas y variaciones en el espectro de una formación con densidad constante y Z variable. Fuente: Autores	261
Figura 176. Herramienta de densidad e índice fotoeléctrico espectral. Fuente: Spectral Pe Density (SPeD) Tool.....	261
Figura 177. Especificaciones de herramientas de medición de densidad e índice fotoeléctrico. Fuente: Weatherford. <i>Spectral Pe Density (SPeD) Tool</i> . Weatherford International Ltd. 2006.	262
Figura 178. Herramienta de registro CNL. Fuente: Autores.....	264
Figura 179. Especificaciones de herramienta compensada de neutrones. Fuente: Weatherford. <i>Compensated Neutron Tool (CNT)</i> . Weatherford International Ltd. 2006.....	265

Figura 180. Herramienta compensada de neutrones. Fuente: Compensated Neutron Tool (CNT).	265
Figura 181. Configuración convencional de dos electrodos (izquierda) y de tres electrodos (derecha). Fuente: Autores.....	266
Figura 182. Esquema del <i>Dual laterlog</i> . Fuente: Formation Evaluation	268
Figura 183. Sonda de medición de resistividad DLL. Fuente: Dual Laterolog (DLL) Tool.....	269
Figura 184. Modos de la herramienta laterolog de alta resolución Schlumberger (HRLA). Fuente HRLA High-Resolution Laterolog Array Tool.	269
Figura 185. Especificaciones de herramienta de medición de resistividad <i>Dual laterolog</i> . Fuente: Weatherford. <i>Dual Laterolog (DLL) Tool</i> . Weatherford International Ltd. 2006.	270
Figura 186. Especificaciones de herramienta de medición de resistividad <i>HRLA</i> . Fuente: Schlumberger. <i>HRLA High-Resolution Laterolog Array Tool</i> . Schlumberger.....	270
Figura 187. Herramienta de micro-resistividad. Fuente: Micro-Resistivity Tool (MRT).....	271
Figura 188. Especificaciones de herramienta de medición de micro-resistividad. Fuente: Weatherford. <i>Micro-Resistivity Tool (MRT)</i> . Weatherford International Ltd. 2006.	272
Figura 189. Sonda de medición por inducción. Fuente: Autores	273
Figura 190. Herramienta de medición de resistividad por inducción triple. Fuente: Simultaneous Triple Induction (STI) Tool.....	273
Figura 191. Diagrama de un sistema de medición de fondo de pozo con transmisión acústica.	278
Figura 192. Diseño del medidor acústico inalámbrico.....	279
Figura 193. Telemetría a través de ondas electromagnéticas a través de la formación.	282
Figura 194. Telemetría a través de ondas electromagnéticas a través de la tubería de producción.	283
Figura 195. Medidor inalámbrico con acoplador inductivo.	284
Figura 196. Perfil de temperatura del Pozo <i>Safah</i> 179 después de la reparación. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.	293
Figura 197. Perfil de inyección de agua del Pozo <i>Safah</i> 179, después de 39 horas de inyección de agua. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.....	293
Figura 198. Aumento de la zona de inyección del campo <i>Safah</i> después de 81 días de inyección. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.....	294

Figura 199. Diferencia de petróleo acumulado por producción mezclada (roja) y secuencial (azul).....	299
Figura 200. Recuperación con y sin completación inteligente.	300
Figura 201. Estructura de instalación para pozos inteligentes con bombeo mecánico.	301
Figura 202. Válvula de control de fondo de pozo accionada desde superficie. ...	301
Figura 203. Composición de la columna de fluido.	306
Figura 204. Carta generada por el medidor acústico de nivel.....	308
Figura 205. Típicas cartas representativas de problemas del equipo de fondo. ...	309
Figura 206. Reducción del consumo de energía en Campo Lomitas Argentina. .	310
Figura 207. Diferentes beneficios reportados por WEI (Wascana Energy Inc). ...	310
Figura 208. Pistola de gas de accionamiento remoto. Fuente: Remote Fire Gus Gan [en línea]. Disponible: http://www.echometer.com/products/gas_guns/remote.html	319
Figura 209. Sensor FPI de fondo de pozo para presión y temperatura. Fuente: OPSens Solutions.....	320
Figura 210. Especificaciones sensor FPI para presión y temperatura. Fuente: OPsens Solutions	321
Figura 211. Dimensiones sensor OPP-W. Fuente: OPSens Solutions.	321
Figura 212. Especificaciones para el sensor de presión y temperatura ofrecido por Schlumberger.....	323
Figura 213. Especificaciones para el sensor de presión y temperatura ofrecido por Weatherford.	323
Figura 214. Especificaciones para el sensor de presión y temperatura ofrecido por Halliburton.....	324
Figura 215. Medidor de presión y temperatura ofrecido por Weatherford.....	324

RESUMEN

TÍTULO: SEMINARIO DE INVESTIGACIÓN, SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE UN POZO DE CAMPO ESCUELA COLORADO: VARIABLES DE FONDO DE POZO¹.

AUTORES²: DANIEL FERNEY HERNÁNDEZ JOYA
FABIO ERNESTO LLAIN URIBE
LUISA VICTORIA MARTÍNEZ GUALDRÓN

PALABRAS CLAVE: Bombeo mecánico, completación inteligente, instrumentación, monitorización permanente, sensores de fondo de pozo.

DESCRIPCIÓN:

El Campo Colorado es un campo de extracción de petróleo que la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL S.A., entregó a la Universidad Industrial de Santander – UIS mediante la firma del Convenio Interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines Científicos y Tecnológicos.

Campo Escuela Colorado incluye entre sus líneas de investigación aspectos claves sobre la producción del campo, como la evaluación del potencial de los pozos activos e inactivos, para su reacondicionamiento con técnicas convencionales y no convencionales, y el desarrollo de operaciones con herramientas nuevas de completamiento de pozos, principalmente debido a la baja producción de crudo que ha presentado históricamente el campo.

Este seminario se plantea para empezar el estudio en una nueva línea de investigación para la solución de los problemas del Campo Escuela Colorado. Específicamente, durante el seminario se analizaron las variables y condiciones del fondo del pozo y se identificaron las características y aplicaciones de las diferentes alternativas de instrumentación para establecer un marco conceptual que permita el diseño de una solución de monitorización para un pozo del campo y el planteamiento de nuevos proyectos de investigación en la misma área. En este documento se incluyen las memorias de las sesiones de desarrollo del plan temático del seminario de investigación, además de las conclusiones y resultados obtenidos del estudio realizado y la propuesta de instrumentación sugerida para un pozo seleccionado del campo.

¹ Proyecto de grado en modalidad de seminario de investigación

² Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Escuela de Ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones, Director: MSc. Jorge Hernando Ramón Suárez, Codirector: MSc. Jorge Enrique Meneses Flórez.

SUMMARY

TITLE: RESEARCH SEMINAR, SELECTION OF INSTRUMENTATION OF AN OIL WELL OF CAMPO ESCUELA COLORADO: DOWNHOLE VARIABLES³

AUTHORS⁴: DANIEL FERNEY HERNÁNDEZ JOYA
FABIO ERNESTO LLAIN URIBE
LUISA VICTORIA MARTÍNEZ GUALDRÓN

KEY WORDS: Rod pumping, intelligent completion, instrumentation, permanent monitoring, downhole sensors.

DESCRIPTION:

Campo Colorado is an oilfield that Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL S.A., give to Universidad Industrial de Santander – UIS by signing the inter-administrative agreement for business cooperation for scientific and technological aims.

Campo Escuela Colorado has into his researching lines, some key topics about the field production, such as the evaluation of the well potential of active and inactive wells, for their reconditioning with conventional and non-conventional techniques, and the development of operations with new oil well completion tools, primarily due to the low oil production that has been having the field.

This seminar proposes to start the study in a new research line for the solution of problems in Campo Escuela Colorado. Specifically, during the seminar, the downhole variables and oil well conditions were analyzed, and the characteristics and applications of different choices of instrumentation were identified to set a conceptual framework that let the design a proposal of a monitoring solution for an oil well of the field and new research projects in the same area. The memories of the sessions made to fulfill the seminar planning are included in this document, also the conclusions and results of the study and the proposal of the instrumentation for an oil well in the field.

³ Grade work, research seminar.

⁴ Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones, Director: MSc. Jorge Hernando Ramón Suárez, Sub-director: MSc. Jorge Enrique Meneses Flórez.

INTRODUCCIÓN

En Campo Colorado los pozos activos realizan el levantamiento de crudo mediante bombeo mecánico, y es conocido que problemas de parafinas en los pozos y las malas propiedades petrofísicas del yacimiento son las causas de sus bajas tasas de producción.

Ya que uno de los objetivos de CEC es estimular la investigación como generador de conocimiento y desarrollo económico y social, se ha dedicado tiempo y esfuerzo a implementar técnicas de diagnóstico de pozos para aumentar su producción, como la toma de ecosonogramas y cartas dinagráficas, pero en el campo no se han instalado sistemas de monitoreo permanente que permitan conocer certeramente los problemas en la estructura del pozo o en las propiedades del yacimiento, y se pueda así optimizar el proceso de producción de los pozos del campo, o que aporten una mayor información para mejorar la toma de decisiones en el campo.

En la industria del petróleo, los sistemas de monitoreo permanente de fondo de pozo se están usando actualmente para tener un acceso fiable y continuo a la información del fondo, ayudando a mejorar la gestión del yacimiento, la planificación del pozo y la explotación de recursos, aumentando así la productividad de los campos petrolíferos. Para la instalación de sistemas de monitoreo es preciso el uso de sensores de fondo de pozo encargados de captar la información que será enviada a superficie, y en CEC no se ha realizado el estudio para seleccionar adecuadamente de estos instrumentos, el cual es necesario si se desea aplicar un sistema de monitoreo como alternativa para aumentar el aprovechamiento de los recursos del campo.

En este seminario se realizó un estudio detallado sobre las variables medibles en el fondo de pozo con extracción mecánica de petróleo, haciendo énfasis en las diferentes tecnologías de instrumentación, existentes y en desarrollo, de las variables que aporten la mayor cantidad de información relevante con el fin de realizar un monitoreo permanente del fondo de pozo y la automatización del proceso de producción.

La revisión de las tecnologías de instrumentación se hizo de manera comparativa, buscando establecer permanentemente la mejor opción para un caso particular de condiciones, rangos de operación y problemas del pozo. Se presentaron también los fabricantes que ofrezcan instrumentos de cada tecnología, realizando la comparación entre las opciones del mercado, revisando aspectos tanto del rendimiento y características de los productos ofrecidos, como de los costos de la inversión y la rentabilidad de la instalación del instrumento.

Mediante el estudio realizado se reunió la cantidad de información necesaria y se logró adquirir un nivel de conocimientos que en conjunto con un estudio detallado de las características particulares de un pozo de Campo Escuela Colorado permitió plantear una propuesta de instrumentación para el fondo del pozo, especificando las variables que se instrumentarán, el modelo y fabricante del instrumento que se usaría. Además de la propuesta, se presenta una completa justificación de acuerdo al estudio realizado durante todo el seminario.

Se realizaron sesiones de presentación de la investigación realizada con el protocolo adecuado. Se espera que éstas sirvan de guía para la comunidad educativa interesada en el tema, especialmente para futuros proyectos relacionados.

1. POZOS CON BOMBEO MECÁNICO Y SU OPTIMIZACIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El bombeo mecánico es uno de los métodos de levantamiento artificial más usados en la industria petrolera. Se recurre a la instalación de este tipo de sistemas cuando los pozos perforados en un yacimiento no tienen la capacidad de producir mediante flujo natural y es necesario añadir energía a la columna de fluido para traerla a superficie.

La multimillonaria industria del petróleo busca permanentemente producir más rápido y de manera más eficiente, así que siempre se están investigando nuevas formas de incrementar la producción de los pozos individuales o de yacimientos enteros. Debido a las condiciones cada vez más adversas de los reservorios de petróleo, en los últimos años se ha optado por monitorizar los pozos perforados y realizar una extracción con control realimentado logrando así obtener la mayor cantidad de crudo mucho más rápido.

Este artículo contiene una revisión de algunos conceptos de sistemas de levantamiento mecánico, el equipo instalado bajo superficie y finalmente se incluyen los sensores de fondo de pozo y su aplicación en sistemas de monitorización permanente y completación inteligente.

1.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Tras perforar un pozo para extraer petróleo, es posible que la presión del reservorio haga que la columna de fluido llegue a superficie sin necesidad de intervenir el pozo, esto se conoce como flujo natural. Cuando un pozo no tiene flujo natural, es necesario añadir energía a la columna de fluido del fondo para hacerla subir hasta la superficie mediante un sistema de levantamiento artificial.

Existen varios tipos de levantamiento artificial, cada uno con ventajas funcionales y económicas que dependen de las condiciones del yacimiento.

1.2.1 Levantamiento con bombas electrosumergibles (ESP's): Tipo de levantamiento artificial que usa un sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente. Las bombas son llamadas también electrocentrífugas debido al método usado para impulsar el fluido hasta la superficie.

1.2.2 Sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP's): Este tipo de levantamiento usa una bomba en forma de tornillo gigante, que al girar con la ayuda de equipo en superficie, logra extraer el fluido desde el fondo del pozo, ver Figura 1.

Figura 1. Bombeo por cavidades progresivas. Fuente: Artificial-lift Systems. Pump up reservoir recovery with the experts in all forms of lift.



1.2.3 Bombeo neumático o gas lift: Es un sistema de levantamiento artificial con un principio de funcionamiento sencillo. Se basa en inyectar gas al fondo para

aumentar la presión a la que se encuentra el fluido y que éste suba por la tubería de producción, Figura 2.

Figura 2. Sistema de *gas lift*. Fuente: Artificial-lift Systems. Pump up reservoir recovery with the experts in all forms of lift.



1.2.4 Bombeo mecánico: Usa una bomba de fondo accionada mecánicamente mediante el equipo instalado en superficie, Figura 3. Este artículo se centrará en este método de levantamiento artificial.

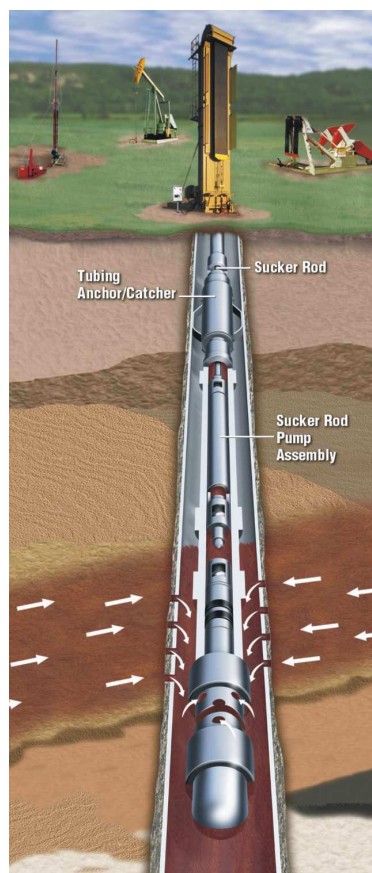
1.3 SISTEMAS DE BOMBEO MECÁNICO

Estos sistemas nacen prácticamente junto con la industria petrolera, ya que desde la perforación de los primeros pozos se utilizaban balancines de madera para ayudar a traer los fluidos a superficie. Actualmente el equipo que compone estos sistemas de levantamiento es mucho más resistente, pero el principio de operación es el mismo.

En general, un sistema de bombeo mecánico utiliza fuentes de potencia en superficie, motores eléctricos o de combustión interna, los cuales generan un

movimiento rotacional que es transformado en movimiento recíprocante por el equipo mecánico. Este movimiento se transfiere mediante una serie de varillas hasta la bomba que se encuentra en el fondo del pozo, la cual se encarga de impulsar el fluido que se almacena en el espacio anular hasta la superficie. Más adelante se ampliará la explicación del principio de funcionamiento del equipo.

Figura 3. Bombeo mecánico, equipo de superficie. Fuente: Artificial-lift Systems. Pump up reservoir recovery with the experts in all forms of lift.



1.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECÁNICO

Tabla 1. Ventajas y desventajas del bombeo mecánico

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Es el método de levantamiento artificial con la mayor eficiencia en la relación entre la potencia producida por el caudal del fluido y la potencia eléctrica de entrada. • Permite realizar fácilmente el cambio de la tasa de producción. • Funciona toda la vida del pozo. • Se pueden intercambiar las unidades de superficie sin cambiar el equipo de fondo de pozo. • Además de motores eléctricos, se pueden usar motores de combustión interna en campos sin conexión eléctrica. • Se pueden usar controladores de bombeo en las unidades que funcionan con motores eléctricos • Producción intermitente mediante POC's o variadores de frecuencia. • Puede ser aplicado en el levantamiento de crudo pesado y altamente viscoso. • El equipo se puede operar a temperaturas elevadas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Debido al peso elevado de las unidades de superficie, no se puede usar costa afuera, es decir, en plataformas marinas. • No puede manejar producción excesiva de arena debido a que puede dañarse el equipo de fondo. • Tiene baja eficiencia cuando se produce con alta cantidad de gas libre • Las tasas de producción caen rápidamente en función de la profundidad. • En pozos desviados la fricción entre las cabillas y la tubería puede inducir a fallas del material. • La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio y es obstrusiva al ambiente. • En sitios poblados puede ser peligrosa para las personas. • Cuando no se usan cabillas de fibra de vidrio, la profundidad puede ser una limitación.

1.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Los sistemas de levantamiento artificial con bombeo mecánico funcionan adecuadamente dentro de un conjunto de condiciones, que aseguran que el pozo produzca adecuadamente, con una eficiencia relativamente alta y que no se presentarán daños en las diferentes partes del equipo:

- Producción entre 20 y 2000 BPPD.
- Profundidad no mayor de 9000ft.
- No se puede aplicar en pozos desviados.
- No debe existir presencia de arenas.
- Temperaturas no mayores a 500°F.

1.6 PARTES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

1.6.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

- **Unidad motriz:** Es el motor que se encarga de generar el movimiento rotacional que será convertido y transmitido hasta la bomba de fondo. Típicamente es un motor eléctrico, pero para pozos que no disponen de conexión eléctrica, se pueden utilizar motores de combustión interna, generalmente a gas.
- **Caja de engranajes:** Contiene una serie de piñones que se encargan de convertir el movimiento rotacional de altas revoluciones generado por el motor en un movimiento a bajas revoluciones. Esta transformación permite además aumentar el torque suministrado por el motor.
- **Contrapesos:** Son cargas que ayudan a levantar el equipo de fondo en la carrera ascendente del balancín, disminuyendo las cargas que tiene que suministrar la caja de engranajes.
- **Unidad de bombeo:** Se refiere al conjunto torre – balancín. La torre sostiene al balancín y funciona de pivote. El balancín se conecta mediante manivelas a la

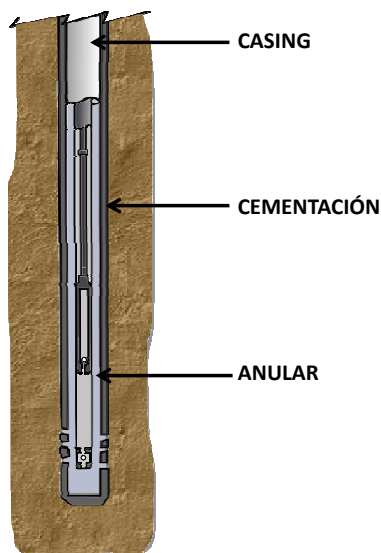
caja de engranajes para transferir el movimiento, y se encarga de convertirlo de rotacional en ascendente – descendente.

- **Barra pulida:** Es una varilla rígida y de superficie muy lisa que se encarga de transmitir el movimiento recíprocante de la cabeza del balancín, a la que se une mediante una guaya flexible, hasta la sarta de cabillas, que hace parte del equipo de fondo.
- **Cabezal de pozo:** Es el equipo en la superficie que tiene las conexiones con el fondo del pozo, tanto a la tubería de producción como al espacio anular.
- **Prensaestopas:** Es un juego de empaques que evita que los fluidos extraídos se derramen por la parte superior del cabezal, donde es insertada la barra pulida.

1.6.2 EQUIPO DE SUBSUELO

- **Completación:** Se refiere a las actividades y elementos instalados en el fondo del pozo tras realizar su perforación para que se instale un sistema de levantamiento artificial (Figura 4).
 - *Casing* o tubería de revestimiento: Es una tubería de acero que recubre el pozo tras su perforación para evitar que colapse.
 - Cementación: Tras instalar el *casing* en un pozo perforado, se procede a bombear cemento a alta presión por el interior de éste. El cemento bajará hasta el fondo del pozo y subirá por el espacio que queda entre el orificio del pozo y la cara exterior del *casing*. Se realiza para añadir más resistencia al pozo.

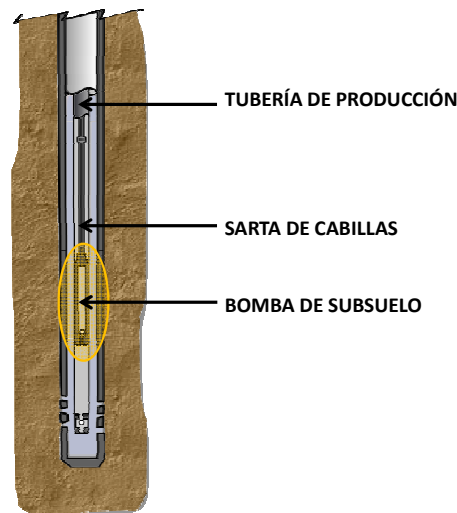
Figura 4. Completación de pozo. Fuente: Autores



- **Tubing o tubería de producción:** Es una tubería de menor diámetro que el *casing* que se instala dentro del mismo. Es la encargada de transportar los fluidos desde el fondo del pozo y además sirve de guía para la sarta de cabillas (Figura 5).
- **Sarta de cabillas:** Es una serie de varillas unidas unas a otras por los extremos que se encargan de transmitir el movimiento de la barra pulida al pistón de la bomba de fondo.
- **Bomba de fondo: o de subsuelo:** es un arreglo de cilindro – émbolo, que en la industria se conocen como barril y pistón de la bomba, respectivamente. Es la encargada de succionar los fluidos del fondo e impulsarlos hasta la superficie.

- **Espacio anular:** Así se conoce generalmente al espacio que queda entre el *casing* y el *tubing* que es introducido por su interior, el cuál se llena con el fluido proveniente del yacimiento (Figura 4).

Figura 5. Equipo de subsuelo. Fuente: Autores



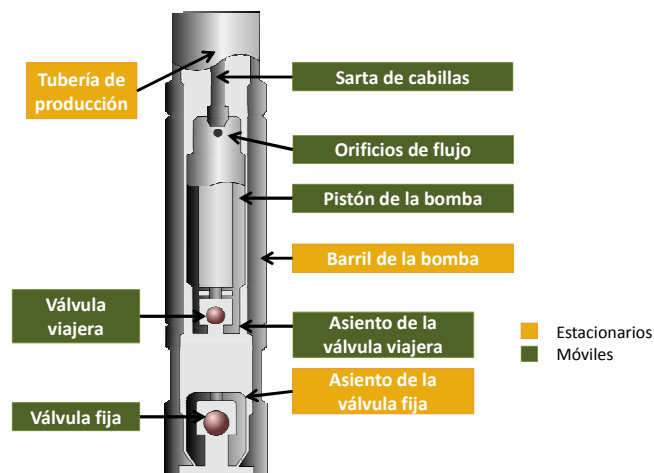
1.7 PARTES DE LA BOMBA DE SUBSUELO

- **Barril:** Es el cilindro de la bomba, que se encarga de admitir los fluidos una vez son succionados. Dependiendo del tipo de bomba, el barril puede ser parte de la tubería de producción, es decir, el último tramo del *tubing*, o puede ser un elemento independiente que se instala dentro de la tubería. El barril de la bomba generalmente es el elemento estático (Figura 6).
- **Pistón:** Funciona como émbolo, que moviéndose dentro del barril genera un cambio de volumen y un diferencial de presión que ayuda a succionar los fluidos del fondo y además, impulsa los fluidos admitidos hacia la superficie. En la mayoría de los casos, el pistón de la bomba se conecta a la sarta de cabillas

y se mueve dentro del barril, aunque en algunos tipos de bombas, el pistón permanece estático y el barril es el elemento móvil.

- **Válvula viajera:** Es la válvula que se encuentra en el elemento móvil del juego pistón – cilindro. Generalmente es la válvula en la parte inferior del pistón, que se abre para admitir los fluidos en el interior del pistón en la carrera descendente, y se cierra en la carrera ascendente para elevarlos y extraerlos.
- **Válvula fija:** Se encuentra en el elemento estático. Esta válvula se abre en la carrera ascendente para permitir la entrada de los fluidos al barril de la bomba, y en la carrera descendente se cierra y evita que se devuelvan al exterior de la bomba y puedan ser admitidos dentro del pistón.

Figura 6. Partes de la bomba de subsuelo. Fuente: Autores



1.8 PROBLEMAS DEL EQUIPO DE SUBSUELO

- **Desgaste de las válvulas y los asientos:** Suele suceder en pozos productores de petróleo con arena u otros residuos sólidos, que debido al rozamiento con las válvulas las desgastan lentamente.

- Pérdidas en las válvulas: Ocurre cuando el desgaste es excesivo y la válvula, a pesar de estar cerrada, deja pasar fluido, por lo tanto el petróleo a extraer no se queda dentro del barril de la bomba y se devuelve hacia el pozo.
- Pistón engranado: Se refiere a cuando el pistón tiende a quedarse atascado en el barril, generalmente por mala lubricación o residuos sólidos.
- Ralladuras en el barril y el pistón: Son un efecto del pistón engranado, ocurren cuando el pistón y el barril se rozan a medida que se mueven.
- Atascamiento de la bomba: Si la cantidad de residuos sólidos que se deposita dentro del barril es muy grande, la bomba se atascará definitivamente e intentar moverla podría dañar la bomba, el barril o alguna otra parte del equipo de subsuelo. Es necesario retirarla.
- Problemas de corrosión: La corrosión es una reacción química entre el material del equipo de subsuelo, principalmente las paredes del *tubing* y el *casing*, y el fluido en que están inmersos, que puede ser gas o petróleo. La corrosión desgasta el material y si es excesiva puede producir fugas o fallas.
- Golpe de fluido: Se presenta cuando hay un llenado parcial del barril de la bomba. En la carrera descendente del pistón, al no encontrar resistencia porque el barril está vacío, éste se acelera y cuando se encuentra con el frente del fluido, choca produciendo vibraciones a lo largo de toda la sarta de cabillas.
- Bloqueo por gas: Se presenta en pozos con valores altos de GOR⁵, en donde el fluido succionado por la bomba de fondo es en su mayoría gaseoso. En la carrera descendente, el gas dentro del barril se comprime antes de alcanzar la

⁵ GOR: Gas-Oil Ratio

presión suficiente para abrir la válvula viajera, evitando que el interior del pistón se llene para extraer el fluido en la siguiente carrera ascendente.

- Sobre-recorrido y bajo-recorrido del pistón: Debido a flexiones o elongaciones de la sarta de cabillas, puede ocurrir que la longitud del desplazamiento de la bomba sea menor o mayor que la de la barra pulida. En estos casos se puede presentar baja productividad del pozo o choques del equipo de fondo.
- Pérdidas por fuga en el *tubing*: Pueden presentarse fisuras u oricios a lo largo del *tubing* por donde el fluido que está ascendiendo se escape y caiga nuevamente al espacio anular.
- Ruptura de la sarta de cabillas: Se presenta por accionar el equipo con atascamiento de la bomba, cuando la sarta de cabillas roza con el *tubing* en algún punto, o cuando existe golpe de fluido repetidamente. La sarta se quiebra en alguna porción y la bomba se queda en el fondo. Hay que realizar una operación llamada “pesca de la bomba” para extraerla, reemplazar la sección de la sarta que se rompió y así poder operar nuevamente el pozo.

1.9 VARIABLES DE ESTUDIO EN FONDO DE POZO

- Presión: Existen múltiples presiones en el fondo del pozo, pero no todas se pueden instrumentar y la cantidad de información relevante que aportan hace que algunas sean más importantes que otras. Principalmente se desea conocer los valores de tres presiones en el fondo del pozo: Presión estática de fondo, presión dinámica de fondo y presión de la toma de la bomba. Las dos primeras permiten determinar el valor óptimo de producción de un pozo particular, ya que con estos valores se determinan el PI y el IPR. Además, la presión estática de fondo es igual a la presión del yacimiento, que es otro parámetro importante. La presión de la

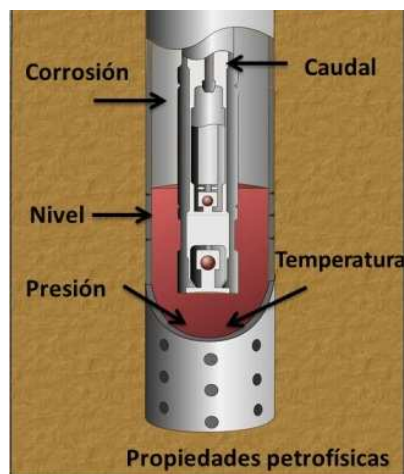
toma de la bomba ayuda a determinar la altura de la columna de fluido, la cual debe permanecer por encima del punto de admisión para asegurar que siempre se succione fluido.

- **Temperatura:** La temperatura de fondo es un valor importante para conocer las propiedades del fluido en el fondo. Además, ayuda a saber si se pueden presentar problemas como corrosión en las tuberías o parafinas, y también permite monitorizar la temperatura en tratamientos térmicos para este tipo de inconvenientes.
- **Nivel:** Conocer de manera permanente o periódica el nivel de la columna de fluido en el espacio anular permite tener una idea del potencial del pozo, programar algunos controladores de apagado y encendido (POC's), o mediante mediciones permanentes, ayudan a funcionar a controladores de nivel de fondo de pozo.
- **Caudal:** El caudal del fluido que asciende desde el fondo es un valor importante en muchos pozos. Puede ayudar a determinar problemas de fisuras o roturas en la tubería de producción.
- **Corrosión:** En la industria del petróleo la corrosión es un problema inevitable, generalmente en las paredes del *tubing*, las partes de la bomba, y la pared interna del *casing*. La corrosión puede ser causa de fallas en el equipo y es importante saber si el fondo del pozo está produciendo un ambiente corrosivo, para tomar decisiones sobre los materiales del equipo de subsuelo y cambiar el que se esté usando, en caso de ser necesario.
- **Propiedades petrofísicas:** Se refiere a varias propiedades del yacimiento, que indican cómo se encuentra el fluido en la formación, y ayudan a hacer una extracción más apropiada para las condiciones de cada yacimiento.

1.10 MONITORIZACIÓN DE FONDO DE POZO

Históricamente la dificultad de la extracción de petróleo cada vez aumenta más. Los primeros pozos perforados eran poco profundos y producían por flujo natural. Actualmente es más difícil encontrar yacimientos, los que son más profundos y en condiciones más adversas, que presentan dificultades para lograr traer el fluido hasta la superficie.

Figura 7. Variables a instrumentar en el fondo del pozo. Fuente: Autores



Los ingenieros encargados de realizar la planificación y control de las actividades de extracción necesitan tener la mayor cantidad de información posible sobre los pozos perforados y los yacimientos. La monitorización del fondo del pozo es una muy buena alternativa para obtener un gran conjunto de datos que permitan tomar las decisiones más adecuadas.

Existen otras alternativas para conocer las condiciones del fondo del pozo y poder hacer una extracción planificada puesto que dan a conocer mucha información, por ejemplo, son frecuentes en la industria las pruebas PVT, que consisten en extraer fluido del fondo del pozo directamente a las condiciones en las que se encuentra mediante una sonda. Luego en laboratorio se realizan pruebas al fluido extraído para conocer sus propiedades.

Monitorización de fondo de pozo se refiere a la instalación de sensores en el subsuelo para conocer los valores de algunas variables (presión, temperatura, nivel, caudal, etc.) y vigilar así el comportamiento del pozo. Hay dos maneras de monitorizar las condiciones del fondo del pozo:

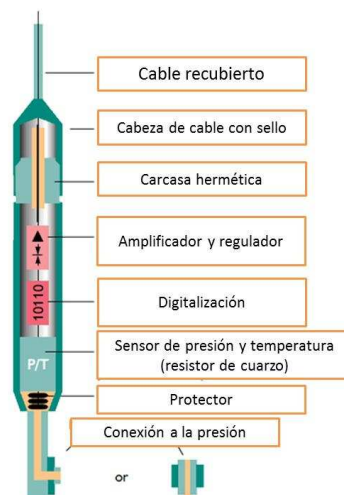
- **Monitorización transitoria:** Consiste en realizar la instalación temporal de sensores o medidores para instrumentar variables del fondo del pozo. Principalmente se realiza para conocer las variables que se utilizan para calcular los datos de potencial del yacimiento, como son el PI e IPR. También se determina el comportamiento del pozo en el tiempo para configurar controladores de apagado y encendido (POC's).
- **Monitorización permanente:** Instalación de sensores o medidores permanentes en el fondo. Estos entregan información en tiempo real para permitir una toma de decisiones con base en las condiciones actuales del pozo. Existe también la ventaja de poder recalcular constantemente los parámetros de producción del pozo para aquellos que tienen condiciones muy variantes.

1.10.1 Desarrollo de la monitorización de fondo de pozo

- **Sensor de fondo de pozo:** Dispositivos de medición que responden con cambios en sus propiedades ante las fluctuaciones de una variable física en el fondo del pozo (presión, temperatura, caudal, etc.).
- **Sensor permanente de fondo de pozo:** Son sensores que debido a su alta resistencia a las condiciones adversas del fondo, se pueden dejar instalados y suministran datos durante un período significativo de la vida del pozo.

- **Medidor de fondo de pozo:** Se refiere a las sondas instaladas en el fondo, que generalmente incluyen además de sensores para algunas variables diferentes, la electrónica de adecuación de la señal, conexión con cable y cubierta protectora. En la Figura 8 se ve un ejemplo de un medidor de fondo, diseñado particularmente para medir presión y temperatura en el fondo del pozo. Aunque existen sondas con otras estructuras y otras tecnologías, ésta es una de las más típicas.

Figura 8. Medidor de fondo de pozo. Fuente: “Permanent Monitoring – Looking at the lifetime Reservoir Dynamics”



Los medidores son instalados generalmente en el espacio anular sujetos a la tubería de producción mediante un sistema mecánico llamado mandril y con una conexión al proceso para realizar una correcta medición, ver Figura 9.

Figura 9. Lugar de instalación de medidores de fondo de pozo. Fuente: Sistemas Phoenix de monitoreo de fondo de los equipos de levantamiento artificial.



- **Sistema de monitorización:** Es el conjunto de dispositivos instalados que junto con los medidores permiten la adquisición *in situ* de los datos del pozo y su transmisión a estaciones remotas.

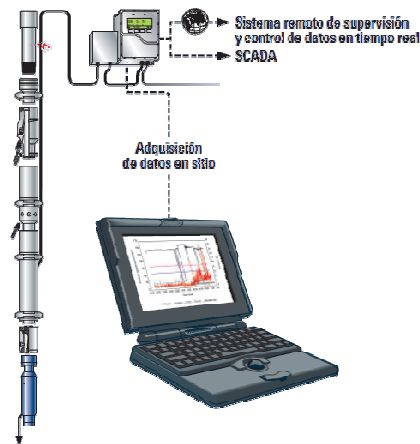
Ayuda a mantener vigilados los pozos perforados en lugares de difícil acceso donde resulta costoso llevar personal capacitado y el equipo necesario para realizar pruebas y conocer las condiciones de operación. Se pueden configurar alarmas para detectar estados críticos del pozo y enviar al operador para revisarlo y apagarlo de ser necesario, o incluso, apagarlo remotamente mientras puede llegar alguien a comprobar el estado de alarma.

La transmisión de los datos también puede ser realizada inalámbricamente de ser necesario, de acuerdo a la locación del pozo.

- **Completación inteligente:** Sistemas que además de coleccionar información, la interpretan y realizan acciones de control, como el cierre de válvulas o cambios de tasas de producción. Una completación inteligente es un sistema realimentado que puede controlar autónomamente yacimientos o pozos en ciertas condiciones de operación durante un limitado período de tiempo, ver Figura 11.

Los sistemas de completación inteligente pueden resultar bastante costosos y la decisión de instalarlos debe ser bien evaluada. Generalmente se realiza instalación de estos sistemas en pozos con un buen potencial pero con condiciones muy adversas, en locaciones de difícil acceso, en los cuales la instalación de la completación inteligente permitiría mejorar considerablemente la producción, reduciría la cantidad y la frecuencia de problemas e intervenciones al equipo del pozo y las visitas del personal de mantenimiento serían muy poco frecuentes haciendo que los gastos de transporte se reduzcan extensamente.

Figura 10. Sistema de monitorización permanente. Fuente: Sistemas Phoenix de monitoreo de fondo de los equipos de levantamiento artificial.



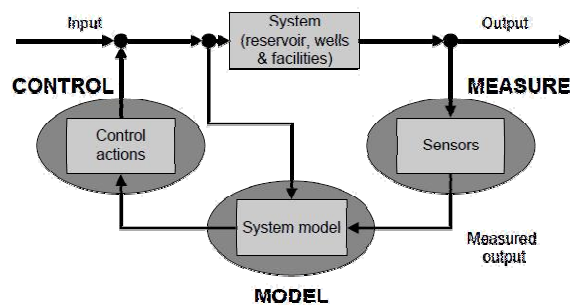
En los pozos con sistemas de levantamiento artificial mediante bombeo mecánico se puede realizar la instalación de sistemas de monitorización y de completación inteligente. Es necesario que la unidad motriz del sistema sea un motor eléctrico

para poder utilizar controladores electrónicos. Típicamente el sistema realimentado se puede hacer de dos formas:

- Mediante el uso de controladores de apagado y encendido para el motor que se alimentan de las señales producidas por los sensores instalados en el pozo y lo detienen cuando éste se encuentra en situaciones problemáticas, y lo ponen en marcha una vez la situación de alarma ha concluido.
- Los variadores electrónicos de velocidad son otra opción para usar en los pozos con levantamiento por bombeo mecánico. La variación de la velocidad del motor cambia la tasa de producción del pozo, que de igual forma lo mantienen en condiciones aceptables de operación, y si se llega a entrar en estado de alarma pueden detener la producción.

Los sensores que alimentan los controladores pueden ser dinamómetros que miden las cargas en la barra pulida y detectan problemas en el fondo; medidores instalados en el subsuelo que dan a conocer el valor de las variables de interés para realizar el control de la tasa de producción del mismo; mediante la medición de la potencia instantánea del motor se puede inferir el torque, y a su vez las cargas en la barra pulida para hacer un control similar al realizado mediante el dinamómetro.

Figura 11. Diagrama de bloques de un sistemas de completación inteligente. Modelling and Optimisation of Oil and Gas Production Systems.



1.11 CONCLUSIONES

- El bombeo mecánico es un sistema de levantamiento artificial ideal para pozos poco profundos, de crudos pesados, con poca producción de arenas, baja cantidad de gas libre, y con espacio en superficie disponible por el tamaño considerable de las unidades.
- Debido a la gran cantidad de partes móviles en el fondo del pozo, los problemas son usuales en este tipo de sistemas, y la mejor manera de prevenirlos es mantener al pozo produciendo en el rango normal de condiciones.
- La mejor manera de prevenir los problemas de fondo sin disminuir considerablemente la producción de un pozo es la instalación de sistemas de monitorización permanente, para mantener vigiladas las variables del fondo del pozo.
- Existen disponibles en el mercado herramientas especializadas en la medición de una o varias variables del fondo del pozo, que soportan las duras condiciones de este ambiente.
- Los fabricantes ofrecen además de las herramientas de medición, un conjunto de equipos que permite realizar la adquisición de datos, su transmisión a estaciones remotas, y el control del pozo.
- El control de los pozos con sistemas de bombeo mecánico generalmente se realiza sobre la unidad motriz del equipo, un motor eléctrico. Se utilizan controladores de apagado y encendido del motor o variadores de velocidad, para así controlar la tasa de producción del pozo.
- Los sistemas de completación inteligente controlan autónomamente los pozos o campos petroleros durante un período de tiempo. Son costosos pero justifican su inversión en pozos problemáticos de difícil acceso para el personal con capacidad de controlarlos.

1.12 REFERENCIAS

- [1] (2011) Schlumberger Oilfield Glossary. [en línea]. Disponible: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- [2] Optimización-Theta Enterprises. *Bombeo Mecánico*.
- [3] H. Partidas. *Bombeo Mecánico, Optimización, diagnóstico y operación*. Anzoátegui, Venezuela: ESP OIL Engineering Consultants, 2003.
- [4] R. J. Omotosho, "Permanent Downholes Sensors in Today Petroleum Industry", M. Eng. Thesis, University of Texas at Austin, Austin, USA, 2004.
- [5] R. U. Rodríguez, "Optimización del bombeo mecánico del campo tigre", B. Eng. Thesis. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, 2000.
- [6] J. Eck, U. Ewherido, J. Mohammed, R. Ogunlowo, J. Ford, L. Fry, S. Hiron, L. Osugo, S. Simonian, T. Oyewole, T. Veneruso, "Monitoreo en fondo de pozo: su evolución", *Schlumberger Oilfield Review*, vol. 11, PP. 20-33, 2000.
- [7] A. Baker, J. Gaskell, J. Jeffery, A. Thomas, T. Veneruso, T. Unneland. "Permanent Monitoring – Looking at the lifetime Reservoir Dynamics". *Schlumberger Oilfield Review*, vol. 7, PP. 32-46, 1995.
- [8] The Lift Experts,. "Artificial-lift Systems. Pump up reservoir recovery with the experts in all forms of lift", Weatherford, 2010.

2 MEDICIÓN DE LAS PRESIONES DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

2.1 INTRODUCCIÓN

Para establecer cuál es la instrumentación más adecuada para el fondo de un pozo con bombeo mecánico, en lo que respecta a cierta variable física, es necesario contar con una recopilación bibliográfica previa y completa, que proporcione una visión adecuada de la misma y permita tomar decisiones acertadas.

Contar con mediciones de la presión estática y dinámica permanentemente puede solucionar y evitar gran cantidad de fallas en la extracción y en los equipos. Estimar parámetros característicos del pozo, como el índice productividad o la relación de flujo de entrada, de acuerdo a la naturaleza y comportamiento del yacimiento, son algunos de los beneficios de medir las presiones de fondo. Conjuntamente es posible estimar el nivel en el espacio anular a partir de la presión de la columna de fluido y evitar que el nivel decaiga lo suficiente como para no llenar el barril de la bomba y que se presenten fenómenos dañinos para el equipo de subsuelo, como el golpe de fluido.

2.2 PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Comprender este concepto se hace importante antes de estudiar con más énfasis las presiones en el fondo del pozo. Para esto partimos de la definición de presión, ec.1.

$$P = \frac{F}{A} \quad (1)$$

Donde,

P: Presión (psi)

F: Fuerza (N.m)

A: Área (m²)

Dado que la fuerza que ejerce un fluido en reposo es su propio peso, resulta la ec.2

$$P = \frac{mg}{A} = \frac{\rho Vg}{A} = \frac{\rho ADg}{A} \quad (2)$$

$$HP = g * \rho * D \quad (3)$$

Donde,

HP: Presión hidrostática (psi)

g: Aceleración gravitacional

ρ : Densidad del fluido (ppg)⁶

D: Profundidad real (ft)

Con esto se concluye que la presión hidrostática de un fluido en reposo sólo depende de la aceleración gravitacional, de la densidad de dicho fluido y de la altura real que ocupa. Es independiente de la forma que tiene el espacio que ocupa el fluido.

Si se referencia a una tubería de producción en un pozo de crudo, lo que realmente importa es la profundidad real de la tubería, ni su longitud, diámetro o desviación.

⁶ Ppg: Pounds per galon

Sin embargo en la industria de hidrocarburos las presiones se manejan en psi y las longitudes en pies, de esta manera realizando una conversión de las unidades de la densidad (ppg o libras por galón), de la siguiente manera:

$$1 \text{ ppg} = 1 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \left(7.48 \frac{\text{gal}}{\text{ft}^3} \right) = 7.48 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$1 \text{ ft}^3 = 144 \text{ pulg}^2 * \text{ft}$$

$$\frac{7.48 \text{ lb}}{144 \text{ pulg}^2 * \text{ft}} = 0.052 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \quad (4)$$

Podemos expresar la presión hidrostática como un gradiente de presión (o un cambio de presión por unidad de profundidad ec.6, función de la densidad del fluido y del factor de conversión resultante de la ec. 5.

$$GP = \rho * 0.052 \quad (5)$$

$$HP = GP * D * g \quad (6)$$

Donde,

GP: Gradiente de Presión Hidrostática (psi/ft)

HP: Presión Hidrostática (psi)

ρ : Densidad promedio del fluido (ppg)

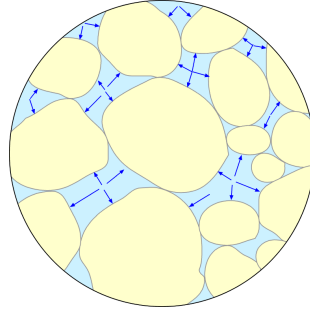
g: Aceleración gravitacional

D: Profundidad vertical verdadera (ft)

2.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN

Todas las placas estratigráficas de las formaciones no son impermeables, algunas se componen de fragmentos de rocas, que producen espacios porosos entre ellas, permitiendo el flujo o almacenamiento de fluidos. La presión de formación es la presión que ejercen éstos, ya sean agua, aceite o gas, dentro de los poros o espacios porosos de la roca, como se observa en la figura 12.

Figura 12. Presión de poro. Fuente: http://myweb.cwpost.liu.edu/vdivener/notes/mass_wasting_601.htm.



Esta presión es la que hace que se liberen los fluidos del yacimiento hacia el interior del pozo y que se llene el interior del *casing* con crudo para realizar la extracción. En la Figura 13, se puede apreciar el efecto de ésta presión de forma micro, al interior de la roca y en forma macro sobre el *casing*, más específicamente en las perforaciones.

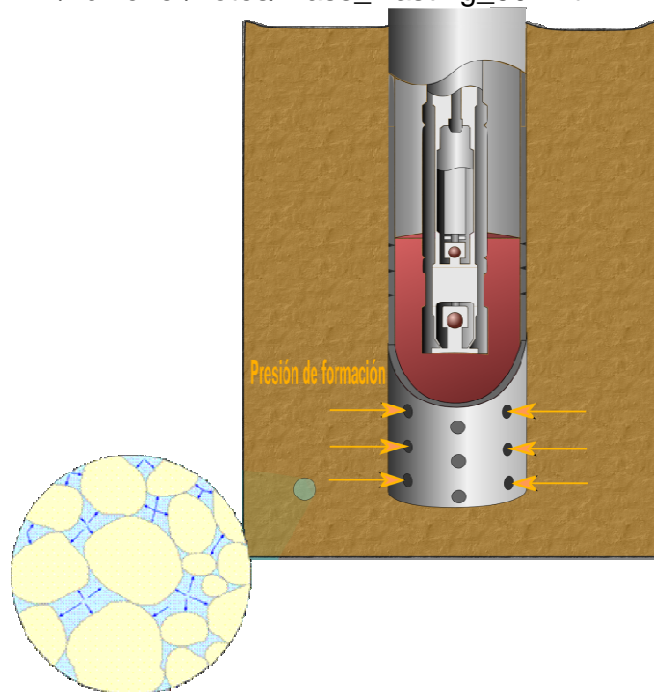
Expresada como un gradiente, la presión de formación se considera normal si se encuentra dentro de 0.433 y 0.465 psi/ft, para el agua dulce y con salinidad normal dentro de la zona, respectivamente. Aunque este rango de normalidad puede variar de acuerdo al área geográfica, estos valores son considerados normales.

En ocasiones se puede encontrar una presión de formación mayor a la presión hidrostática del agua contenida en los poros del yacimiento. Ésta presión se conoce como *presión de formación anormal* y se asocia a gradientes de presión

por encima de 0.465 psi/ft. Se presenta debido a causas naturales correspondientes al historial estratigráfico de la roca.

Ocurre cuando una compactación acelerada en presencia de una permeabilidad pobre, es decir, a medida que las placas rocosas (permeables e impermeables) se van enterrando, se va disminuyendo el espacio poroso de las placas permeables, pero si los fluidos contenidos en estos no pueden escapar, se crean sobrepresiones o presiones anormalmente altas. Este fenómeno puede causar escapes en la producción.

Figura 13. Efecto de la presión de formación sobre la tubería. Fuente: Autores y http://myweb.cwpost.liu.edu/vdivener/notes/mass_wasting_601.htm.



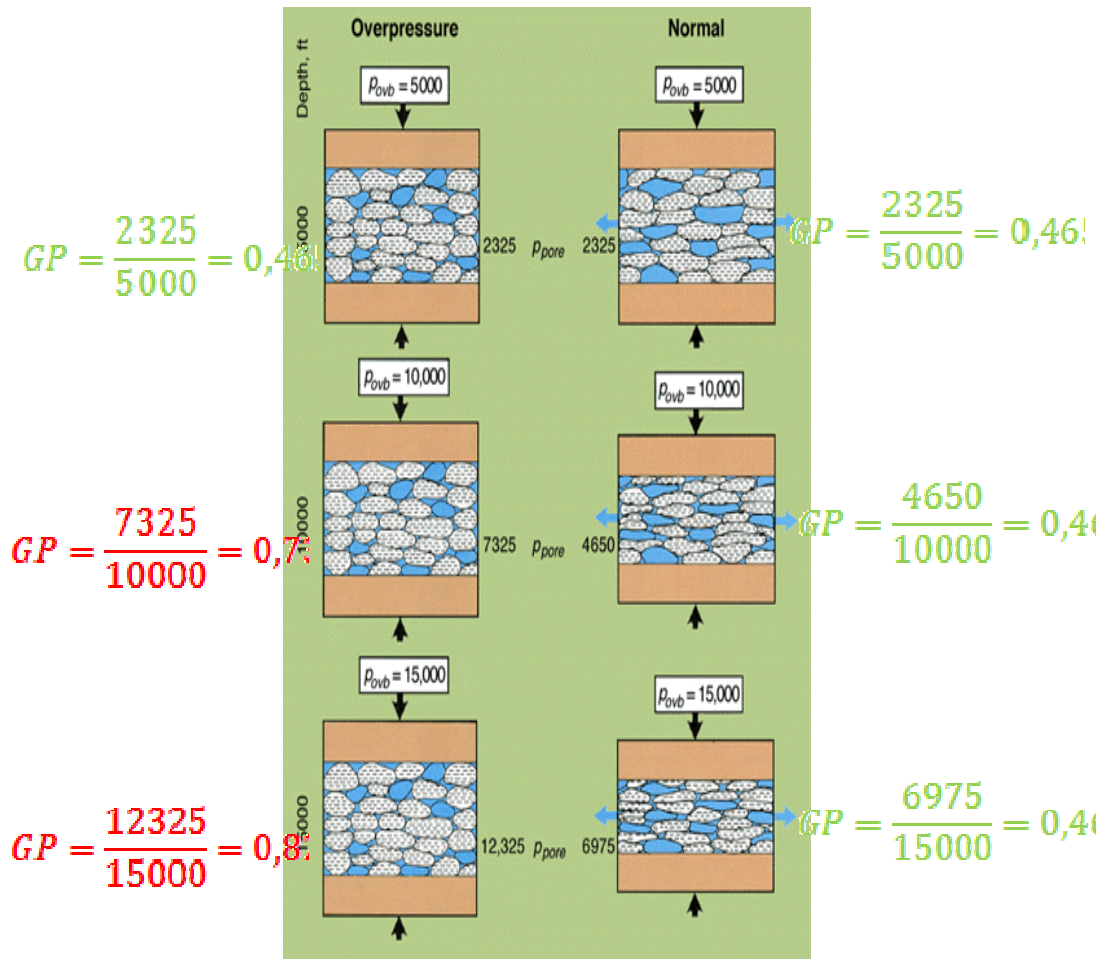
Para comprender mejor esta anomalía, se puede considerar la Figura 14. Como se ve, a la derecha de la figura, la compactación va aumentando así como la profundidad, pero la permeabilidad de la roca permite que los fluidos salgan de los poros; obteniendo en todos los casos un gradiente de presión normal, mientras

que en la parte izquierda los fluidos quedan atrapados dentro de la roca aumentando la presión rápidamente con la profundidad.

Igualmente, aunque con menor frecuencia pueden presentarse presiones de formación menores a la presión hidrostática, conocidas como *presiones de formación subnormales*. Se considera subnormal al gradiente de presión menor a 0.433 psi/ft.

Figura 14. Compactación de la roca bajo condiciones de presión de formación normal y anormal.

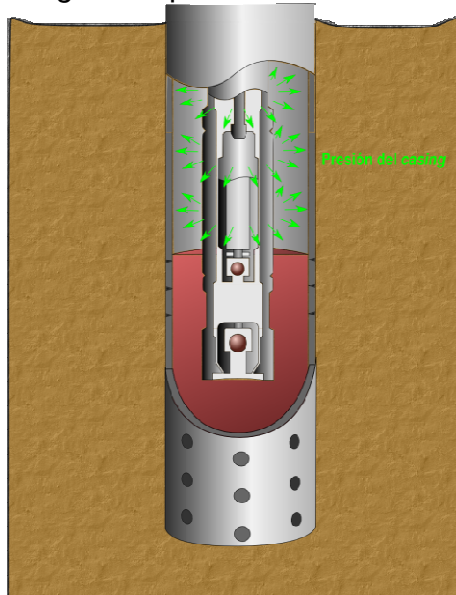
Fuente: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=150>.



2.4 PRESIÓN DE CASING

La presión de cabeza de *casing*, CHP (*Casing Head Pressure*), es la ejercida sobre el *casing* o tubería de revestimiento, desde el espacio anular, figura 15. Corresponde a la presión a la cual se encuentra el gas contenido al interior de la tubería de revestimiento. Se mide en el cabezal de pozo, pero se hace importante para el estudio en el fondo.

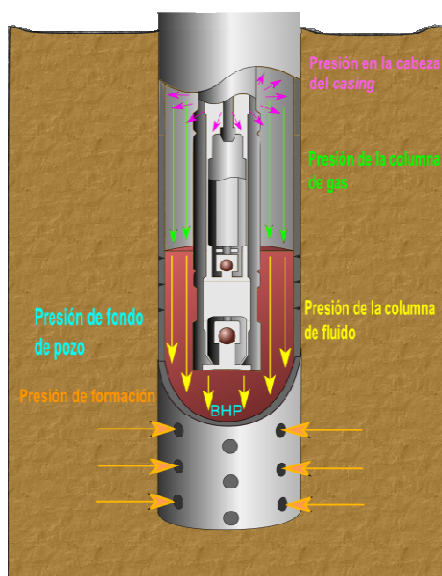
Figura 15. Presión de casing en un pozo con bombeo mecánico. Fuente: autores.



2.5 PRESIÓN DE FONDO DE POZO

La presión de fondo de pozo, BHP (*Bottom Hole Pressure*) se asigna a la presión en la parte inferior del *Casing*. Ésta presión puede expresarse como la suma de las presiones ejercidas por la columna de líquido, por la columna de gas en el anular y por la presión a la que se encuentra dicho gas (CHP), Figura 16.

Figura 16. Presión de fondo de pozo. Fuente: Autores.



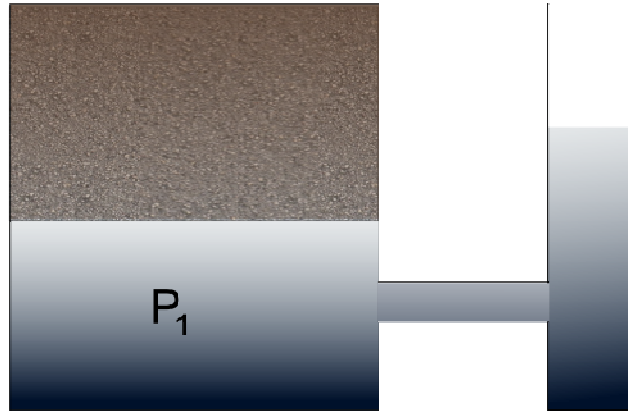
Se distinguen dos tipos de BHP, la presión estática y la presión de dinámica.

2.5.1 Presión estática de fondo de pozo

La presión estática de fondo de pozo, SBHP (*Static BHP*) es la medida cuando el pozo está apagado. La medición debe hacerse después un período de tiempo que garantice que el valor ya se haya estabilizado.

Teniendo en cuenta la Figura 17, una vez interrumpido el bombeo y después de transcurrido cierto intervalo de tiempo, se presenta un balance de presiones y la SBHP se iguala a la presión de formación, P_1 . Por tanto la presión estática es igual a la presión promedio del yacimiento.

Figura 17. Balance de presiones. Fuente: Autores.



Matemáticamente, se expresa como:

$$P_F = P_S = \mathbf{CHP} + P_L + P_G \quad (7)$$

Donde,

P_F : Presión de formación

P_S : Presión estática de fondo

CHP : Presión de cabeza de *casing*

P_L : Presión de la columna de líquido

P_G : Presión de la columna de gas.

La presión de la columna de gas, P_G , es un valor que generalmente se desprecia, obteniéndose:

$$\mathbf{P_F = P_S = CHP + P_L} \quad (8)$$

2.5.2 Presión dinámica de fondo de pozo

La presión del fondo medida mientras el pozo está produciendo se conoce, como presión dinámica de fondo de pozo o presión de fondo de pozo fluyendo, PBHP (*Producing Bottom Hole Pressure*). De la misma manera que la presión estática, la medición debe hacerse después de transcurrido suficiente tiempo después de encendido el pozo, para estabilizar el sistema y obtener lecturas acertadas. Equivalentemente a la ec. 8, en la que se desprecia la presión de la columna de gas, la presión dinámica, se expresa como:

$$P_D = GHP + P_L + P_G \quad (9)$$

2.6 PORQUÉ INSTRUMENTAR LA PRESIÓN DE FONDO DE POZO

Conocer la presión estática y dinámica del fondo del pozo puede suministrar datos relevantes concernientes a la tasa de producción de un pozo particular y contribuir con la prevención del *golpe de fluido*. En este orden, las razones principales por la que se desea instrumentar el fondo del pozo para medir presión son:

2.6.1 Índice de Productividad (*Productivity Index*)

El comportamiento de un pozo, de acuerdo a su capacidad de producción, se define como la cantidad de barriles/día (stb/d) que es capaz de producir por un diferencial de presión entre la presión estática (o presión promedio del yacimiento) y dinámica. Matemáticamente se expresa como la ec.10. Este diferencial es la caída de presión que se presenta cuando se pone a producir con respecto a la presión promedio de la reserva.

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \quad (10)$$

Dónde:

PI: Índice de productividad (stb/d/psi)

q: Caudal (stb/d)

Ps: Presión estática (psi)

Pwf: Presión de fondo de pozo fluyente (psi).

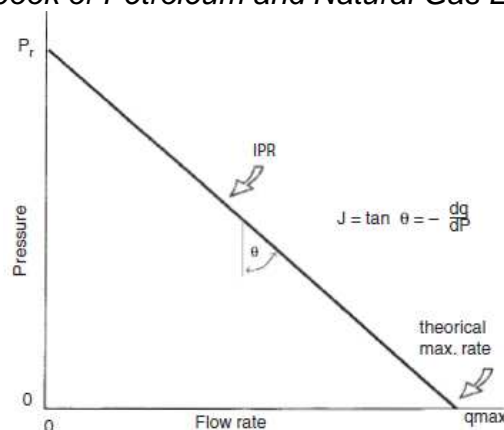
2.6.2 Relación del comportamiento del flujo de entrada (*Inflow Performance Relationship*)

Este término sirve para describir una curva de la PBHP en función del caudal del pozo. La curva se construye midiendo la presión de fondo a diferentes caudales.

En la

Figura 18, se muestra la gráfica del IPR. Es necesario conocer la presión del reservorio o estática. Teóricamente es el inverso del índice de productividad, J y el punto para el cual la presión cae a cero es al cual se obtendría la tasa de producción máxima.

Figura 18. Relación del comportamiento del flujo de entrada, IPR. Fuente: *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*, 2 Ed.



Se emplea para saber si la presión del yacimiento es suficiente para alcanzar un nivel de producción y determinar si una disminución se debe al agotamiento del pozo o por daños en el equipo de fondo.

2.6.3 Prevención del golpe de fluido

Una vez conocida la presión de fondo y la presión de *casing* es posible determinar el nivel de fluido en el espacio anular y poder calcular cuál es el nivel de sumergencia de la bomba, FOP⁷. Si el nivel es adecuado y la bomba se encuentra lo suficientemente sumergida se podrá seguir con la extracción del crudo. Si por el contrario el nivel de fluido es tan pequeño que la bomba se encuentra por encima de éste (no está sumergida), es necesario cerrar el pozo hasta que el nivel sea el conveniente.

2.7 CONCLUSIONES

- La presión de formación es la ejercida por los fluidos contenidos en los espacios porosos de las rocas que conforman dicha área geográfica. Esta presión aumenta con la profundidad de acuerdo al gradiente de presión de formación normal, establecido entre 0.433 y 0.465 psi/ft. Gradientes encontrados por debajo o por encima de este rango se consideran gradientes de presión de formación subnormal y anormal respectivamente.
- Seguido del cierre de un pozo, generalmente para aumentar el nivel de fluido, la presión estática del fondo se iguala a la presión del yacimiento o reservorio cuando se alcanza la condición de estabilidad.
- El conocimiento de las presiones de fondo de pozo, junto con la presión en la cabeza del *casing*, permiten inferir el nivel de fluido en el espacio anular, útil en los trabajos de control del fondo del pozo. La noción permanente del nivel por encima de la toma de la bomba, puede aumentar la producción del pozo, establecer los tiempos de interrupción adecuados, realizar trabajos de

⁷ FOP: Fluid Over Pump: Nivel de fluido sobre la bomba.

acondicionamiento sólo cuando sea necesario y evitar estas intervenciones en muchos casos.

- El índice de productividad y la relación del comportamiento del flujo de entrada son parámetros necesarios para la optimización de la producción del pozo, además de indicar cuál es la tasa óptima, ayudan a identificar problemas en el equipo y si el pozo no se comporta de manera apropiada.
- La relación entre las presiones y el nivel en el fondo del pozo permiten tener una noción acertada del comportamiento del yacimiento, prevenir el golpe de fluido y evitar daños en el equipo de subsuelo.

2.8 REFERENCIAS

- [1] Barberii, E. *El Pozo Ilustrado*. Caracas, Venezuela: Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED), 1998.
- [2] Carrillo, L. *Ingeniería de Reservorios*. Perú: Universidad Nacional de Ingeniería, 2006.
- [3] Dake, L.P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Holanda: Elsevier Science, 1983.
- [4] Escobar, F. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombiana, 2004.
- [5] Hussain, R. *Well Engineering and Constructions*. Entrac Consulting, 2002.
- [6] Lyon, W., Plisga, G. *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*. 2ª Ed. Elsevier, 2005
- [7] Nind, T. *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*, 2ª Ed. México: Limusa, 1995.
- [8] Podio, A.L., McCoy, J.N., Cook, D., Becker, D. "Analyzing Well Performance 98". Southern Petroleum short course. 1998.
- [9] Podio, A.L., McCoy, J.N. "Analyzing Well Performance XV". Houston, Texas: Artificial Lift Symposium sponsored by the Gulf Coast Section of SPE, 1987.

- [10]** *Manual De Control De Pozos: Apendice 1- Abreviaciones, definiciones, referencias.* Schlumberger, 2001.
- [11]** *Well Control.* Aberdeen Drilling Schools Ltd. 2002.

3. MEDICION DE TEMPERATURA DE FONDO PARA LA OPTIMIZACION DE POZOS CON BOMBEO MECANICO

3.1 INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas el mayor interés en la industria del petróleo ha sido tener pleno conocimiento de lo que sucede en el fondo del pozo, ya que ésta es una zona inaccesible al ser humano, resulta imposible realizar un diagnóstico del proceso a simple vista. Por esta razón se llevan a cabo mediciones de las diferentes variables que se consideren relevantes a la hora de entender que está sucediendo en el pozo, una de estas variables es la temperatura.

3.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Para comprender cómo es el comportamiento de la temperatura de fondo de pozo es necesario tener en cuenta los siguientes conceptos:

3.2.1 Gradiente Geotermico: Es la razón de incremento en la temperatura por unidad de profundidad teniendo un valor promedio de 25-30 °C/Km. Este fenómeno se presenta debido a la propagación de calor desde el centro a la superficie de la tierra y no es equivalente alrededor del globo debido a las diferentes propiedades físicas que se presentan. Existen mediciones que registran un gradiente geotérmico de hasta 200°C/Km. De igual manera el valor de gradiente geotérmico no permanece constante a medida que incrementa la profundidad, por simplicidad esta aproximación se hace únicamente en la corteza terrestre.

Para registrar el gradiente de temperatura en un pozo, es necesario que éste alcance una estabilidad térmica estática, es decir que la temperatura del pozo esté regida únicamente por el calentamiento gradual de la tierra, y no se vea afectada por el movimiento de fluidos en el pozo. Esta estabilidad térmica se alcanza un

tiempo después de haber apagado el pozo, el cual varía según las condiciones y se puede promediar en unas 72 horas después del cierre.

3.2.2 Registro De Temperatura Distribuida: La mayoría de las aplicaciones fundamentadas en el registro de temperatura están basadas en una medición distribuida, es decir un registro de la temperatura a lo largo del pozo en un instante determinado mientras el pozo está fluyendo. Éste se ve íntimamente ligado con la profundidad debido al gradiente geotérmico, por esto es que en conjunto con el registro de la temperatura se realiza una medida de la profundidad a la que se midió. La aplicación de una medición puntual de temperatura se ve limitada a las correcciones de los efectos causados por ésta sobre otros instrumentos de medición.

3.2.3 Efecto Joule-Thomson: Este efecto es el principal protagonista en los cambios de temperatura del pozo. Se presenta cuando un fluido experimenta algún tipo de estrangulación y se relaciona directamente con la caída de presión que experimenta a medida que pasa del yacimiento al pozo. Esta caída de presión genera un cambio correspondiente en el volumen del líquido o gas acompañado por un cambio de temperatura.

Si se considera la ecuación de energías para el proceso, se tiene que:

$$U_1 + P_1V_1 + \frac{W_1^2}{2} + h_1g + Q = U_2 + P_2V_2 + \frac{W_2^2}{2} + h_2g + W_c \quad (1)$$

Dónde:

U_i = Energía interna

P_i = Presión

V_i = Volumen

h_i = Altura

W_c = Trabajo de circulación

Q = Calor

W_i = Trabajo

1,2 = Estado 1 y estado 2

Debido a que el intercambio de temperatura con la superficie es muy lento, se considera un proceso adiabático ($Q=W_c$), igualmente debido a que el paso de fluido del sitio de mayor presión al sitio de menor presión es lento, ambas presiones se consideran constantes, por lo tanto W_1 y W_2 son cercanos a cero y entonces $\frac{W_1^2}{2}$ y $\frac{W_2^2}{2}$, se consideran despreciables. Por último debido a que el proceso es horizontal $h_1=h_2$, la expresión (1) se reduce a:

$$U_1 + P_1V_1 = U_2 + P_2V_2 \quad (2)$$

Y por definición de entalpia:

$$H_1 = H_2 \quad (3)$$

Lo que lleva a concluir que es un proceso donde la entalpia inicial y final es la misma ($dH=0$), y no que todo el proceso tiene la misma entalpia.

Ahora si se define la entalpia como una función de estado:

$$dH = \left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_T dP + \left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_P dT \quad (4)$$

Y como ya se definió $dH=0$, entonces:

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T dP + \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P dT = 0 \quad (5)$$

Se despeja el término que define los cambios de temperatura debidos a los cambios de presión.

$$\left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H = -\frac{\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T}{\left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P} = \mu \quad (6)$$

Esta expresión representa el denominado coeficiente Joule-Thomson, y por definición el término $\left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P$, se denomina calor específico (C_p) y si se expande la entalpia de tal manera que $H=U+PV$, se tiene que:

$$\mu = -\frac{1}{C_p} \left[\left(\frac{\partial U}{\partial P}\right)_T + \left(\frac{\partial(PV)}{\partial P}\right)_T \right] \quad (7)$$

Si se analizan los signos de esta ecuación, se tiene que el cambio de energía interna con respecto a la presión es generalmente negativo y presenta variaciones despreciables con los cambios de presión. Ahora el término $\left(\frac{\partial(PV)}{\partial P}\right)_T$, tiene valores negativos a presiones bajas y positivos a presiones elevadas, y tomando en cuenta que C_p siempre es positivo, se puede concluir lo siguiente: A presiones bajas μ es positivo y teniendo en cuenta que el cambio de presión es positivo, se presenta un cambio de temperatura también positivo y el fluido experimenta una disminución en su temperatura; por otro lado a presiones elevadas sucede lo

contrario, el valor de μ se vuelve negativo lo que conlleva a un incremento de temperatura por parte del fluido.

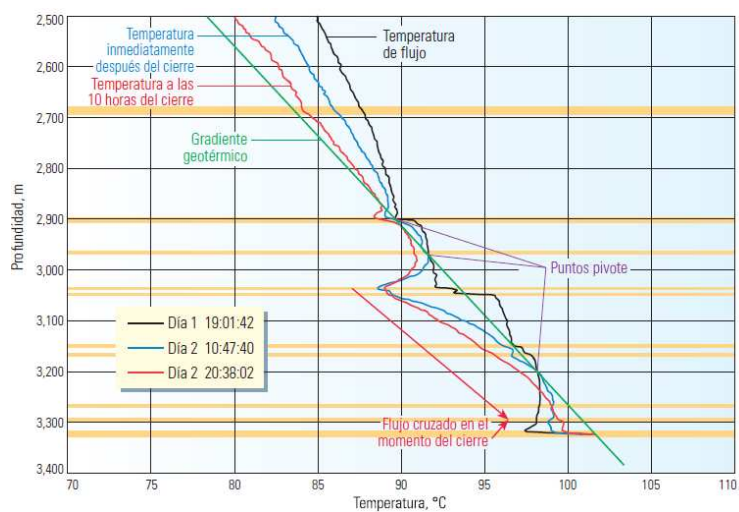
Por lo general las presiones de fondo no son lo suficientemente elevadas para que el fluido que ingresa al pozo experimente un incremento de temperatura.

Debido al efecto Joule-Thomson es común observar un calentamiento en los puntos de ingreso de petróleo o agua y un enfriamiento en los lugares de ingreso de gas al pozo.

En la Figura 19 se observa un esquema de la medición de tres registros de temperatura realizados a un pozo productor de gas, junto con el gradiente de temperatura característico del pozo (Verde).

Los registros de temperatura se tomaron cuando el pozo fluía de manera regular (Negro), justo después de haber cerrado el pozo (Azul), y diez horas después de haber cerrado el pozo (Rojo).

Figura 19. Registros de temperatura distribuida para un pozo productor de gas.
Fuente: Temperaturas de fondo de pozo obtenidas con fibra óptica.



La idea principal de las medidas de los registros de temperatura es fijar las diferencias que se presentan respecto al gradiente geotérmico. En el gráfico se puede observar que los tres gradientes presentan un enfriamiento más marcado en tres diferentes zonas de profundidad: 2900, 3050 y 3310 m, esto indica que a estas profundidades existen entradas de gas desde el yacimiento al pozo.

Desde que el pozo se cierra, es de esperarse que las mediciones de la temperatura tiendan al gradiente geotérmico a medida que transcurre el tiempo, esto indica que el pozo se está acercando a su estabilidad térmica estática.

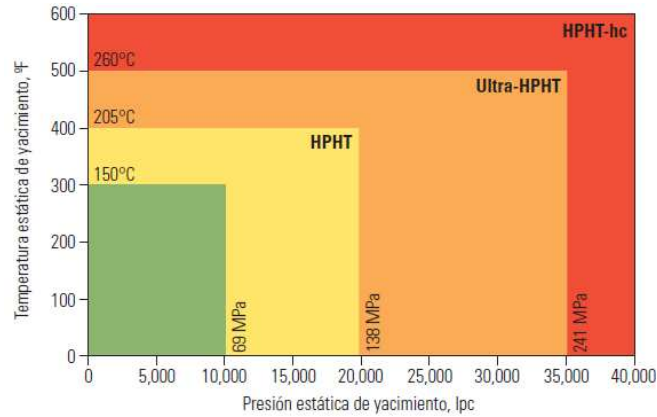
Cuando se realizan registros de temperatura en repetidas ocasiones, después de haber cerrado un pozo, es común observar puntos pivotes (Ver Figura 19) estos puntos son intersecciones que se presentan entre los registros y tienen la característica de encontrarse a la temperatura geotérmica, sin importar si el pozo está fluyendo o no. Esto permite realizar una estimación temprana del gradiente geotérmico sin necesidad de esperar a que el pozo se encuentre en estabilidad térmica estática.

3.3 RANGOS DE VARIACIÓN

El valor máximo de temperatura que puede alcanzar un pozo depende directamente de la profundidad que éste tenga, debido a su gradiente geotérmico. Según la Ref. [2], los pozos se pueden clasificar según sus condiciones de presión y temperatura (Ver Figura 20).

Los pozos por debajo de condiciones HPHT (High-pressure, High-temperature) representan casi el 99% de los pozos productores a nivel mundial, es por ello que las herramientas que existen en el mercado fabricadas para medir temperaturas de fondo de pozo están diseñadas para operar bajo estos regímenes de trabajo (franja verde) sin ningún tipo de contratiempo.

Figura 20. Clasificación de pozos según sus condiciones de presión y temperatura. Fuente: Tecnologías para alta presión y alta temperatura.



3.4 APLICACIONES

Las aplicaciones de los registros de la temperatura distribuida son innumerables, entre ellas podemos citar las siguientes:

- Diseño y selección de revestidores, sargas de producción y operaciones de cementación.
- Estudio de fluidos de perforación.
- Monitorización del desempeño y detección de válvulas problemáticas en *Gas lift*.
- Determinación del nivel de fluido para optimización de ESP's (Bombas Electro sumergibles).

En este documento se presentan de manera cualitativa las aplicaciones que conciernen únicamente a sistemas de bombeo mecánico ya instalados, entre estas aplicaciones se tienen:

- **Monitorización de depósitos**

En ocasiones, las condiciones del pozo se prestan para el depósito de incrustaciones en la tubería conduciendo a fallas en los equipos, reducción en la producción e incrementos en costos de operación debido a la necesidad de realizar tratamientos con disolventes.

La medición de la temperatura a lo largo de la tubería de producción, permite a los ingenieros llevar un control sobre las incrustaciones y cuantificar la severidad del problema, esto con el fin de hacer una óptima planeación sobre las operaciones de tratamiento.

Las incrustaciones se presentan principalmente en pozos que producen agua en alguna proporción y pueden ser de dos tipos:

Incrustaciones orgánicas:

- a. Deposición de ceras
- b. Deposición de hidratos

Incrustaciones inorgánicas:

- a. Incrustaciones de carbonatos (Carbonato de calcio)
- b. Incrustaciones de sulfatos (Sulfato de bario)

Estos tipos de incrustaciones se comportan como un aislante en la tubería debido a su baja conductividad térmica e inhiben la transmisión de calor de los fluidos hacia el anular entre revestimiento y la tubería de producción. La Figura 21 presenta la simulación de la temperatura experimentada en el anular basada en el modelo de transmisión térmica del pozo, donde se puede observar una disminución de temperatura entre los 4000 y 5000 pies de profundidad debido al

depósito de incrustaciones. Esta simulación se hizo para varios espesores del depósito y se observa que entre mayor es este espesor, el efecto de aislamiento térmico es más evidente, y la caída de temperatura en esta región es mayor.

En el caso práctico, partiendo del perfil de temperatura, es posible calcular el espesor de la incrustación, llevar un control más cuantitativo del problema y reducir el número de intervenciones al pozo.

Figura 21. Perfil de temperatura para un pozo con depósitos. Fuente: Detection of Scale Deposition Using Distributed Temperature Sensing.

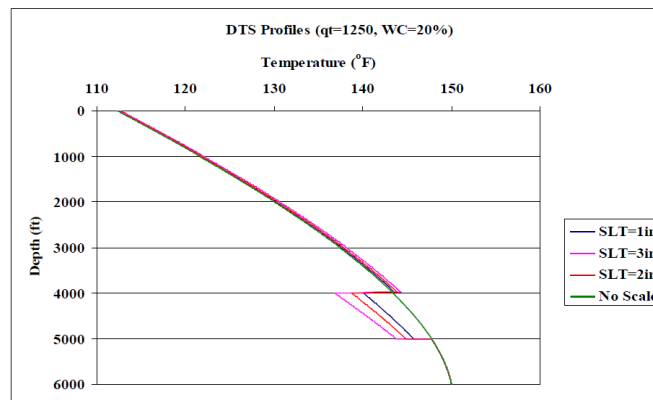


Figure 11. Calculated DTS Profile for Scale Detection of Base Case

Existen varias condiciones que se deben tener en cuenta antes de interpretar el perfil de temperatura:

- El perfil está directamente relacionado con las condiciones de producción del pozo, se deben tener en cuenta las tasas de producción, a mayor tasa de producción la transmisión de calor hacia el anular es menor. Por otra parte el efecto aislante de las incrustaciones será más difícil de detectar en pozos de alto corte de agua, debido a que la capacidad calorífica del fluido de producción incrementa.

- El tipo de completación también afecta el perfil, el diámetro del anular y el fluido que se encuentre en él perturban la transferencia de calor hacia éste.
- La profundidad a la que se encuentra la incrustación, también es determinante. Es más fácil detectar incrustaciones en las zonas menos profundas debido a que la diferencia de temperatura entre el fluido de producción y el anular es mayor.

Los efectos producidos por las condiciones ya nombradas deben incluirse en el modelo térmico del pozo si se desea determinar valores más certeros en el análisis de las incrustaciones. (Para conocer más sobre el modelo térmico ver Ref. 9)

La detección de incrustaciones no es una de las principales aplicaciones de la medición de la temperatura distribuida de un pozo, pero si genera un valor agregado a la hora de implementar este sistema de medición.

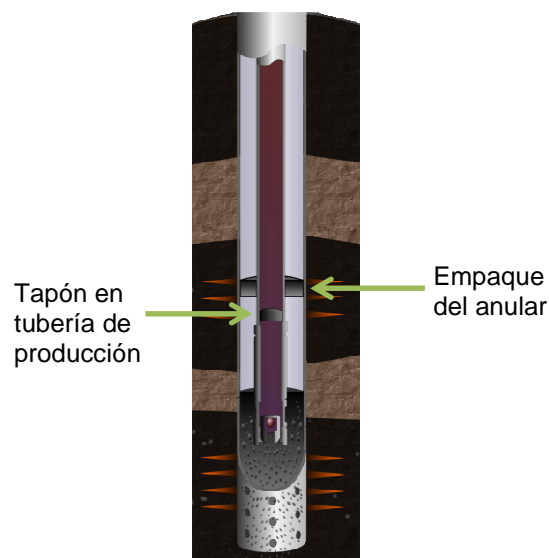
- **Rastreo de pérdidas y fugas en las tuberías**

En ocasiones la tubería de producción puede presentar agujeros ocasionados principalmente por condiciones de corrosión o rozamientos de la sarta de varillas o la bomba con la tubería; estos agujeros dan lugar a pérdidas de producción por fugas.

Se ha desarrollado un método en particular que permite detectar estos agujeros y estimar su tamaño, y de esta manera poder tomar las respectivas acciones correctivas. Este método consiste en bombear líquido por el anular del revestidor y la tubería de producción o por dentro de la tubería de producción según sea el caso, de tal manera que a medida que el líquido bombeado atraviese por el agujero; el rozamiento con éste genere un incremento de temperatura en el líquido.

Para realizar este procedimiento es necesario instalar un tapón en la parte más profunda de la tubería de producción, de tal manera que si el fluido tiene la suficiente presión, no ingrese al reservorio (Ver Figura 22). De igual manera si la terminación del pozo no tiene empaques, es necesario instalar en el pozo uno provisional mientras se realiza la prueba por la misma razón.

Figura 22. Ubicaciones del tapón y el empaque en el pozo. Fuente: Autores

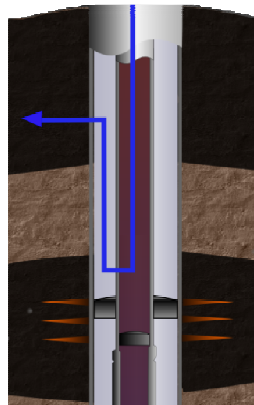


Antes de realizar el procedimiento se lleva a cabo un registro de temperatura al pozo para tenerlo de base y poderlo comparar con el registro que se realiza mientras se bombea el líquido. Si el líquido bombeado no retorna completamente a la superficie por el anular o la tubería de producción, representa una fuga en el revestimiento. Al bombearse el líquido por el anular éste avanza a través de la fuga hacia la formación, por otro lado si se bombea por la tubería de producción, atraviesa la fuga de la tubería y luego la fuga del revestidor. (Ver Figura 23).

Los cambios de temperatura en el fluido quedan registrados por el perfil de temperatura. En la Figura 24 se observa un perfil de temperatura tomado de un pozo con fuga en la tubería de producción que se presenta entre

aproximadamente los 8775 y 8800 pies, que es la porción de tubería donde se presenta el cambio brusco de temperatura. La parte demarcada con la letra A representa el perfil base, es decir el perfil tomado antes de realizar el procedimiento, se observa un pequeño cambio de temperatura pero no es lo suficientemente alto como para diagnosticar la fuga. En la franja demarcada con la letra B se bombeó líquido a una tasa de 0.25 bpm concretando un cambio de temperatura más abrupto. En la franja de la letra C se bombeó líquido a una tasa de 0.65 bpm confirmando aún más la presencia de la fuga en la tubería.

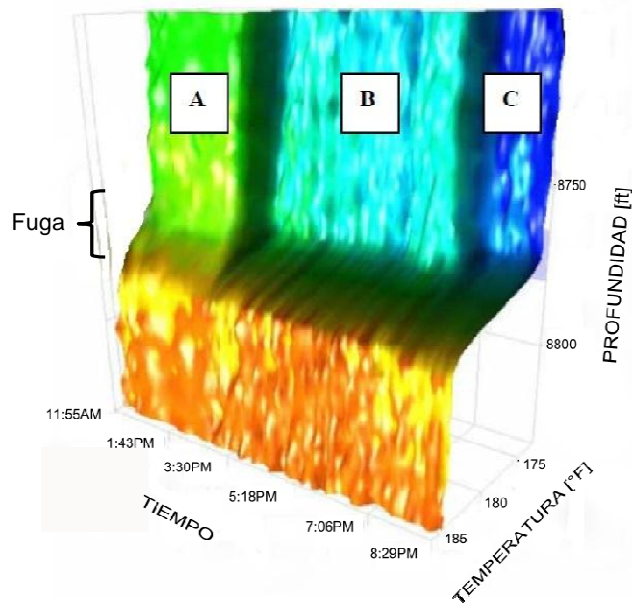
Figura 23. Fuga a través del revestimiento. Fuente: Autores



Existe otro método de rastreo de fugas en la tubería basado en la medición de temperatura que resulta ser muy efectivo si se cuenta con un medidor de caudal que confirme las inferencias hechas a partir de las mediciones de temperatura.

Este método se basa en la medición de las pérdidas de temperatura que ocurren por las salidas del líquido de la tubería.

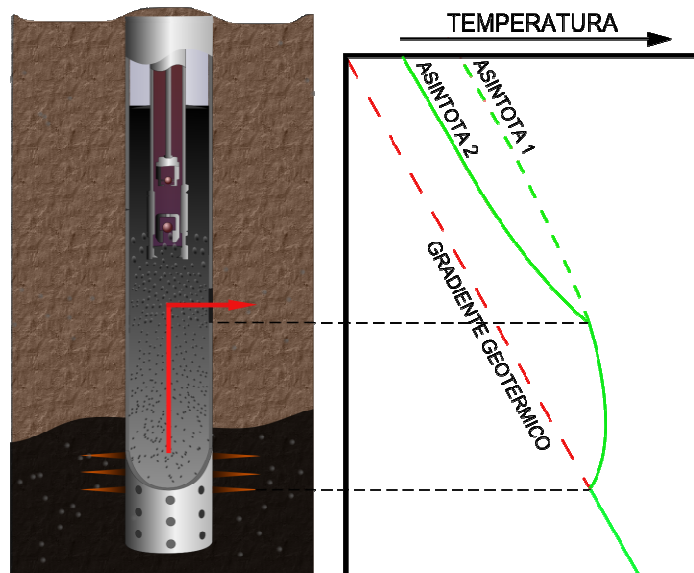
Figura 24. Registro de temperatura en un pozo con fuga. Fuente: Downhole Leak Determination Using Fiber-Optic Distributed-Temperature Surveys at Prudhoe Bay, Alaska



La Figura 25 muestra el perfil de temperatura para un pozo con fuga en el revestimiento, a medida que entra líquido al pozo se presenta un incremento de temperatura haciendo que el perfil tienda a la asíntota 1, es de esperarse que en el punto de la fuga se presente un decremento de temperatura producto de la salida de líquidos, haciendo que el perfil decrezca tendiendo hacia la asíntota 2.

El punto que representa la fuga está dado por el punto de inflexión, originado por el cambio de tendencias, entre más pronunciado sea este punto más detectable será la fuga.

Figura 25. Detección de fuga en el revestimiento. Fuente: Autores



Los casos extremos se presentan cuando la fuga es lo suficientemente grande para dejar salir todo el fluido y cuando la fuga es tan pequeña que se hace indetectable. En el primer caso la asíntota 2 sería el mismo gradiente geotérmico haciendo que el perfil retorne a la temperatura del gradiente, en el segundo caso la asíntota 2 está muy cercana a la 1, si para cuando se presente la fuga el perfil no ha superado el gradiente de la asíntota 2 no se mostrará punto de inflexión, el gradiente seguirá con la misma concavidad pero acercándose a la asíntota 2.

- **Identificación de entradas de líquidos y gases**

Los perfiles de temperatura son ampliamente usados en la identificación de zonas problemáticas, refiriéndose a las zonas que producen líquidos indeseados (Gas y Agua) en los pozos de producción de petróleo. Estos problemas son identificados como producto del efecto Joule-Thomson y el calentamiento del pozo por el ingreso de fluidos de mayor temperatura.

Las entradas de líquido producen un incremento en la temperatura del pozo, caso contrario ocurre en las entradas de gas, los cuales producen un decremento en la temperatura.

En la Figura 26 se observa al lado izquierdo un pozo con dos entradas de fluido y a la derecha el perfil de temperatura (verde) junto con el gradiente geotérmico (Rojo opaco). Antes de que algún fluido ingrese al pozo el perfil registra la misma temperatura del gradiente geotérmico. Cuando el fluido empieza a ingresar desde la zona más profunda, el perfil “cambia de gradiente” disminuyendo su temperatura en la misma proporción pero con una temperatura ΔT_1 más elevada dirigiéndose hacia la asíntota 1; si se presenta otra entrada de líquido se repetiría la situación, el perfil tendería hacia la asíntota 2 incrementando el gradiente en $\Delta T_1 + \Delta T_2$. Este fenómeno se presenta indistintamente si el fluido que ingresa es petróleo o agua.

Caso contrario ocurre si la entrada es de gas, el estrangulamiento del gas a medida que entra al pozo ocasiona una disminución rápida en su temperatura y por tanto la del pozo. En la Figura 27 se presentan los trazos del gradiente geotérmico y dos perfiles de temperatura correspondientes a yacimientos de diferente permeabilidad.

Para ambos casos, en la entrada de gas se presenta una disminución drástica de temperatura producida por el efecto Joule-Thomson; qué tan brusco sea el cambio de temperatura depende de la permeabilidad del yacimiento donde se encuentre la entrada de gas. Si el yacimiento es de baja permeabilidad (verde), éste tendrá una presión de formación alta, haciendo que el gas experimente una gran caída de presión, dando paso a un notorio cambio de temperatura; por otro lado si el pozo es de alta permeabilidad (azul), tendrá una baja presión de formación y el cambio de presión experimentado por el gas también será reducido, dando paso a un bajo cambio de temperatura. Por cada entrada de gas se presentará el mismo

comportamiento, la asíntota a la que se dirige la curva luego de la entrada de gas depende directamente de la tasa a la cual ingresa al pozo.

Figura 26. Entrada de líquidos. Fuente: Autores

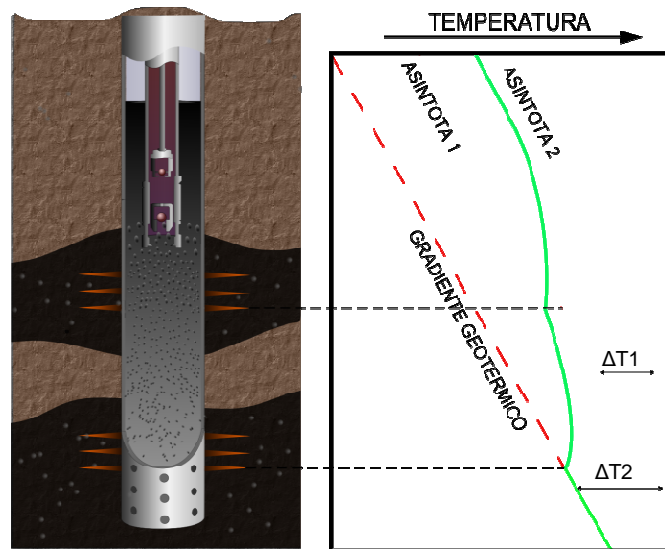
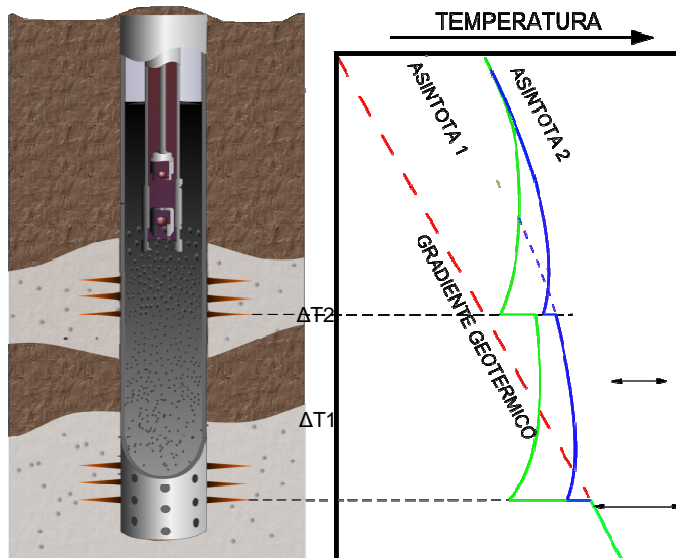


Figura 27. Entrada de gases. Fuente: Autores



- **Comunicaciones por mala cementación**

Un perfil de temperatura, acompañado de un medidor de flujo, permite detectar entradas de líquidos o gases al pozo a causa de canales por mala cementación.

La Figura 28 muestra un perfil de temperatura junto a uno de caudal. Líquido de una zona inferior se filtra por un canal originado por la mala cementación y se interna en el pozo por los respectivos cañoneos.

El perfil de temperatura percibe un incremento de temperatura cuando el líquido entra en contacto con el revestimiento a causa de la pobre cementación en la parte más profunda del pozo, sin embargo el perfil de caudal sólo detecta un aumento del fluido en el pozo hasta una zona menos profunda, como era de esperarse por el intervalo cañoneado a esa profundidad, el perfil de temperatura también percibe la entrada de líquidos al pozo en este intervalo.

Para una canalización descendente (Figura 29) el perfil de temperatura detecta la entrada de líquidos en la parte más profunda del pozo, donde existe un intervalo cañoneado. En una zona menos profunda el perfil obtiene un comportamiento similar a una entrada de líquido al pozo, pero en esta zona no existe un cañoneo que lo permita, esto lleva a inferir que es el punto donde líquido de una zona menos profunda entra en contacto con el revestimiento a causa de una pobre cementación. Estas mismas interpretaciones se pueden realizar si en lugar de líquido, el fluido que se canaliza es gas, teniendo en cuenta el comportamiento particular que presenta el perfil (enfriamiento abrupto).

Estas irrupciones por pobre cementación no son deseadas si los fluidos que se canalizan son agua o gas, por lo tanto para ello se deben tomar las respectivas medidas.

Figura 28. Comunicación ascendente por mala cementación. Fuente: Autores

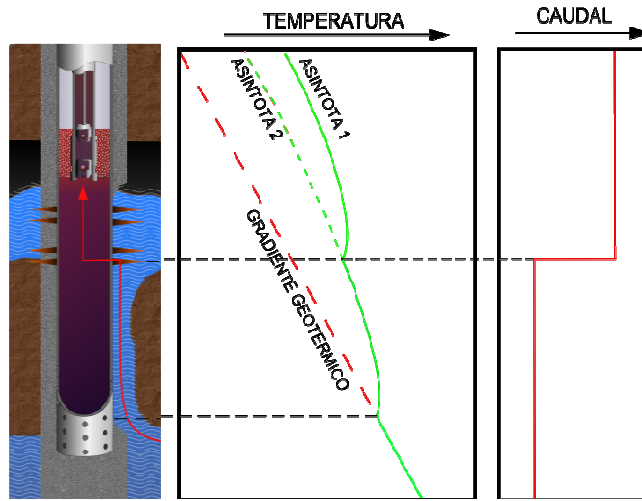
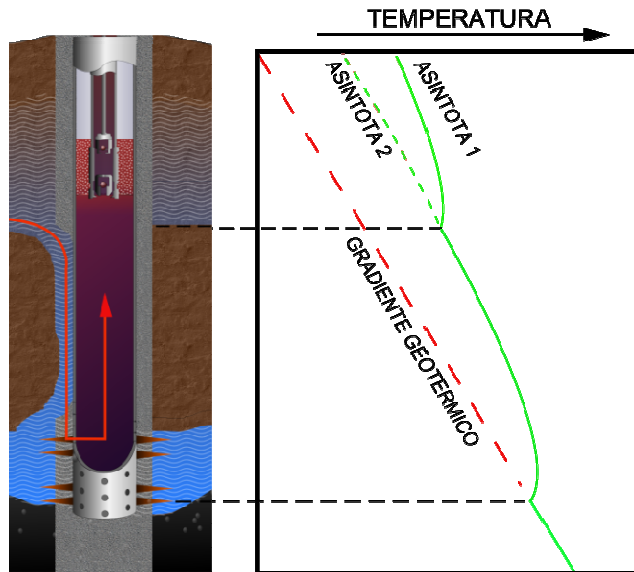


Figura 29. Comunicación descendente por mala cementación. Fuente: Autores



3.5 CASOS DE APLICACIÓN

Caso 1: Medición de DTS con fibra óptica.

Este caso se desarrolló en uno de los pozos del campo *Safah* de la *Occidental Petroleum Corporation (Oxy)* ubicado en Omán.

Algunos pozos del campo tenían problemas de irrupción de gas que reducían la producción. El *Safah 179* era un pozo productor pero iba a ser convertido en un pozo inyector de agua. En los trabajos de reparación para el cambio del pozo, se instaló un sistema de medición de DTS de SENSEA, que llegaba por debajo de la tubería de producción.

La primera medición realizada con el sistema DTS, la Figura 30, muestra las profundidades a las cuales se presentan puntos fríos por irrupciones de gas a 7.000, 11.000 y 13.000 ft aproximadamente. Los puntos calientes representan ingreso de líquido al pozo y los puntos fríos ingreso de gas.

Posteriormente se inyectó agua al pozo durante 39 horas y se cerró. Esta vez el perfil de temperatura fue el de la Figura 31 en ésta se aprecia el comportamiento de la temperatura con respecto al tiempo. Se observa que el punto frío a 7000 ft sigue presente y los otros no. Los puntos que admiten más inyección de agua empiezan desde temperaturas más bajas y van calentándose lentamente, como se aprecia entre los 7000 y 8000 ft de profundidad.

Finalmente se realizó una medición al cabo de 81 días de inyección de agua, en la que se evidencia el aumento del intervalo de inyección a casi 4000 ft, entre 6800 y 10000 ft aproximadamente, Figura 32. Estos resultados permitieron a la *Oxy* comprender adecuadamente el comportamiento de la inyección que estaban realizando y efectuar modificaciones si era necesario.

Figura 30. Perfil de temperatura del Pozo Safah 179 después de la reparación.
Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.

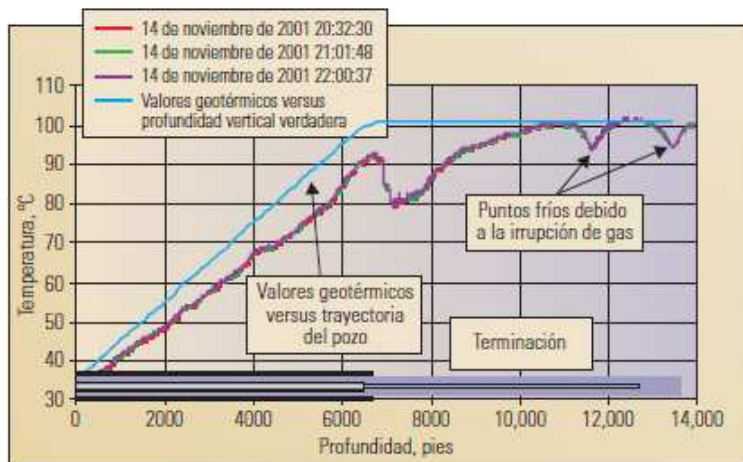


Figura 31. Perfil de inyección de agua del Pozo Safah 179, después de 39 horas de inyección de agua. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos.

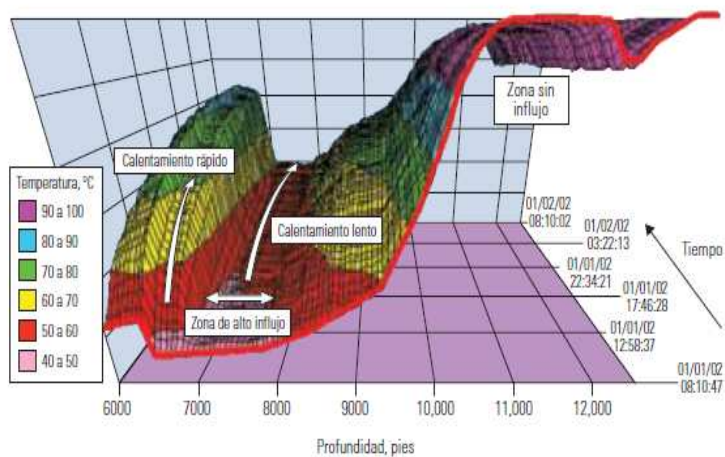
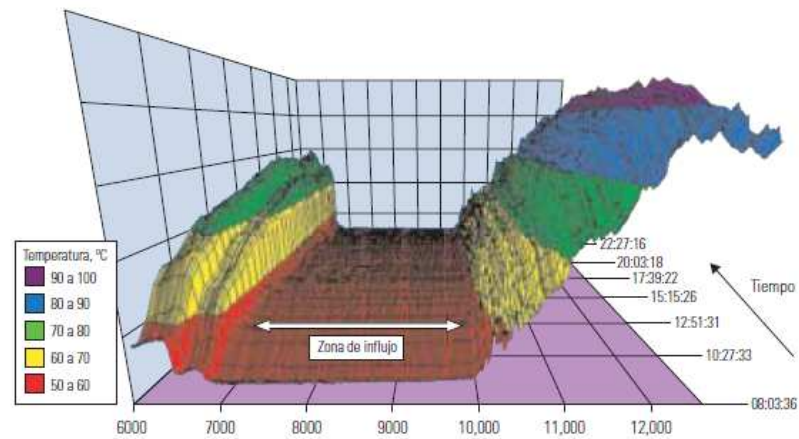


Figura 32. Aumento de la zona de inyección del campo *Safah* después de 81 días de inyección. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.



3.6 CONCLUSIONES

- Los cambios de temperatura en fondo se presentan esencialmente por entrada y movimientos de fluidos en el pozo. Es fundamental entender cómo afecta a la temperatura del pozo estos eventos.
- Las máximas condiciones de temperatura de fondo de pozo se rigen fundamentalmente por el gradiente geotérmico propio del terreno en donde se encuentre el pozo.
- Las aplicaciones de medición de temperatura se maximizan cuando se obtiene un perfil de temperatura distribuido a lo largo del pozo, estos perfiles se han logrado de manera optimizada gracias a la introducción de la fibra óptica.

3.7 REFERENCIAS

- [1] G Brown. *“Temperaturas de fondo de pozo obtenidas con fibra óptica” Oilfield Review* , primavera de 2009.
- [2] J Algeroy, J Lovell, G Tirado, R Meyyappan, G Brown, R Greenaway, M Carney, J. H. Meyer, J. E. Davies, I. D. Pinzon. *“Monitoreo Permanente: Su implantación en el yacimiento” Oilfield Review* , primavera de 2010.
- [3] C Skeates, R Greenaway, D Harrison, M Parris, S James, F Mueller, S Ray, M Riding, L Temple, K Wutherich. *“Tecnologías para alta presión y alta temperatura” Oilfield Review*, Invierno de 2008.
- [4] LAZARDE, Hugo. *“Interpretación de perfiles de producción”*. Septiembre de 2004. 196p.
- [5] Gerard Glasbergen, Dan Gualtieri, Rakesh Trehan, and Mary Van Domelen. 2007. *“Real-Time Diversion Quantification and Optimization Using DTS”*
- [6] Carlos Vargas, Claudia Alfaro, Luis Briceño, Ingrid Alvarado, Wilson Quintero. *“Mapa geotérmico de Colombia”* Bogotá 2009.
- [7] D. Johnson, J. Sierra, D. Gualtieri, and J. Kaura. 2006. *“DTS Transient Analysis: A New Tool To Assess Well-Flow Dynamics ”*
- [8] D.K. Nathan, D.B. Finley, and J.D. Kaura, B. Krismartopo and W. Yudhiarto. 2006. *“Real-Time Fiber-Optic Distributed Temperature Sensing (DTS)-New Applications in the Oil Field”*
- [9] F. H. Almutairi, D. R. Davies, "Detection of Scale Deposition Using Distributed Temperature Sensing", 2008, Society of Petroleum Engineers.
- [10] J. Y. Julian, G. E. King, D. A. Cismoski, R. O. Younger, D. L. Brown, G. A. Brown, K. M. Richards, C. A. Meyer, J. R. Sierra, W. T. Leckband, J. K. Sack, F. C. Julian, "Downhole Leak Determination Using Fiber-Optic Distributed-Temperature Surveys at Prudhoe Bay, Alaska", Society of Petroleum Engineers, 2007.

4. MEDICIÓN DEL NIVEL DE FLUIDO DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

4.1 INTRODUCCIÓN

El bombeo mecánico es uno de los métodos de levantamiento artificial más usados en la industria petrolera. Se recurre a la instalación de este tipo de sistemas cuando los pozos perforados en un yacimiento no tienen la capacidad de producir mediante flujo natural y es necesario añadir energía a la columna de fluido para traerla a superficie.

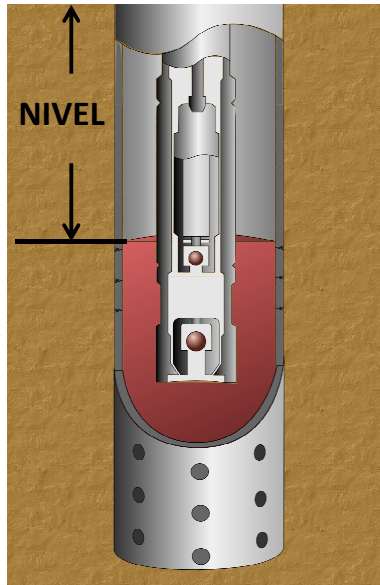
En pozos con sistemas de bombeo mecánico es importante conocer el nivel del fluido del espacio anular y la composición del mismo, ya que proporciona información sobre el fluido que se extrae, parámetros importantes sobre el yacimiento que permiten establecer la tasa óptima de producción del pozo y además, es posible prever la aparición de problemas que pueden afectar los componentes del sistema. Incluso hoy en día una alternativa de optimización para estos pozos es controlar el nivel del fluido en el espacio anular.

4.2 CONCEPTOS

4.2.1 Nivel en el espacio anular

A veces llamado nivel de fondo de pozo, es la altura del fluido existente en el espacio anular formado entre el *casing* y el *tubing*. Debido a los métodos de medición, para referirse al nivel, generalmente se habla de la profundidad desde la superficie hasta el nivel del fluido (Ver Figura 33).

Figura 33. Nivel en el espacio anular. Fuente: Autores



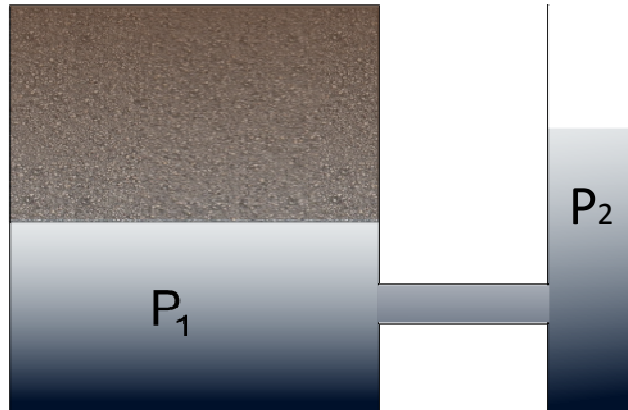
4.2.2 Nivel estático de fondo de pozo

Es la columna de fluido que balancea la presión del yacimiento en un pozo que produce mediante un sistema de levantamiento artificial ^[1].

El fluido del yacimiento se encuentra contenido a cierta presión dentro de la formación, debido al peso de las rocas y del mismo fluido, cuando se perfora el pozo y se conecta al yacimiento mediante el cañoneo, el fluido invadirá el agujero del pozo debido a esa presión, y subirá el nivel del mismo hasta que se equilibre la presión hidrostática dentro del pozo debido a la columna de fluido y la presión del yacimiento (Ver Figura 34).

La medición del nivel estático debe realizarse con el pozo apagado y estabilizado, o preferiblemente antes de ser intervenido.

Figura 34. Balance de presiones en el fondo del pozo. Fuente: Autores



El nivel estático se puede expresar en función de otras variables del pozo y el yacimiento: presión de cabeza de *casing* controlada por el encargado del pozo, presión del yacimiento, densidad del fluido, profundidad de la toma de la bomba.

La ecuación (1) se obtiene de realizar el balance de presiones^[2].

$$P_F = CHP + P_L + P_G = P_S \quad (1)$$

$$P_S = CHP + \rho_L * (D - H_S) + \rho_G * H_S \quad (2)$$

La presión ocasionada por la columna de gas se puede despreciar, obteniendo la ecuación (3):

$$P_S = CHP + \rho_L * (D - H_S) \quad (3)$$

$$H_S = D - \frac{(P_S - CHP)}{\rho_L} \quad (4)$$

H_S : Nivel de fluido estático

P_F : Presión de formación

P_L : Presión de líquido

P_G : Presión de gas

P_S : Presión de estática de fondo

CHP: Presión de cabeza de casing

D: Profundidad de la toma de la bomba

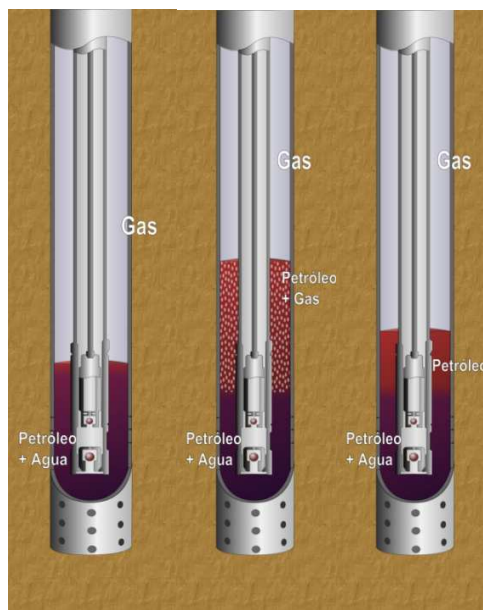
4.2.3 Nivel dinámico de fondo de pozo

Es la altura de la columna de fluidos una vez el pozo opera produciendo a una tasa fija y se ha estabilizado^[1].

Una vez el pozo se enciende y se establece la tasa de producción, es necesario esperar un tiempo, particular para cada pozo, para que el nivel del espacio anular se mantenga en un valor constante. Esto ocurre cuando la cantidad de fluido extraído y el que entra al fondo del pozo desde el yacimiento son iguales.

Debido al movimiento del fluido ocasionado por la admisión y salida de fluido en el espacio anular, las condiciones de la columna no son estables. Existen tres escenarios típicos en los cuales se puede encontrar el fluido del anular (Ver Figura 35).

Figura 35. Escenarios del nivel de fluido dinámico. Fuente: Autores.



Al igual que el nivel estático, se puede expresar el nivel dinámico en función de otras variables. La ecuación (5) se obtiene igual que la ecuación (3), debido al balance de presiones y despreciando la presión de la columna de gas ^[2].

$$P_D = CHP + \rho_L * (D - H_D) \quad (5)$$

$$H_D = D - (P_D - CHP) / \rho_L \quad (6)$$

La fórmula del índice de productividad del yacimiento es conocida ^[3]:

$$P_D = P_S - Q/J \quad (7)$$

Reemplazando la presión dinámica de la ecuación (6) por la ecuación (7) se obtiene:

$$H_D = D - \frac{(P_S - CHP)}{0.433 * \rho_L} + \frac{q}{\rho_L * 0.433 * J} \quad (8)$$

Para las ecuaciones anteriores:

P_D : Presión dinámica de fondo

J: Índice de productividad

q: Caudal

A partir de la ecuación (8), y asumiendo que las presiones y la densidad del fluido se mantienen constantes, se obtiene una línea recta al graficar profundidad del nivel de fluido contra la tasa de producción (Ver Figura 36)

4.2.4 Sumergencia

FOP por sus siglas en inglés, es la medida de la altura de la columna de fluido desde la toma de la bomba (Ver Figura 37)^[1]. Es de suma importancia que su valor sea siempre positivo, ya que de lo contrario, la toma de la bomba no estaría en

contacto con el fluido, y sería imposible que el pozo produjera en esas condiciones. Si se hace funcionar el pozo sin fluido sobre la toma de la bomba se puede dañar el equipo de fondo.

Figura 36. Profundidad del nivel del fluido vs. Gasto de producción. Fuente: Autores.

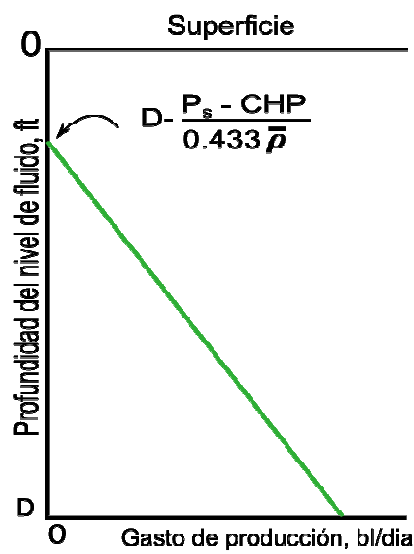
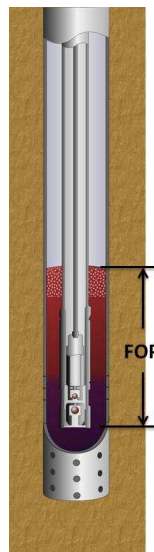


Figura 37. Sumergencia. Fuente: Autores



4.3 NIVEL EN EL ESPACIO ANULAR CON LA CABEZA DEL CASING ABIERTA O CERRADA

El encargado de controlar el pozo puede tomar la decisión de mantener la conexión con el *casing* en el cabezal del pozo abierta o cerrada. Esta decisión influye sobre las condiciones del fluido en el espacio anular.

4.3.1 Nivel en el espacio anular con la cabeza del *casing* cerrada

Es una práctica recomendable para pozos con poca cantidad de gas libre.

Debido a que todo el gas libre no puede entrar a la bomba junto con el fluido, éste se acumula en el espacio anular, y ya que está cerrado, no puede salir por ningún sitio. A medida que se acumula el gas en el anular, la presión de cabeza de *casing* aumenta.

La presencia del gas a alta presión en el espacio anular ayuda a realizar las pruebas de nivel y de IPR, por eso es útil mantener la cabeza del *casing* cerrada.

Pero si la presión del gas libre aumenta mucho, la presión debida a la columna de líquido debe disminuir para mantener el balance de presiones, como lo indica la ecuación (5).

$$P_D = CHP + \rho_L * (D - H_D) \quad (5)$$

La disminución de la presión de la columna de líquido implica la reducción de la altura de la columna, hasta incluso estar bajo el nivel de la toma de la bomba. En esos casos, es mejor mantener abierta la conexión con la cabeza del *casing* para permitir que disminuya la presión y aumente la columna de líquido.

4.3.2 Nivel en el espacio anular con la cabeza del *casing* abierta

Mantener el espacio anular abierto permite el escape del gas libre producido por el yacimiento, se mantiene una baja presión en la cabeza del *casing* y esto permite el incremento de la altura de la columna del fluido.

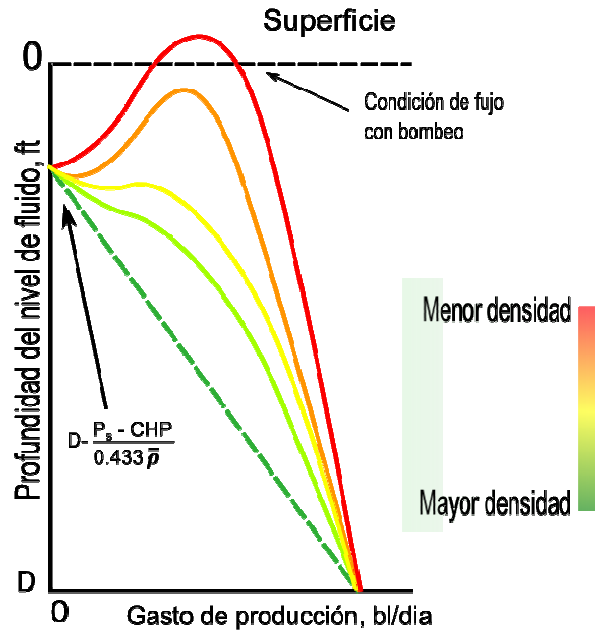
El gas puede alcanzar la presión de burbujeo, haciendo que el gas disuelto dentro del fluido se acumule en forma de burbujas en la parte superior de la columna. Se ha encontrado que a medida que aumenta la tasa de producción, la cantidad de burbujas en la columna líquida tiende a aumentar, debido a que no todo el gas puede ingresar a la bomba, así que se acumula en forma de más burbujas ^[2].

La espuma formada por esta solución espumosa dificulta la realización de tomas de nivel y pruebas para determinar los parámetros del yacimiento, además de que si aumentan mucho, empezará a disminuir la productividad del pozo.

Por otro lado, las burbujas disminuyen la densidad del fluido, así que la relación existente entre el nivel del fluido y la tasa de producción descrita en la gráfica de la Figura 36 cambia.

De acuerdo a la disminución de la densidad, se pueden obtener diferentes curvas al graficar la relación del nivel con respecto a la tasa de producción (Ver Figura 38). En algunas ocasiones, el nivel alcanza la superficie, en una condición conocida como "Flujo de bombeo". Esto sólo ocurre en pozos someros con gran cantidad de gas disuelto, siendo algo muy extraño, y es una situación problemática ya que hay que hacer la instalación necesaria para dirigir el fluido del anular hacia la línea de producción que generalmente sólo se conecta a la tubería de producción.

Figura 38. Profundidad del nivel del fluido vs. Gasto de producción con densidad variable. Fuente: Autores.



4.4 RANGO DE VARIACIÓN DEL NIVEL

De acuerdo a la gráfica (Ver Figura 38), el caso más extremo se presenta cuando existe condición de flujo con bombeo. En ese caso, el nivel puede variar desde la superficie hasta la profundidad de la toma de la bomba.

En pozos con bombeo mecánico, la profundidad del pozo puede llegar a los 9000ft, así que el rango de variación total del nivel sería de 0 a 9000ft, dependiendo del pozo.

Debido al tipo de instrumentos utilizados, la presión de la cabeza del *casing* se convierte en un parámetro de importante conocimiento.

Las herramientas de medición realizan un disparo de gas a alta presión que viaja a través del anular. Es importante que la presión del disparo, limitada por cada herramienta particular, esté 100psi por encima de la presión de cabeza de *casing*.

4.5 MÉTODO DE MEDICIÓN DE NIVEL

El procedimiento para realizar la medición es el siguiente ^[9]:

- Inicialmente es necesario conocer ciertos datos del pozo, principalmente la profundidad total del pozo, la profundidad de la toma de la bomba y la longitud entre uniones del *tubing*, de vital importancia.
- Una vez se realiza la medición, los datos registrados son el tiempo de tránsito entre las uniones, el número total de uniones detectado y el tiempo total de tránsito hasta el nivel de fluido.
- Cuando se dispone de los datos del pozo y los medidos, se realiza una serie de cálculos para conocer la profundidad del nivel del fluido.
- Primero se debe calcular la velocidad del sonido en el gas, es decir, la velocidad de la onda de presión producida por la pistola. Se realiza dividiendo el número de uniones contado en el tiempo de tránsito entre uniones. Esta es una ventaja de los equipos modernos, ya que anteriormente era necesario extraer muestras del gas para realizar pruebas en laboratorio y determinar esta velocidad después de realizar la medición.

$$V_{\text{sonido}} = \frac{\# \text{ uniones}}{T \text{ uniones}} \quad (9)$$

- Conociendo la velocidad a la que viaja la onda acústica se puede realizar el cálculo del nivel del fluido. Se divide en 2 el tiempo total debido a que se

cuenta el tiempo desde que la onda viaja hasta abajo y rebota de vuelta a la pistola, así que realiza el doble de recorrido.

$$Prof = \frac{L_{union} * V_{sonido} * T_{total}}{2} \quad (10)$$

4.6 OBJETIVO DE LA INSTRUMENTACIÓN DEL NIVEL

Las mediciones de nivel se pueden realizar de dos maneras de acuerdo a la disponibilidad del equipo:

4.6.1 Mediciones periódicas del nivel

En campos donde no se dispone del equipo para realizar la medición, o se cuenta con un solo equipo que no se puede dejar instalado permanentemente en un pozo, se realizan mediciones periódicas del nivel para revisar la evolución de los pozos.

El objetivo de estas mediciones puede ser principalmente alguno de los siguientes:

Determinar la sumergencia de la bomba: Se realizan mediciones con el pozo apagado o funcionando a una tasa de producción estable para determinar la sumergencia de la bomba, es decir, revisar si el nivel de fluido se encuentra por encima de la toma de la bomba. Es importante que la columna de fluido tenga una altura considerable para que el equipo funcione adecuadamente, extrayendo fluido constantemente, pero no demasiado alta pues se podría producir más de lo que se estaría haciendo.

Realizar cálculos del tiempo de llenado del anular para controladores POC's: Los POC's son temporizadores que controlan el tiempo que permanece encendido o apagado el motor del equipo de bombeo ^[12]. En estos se configuran los periodos de tiempo de encendido y apagado, por ejemplo, que el pozo se mantenga encendido durante 45 minutos y apagado 15 minutos. Para determinar los tiempos para configurar POC's se pueden realizar pruebas del nivel, para determinar

cuánto tiempo demora en agotarse la columna de fluido del anular y cuánto tiempo tarda el anular en volver a llenarse una vez se apaga el pozo.

Calcular las presiones de fondo de pozo y la productividad del yacimiento: Para realizar el cálculo del PI y el IPR es necesario conocer las presiones estática y dinámica de fondo de pozo. Con el dato de la densidad del fluido se puede realizar fácilmente el cálculo de la presión estática de fondo una vez se ha medido el nivel estático. Pero debido a los cambios de densidad del fluido cuando el pozo está produciendo, el cálculo de la presión dinámica no se puede obtener asumiendo la misma densidad.

El método de Walker presenta una solución para realizar el cálculo de la presión dinámica de fondo y la densidad mediante dos mediciones de nivel con el pozo produciendo a una tasa fija.

4.6.2 Método de Walker ^[2]

- Se bombea a una tasa de producción fija y se deja estabilizar el pozo, controlándose la presión de *casing* mediante reguladores de contrapresión.
- Con el pozo estable se toma una medición de nivel.
- Se cambia la presión del *casing*, manteniéndose la misma tasa de producción.
- Una vez se estabilice el pozo, se realiza una nueva medición de nivel.
- Mediante el uso de la ecuación (5) se tiene un sistema de dos ecuaciones y dos variables (densidad y presión dinámica).

$$P_D = CHP + \rho_L * (D - H_D) \quad (5)$$

- Las dos ecuaciones se obtienen reemplazando los datos conocidos y los registrados mediante las dos mediciones realizadas (presión de *casing*, profundidad de la toma de la bomba, profundidad del nivel).

Debido a que se deben realizar dos mediciones con dos presiones de *casing* diferentes, se recomienda hacer primero una medición con una presión de *casing* bastante elevada. Para la segunda medición, se dejaría disminuir la presión dejando ventar gas del anular. Se recomienda hacer la práctica en este orden debido a que el tiempo de estabilización del pozo tras una disminución de la presión de *casing* es menor que el tiempo que tarda en estabilizarse tras realizar un aumento en la presión. La diferencia es de un par de horas cuando se disminuye, a más de 10 horas cuando se aumenta.

4.6.3 Mediciones permanentes de nivel

Se pueden realizar en campos donde se dispone de varios equipos y se puede instalar una pistola de medición de nivel constantemente en un pozo particular. Entre los objetivos de hacer mediciones permanentes de nivel en un pozo se encuentran:

Calcular continuamente los parámetros de productividad del pozo: En pozos con relaciones altas de gas-aceite o agua-aceite, los valores del PI y el IPR pueden variar muy rápidamente en el tiempo. El cambio puede ser considerable en cuestión de días. En estos pozos es necesario recalcularse constantemente estos datos para determinar la tasa óptima de producción del pozo.

Realizar control de apagado y encendido del pozo: El primer paso es detectar los niveles críticos de funcionamiento del pozo con ayuda de dinamómetros, es decir, determinar en qué valor del nivel se empieza a presentar el golpe de fluido, que es el problema más usual relacionado con el nivel, y en qué valor de nivel se acaba el problema.

Una vez se determinan estos dos valores, se programa en un controlador en qué valor de nivel se debe apagar el pozo y en cual se puede volver a encender.

Ya funcionando normalmente, el equipo de medición realiza tomas de nivel cada cierto periodo de tiempo, si se detecta que el nivel es igual o menor que el valor mínimo permitido, el controlador detiene el motor. Las mediciones de nivel se siguen realizando con el pozo apagado, y cuando se detecta que el nivel aumento por encima del valor admitido, se vuelve a encender el motor para que el pozo siga produciendo. De esta manera se puede prever y evitar el golpe de fluido.

Se han realizado aplicaciones de este método de control (Ver Figura 39 y Figura 40), obteniéndose muy buenos resultados. De acuerdo a una fuente se redujo en 80% el tiempo de apagado de los pozos, en comparación con el uso de POC's. Con respecto a mantenimiento, se redujo en 20% las actividades de pulido de la bomba, debido a ralladuras, y en 40% las reparaciones en barra pulida, bomba y *tubing* ocasionadas por el golpe de fluido. Además, la producción de los pozos con sistemas de control instalados aumentó en promedio un 30% [6].

Figura 39. Equipo de medición instalado permanentemente en cabeza de pozo.

Fuente: Optimizing pumping well efficiency with smart fluid-level controller technology.



Figura 40. Controlador de nivel de fluido. Fuente: Optimizing pumping well efficiency with smart fluid-level controller technology.



Existen otras ventajas asociadas a la disminución del tiempo de apagado del pozo. En crudos con tendencia a depositarse en forma de parafinas, por ejemplo, el mantener el pozo encendido hace que el fluido se mantenga en movimiento y disminuya la formación de parafinas en fondo de pozo, las cuales reducen el diámetro efectivo de las tuberías y a su vez la productividad del pozo, o incluso llegan a atascar por completo la bomba.

Control continuo de la velocidad de producción: Mediante el uso de un variador de velocidad para pozos que funcionan con motores eléctricos, se puede ajustar constantemente la tasa de producción del pozo y así mantener el fluido en un rango determinado.

Es necesario también realizar el procedimiento previo, que consiste en establecer un rango adecuado de funcionamiento, determinar el valor mínimo del nivel para evitar que aparezcan los problemas de fondo, como el golpe de fluido; y determinar el valor máximo del nivel para no disminuir la productividad del pozo.

Este método evita por completo algunos problemas de fondo, por ejemplo, al no detener el pozo se disminuye en gran medida la aparición de parafinas. Pero

algunas fuentes indican que a pesar de la disminución de problemas y el aumento de la productividad, hay un aumento del consumo energético de cada pozo, cerca del 20%, lo cual es entendible teniendo en cuenta que el tiempo de encendido del motor aumenta ^[6].

Es necesario comparar las ventajas y desventajas de cada alternativa de aplicación para un pozo particular y así poder determinar cuál es la mejor solución para los problemas.

4.7 CONCLUSIONES

- Los niveles estático y dinámico son dos variables de importante conocimiento debido al aporte de información que hacen. Además de que ayudan a optimizar el funcionamiento del pozo, permiten inferir parámetros del yacimiento como el PI y el IPR.
- Las condiciones del fluido en el espacio anular cambian de un pozo a otro dependiendo de las cantidades de gas, agua y petróleo que se produce, y de acuerdo al valor en que se mantiene la presión del anular. Es importante controlar esta presión para mantener el fluido en condiciones apropiadas para la extracción.
- Existen principalmente dos métodos similares para la determinación del nivel del anular. Cada uno tiene limitaciones, y aunque en muchos pozos se podría usar cualquiera de los dos, existen casos donde la presión del *casing* obliga a utilizar uno de los dos métodos. Es importante conocer las condiciones de operación del pozo antes de decidirse por alguna de las dos herramientas.
- La medición de nivel, periódica o continua, ayuda mucho a prevenir problemas del pozo y a facilitar la toma de decisiones sobre la tasa óptima de producción.

- La medición de nivel se puede realizar permanentemente y se han hecho aplicaciones donde se ha demostrado la utilidad de controlar el nivel del fluido en el anular.
- Existen métodos diferentes de controlar el nivel en el espacio anular, cada uno con ventajas y desventajas, de cualquier forma, la reducción de problemas en pozos de condiciones difíciles justifica la inversión en la instalación de cualquier alternativa de control de nivel.

4.8 REFERENCIAS

- [1] H. Partidas. *Bombeo Mecánico, Optimización, diagnóstico y operación*. Anzoátegui, Venezuela: ESP OIL Engineering Consultants, 2003.
- [2] T. Nind, *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*, 2ª Edición. México: Limusa. 1995
- [3] W. Lyon, G. Plisga, *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, 2ª Edición. Elsevier. 2005
- [4] K. B. Nolen, S. G. Gibbs, “Measurement and interpretation of fluid levels obtained by venting gas”, in *Annual technical conference and Exhibition*, 1999. SPE 38791, p. 415.
- [5] J. N. McCoy, D. Becker, A. L. Podio, B. Drake. “Improved analysis of acoustic liquid level depth measurements using a dual channel analog/digital strip chart recorder”. Echometer, University of Texas at Austin.
- [6] L. Giangiacomo, D. Hill, “Optimizing pumping well efficiency with smart fluid-level controller technology”, in *Mid-Continent Operations Symposium*. SPE 52210.
- [7] McCoy, J.N., Podio, A.L., and Huddleston, K.L. “Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure”, in *Annual technical conference and Exhibition*, 1988. SPE 14254.
- [8] S. Lieberman. “Automated Continuous Fluid Level Monitoring”, in *SPE Production and operations Symposium*, 2005. SPE 93832.

- [9] O. Lynn Rowlan, J. N. McCoy, D. Becker, A. L. Podio. 2003. "Advances techniques for acoustic liquid-level determination", in *SPE Production and operations Symposium*, 2003. SPE 80889.
- [10] A. L. Podio, J. N. McCoy, D. Cook, D. Becker, "Analyzing Well Performance 98", in: Southern Petroleum short course, 1998.
- [11] Echometer, (2011) Echometer Gun - Microphone Assemblies. For use with Acoustic Liquid Level Instruments. [en línea]. Disponible en: http://www.echometer.com/products/gas_guns/brochure.htm
- [12] D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. "Sistemas de monitorización para pozos con bombeo mecánico", en: *Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo*, 2011. Universidad Industrial de Santander.

5 CORROSIÓN EN EL FONDO DEL POZO E INSTRUMENTOS PARA SU DETECCIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad la corrosión es un problema muy relevante, que causa pérdidas económicas elevadas en todas las industrias. La aparición de corrosión es un proceso casi inevitable, por lo que su tratamiento no se concentra en una eliminación total sino en el control o reducción de la velocidad con la que se manifiesta.

A lo largo de toda la producción de petróleo y gas, las fallas a causa de la corrosión son las más frecuentes. Esto justifica en gran medida su estudio.

5.2 GENERALIDADES

- *Corrosión:*

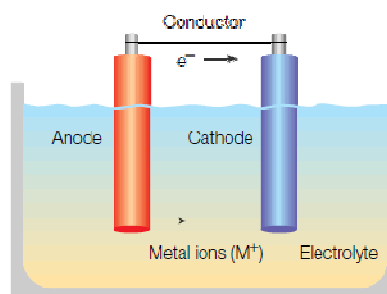
De manera general, el proceso de corrosión se define como un deterioro de un material metálico como consecuencia de una reacción química o electroquímica con el ambiente en el que se encuentra.

- *Corrosión electroquímica:*

Este tipo de corrosión también se conoce como corrosión húmeda debido a la presencia de una corriente eléctrica. Se presenta cuando dos metales, uno más noble que el otro, entran en contacto a través de un medio electrolítico, formando una *celda galvánica*, Figura 41. Al metal más noble o el menos susceptible a corroerse, se conoce como cátodo y el menos noble como ánodo.

La corriente eléctrica circula del ánodo al cátodo e implica la transferencia de los electrones de valencia del cátodo hacia el ánodo a través del electrolito. Consecuentemente se llevan a cabo reacciones químicas de óxido-reducción entre estos metales. El ánodo es el metal donde ocurre la oxidación, a donde llegan los aniones (iones negativos) y es el agente reductor. El cátodo es el metal donde se presenta la reducción, al cual llegan los cationes (iones positivos) y es el agente oxidante.

Figura 41. Celda Galvánica. Fuente: *Corrosion in the Oil Industry*, Schlumberger.



Entonces la corriente eléctrica que aparece entre ánodo y cátodo se puede medir mientras el fenómeno de corrosión se está dando.

- *Corrosión química:*

La corrosión química o seca se desarrolla cuando el metal se encuentra sumergido en un medio corrosivo líquido o gaseoso, corroyendo el material hasta que éste se consume o el medio se satura.

En este tipo de corrosión ninguna de las especies involucradas presenta una reacción química de oxidación o reducción como tal, por lo que no hay transferencia de electrones o corriente eléctrica.

5.3 CONSECUENCIAS Y COSTOS

La aparición de corrosión en la producción de petróleo y gas, puede llevar a los siguientes casos:

- *Cierre de la producción:*

Una corrosión en exceso puede ocasionar un cierre de la producción para limpieza o cambio de un equipo corroído.

Parar la producción puede implicar costos mucho más altos que los costos de mantenimiento. Si los cierres son repetitivos los gastos deben ser incluidos en el precio del producto.

- *Pérdidas de productos:*

Debido a la corrosión también se pueden presentar fugas en las líneas de transporte de petróleo, tanques de combustible o válvulas que permiten derrames del producto y contaminación en el sitio del escape y por consiguiente pérdidas económicas.

- *Baja eficiencia:*

La acumulación de óxido en las tuberías reduce su diámetro y por ende su capacidad, disminuyendo la eficiencia de las operaciones de transporte y bombeo.

- *Contaminación:*

Las sales metálicas residuo de la corrosión pueden contaminar y afectar las propiedades de la producción.

Con todo esto la BP⁸ en sus trabajos, y como expone la Tabla 2, indica que el principal tipo de falla en equipos en la industria petrolera es a causa de la corrosión, con un 33% de los casos y por encima de fallas a causa de fracturas, daños mecánicos o defectos en los equipos.

Tabla 2. Fallas en la industria del petróleo.

TIPO DE FALLA	%
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño mecánico	14
Fractura frágil	9
Defecto de fabricación	9
Defectos de soldadura	7
Otros	10

5.4 FORMAS DE CORROSIÓN

Físicamente la apariencia de la corrosión se puede apreciar de diversas maneras, de acuerdo a algunos factores (mecánicos, físicos, ambientales, etc.). Las principales formas de corrosión que se presentan en la explotación de crudo son:

- *Corrosión uniforme o general, (Uniform Corrosion):*

Se describe como un ataque corrosivo de la superficie total del metal o gran parte de ella, Figura 42. Es la forma de corrosión más frecuente en metales y aleaciones.

⁸ BP: British Petroleum

Se presenta una disminución considerable del metal, fácilmente apreciable a simple vista, como se observa en la Figura 42 y con grandes posibilidades de llegar a fallas y fracturas de la estructura.

Es la forma de corrosión que presenta más pérdidas de metal con respecto a su peso inicial y se asocia a corrosión química.

Figura 42. Corrosión uniforme. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.



- *Corrosión por picaduras (Pitting Corrosion):*

Esta forma es más localizada, se caracteriza por pequeñas agujeros no uniformes en el metal debido a entornos corrosivos estancados o de baja velocidad, Figura 43.

Figura 43. Corrosión por picaduras. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.

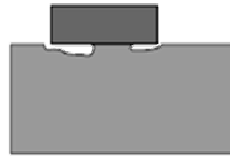


- *Corrosión por grietas (Crevice corrosion)*

Debido a las grietas o cavidades que aparecen cuando se ponen en contacto dos piezas metálicas (iguales o diferentes), por acoplamientos mecánicos (tornillos, tuercas, etc.), el fluido corrosivo se acumula en dichas zonas, sin la posibilidad de

escapar, ocasionando corrosión por grietas y la pérdida de material en alguno de los dos metales, como se observa en la Figura 44 .

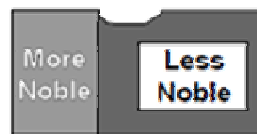
Figura 44. Corrosión por grietas. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.



- *Corrosión galvánica (Galvanic corrosion)*

La corrosión galvánica, Figura 45, se presenta simplemente cuando por la naturaleza de los acoples y estructuras, se forma una celda electroquímica por el contacto de dos metales diferentes (uno más noble que el otro) inmersos en un medio corrosivo.

Figura 45. Corrosión galvánica. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.

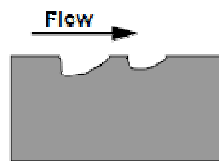


- *Corrosión por erosión (Erosion corrosion)*

Cuando se forma una capa de óxido sobre la superficie de un metal que impide que el interior se siga corroyéndose, protegiendo al metal como cualquier recubrimiento. Con el movimiento del fluido corrosivo se pierden las capas de recubrimiento o de óxido que se van formando, aumentando la profundidad de la corrosión sobre el metal con el paso del tiempo. Su aspecto físico corresponde

con la dirección con la que fluye el líquido, Figura 46. Suele ser más notoria en los codos de las tuberías.

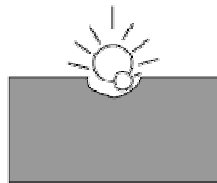
Figura 46. Corrosión por erosión. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.



- *Corrosión por cavitación (Cavitation corrosion)*

Cuando un líquido se mueve a altas velocidades y choca con un borde metálico, se forman burbujas que al colapsar sobre la superficie metálica, levantan los recubrimientos, dejando al metal susceptible a la corrosión en esta zona,. Tiene la apariencia de un picado y es común encontrar esta forma de corrosión en turbinas y bombas.

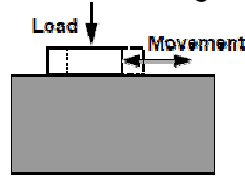
Figura 47. Corrosión por cavitación. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.



- *Corrosión por fricción (Fretting corrosion)*

La fricción entre dos metales debido a un esfuerzo mecánico en un entorno agresivo, puede provocar corrosión en la superficie de contacto de ambos, Figura 48. Los resultados son picaduras, ralladuras y acumulación de residuos del proceso de corrosión.

Figura 48. Corrosión por fricción. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.



- *Corrosión bajo tensión (Stress corrosion cracking) y corrosión por fatiga (corrosión fatigue)*

Es causada debido a la acción conjunta de esfuerzos de tensión y corrosión, Figura 49. Se presentan grietas a causa del medio corrosivo en el cual se encuentra inmerso el metal, provocando una *fractura frágil*⁹ en el mismo. Si el esfuerzo de tensión es repetitivo, el metal puede presentar *fatiga*¹⁰ y a su vez corrosión por fatiga, Figura 50.

Figura 49. Corrosión bajo tensión. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.



Figura 50. Corrosión por fatiga. Fuente: *Handbook of Corrosion Engineering*, Pierre R. Roberge.



⁹ Fractura frágil: se produce en los planos cristalográficos del metal.

¹⁰ Fatiga: Es la ruptura de un material debido a esfuerzos de tensión cíclicos constantes. Este fenómeno hace quebrar el material más rápido que cuando se somete a tensión estática.

5.5 TIPOS DE CORROSIÓN

De acuerdo al medio en el que se produce, húmedo o seco, los principales tipos de corrosión que se presentan en la producción de aceite y gas son:

- **Corrosión por CO₂** (*Sweet Corrosion*)

El dióxido de carbono, CO₂, se encuentra principalmente en los yacimientos aunque también se utiliza en algunas mediciones acústicas de nivel en el fondo del pozo. Al disolverse con agua (también presente en la extracción), disminuye su pH y se convierte en ácido carbónico.

Por su acidez se convierte en un ambiente corrosivo para todo el equipo de producción. En ocasiones la corrosión por CO₂ o corrosión dulce causa sólo un *pitting* pero puede llegar a producir una corrosión general del metal.

- **Corrosión por H₂S** (*Sour Corrosion*)

Este tipo de corrosión se desarrolla en pozos con presencia de sulfuro de hidrógeno (o ácido sulfhídrico), H₂S, también se reconoce como corrosión ácida.

El sulfuro de hidrógeno es muy soluble en agua y es bastante corrosivo con los metales que entra en contacto. Físicamente causa un picado en el material.

- **Corrosión por Oxígeno** (*Oxygen Corrosion*)

La corrosión por oxígeno ocurre al contacto con oxígeno atmosférico. Esto se presenta principalmente en plataformas marinas o en algunos pozos de poca profundidad con válvulas que tienen comunicación con el anular del pozo.

- **Corrosión Electroquímica** (*Electrochemical Corrosion*)

La corrosión electroquímica se puede presentar sobre un sólo metal, con regiones de ánodo y cátodo, debido a cambios de electrolito.

Esto se evidencia con las diferentes concentraciones de compuestos químicos disueltos en las fases agua-aceite-gas de la extracción del yacimiento, que forma varios electrolitos actuando sobre el único metal de la tubería.

5.6 VARIABLES FÍSICAS QUE ACELERAN LA CORROSIÓN

El fenómeno de corrosión se ve afectado por algunos parámetros:

- *Presión:*

La presión es un factor físico que afecta directamente el comportamiento de los gases. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, de acuerdo a los tipos de corrosión que se presentan en la industria petrolera, la mayoría ocurre por la presencia de gases. Por tanto las altas presiones que se manejan en el fondo del pozo van a contribuir en gran medida a la agresividad y velocidad de la corrosión que se pueda presentar.

- *Temperatura:*

De igual manera la temperatura juega un papel importante en cuanto a reacciones químicas se trata. Temperaturas elevadas aumentan la velocidad de las reacciones químicas y por ende la corrosión también se verá afectada.

- *Velocidad:*

Sin un medio corrosivo está en movimiento las tasas de corrosión por erosión o cavitación pueden ser más altas que si está en reposo o fluye a bajas velocidades. Sin embargo, fluidos estancados pueden provocar alto picado en el metal.

5.7 ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN

El control de corrosión idealmente se debe realizar desde la etapa de diseño de una estructura justo antes de instalarla. Sin embargo existen métodos desarrollados para cuando el equipo ya está en uso.

- *Elección de materiales:*

Esta estrategia se basa en manejar metales o aleaciones resistentes a la corrosión, como aceros a base de cromo y no de carbono. Esto implica darle la protección inicial al material que se va a utilizar en un ambiente agresivo.

- *Protección catódica:*

Esta protección aprovecha el principio electroquímico de la corrosión. Esencialmente hay dos métodos, el primero es poner en contacto el metal que se desea proteger con un metal menos noble para convertirlo en un cátodo y evitar o detener su corrosión. La otra manera es inyectar una corriente eléctrica directa negativa al metal que está corroyéndose para compensar la transferencia de electrones del proceso de corrosión electroquímica.

- *Recubrimientos protectores:*

Esta técnica se puede aplicar antes y durante la utilización del metal. Es posible emplear recubrimientos, comúnmente pinturas, para aislar la superficie del metal que se expondrá al medio corrosivo o incluir protecciones temporales como los inhibidores químicos cuando el equipo ya está en uso.

- *Condiciones del ambiente:*

Controlar la humedad, temperatura, presión, etc., puede resultar improbable cuando se trabaja en instalaciones situadas en espacios al aire libre. Sin embargo se puede aprovechar cuando es posible trabajar en entornos cerrados y controlar las condiciones físicas que aceleran la corrosión.

5.8 MATERIALES DEL EQUIPO DE SUBSUELO

En lo que respecta a las aleaciones del equipo de subsuelo (sartas de tuberías y bomba), éstas se rigen bajo normas API, que dan la pauta de la máxima cantidad permitida de cierto elemento en la aleación, siendo el componente principal el hierro.

- *Casing y Tubing:*

De acuerdo al *datafile*¹¹ del pozo *Colorado 67* del Campo Escuela Colorado, la tubería de producción y revestimiento son de referencia J55. Según la normativa API: Especificación para Revestimiento y Producción 5CT, Tabla 3.

Tabla 3. Composición química de la aleación de la tubería categoría J55.

Elemento	Composición química (%)
C	0.34 ~ 0.39
Si	0.20 ~ 0.35
Mn	1.25 ~ 1.50
P	< 0.020
S	< 0.015
Cr	< 0.15
Ni	< 0.20
Cu	< 0.20
Mo	-
V	-
Al	< 0.020

¹¹ *Datafile:* Registro de las características del pozo, datos de pruebas, reacondicionamientos, etc.

- *Bomba de subsuelo*

En el *datafile* del pozo 67 no se registra ninguna información con respecto a las aleaciones utilizadas en las partes de la bomba que puedan ser constatadas con la norma API.

5.9 DETECCIÓN DE LA CORROSIÓN

Los métodos expuestos en ésta sección se utilizan en tuberías de transporte, tanques o cualquier otro equipo metálico instalado en superficie o al que se tiene mejor acceso que los situados en el fondo del pozo.

- Cupones de corrosión

Los cupones de corrosión son pequeñas piezas metálicas fabricadas con una composición similar al metal que desea evaluarse, Figura 51.

Figura 51. Cupones de corrosión. Fuente: <http://www.pcenvironmental.org/cooling%20tower%20water%20treatment.htm>



Son instaladas en las tuberías o tanques mediante porta-cupones, de manera que lleguen al interior de éstos y sea posible evaluar durante un periodo la corrosión que producen los fluidos transportados o almacenados a dicho metal.

Una vez se retira el cupón, es limpiado para eliminar los residuos de óxido, Figura 52, y posteriormente pesado. Con base en este peso y el peso inicial se estima

una tasa de corrosión para conocer cuántos milímetros de material se pierde por año, con la ec. 1.

Figura 52. Cupón de corrosión después de ser extraído. Fuente: <http://www.alspi.com/coupons.htm>



$$CR = \frac{K \cdot Pp}{D \cdot Ae \cdot Te} \quad (1)$$

Donde,

CR: Rata de corrosión.

K: Constante que depende de las unidades, ver Tabla 4.

Pp: Pérdida de peso, [g].

D: Densidad de la aleación, [g/cm³].

Ae: Área expuesta

Te: Tiempo de exposición, [hr].

Tabla 4. Valores de la constante K. [12]

CR	Ae	K
mpy ¹²	in ²	5.34 x 10 ⁵
mpy	cm ²	3.45 x 10 ⁶
mmp ¹³	cm ²	8.75 x 10 ⁴

- Probetas de resistencia eléctrica

Esta alternativa combina el método de los cupones con la definición de resistencia eléctrica para determinar la velocidad de corrosión y la magnitud de la pérdida de material conjuntamente, Figura 53.

¹² mpy: milli-inch per year.

¹³ mmy: millimetre per year

Considerando que la resistencia eléctrica se define como en la ec. 2, una reducción en el área transversal del material, producto de la corrosión ocasionará un incremento en la magnitud de la resistencia eléctrica.

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad (2)$$

Donde,

ρ : Densidad del material.

L: Longitud.

A: Área transversal.

Figura 53. Probetas de resistencia eléctrica. Fuente: <http://www.alspi.com/spanish.htm>



Es aplicable en las tuberías de transporte de gas, crudo o agua, en las instalaciones de las refinerías, etc.

- Medidores Ultrasónicos

Esta tecnología se basa en herramientas de mano, Figura 54, que a través de ondas acústicas enviadas a las paredes del elemento proporcionan una magnitud del espesor del mismo, Figura 55.

Utiliza un solo transductor (palpador) dual que incorpora el transmisor y receptor de ultrasonido, como se observa en la Figura 56 y mediante software se procesan

los datos de tiempo y picos recibidos para establecer la magnitud del espesor del elemento y ser mostrado en la pantalla de la herramienta.

Figura 54. Herramienta de medición acústica de espesor. Fuente: Medidor de espesor por ultrasonidos 38DL plus, Olympus.

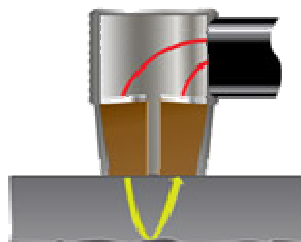


Figura 55. Medición del espesor de una tubería. Fuente: Medidor de espesor por ultrasonidos 38DL plus, Olympus.



Con este método aunque no se puede determinar la velocidad de corrosión, se obtiene simplemente un aproximado de la pérdida del metal y tiene dos grandes ventajas: es completamente no intrusivo y portátil.

Figura 56. Palpador del medidor de espesor por ultrasonido. Fuente: <http://www.olympus-ims.com/es/38dl-plus/>.



- Análisis químicos

Los análisis químicos se basan en la toma de muestras de los fluidos transportados, procesados o almacenados y determinar la presencia de residuos de corrosión. Para el caso de la industria petrolera, hablamos de presencia de CO₂, H₂S, O₂ y hierro en solución.

5.10 DETECCIÓN DE LA CORROSIÓN EN EL FONDO DEL POZO

La detección de corrosión en fondo resulta más compleja debido a las condiciones de presión, temperatura, humedad, luminosidad, etc. y a las dimensiones de las tuberías. Esto requiere técnicas más desarrolladas especialmente para este fin:

- Calibradores mecánicos de múltiples brazos (*Multi-finger caliper*)

Estos instrumentos se utilizan para estimar pérdidas internas de material en una tubería. Constan de una barra central con múltiples brazos mecánicos que se abren y cierran por medio de un motor, Figura 57. Cada brazo debe alcanzar las paredes de la tubería que se está evaluando (sea *casing* o *tubing*), y enviar señales individuales a superficie, donde se procesan y se precisa el diámetro interno. Incluyen centralizadores, Figura 58 para reforzar la estabilidad y obtener lecturas confiables.

Aunque son bastante precisos, no es un método para determinar velocidad de corrosión, simplemente para establecer los sitios en los que se ha perdido material interno de la tubería, posiblemente por picaduras de corrosión, sin embargo las acumulaciones de óxido que acompañan la corrosión pueden afectar su funcionamiento.

Por otro lado utilizar este método para evaluar el *casing* o el *tubing* requiere parar la producción y despejar el espacio interno de las tuberías, esto incluye sacar la

sarta de producción junto con la bomba, lo cual es bastante tedioso y costoso. Adicionalmente no puede ser usado en tuberías de diámetro reducido.

Figura 57. Calibradores de múltiples brazos. Fuente: <http://exprogroup.com/products-services/wireline-intervention/well-integrity-evaluation>.



Figura 58. Centralizador del calibrador de fondo de pozo. Fuente: <http://www.hellotrade.com/crelad-international/micro-caliper-surveys.html>



- Cámaras de fondo de pozo (*Downhole Camera*)

Las cámaras de fondo de pozo utilizadas para otras aplicaciones como *fishing*¹⁴, proporcionan mediante videos de la monitorización en tiempo real o fotos, la información de sitios problemáticos en la tubería. Puede bajarse por el espacio anular o por el *tubing* debido a su tamaño, Figura 59.

Es necesario utilizarse con la tubería libre de fluidos o con gas o fluidos cristalinos. Es un método relativamente económico y que puede evitar intervenciones innecesarias del pozo.

Figura 59. Cámara de fondo de pozo. Fuente: Downhole Memory Camera MK II, Omega Completion Technology Ltd.



- Medidores Ultrasónicos para el fondo del pozo

Las herramientas ultrasónicas para la medición de espesor utilizadas en el fondo del pozo, constan de una varilla con el trasmisor y receptor en el extremo inferior, Figura 60, que escanea la tubería a una profundidad específica a 7 ½ revoluciones. Al igual que los calibradores requiere centralizadores mecánicos que ajusten la herramienta de manera uniforme a la tubería y que proporcione confiabilidad en las mediciones.

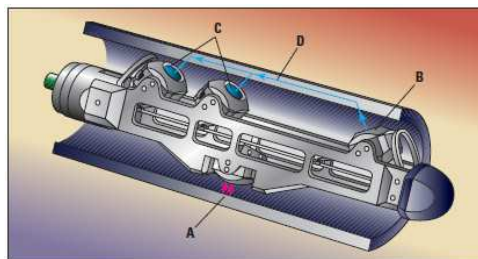
¹⁴ Fishing: es el procedimiento mediante el cual se recuperan elementos del fondo del pozo atascados o fragmentos de tuberías producto de rupturas.

El transductor, Figura 61, consta de un transmisor y receptor acústico (A) perpendicular a la tubería y tres más (B-D) oblicuos a ésta. Esto le proporciona la precisión y la resolución azimutal¹⁵ características de ésta herramienta. Requiere de un software para la adquisición de las señales y la estimación del espesor de la tubería en ese punto. Debido a sus dimensiones es necesario despejar la tubería que se desea evaluar. Por esto evaluar la corrosión del *casing* y *tubing* requiere de la extracción de la sarta de producción y del mismo *tubing*. Su utilización resulta más conveniente en otras aplicaciones como la evaluación de la cementación, cuando aún no se ha insertado el *tubing*.

Figura 60. Medidor de espesor por ultrasonido para el fondo del pozo. Fuente: UCI Ultrasonic Casing Imager, Schlumberger.



Figura 61. Escáner del medidor de espesor por ultrasonido para el fondo del pozo, receptor y transmisor perpendicular a la tubería (A) y receptores en sentido oblicuo (B-D). Fuente: Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo, Schlumberger.



¹⁵ Azimutal: Inclinación con respecto a la vertical.

- Medidores Electromagnéticos

Los medidores de espesor electromagnéticos utilizan el principio de inducción magnética para determinar los puntos en los que hay corrosión o deposiciones de óxido. Su operación incluye magnetizar la tubería a evaluar para determinar con el juego de bobinas de la herramienta, Figura 62, los puntos en los que hay reducción del flujo magnético. En las regiones con picaduras, pérdidas considerables de material o acumulación de residuos de corrosión el flujo magnético se pierde.

Estas herramientas son eficaces cuando se presentan cambios repentinos y considerables del espesor de la tubería, pero su funcionamiento deja de ser óptimo si estos cambios de espesor son pequeños.

Debido a su tamaño, Figura 63 y a la necesidad de ubicar la herramienta muy cerca de la tubería magnetizada para la efectiva detección del flujo, de nuevo y al igual que tecnologías expuestas anteriormente, la extracción de la sarta de producción se hace inevitable.

Figura 62. Herramienta electromagnética de medición de espesor de la tubería. Fuente: Well Integrity, EXPRO.



Figura 63. Escáner electromagnético para medición de espesor de las tuberías.
Fuente: EM Pipe Scanner, Schlumberger.



5.11 CORROSIÓN EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO

Para hablar de la corrosión en el fondo del pozo en el Campo Escuela Colorado, es necesario mencionar el problema de la precipitación de parafinas en el campo.

El crudo parafínico se convierte en un problema cuando su acumulación en las tuberías dificulta las actividades normales de los pozos. Es posible encontrar depósitos de parafina, como los de la Figura 64, en la cara de la formación, en la tubería de producción, en la bomba cuando se cierra el pozo, en el cabezal de pozo y a lo largo de las líneas de producción.

Todo esto implica grandes esfuerzos a la hora de la extracción, transporte y manejo del crudo, sin embargo en lo que respecta a la corrosión del equipo de subsuelo representa un beneficio. La parafina proporciona una capa orgánica protectora que recubre las paredes de las tuberías e inhibe la corrosión de todo el equipo de fondo del pozo.

Figura 64. Acumulación de parafina en la tubería de producción. Fuente: *Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del campo escuela colorado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2010.*



5.12 CONCLUSIONES

- La corrosión es un problema que afecta todas las industrias, sin importar su índole. En lo que respecta a la industria petrolera se sitúa como el principal tipo de falla y eliminarla es casi imposible, siendo un trabajo bastante tedioso debido al ambiente agresivo de la explotación de crudo.
- La aparición y velocidad de corrosión se ven favorecidas por otros factores como la alta presión, temperatura y la velocidad del fluido. En otras circunstancias es posible controlar los aspectos ambientales, sin embargo, la inaccesibilidad del fondo del pozo y sus propias condiciones no hacen de ésta una opción.
- Por todas sus implicaciones la corrosión es un tema inquietante para quienes controlan los pozos, por esto todo el estudio alrededor de este problema es bastante amplio. La bibliografía abarca desde estrategias de control hasta normativas sobre las aleaciones para la fabricación del equipo de producción, incluyendo el equipo de subsuelo.
- Las herramientas de detección de la corrosión se basan principalmente en medir los cambios en la geometría de las tuberías o pérdidas de material, y aunque puede dar información oportuna antes de que ocurra una falla en el

equipo, los instrumentos para la detección en fondo de pozo son bastante ineficientes debido a que la gran mayoría requieren retirar la sarta de producción.

- Ya que el crudo en los yacimientos del Campo Escuela Colorado es un crudo parafínico, históricamente la corrosión en el fondo del pozo no ha sido un problema que preocupe a los encargados del manejo del campo, pues de manera natural se crea un recubrimiento orgánico en todo el equipo de subsuelo. Por esta razón no se justifica incluir en el estudio de la instrumentación que se podría utilizar en los pozos del campo, herramientas para la detección de corrosión que no van a aportar a la optimización de la producción, que no se pueden instalar permanentemente y que representarían gastos innecesarios.

5.13 REFERENCIAS

- [1] Ahmad, Zaki. *Principles of Corrosion Engineering And Corrosion Control*. Elsevier, 2006.
- [2] *Detección de la corrosión en el fondo del pozo*. Texas: Schlumberger, 2010.
- [3] Martínez, Rosa Isabel y Amaya, Miguel Isnardo. *Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del campo escuela colorado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.
- [4] Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts. NACE RP 0192, 1998
- [5] H. Byars, *Corrosion Control in Petroleum Production*, 2nd ed. Houston, Texas: NACE, 1999.
- [6] *Especificación para Revestimiento y Producción*. 6ª Ed. API 5CT, 1998
- [7] Schweitzer, Philip. *Fundamentals of Corrosion*. CRC Press, 2010.
- [8] Roberge, Pierre. *Handbook of Corrosion Engineering*. Mc Graw Hill, 1999.

- [9] Ralph, Brian. *Corrosion science and technology*. CRC Press, 2000.
- [10] (2011) [En línea] Disponible: <http://publishing.yudu.com/Library/Ay2z7/corrosion/resources/4.htm>.
- [11] (2011) [En línea] Disponible: <http://www.petroblogger.com/2011/02/problemas-de-pozos-petroleros.html>.
- [12] *Cupones de Corrosión y Análisis de Pérdida de Peso*. Metal Samples, Alabama Specialty Products, Inc.

6. MEDICION DE CAUDAL DE FONDO PARA OPTIMIZACION DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

6.1 INTRODUCCIÓN

En ocasiones pozos productores son cerrados tempranamente, aun cuando todavía existen reservas de crudo por extraer, esto sucede porque no se tiene una imagen clara de los problemas que puedan estarse presentando en el fondo de pozo. La medición de flujo de fondo es una de las opciones que se tienen para poder detectar estos problemas a tiempo y llegar a corregirlos antes de que se esté obligado a un cierre prematuro

Los perfiles de producción han servido por mucho tiempo a los ingenieros para evaluar de forma cuantitativa el comportamiento de un pozo, específicamente la medición del flujo que aporta cada zona en un pozo multicapa muestra información útil para manejar de manera adecuada el pozo y extraer el crudo de forma eficiente.

6.2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

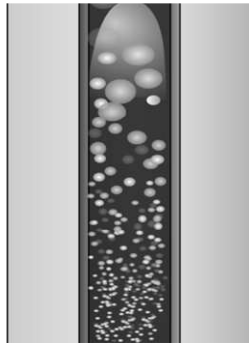
6.2.1. FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES

El flujo de los fluidos de fondo de pozo hacia la superficie en la tubería de producción es particular debido a los cambios de presión que experimentan desde la formación hasta la superficie. Los fluidos que se encuentran en un pozo productor son principalmente petróleo, agua y gas y pueden encontrarse en cualquiera de sus combinaciones.

A medida que los fluidos experimentan ciertas presiones tienen un comportamiento distinto, dando lugar a diferentes regímenes de flujo, entre ellos están:

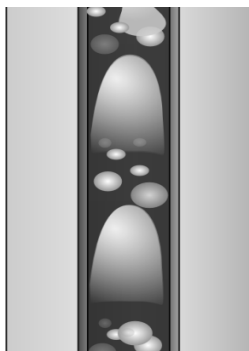
6.1.1.1 FLUJO TIPO BURBUJAS: Este flujo se caracteriza por tener burbujas de diámetro uniforme de la fase más liviana (gas o petróleo) fluyendo a través de la fase pesada (agua o petróleo, ver Figura 65). Este régimen se presenta generalmente en la parte más profunda de la tubería debido a las altas presiones que se generan en el fondo.

Figura 65 Flujo tipo burbujas. Fuente: Autores



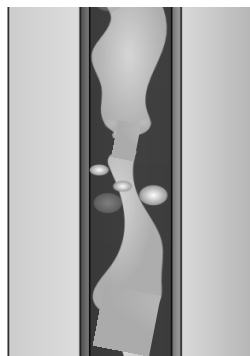
6.1.1.2 FLUJO POR BACHES: A medida que el fluido sube a través de la tubería, la presión disminuye y hace que las burbujas de la fase liviana aumenten de volumen, creando pequeños tapones con diámetro un poco menor al de la tubería. La fase pesada fluye entre cada tapón junto con burbujas de fase liviana (Ver Figura 66).

Figura 66. Flujo por baches. Fuente: Autores



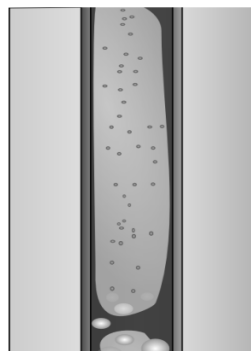
6.1.1.3 FLUJO ANULAR: Si la presión experimentada por los fluidos sigue bajando a medida que disminuye la profundidad, hace que la fase liviana siga aumentando de volumen en mayor proporción que la fase pesada, los tapones se unen formando una columna irregular de fluido, donde la fase pesada viaja por una capa pegada a la pared de la tubería (Ver Figura 67).

Figura 67. Flujo anular. Fuente: Autores



6.1.1.4 FLUJO DE NIEBLA: La fase liviana sigue en expansión convirtiéndose en una columna del diámetro de la tubería, donde la fase pesada viaja en forma de burbujas dentro de dicha columna y por una capa muy delgada pegada en las paredes de la tubería (Ver Figura 68).

Figura 68. Flujo de niebla. Fuente: Autores



6.2.1 DEFINICIONES: Para el estudio del caudal de fondo de pozo es importante familiarizarse con dos conceptos fundamentales:

RETENCIONES (HOLDUP): Porción volumétrica de una fase de un fluido en una porción de la tubería. En este documento la retención de un fluido se representará por la letra Y. De acuerdo a esta definición se tiene que:

$$Y_l + Y_p = 1 \quad (1)$$

Para un fluido bifásico Petróleo-gas o Agua-petróleo (subíndices *l*=liviano y *p*=pesado), y:

$$Y_a + Y_o + Y_g = 1 \quad (2)$$

Para una mezcla trifásica Agua-petróleo-gas. (Subíndices a=agua, o=petróleo, g=gas)

6.1.1.5 VELOCIDAD DE DESLIZAMIENTO: Es la diferencia de velocidades entre una fase liviana y otra más pesada. En este texto la velocidad de deslizamiento se representara como V_s .

6.3 CALCULOS DE CAUDAL

La determinación de caudal de fondo de pozo se realiza en la mayoría de los instrumentos midiendo tres diferentes variables: Velocidad de la mezcla, densidad de la mezcla y constante dieléctrica de la mezcla. Para el cálculo de flujos bifásicos basta con medir la velocidad y cualquiera de las otras dos variables, para mezclas trifásicas se hace necesario medir las tres variables.

La medición de densidades se basa en el principio de Bernoulli:

$$h + \frac{v^2}{2g} + \frac{P}{\rho g} = Cte \quad (3)$$

Tomando esta ecuación, aplicándola a dos puntos diferentes de la tubería e igualando las ecuaciones se obtiene un gradiente de presión dado por:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = g\rho + \frac{\rho}{2} \frac{\Delta V^2}{\Delta h} \quad (4)$$

Este gradiente de presión es para una situación ideal. para el caso real un término correspondiente a pérdidas de presión por fricción con la tubería es añadido:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = g\rho + \frac{\rho}{2} \frac{\Delta v^2}{\Delta h} + 2fv^2 \frac{\rho}{d} \quad (5)$$

Dónde:

p: Presión en la tubería

h: Altura del fluido

g: Aceleración de la gravedad

ρ: Densidad del fluido

v: Velocidad del fluido

f: Factor de fricción

d: Diámetro interno de la tubería

El primer término corresponde a un gradiente estático, el segundo a un gradiente dinámico y el tercero a un gradiente por pérdidas por fricción. Si el diámetro de la tubería es lo suficientemente grande, el término correspondiente a la fricción puede ser depreciado, y si además se considera que la velocidad en los dos puntos de la tubería no cambia, el término dinámico desaparece, la expresión se reduce a:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = g\rho \quad (6)$$

De esta manera midiendo la presión entre estos dos puntos a una distancia conocida, se divide esta expresión entre la aceleración de la gravedad y se obtiene una medición directa de la densidad del fluido.

Para un fluido monofásico la expresión 6 no tiene inconveniente, pero para fluidos que manejan más de una densidad, la expresión deja de funcionar, por lo que tiene que ser sustituida por:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = g(Y_l\rho_l + Y_p\rho_p) \quad (7)$$

Para una mezcla bifásica, y de esta manera:

$$\rho_M = Y_l\rho_l + Y_p\rho_p \quad (8)$$

Si de la ecuación 1 se despeja Y_p y se reemplaza en la ecuación 8, y de la expresión resultante despejamos Y_p se obtiene:

$$Y_p = \frac{\rho_M - \rho_l}{\rho_p - \rho_l} \quad (9)$$

Con la expresión 9 y 1 se calculan las correspondientes retenciones para cada fase en una mezcla bifásica. Del mismo modo ocurre para las mediciones de constante dieléctrica, un instrumento toma la medición de la constante de la mezcla y:

$$K_M = Y_l K_l + Y_p K_p \quad (10)$$

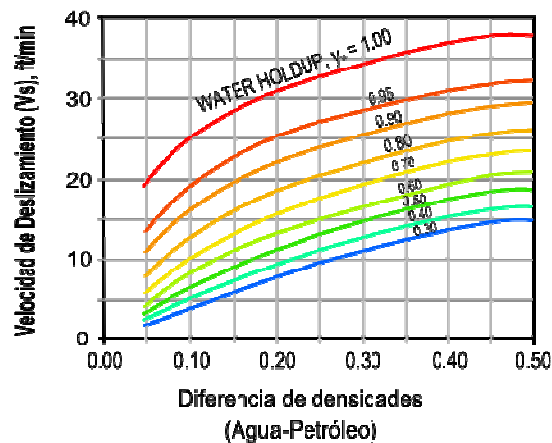
De la expresión 1 se despeja la retención de la fase pesada, se reemplaza en la expresión 10 y se obtiene:

$$Y_p = \frac{K_M - K_l}{K_p - K_l} \quad (11)$$

Cuando el régimen del flujo es de burbujas, la velocidad de deslizamiento es muy pequeña, por lo que sus efectos se pueden despreciar. Si se quiere medir el caudal de cada fase para este caso, se multiplica la retención de la fase por la velocidad medida y el área de la tubería.

Si el fluido tiene en otro régimen, o la velocidad de deslizamiento no se puede despreciar, existe un método gráfico para calcular esta velocidad. La Figura 69 es la gráfica con la que se puede calcular la velocidad de deslizamiento partiendo de la retención de agua y la diferencia de densidades de las fases para una mezcla agua-petróleo.

Figura 69. Método gráfico para hallar velocidad de deslizamiento. Fuente: Autores



Una vez calculada la velocidad de deslizamiento, se procede a hallar el caudal para cada fase con alguna otra expresión que depende del instrumento que se esté utilizando y su geometría.

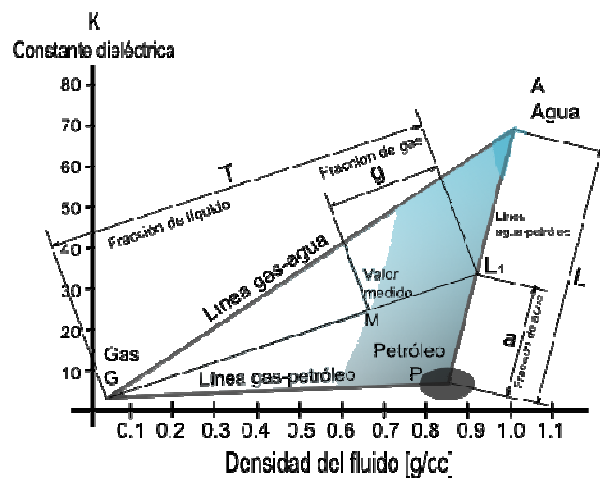
Para realizar todos estos cálculos es necesario tener con anticipación las propiedades de cada fase (densidad y constante dieléctrica) que se obtienen con los resultados de las pruebas PVT hechas al pozo.

Cuando la mezcla es trifásica existen dos diferentes formas para calcular las respectivas retenciones de las fases, ambos métodos gráficos y se presentan a continuación:

6.3.1 METODO 1:

En la gráfica de la Figura 70 se muestra cómo calcular las retenciones por el primer método.

Figura 70. Calculo de retenciones por el primer método. Fuente: Autores



Para este método primero se grafican 3 puntos correspondientes a las propiedades de las tres fases (Agua-petróleo-gas), donde la abscisa de dichos puntos pertenece a la densidad y la ordenada a la constante dieléctrica. En seguida se traza un triángulo donde los tres vértices serán los tres puntos graficados. Se grafican los datos medidos de la mezcla que arrojan los instrumentos (densidad y constante dieléctrica) identificado en la gráfica como el

punto M. Una línea que une al punto correspondiente al gas con el punto M, se extrapola hasta que se cruce con el lado que une al agua con el petróleo (punto L₁), esta línea pertenece a la totalidad de la mezcla, mientras la línea que une los puntos M con L₁, pertenece a la fracción de gas y la restante a la fracción líquida. La retención de gas se halla con la siguiente expresión:

$$Y_G = \frac{ML_1}{GL_1} \quad (12)$$

La línea L que une los puntos de petróleo y agua, pertenece a la fracción líquida, de donde la línea PL₁ representa la fracción de agua y la línea AL₁ la fracción de petróleo. Para calcular las respectivas retenciones de agua petróleo, de la totalidad de la mezcla se saca la fracción de líquido y de la fracción de líquido se obtiene la fracción de agua o petróleo, de esta manera:

$$Y_w = \frac{PL_1}{PA} \left(\frac{GL_1 - ML_1}{GL_1} \right) \quad (13)$$

Para el agua, y:

$$Y_o = \frac{AL_1}{AP} \left(\frac{GL_1 - ML_1}{GL_1} \right) \quad (14)$$

$$Y_o = 1 - Y_g - Y_a \quad (15)$$

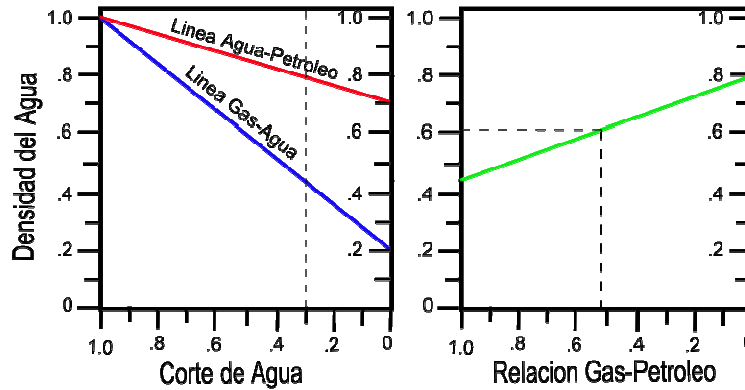
Para el petróleo.

6.3.2 METODO 2:

Debido a que la constante dieléctrica del agua (60-80 pF/m) es mucho mayor a la del petróleo (2,8-3pF/m) o gas (1pF/m), es posible calcular el corte de agua

(retención de agua) con un pequeño margen de error considerando una mezcla bifásica (agua-gas o agua-petróleo) con la expresión 11.

Figura 71. Calculo de retenciones por el segundo método. Fuente: Autores



Teniendo el corte de agua se realizan dos gráficos adyacentes (Figura 71), en el gráfico de la derecha se trazan dos líneas, una que conecta la densidad del agua del yacimiento en el eje vertical izquierdo, con la densidad del petróleo en el eje derecho (Línea agua-petróleo); y otra que una la densidad del agua en el eje izquierdo con la densidad del gas en el eje derecho (Línea agua-gas). En seguida se traza una línea vertical correspondiente al corte de agua calculado. Los puntos en los que se intersectan la vertical del corte de agua con la línea agua-petróleo y agua-gas, se extrapolan horizontalmente hacia la segunda gráfica hasta el eje derecho y el eje izquierdo respectivamente. Una línea horizontal, que correspondiente a la densidad medida de la mezcla, se traza desde el eje izquierdo hasta que corte con la línea que une los dos puntos extrapolados. La abscisa de este punto de corte (GP) corresponde al porcentaje de gas dentro de la fracción de hidrocarburos. De esta manera, la retención de gas vendría dada por:

$$Y_g = (1 - Y_a)GP \quad (16)$$

Y la retención de petróleo se calcula de la expresión 2. Después de calculadas las retenciones para cada fase con cualquiera de los dos métodos, se procede de la

misma manera que para una mezcla bifásica. Si la velocidad de deslizamiento es lo suficientemente pequeña, el caudal para cada fase se calcula multiplicando la velocidad medida por la retención de cada fase y el área interna de la tubería.

Si la velocidad de deslizamiento no es pequeña, éstas se calculan, primero se halla la velocidad de deslizamiento del gas con respecto al líquido, con el diagrama similar al de la Figura 69, donde la diferencia de densidades entre gas líquido será:

$$\Delta\rho = \rho_{liq} - \rho_g \quad (17)$$

Dónde:

$$\rho_{liq} = Y_w \rho_w + (1 - Y_w) \rho_o \quad (18)$$

Calculada la velocidad de deslizamiento para el gas-líquido, se encuentra la velocidad de deslizamiento petróleo-agua con el correspondiente diagrama, donde la diferencia de densidades será:

$$\Delta\rho = \rho_a - \rho_o \quad (19)$$

En seguida dependiendo del instrumento utilizado, se hace el cálculo de los caudales para cada una de las fases.

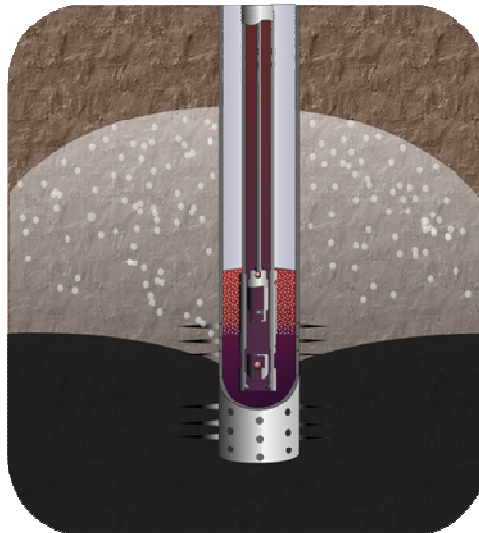
6.4 PROBLEMAS EN POZOS DE PRODUCCIÓN

La medición de caudal se enfoca en la detección de diferentes problemas que puedan estarse presentando en el fondo del pozo, a continuación se presentarán de forma general algunos de ellos:

6.4.1 CONIFICACIÓN

A medida que se extraen fluidos del pozo la presión del yacimiento disminuye y de esta manera el gas incrementa su volumen, si por encima de una capa de petróleo existe una capa de gas y la permeabilidad vertical del yacimiento es lo suficientemente alta, existe un punto en el cual el gas en expansión llega a los intervalos cañoneados menos profundos, internándose así en el pozo y liberándose a la superficie (Ver Figura 72).

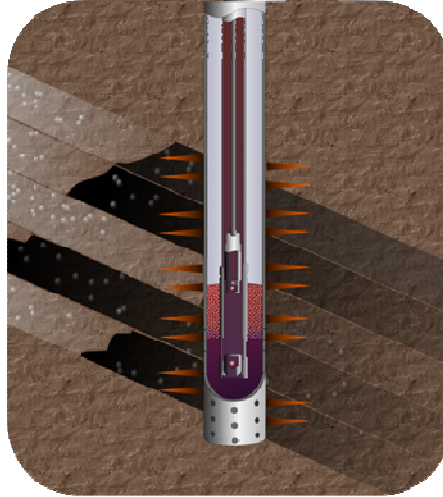
Figura 72. Conificación por gas. Fuente: Autores



6.4.2 IRRUPCIÓN

Cuando un yacimiento tiene permeabilidad estratificada, es decir, que ciertos intervalos del yacimiento tienen diferentes permeabilidades, existirán ciertas partes en las cuales el pozo drenará más rápido el petróleo, si existe una capa de gas cerca al yacimiento, este gas se internará al pozo en los intervalos de los que se haya extraído todo el crudo (zonas de mayor permeabilidad, ver Figura 73).

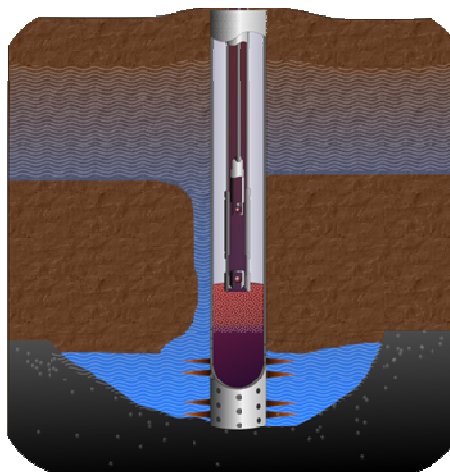
Figura 73. Irrupción de gas. Fuente: Autores



6.4.3 CANALIZACIÓN POR MALA CEMENTACIÓN

Pozos que tienen una mala o pobre cementación son propensos a producir fluidos indeseados debido a que se crean canales que transportan agua o gas desde zonas que no son adyacentes a los intervalos de producción (Ver Figura 74).

Figura 74. Canalización por mala cementación. Fuente: Autores



Sin embargo para que esta canalización se produzca es necesario que la zona de donde proviene al agua o el gas sea de mayor presión.

Estos tres problemas se presentan tanto para gas como para agua, en el caso del agua la conificación se presentara en los intervalos de cañoneo más profundos, debido a que en la formación el agua se encuentra en partes más profundas por segregación natural

Ninguno de los problemas presentados es deseable en pozos de producción de petróleo. La extracción de fluidos diferentes al crudo hace que la presión de formación disminuya a una mayor velocidad, ocasionando que la producción de crudo se reduzca y que al final de la vida del pozo no se haya podido recuperar todo el crudo que era potencialmente capaz de producir.

6.5 APLICACIONES

Las aplicaciones de la medición de caudal van dirigidas a la detección a tiempo de problemas como los presentados en el numeral III. Teniendo conocimiento de cuáles y en dónde se encuentran ubicados los fluidos del yacimiento, las mediciones de caudal se realizan entre intervalos cañoneados (Figura 75). De esta manera es posible determinar qué clase y qué cantidad de fluido está produciendo cada intervalo, y así establecer qué problema se está presentando en el pozo e identificar la zona problemática.

Las principales aplicaciones dependiendo del problema identificado son las siguientes:

6.5.1 CORREGIR

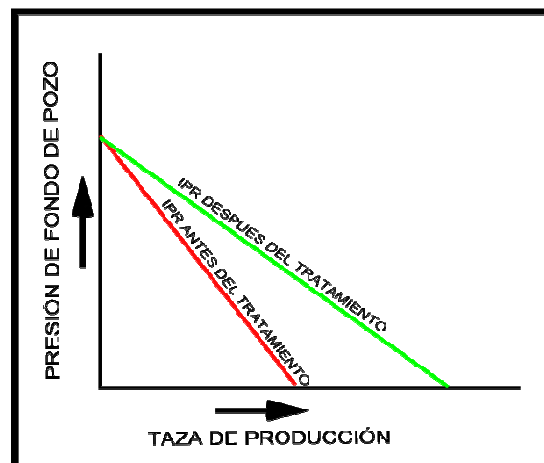
Una vez identificado el problema se procede a hacer su correspondiente corrección:

- Aislar zonas con problemas
- Reinyectar la producción no deseada.
- Re-cementar la zona que presenta la filtración

6.5.1.1 EVALUAR

- **Calculo del IPR para cada zona:** En caso de que el pozo se haya sometido a alguna clase de estimulación (fracturamiento o acidificación), las mediciones de caudal junto con un medidor de presión ayudan a evaluar independientemente la efectividad que produjo la intervención sobre cada intervalo, y cuál necesita un nuevo tratamiento y cual no (Ver Figura 75).

Figura 75. Verificación de la efectividad del tratamiento sobre cada intervalo.
Fuente: Autores



6.5.1.2 ANTICIPAR

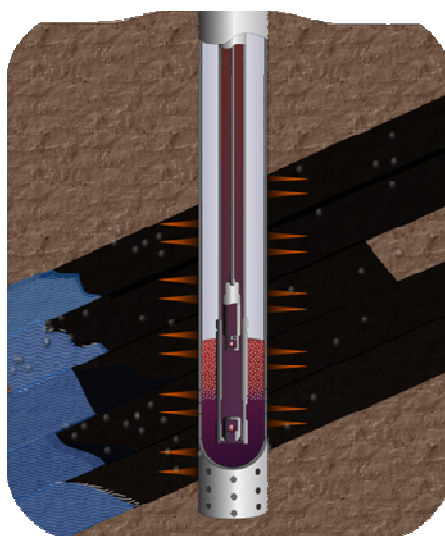
- **Administración del avance del yacimiento:** Con las nuevas tecnologías de completación inteligente, es posible instalar válvulas en los compartimientos que comunican el yacimiento con el pozo. Estas válvulas controlan el caudal de fluido que entra al pozo, y así se podrían prevenir problemas como las irrupciones de gas y agua, manteniendo un mismo

caudal en todas las zonas de diferente permeabilidad y de esta manera drenar el pozo de una manera uniforme (Figura 76), pudiendo extraer la mayor cantidad de crudo del pozo.

6.6 MEDICION EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO

El caso particular en el bombeo mecánico se presenta porque el caudal es medible únicamente en la columna de fluido en el fondo del pozo, inclusive algunas herramientas sólo pueden medir el caudal por debajo de la bomba.

Figura 76. Pozo con permeabilidad estratificada drenado de manera uniforme.
Fuente: Autores

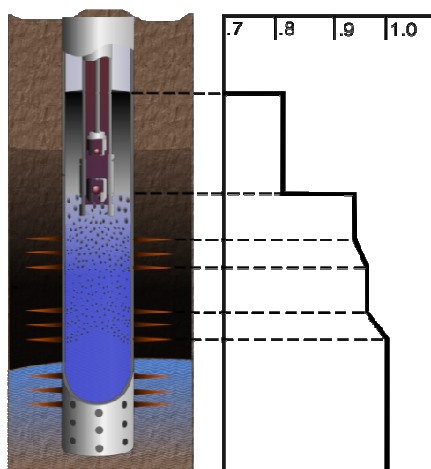


La columna de fluido se caracteriza porque por encima de la toma de la bomba se encuentra únicamente petróleo, mientras por debajo de la toma se encuentra agua con petróleo y gas burbujeando a través de ella. La separación de agua y crudo por encima y debajo de la bomba se presenta por segregación debido a la diferencia de densidades, mientras que el burbujeo se da porque en la columna con sólo agua existen cañoneos donde ingresan hidrocarburos.

En la Figura 77 se muestra una gráfica que presenta una medición de densidades en la columna de líquido en un pozo de bombeo mecánico. La herramienta muestra claramente una densidad cercana a la del agua en la parte más profunda del pozo, por encima del intervalo cañoneado más profundo la herramienta no presenta ningún cambio, esto indica que este intervalo produce solamente agua. A medida que la herramienta sube, presenta dos disminuciones importantes de densidad, esto lleva a inferir que existen dos entradas de hidrocarburos, cuando la herramienta llega al punto donde la columna cambia a solamente petróleo presenta un cambio brusco de densidad, marcando un valor correspondiente a la densidad del petróleo.

La medición de densidad puede interpretarse equívocamente. Si la herramienta marca una disminución de densidad puede que esté ingresando o petróleo o gas, por otro lado, si la herramienta marca un incremento de densidad, pueda que esté ingresando agua al pozo o bien que hidrocarburos estén entrando al yacimiento. Si bien la medición de densidad nos da una primera aproximación de los fluidos que entran o salen al pozo, no es posible cuantificar con exactitud el movimiento de fluidos, para esto se hace necesaria la medición de caudal.

Figura 77. Medición de densidades en un pozo de bombeo mecánico. Fuente: Autores



La Tabla 5 muestra los datos pertenecientes a la medición de caudal en un pozo de bombeo mecánico. De estos valores, resalta que la producción de petróleo y gas proviene en su mayoría del primer intervalo. Esta producción de gas se encuentra normalmente burbujeando en el yacimiento, por lo que es imposible disminuir su producción, mientras que la producción de agua proviene únicamente del tercer intervalo, lo cual indica que el pozo debe estar bajo alguna conificación o irrupción de agua, por lo que se deben tomar las medidas necesarias y frenar esta producción.

Tabla 5. Datos de caudal de fondo para un pozo de bombeo mecánico

INTERVALO	FLUJO TOTAL B/D	DENSIDAD g/cm ³	CORTE DE AGUA %	AGUA B/D	PETROELO B/D	GAS B/D
1	735	0.73	16	118	521	96
2	200	0.94	57	114	78	8
3	115	1.125	100	115	0	0

6.7 CONCLUSIONES

- Los pozos de producción de petróleo presentan diferentes tipos de problemas dependiendo del yacimiento en el que se encuentren, los cuales pueden incluso acortar considerablemente la vida del pozo.
- El hecho de que existan tres diferentes fluidos de producción genera un reto para la medición, esto conlleva al desarrollo de diferentes técnicas de medición que funcionan gracias a las condiciones particulares del flujo que se presentan en fondo de pozo.
- A diferencia de las mediciones de caudal en cabeza de pozo, el caudal en fondo de pozo aporta información trascendental en la detección de problemas por producción de fluidos indeseados (agua, gas).

- La detención temprana de los problemas detectables en fondo de pozo gracias a las mediciones de caudal permiten prolongar la vida útil del pozo, e incluso agilizar y aumentar la producción de petróleo gracias a las nuevas tecnologías de completación inteligente.

6.8 REFERENCIAS

- [1] S. Dyer, Y El-Khazindar, A. Reyes, M Huber, I. Raw, D Reed. "Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos". Oilfield Review, Schlumberger, Primavera de 2008, 14 páginas.
- [2] LAZARDE, Hugo. "*Interpretación de perfiles de producción*" Septiembre de 2004. 196p.
- [3] S Kimminau, C Cosad. *The Impact Of Permanent Downhole Multiphase Flow Metering*. , Society of Petroleum Engineers, SPE, 8 páginas. 2002
- [4] M. Webster, S Richardson «*Well surveillance with a permanent downhole multiphase flowmeter*». , Society of Petroleum Engineers, SPE, 6 páginas. 2006
- [5] S Tasic, P Medhizadeh "*Multiphase well rate measurements applied to reservoir analysis*". , Society of Petroleum Engineers, SPE, 7 páginas. 2008
- [6] S Mohamad, A Dashash "Reduces water production and increased oil production using multiphase flowmeter". Society of Petroleum Engineers, SPE, 7 páginas. 2007.
- [7] A Khoori, M Boekkousha, "*Multiphase flowmeter and production logs diagnose well response*", Society of Petroleum Engineers, SPE, 11 páginas. 2003
- [8] T. Nind, *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*, 2ª Edición. México: Limusa. 1995

7. MEDICIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

7.1 INTRODUCCIÓN

Los registros eléctricos de pozos se han estado realizando durante largos años ya, y han avanzado mucho desde su aparición. La ciencia de estudio de yacimientos relacionada con la realización e interpretación de estos registros es bastante amplia, debido principalmente a toda la información que se puede inferir a partir de los mismos, que permite realizar una extracción mucho más planeada.

Conocer las propiedades del yacimiento ayuda a los ingenieros a saber dónde se debe perforar, hasta qué profundidad hacerlo, cuánto se puede extraer y de qué manera debería hacerse. Tomar registros al pozo tras su perforación aumentará las posibilidades de que el pozo sea productivo, y si se pudieran tomar registros después de que el pozo ha estado produciendo, se conocería el avance de la formación alrededor del mismo y tomar acciones correctivas de ser necesario.

7.2 CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS

En la industria petrolera usualmente se realiza una clasificación con base en la composición química de las rocas. Esta clasificación se realiza con fines de agrupar las rocas de acuerdo a sus características geológicas.

7.2.1 Areniscas

Las componen rocas con contenido de SiO_2 sin importar el tamaño del grano, así que en este tipo se clasifican rocas de diversas dimensioness (ver Figura 78).

Figura 78. Arenisca. Fuente: Las rocas. [En línea] Disponible en:
http://www.educa.madrid.org/web/ies.alonsoquijano.alcala/carpetas/quienes/departamentos/ccnn/web_1_ciclo_ESO/1eso/tema_8.htm



7.2.2 Calizas

Se clasifican como calizas las rocas con carbonato de calcio CaCO_3 (Ver Figura 79).

Figura 79. Caliza. Fuente: Las rocas. [En línea] Disponible en:
http://www.educa.madrid.org/web/ies.alonsoquijano.alcala/carpetas/quienes/departamentos/ccnn/web_1_ciclo_ESO/1eso/tema_8.htm



7.2.3 Dolomita

Están compuestas por $\text{CaCO}_3\text{MgCO}_3$. A pesar de su contenido de carbonato de calcio, en los registros se diferencian notoriamente de las calizas en densidad, porosidad y otras propiedades (Ver Figura 80).

Figura 80. Dolomita. Fuente: Las rocas. [En línea] Disponible en:
http://www.educa.madrid.org/web/ies.alonsoquijano.alcala/carpetas/quienes/departamentos/ccnn/web_1_ciclo_ESO/1eso/tema_8.htm



7.2.4 NaCl, anhídrido, yeso, arcilla

Son rocas comunes, pero difieren en los registros de las demás clases. Hálito, NaCl, es sal común de mesa. La anhídrido es sulfato de calcio, y a pesar de que el yeso es sulfato de calcio con agua cristalina, en los registros aparecen muy diferentes. Hay varios tipos de arcilla, pero para fines prácticos no es necesario diferenciar entre ellos. Uno de los tipos de arcilla más comunes es el esquisto (Ver Figura 81).

Figura 81. Arcilla y yeso. Fuente: Las rocas. [En línea] Disponible en:
http://www.educa.madrid.org/web/ies.alonsoquijano.alcala/carpetas/quienes/departamentos/ccnn/web_1_ciclo_ESO/1eso/tema_8.htm



7.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

7.3.1 Porosidad

Es la medida del espacio vacío entre las rocas, la cual es expresada como una fracción o porcentaje del volumen total ocupado por la roca y que es llenado por los fluidos en la formación (Ver Figura 82). La expresión general de la porosidad ϕ es:

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (1)$$

Figura 82. Representación de la porosidad. Fuente: Autores

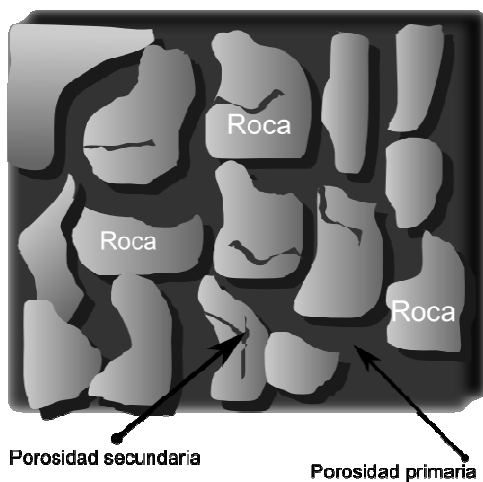


Dependiendo del origen de la porosidad de las rocas, ésta se divide en dos clases diferentes:

- **Porosidad primaria:** Es la desarrollada originalmente por el proceso de sedimentación y se debe al espacio entre las rocas que están llenos de fluido.
- **Porosidad secundaria:** Es la debida a los procesos después de que el material de la roca se deposita. Corresponde principalmente a grietas o cavernas en las rocas, también a la erosión de la roca debido a las corrientes de los fluidos en la formación.

En un yacimiento, la porosidad adquiere importancia ya que es la capacidad que tiene la matriz de rocas de contener hidrocarburos.

Figura 83. Porosidad primaria y secundaria. Fuente: Autores



La mayor porosidad se obtiene con grano esféricos apilados uno sobre otro (Ver Figura 84), pero rara vez se ve esta disposición. La porosidad disminuye con la reorganización de los granos (Ver Figura 85) y también por la existencia de granos de diferentes tamaños, que es lo más usual. Puede variar de 4% a 40%.

Figura 84. Porosidad en rocas esféricas apiladas, 47.6%. Fuente: Autores

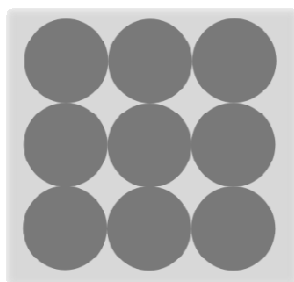
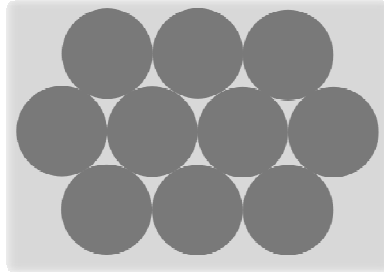


Figura 85. Porosidad en rocas esféricas, 25.9%. Fuente: Autores



7.3.2 Permeabilidad

Se refiere a la capacidad de desplazarse que tienen los fluidos dentro de una formación (Ver Figura 86). En un yacimiento no es necesaria únicamente la existencia de hidrocarburos, sino que éstos se puedan mover desde la formación hacia los pozos perforados. La permeabilidad es una propiedad que depende de la roca de la formación, del fluido en particular y de otras condiciones. Entre los parámetros que influyen están la forma y organización de las rocas, la presión a la que se encuentra el fluido, la cantidad del fluido, su viscosidad, entre otras.

Ley de D'Arcy: La permeabilidad se mide en Darcy, el nombre de la unidad se debe a Henri d'Arcy, quien investigó la capacidad de fluir del agua por entre las rocas. Más tarde, Jean Louis Marie Poiseuille añadió la viscosidad a la fórmula d'Arcy.

$$Q = \frac{kA \Delta P}{l\mu} \quad (2)$$

Dónde:

Q: Rata de flujo (cc/s)

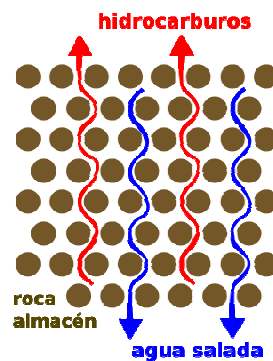
K: Permeabilidad (Darcy)

A: Área transversal

ΔP : Cambio de presión (atmósferas)

L: longitud.

Figura 86. Migración de fluidos a través de los poros. Trampa de petróleo. [En línea]. Disponible en: http://es.encydia.com/ca/Trampa_de_petr%C3%B3leo



Un Darcy se define como la permeabilidad k , que permite a un fluido de viscosidad 1 centipoise, fluir a un ritmo de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ a través de un área transversal de 1 cm^2 cuando el gradiente de presión es de 1 atm/cm .

La ecuación de Darcy funciona para las siguientes condiciones:

- Flujo laminar
- No hay reacción entre el fluido y la roca
- Sólo una fase presente en el 100% del espacio de poro
- Fluido incompresible

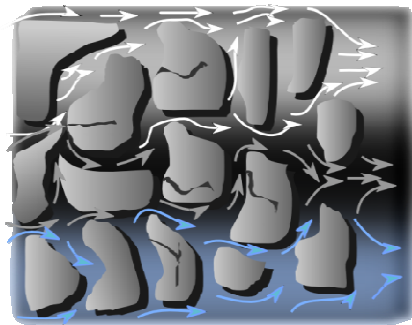
La permeabilidad de una formación puede variar desde menos de 1 miliDarcy hasta más de 50000 milidarcies. El tamaño de los poros tendrá que ver con la permeabilidad de la formación, entre más grandes sean los poros, más permeabilidad tendrá.

- **Permeabilidad efectiva:** La permeabilidad efectiva es la permeabilidad de un fluido particular en una formación con más de un fluido (Ver Figura 87). Si la formación tiene sólo agua, la permeabilidad absoluta es igual a la

permeabilidad efectiva, pero si la formación tiene petróleo y agua, la presencia de agua reduce el diámetro del poro que hay disponible para fluir y la permeabilidad del petróleo será menor que la permeabilidad absoluta.

- **Permeabilidad relativa:** Es la razón entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta. Es importante conocer la permeabilidad relativa de agua y petróleo en función de la saturación, que es descrita por la siguiente curva.

Figura 87. Permeabilidad efectiva de varios fluidos en el yacimiento. Fuente: Autores.



7.3.3 Saturación

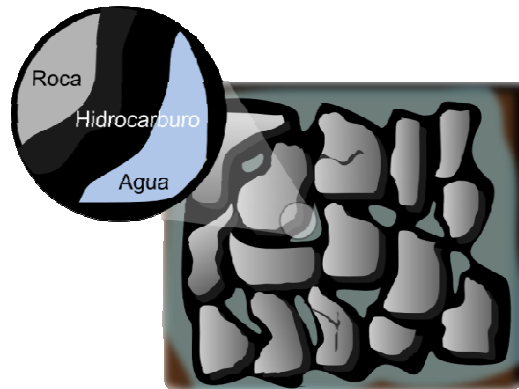
La saturación de cualquier fluido en el espacio de los poros es la razón entre el volumen del fluido y el volumen total de los poros (Ver Figura 88). Cuando la porosidad es la capacidad de retener fluidos, la saturación se refiere a la fracción de la capacidad total de retener un fluido en particular.

$$S_w + S_o = 1 \quad (3)$$

S_w : Saturación de agua (%)

S_o : Saturación de aceite (%)

Figura 88. Saturación de fluidos. Fuente: Autores.



7.3.4 Presión capilar

Es la diferencia de presión existente entre dos fases que coexisten en espacios porosos. La presión capilar es proporcional a la saturación de los fluidos. Debido a la capilaridad de las formaciones, partiendo de que la fase de agua se encuentra en el fondo y la de petróleo en la parte superior, el agua tiende a invadir la zona de petróleo por a la adhesión del líquido con las paredes de la roca, haciendo que siempre exista una parte de agua en el fluido que del yacimiento.

La diferencia de presión se presenta entre los puntos A y B (Ver Figura 89), que deberían tener aproximadamente la misma presión, debido a la pequeña diferencia de altura. Por el contrario, las presiones serán diferentes, y la diferencia es proporcional a la diferencia de densidades de los dos fluidos. Este fenómeno se explica realizando el siguiente análisis.

$$P_B = P_D - \rho_w * g * h \quad (4)$$

$$P_A = P_C - \rho_o * g * h \quad (5)$$

Dónde:

ρ_w : Densidad del agua

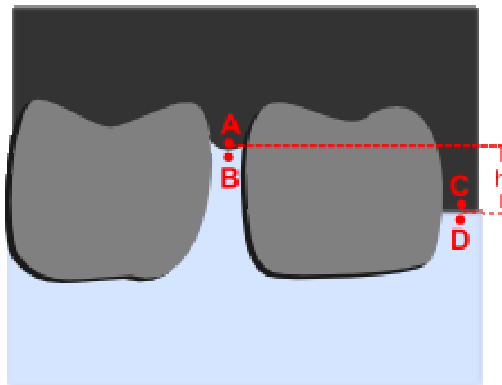
ρ_o : Densidad del petróleo

Ya que las presiones P_C y P_D son iguales debido a la pequeña diferencia de alturas, se obtiene:

$$P_A - P_B = \rho_w * g * h - \rho_o * g * h \quad (6)$$

$$P_A - P_B = \Delta\rho_{ow} * g * h \quad (7)$$

Figura 89. Presión capilar. Fuente: Autores



7.3.5 Invasión

Durante la perforación se inyecta fluido para que se aumente la presión dentro del pozo que evite que los fluidos del yacimiento lo invadan. Debido a la permeabilidad de la formación, el fluido invade el yacimiento desplazando los fluidos originales.

Los sólidos del fluido inyectado que no pueden entrar al yacimiento se depositan alrededor de las paredes del pozo formando una capa llamada *mudcake* (Ver Figura 90).

Figura 90. Esquema del pozo tras la perforación. Fuente: Autores.



7.4 PROCEDIMIENTOS EN REGISTRO DE PROPIEDADES

El objetivo de los registros del pozo es determinar las propiedades de las rocas que son potencial fuente de hidrocarburos. Se usan para determinar específicamente:

- Litología de la formación
- Porosidad
- Contenido de fluido
- Saturación

7.4.1 Correlacionar y emparejar profundidades

Es necesario correlacionar todas las mediciones realizadas en una formación para asegurarse de que representan la misma profundidad. Esto es necesario porque en algunas sondas hay varias herramientas instaladas, y no están haciendo la medición de la misma profundidad al mismo tiempo, al igual que es necesario

introducir más de una sonda. Si todas las herramientas hicieran la medición de la misma profundidad al mismo tiempo, no habría necesidad de correlacionar.

La correlación se hace generalmente en base al registro de rayos gamma, y éste se incluye en la mayoría de herramientas para realizar automáticamente la alineación de profundidad. La alineación se hace entre una herramienta de registro y otra.

Manualmente se pondrían las hojas de registro una junto a la otra, se identificarían los marcadores de los distintos lechos y se moverían hacia arriba y abajo hasta que se alineen.

7.4.2 Interpretar litología

Se trata de identificar el tipo de roca dónde se perforó el pozo. Generalmente es necesario más de un tipo de registro y a veces es soportado con las tomas de muestras del pozo. Si en la formación hay un solo tipo de rocas de los tipos identificados, pueda que un sólo registro baste para su identificación, pero si hay una mezcla de diferentes tipos de rocas, es necesario realizar más de un registro para lograr la identificación.

La composición de la roca puede ser inferida de la combinación de medición de densidad y neutrones.

7.4.3 Identificación de zonas permeables y no permeables

Puede identificarse refiriéndose a los registros de rayos gamma, potencial espontáneo y resistividad. Los registros de rayos gamma, aunque generalmente ayudan siendo referencia de la profundidad, también diferencian entre formaciones de esquisto y otros tipos de formación. Como las zonas de esquisto no son permeables, la respuesta de los rayos gamma ayuda a identificar zonas no permeables. La resistividad ayuda a identificar la profundidad de la invasión y

permite determinar también la permeabilidad de la formación. El potencial espontáneo ayuda ya que en las zonas permeables hay una alta respuesta de este registro, debido al movimiento de los fluidos electrolíticos.

7.4.4 Determinar y dividir los lechos entre zonas productoras de agua y zonas productoras de hidrocarburos

Se puede diferenciar entre gas y líquido mediante los registros de porosidad, pero no entre agua y petróleo. Por otro lado, los registros de resistividad sirven para diferenciar entre hidrocarburos y agua, ya que ésta tendrá baja resistividad debido a las sales disueltas, los hidrocarburos presentarán una resistividad más alta. También se debe diferenciar entre las zonas no invadidas y las invadidas por el fluido de perforación.

7.4.5 Determinar la porosidad de las zonas de interés:

Se realiza mediante uno o la combinación de los siguientes registros: Acústico, densidad, neutrones.

Estas mediciones se ven afectadas por otros parámetros de la formación, como la litología, el fluido en los poros y a veces la geometría de los poros. Cuando los parámetros de la matriz son conocidos, es posible encontrar valores verdaderos de la porosidad con base en esos registros.

Cuando los parámetros de la matriz son desconocidos, o ésta se compone de más de un tipo de material, o si los poros están llenos de fluido liviano, como gas, la determinación de la porosidad es complicada, es necesario realizar la combinación de más de un registro.

Los registros de neutrones y de densidad responden bien a la porosidad total, el sónico sólo responde a la porosidad primaria.

7.4.6 Determinar la saturación de las zonas de interés

El registro de resistividad es un buen indicador de la saturación de los poros. Ni el petróleo ni el gas conducen la corriente, el agua si lo hace. Los poros la gran mayoría de las veces contienen cierta cantidad de agua.

No sólo es necesario conocer la resistividad, ya que ésta se ve afectada por otros parámetros, como la porosidad, permeabilidad de la formación y la salinidad del agua. Es necesario combinar la medición de la resistividad con otros registros para tener una mejor identificación de la saturación.

7.5 CONCLUSIONES

- Las propiedades petrofísicas de una formación que aportan información relevante para la extracción son pocas, pero no puede realizarse una medición directa de ellas.
- La medición de las propiedades petrofísicas se realiza mediante la comparación de los registros de múltiples herramientas.
- Las condiciones de cada yacimiento particular determinan las herramientas necesarias para realizar la medición, indicando no sólo cuáles, sino cuántas herramientas deberían usarse para hallar el valor de alguna propiedad.
- Las herramientas de registro pasivas generalmente sirven para hacer la delineación del yacimiento y la determinación de algunos de los componentes de las rocas.
- La densidad principalmente se determina mediante herramientas de emisión y registro de rayos gamma, aunque con la ayuda de otros registros se obtiene un cálculo más ajustado a la realidad.
- La porosidad se determina mediante la comparación de varios registros, pero el que más aporta información relevante es el registro de neutrones, que responde a los fluidos presentes en los espacios porosos.

- Las diferentes resistividades de la formación son de importante conocimiento, pues aportan datos sobre la permeabilidad del yacimiento y la saturación del mismo.
- Debido a la necesidad de realizar múltiples mediciones al yacimiento para tener una idea integral del mismo, generalmente los fabricantes incluyen herramientas de varios tipos de registros para optimizar el proceso de medición.

7.6 REFERENCIAS

- [1] Halliburton, Wellex. *Introducción al análisis de los registros de pozos*.
- [2] J. S. Archer , C. G. Wall. *Petroleum Engineering, Principles and practice*. Londres, Gran Bretaña: Graham and Trotman, 1986.
- [3] D. G. Bowen. *Formation evaluation and petrophysics*. Jakarta, Indonesia: Core Laboratories, 2003.
- [4] W. Lyon, G. Plisga, *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, 2ª Edición. Elsevier. 2005
- [5] Institute of Petroleum Engineering, *Formation Evaluation*, Heriot-Watt University.

8 TECNOLOGÍAS DE FIBRA ÓPTICA APLICADAS A LAS MEDICIONES DE FONDO DE POZO

8.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad la fibra óptica representa un método bastante preciso y confiable de transmisión de datos, sin embargo, es posible aprovechar muchas de sus características y aplicarlo como transductor.

Los sensores de fibra óptica representan una opción muy importante a la hora de realizar mediciones en el fondo del pozo. Eliminar la electrónica de fondo utilizada por otro tipo de sensores es quizás uno de los atractivos y de las principales ventajas de la fibra óptica. Esto representa mayor confiabilidad en la medición debido a las condiciones desfavorables del fondo del pozo a la que se expone el transductor. Adicionalmente constituyen una solución al monitoreo permanente del fondo del pozo y el único método actualmente para la medición de la temperatura distribuida, DTS¹⁶.

8.2 GENERALIDADES DE LA FIBRA ÓPTICA

8.2.1 Estructura de la fibra óptica

La fibra óptica se fabrica generalmente de vidrio (sílice) o plástico cristalinos que permiten la propagación de la luz y que debido a las pequeñas pérdidas que representan, se puede utilizar para grandes distancias.

La estructura física, como se muestra en la Figura 91, consta de un núcleo (*core*) de vidrio, un revestimiento (*cladding*) también de vidrio pero con un índice de refracción ligeramente menor al del núcleo para evitar atenuaciones; y un

¹⁶DTS: Distributed Temperature Sensing.

recubrimiento (*coating*) protector, generalmente de plástico, para fortalecer la fibra. El haz de luz que se emite a la fibra, viaja por el núcleo reflejándose en el revestimiento.

Figura 91. Estructura básica de la fibra óptica. Fuente: *Fiber Optic Measurement Techniques*, Rongqing Hui.



8.2.2 Índice de refracción

Un rayo de luz propagándose en el vacío viaja a la velocidad de la luz, sin embargo, cuando lo hace en otro medio la velocidad es menor. Asimismo cuando la luz sufre un cambio de medio, su velocidad de propagación cambia, presentando además fenómenos de reflexión, Figura 92 y refracción, Figura 93. De esta manera el valor del índice de refracción es característico de cada medio o material por el que se propaga la luz y de éste dependen los ángulos y velocidades de la refracción.

De acuerdo a lo anterior el ángulo de refracción, θ_2 al paso de un medio con índice de refracción n_1 a otro n_2 con un ángulo de incidencia θ_1 , se puede obtener mediante la ley de *Snell*, ec. 1.

$$n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2 \quad (1)$$

Figura 92. Reflexión de un rayo de luz. Fuente: <http://definicion.de/reflexion-de-la-luz/>.

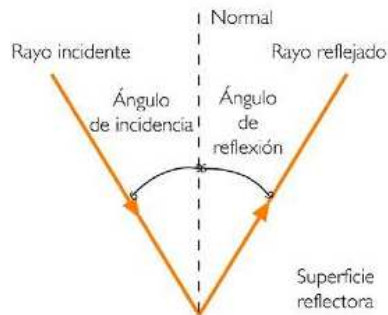
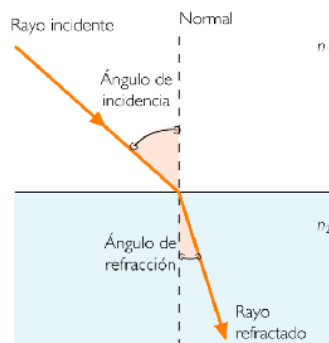


Figura 93. Refracción de un rayo de luz por el cambio de índice de refracción del medio. Fuente: <http://definicion.de/reflexion-de-la-luz/>.



8.2.3 Tipos de fibra

Los tipos de fibra óptica se clasifican de acuerdo a la cantidad de rayos que viajan a través de su núcleo. Si viaja un solo rayo se le conoce como fibra óptica monomodo y si viajan múltiples rayos como fibra óptica multimodo.

Multimodo:

Una fibra multimodo es aquella que permite la propagación de varios rayos ópticos en el núcleo de la fibra. El núcleo de esta fibra puede encontrarse entre 50 a 62,5 μm de diámetro y 125 μm para el revestimiento.

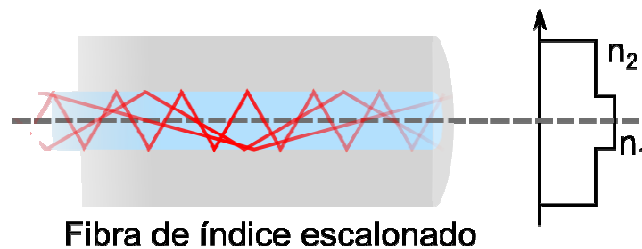
De acuerdo a los ángulos de reflexión y la distancia que viajan estos rayos en el núcleo, la fibra multimodo se clasifica con respecto al índice de refracción, siendo escalonado o gradual.

- Índice escalonado

La fibra con índice escalonado (step-index fiber) mantiene un valor constante de índice de refracción en todo el núcleo, como se ve en el perfil de la Figura 94. Los rayos ópticos sobre esta fibra se reflejan con diferentes ángulos y por ende recorren diferentes distancias en el núcleo.

La fibra óptica multimodo de índice escalonado es la posee menor ancho de banda, máximo de 40 MHz/km. Las reflexiones de los rayos ópticos pueden ocasionar interferencias entre ellos y resultan en una pérdida de potencia óptica a la salida.

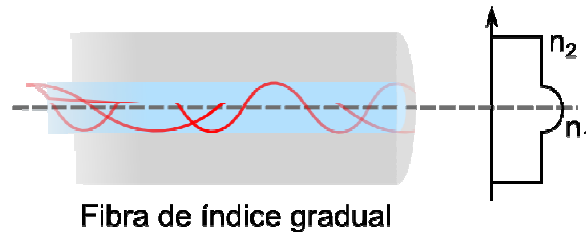
Figura 94. Fibra óptica multimodo de índice escalonado. Fuente: Autores.



- Índice gradual

La fibra multimodo de índice gradual tiene un índice de refracción máximo en el centro del núcleo y va disminuyendo e igualándose al del revestimiento a medida que se aleja del centro, Figura 95.

Figura 95. Fibra óptica multimodo de índice gradual. Fuente: Autores.



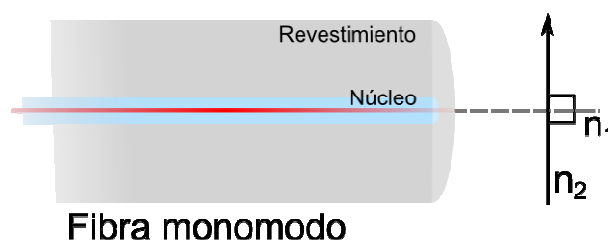
Al igual que la fibra de índice escalonado la potencia óptica de salida se ve reducida en magnitud producto de las reflexiones de los rayos. Puede tener un ancho de banda de hasta 500MHz/km.

Monomodo:

En este tipo de fibra, debido al reducido diámetro del núcleo, un único haz de luz puede viajar a través de éste. El diámetro del núcleo se encuentra entre los 9 μm y 125 μm para el revestimiento.

El perfil del índice de refracción y la trayectoria del haz de luz viajando a través de una fibra monomodo se muestra en la Figura 96.

Figura 96. Fibra óptica Monomodo. Fuente: Autores.



Aunque es la que tiene mayor capacidad de transferencia de información es la más difícil de implementar debido a la necesidad de una fuente óptica láser. Este tipo de fibra tiene un ancho de banda de hasta 100 GHz/km.

8.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

A pesar de los diferentes tipos de fabricación y principios de medición de los sensores de fibra óptica, de manera general poseen las siguientes ventajas o desventajas:

Ventajas:

- Todos los sistemas de medición cuentan con una alta confiabilidad y precisión debido a la ausencia de electrónica en sus componentes y por ende en el fondo del pozo.
- Como cualquier cable de fibra óptica, los sensores también son inmunes a la radiación electromagnética.
- Algunos sensores pueden ser instalados después de completado el pozo, lo que permite adecuarlos para cualquier pozo.
- Además de representar una opción para la medición de presión, flujo y otras variables físicas, es la única aplicación en el mercado para medir la temperatura distribuida a lo largo del pozo.
- En general los cables de fibra óptica manejan un alto ancho de banda.
- Pérdidas bajas y alta tasa de transmisión de información

Desventajas:

- Se requiere bastante protección para la fibra debido a las condiciones agresivas el fondo del pozo, como las altas temperaturas, a la corrosión química o alguna abrasión mecánica.
- A altas presiones o temperaturas cambian su cero por otras cantidades (a veces más de 50 psi), esto se conoce como *drift*.
- Todo lo que afecte desfavorablemente el material de la fibra, reducirá la precisión de las mediciones.

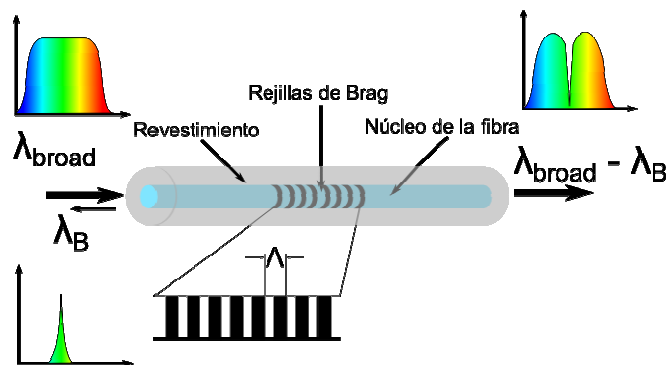
8.4 PRINCIPIOS DE MEDICIÓN

8.4.1 Sensor con rejillas de Bragg, FBG (*Fiber Bragg Grating Sensor*)

Una fibra con rejillas de Bragg, FBG contiene una pequeña porción en la que índice de refracción del núcleo de una fibra monomodo es modulado periódicamente, rejilla de Bragg, Figura 97. Esta estructura da como resultado la reflexión de la longitud de onda λ_B , y la transmisión del resto del espectro. La longitud de onda λ_B , depende del índice de refracción efectivo de la fibra, n_{eff} y del periodo de la rejilla Λ , ec. 2.

$$\lambda_B = 2n_{eff}\Lambda \quad (2)$$

Figura 97. Estructura y funcionamiento de una fibra con rejillas de Bragg, FBG.
Fuente: Autores.



Fabricación: la inscripción de las rejillas en el tramo de fibra óptica se realiza mediante la interferencia de dos rayos UV¹⁷, Figura 98 y Figura 99.

¹⁷ UV: Ultra Violeta

Figura 98. Fabricación de un sensor de rejilla de fibra. Fuente: *Fiber Optic Sensors*, Francis Yu - Shizhuo Yin.

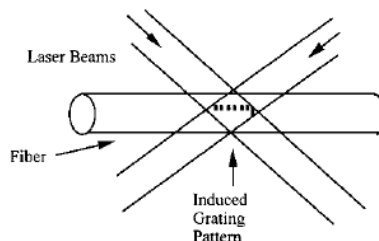
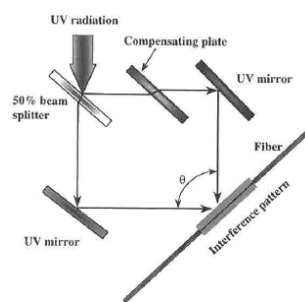


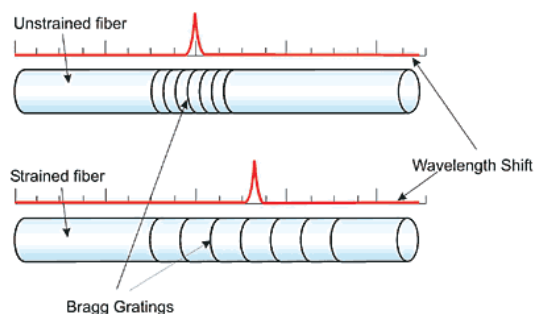
Figura 99. Interferómetro UV para inscribir las rejillas de Bragg en la fibra. Fuente: *Fiber Bragg Gratings*, Raman Kashyap.



Principio de operación: este sensor se basa en la relación de la reflexión de la luz transmitida con la acción de la variable física medida, es decir, que bajo la influencia de temperatura, presión o un esfuerzo de tensión aplicada sobre la FBG en el lugar donde está inscrita la rejilla, cambia la longitud de onda, λ , de Bragg o de la luz reflejada.

La Figura 100, ilustra el comportamiento de de la fibra con rejillas de Bragg inscritas en un tramo del núcleo. Cuando la fibra se somete a tensión, esta se elonga y aumenta la distancia entre las rejillas, por consiguiente aumenta la longitud de onda de Bragg que es reflejada.

Figura 100. Comportamiento de una fibra óptica con rejillas de Bragg (superior) sin esfuerzo de tensión, (inferior) con esfuerzo de tensión. Fuente: <http://www.photonics.byu.edu/fbg.phtml>.



La sensibilidad de los sensores de rejilla de Bragg se puede comparar con los extensómetros convencionales y de esta manera representa una opción a la hora de instrumentar.

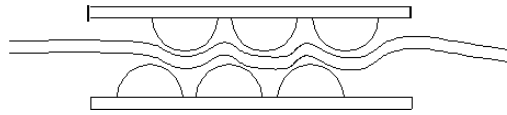
8.4.2 Sensor de micro-curvaturas (*Microbend sensor*)

Este tipo de sensor basado en la intensidad de la potencia óptica se utiliza para medir presión. En la Figura 101, se observa un tramo de fibra óptica, dispuesto sobre dos platos con crestas o micro-curvaturas (*microbends*), que operan como el detector o sensor.

El montaje completo del sensor se muestra en la Figura 102. La presión ejercida sobre los platos se puede medir con la reducción de la intensidad de la potencia óptica que es recibida en el fotodetector comparada con la transmitida por el LED¹⁸ a la fibra.

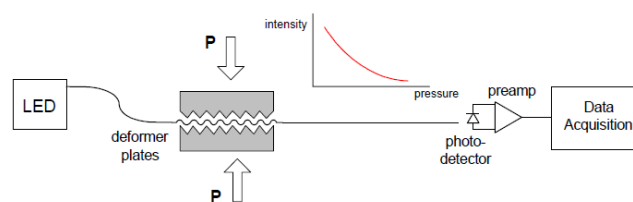
¹⁸ LED: Light-Emitting Diode: Diodo emisor de luz.

Figura 101. Segmento de fibra óptica dispuesto sobre platos con micro-curvaturas (*microbend*). Fuente: <http://www3.ntu.edu.sg/mae/research/programmes/sensors/sensors/fos/fosselva.html>.



Una de las ventajas del montaje de la Figura 102, es el bajo costo de los dispositivos implicados.

Figura 102. Sensor de fibra óptica basado en la intensidad para medir presión a través de micro-curvaturas (*microbend*). Fuente: *Ruggedized Optical Fiber Sensors for Downhole Monitoring*.

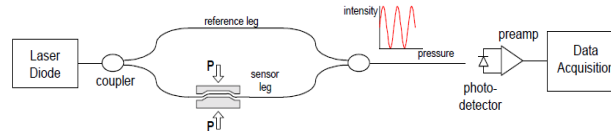


8.4.3 Interferómetro Mach-Zehnder (*Mach-Zehnder Interferometer*)

El interferómetro Mach-Zehnder consta de dos tramos de fibra óptica acoplados, Figura 103, uno de ellos es la trayectoria de referencia y está aislada físicamente de cualquier afectación de la variable a medir; y el tramo de medición en el que se sitúa el sensor está diseñado para que los efectos del mensurando ocasionen una elongación o un cambio en el índice de refracción del camino.

En la Figura 103, la presión ejercida a los platos deforma la fibra y produce una elongación en el camino del sensor. En este tipo de sensores el mensurando produce un cambio en la fase de la onda de luz.

Figura 103. Sensor interferométrico de fibra óptica para la medición de presión a través de la elongación de la fibra. Fuente: *Ruggedized Optical Fiber Sensors for Downhole Monitoring*.



8.4.4 Interferómetro Fabry-Perot, FPI (*Fabry-Perot Interferometer*)

A diferencia del interferómetro *Mach-Zehnder* (y otros como *Sagnac* o *Michelson*) este tipo no tiene acoplamientos, lo que elimina los problemas de alineamiento en el montaje. Sirve para medir presión, temperatura y tensión.

Fabricación: El FPI se basa en una cavidad vacía formada por dos espejos separados una distancia S . para lograr esto en la fibra óptica es posible utilizar dos tramos de fibra óptica separados para formar la cavidad, en donde sus extremos brillantados reemplazarán los espejos, Figura 104 y Figura 105.

Es posible fabricar el interferómetro intrínseco como los de la Figura 106 o extrínseco como el de la Figura 107.

Figura 104. Interferómetro Fabry-Perot extrínseco de fibra óptica. Fuente: *Fiber Optic Sensors*, Active Materials Lab Mechanical & Aerospace Engineering Department, UCLA.

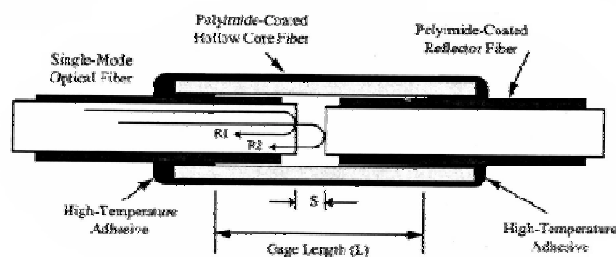


Figura 105. Fibra óptica Fabry-Perot. Fuente: *Fiber Optic Sensors*, Active Materials Lab Mechanical & Aerospace Engineering Department, UCLA.

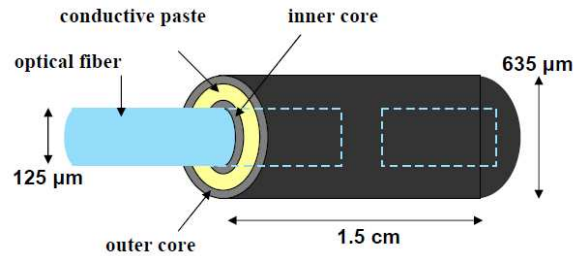
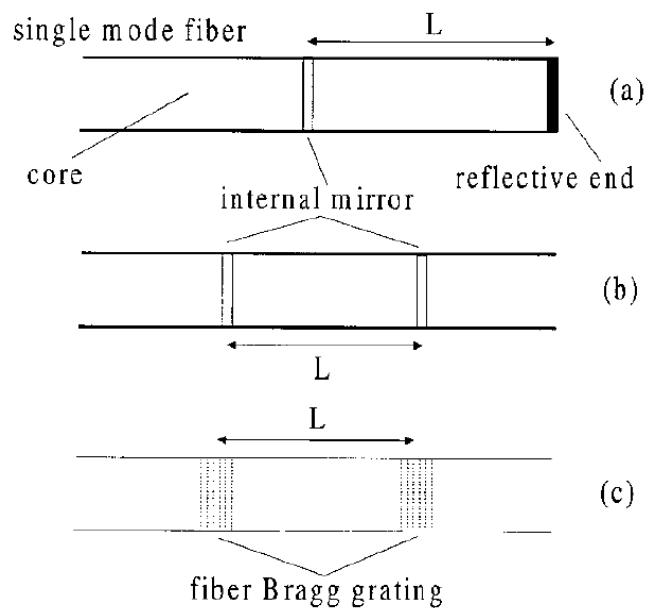


Figura 106. Configuraciones del sensor FPI intrínseco: (a) cavidad formada por un espejo interno y el final de la fibra; (b) cavidad formada por dos espejos internos; (c) cavidad formada por dos rejillas de Bragg. Fuente: *Fiber Optic Sensors*, Francis Yu - Shizhuo Yin.



Principio de operación: Una porción de la señal óptica es reflejada de regreso al encontrarse con cada espejo, debido al cambio de índice de refracción. Esencialmente cualquier perturbación en la cavidad ocasionará un cambio en la distancia que separa los espejos y por ende en la fase de la señal. De esta manera son muy sensibles a las perturbaciones que afectan la cavidad.

Debido a la discontinuidad en el índice de refracción que representa la cavidad, alrededor del 4% de la potencia óptica se refleja hacia la fuente. El otro 96% de la luz continúa a través del espacio de aire de la cavidad, hasta que se refleja en el segundo espejo de fibra. Esta segunda reflexión viaja a través del espacio vacío y en la primera (entrada) de fibra, se combina con la primera reflexión. Si la fuente óptica es coherente, las reflexiones interfieren, y la intensidad de la salida óptica del sensor depende de la diferencia de fase relativa de las dos reflexiones.

La Figura 108, muestra un sensor interferométrico Fabry-Perot de OPSens Solutions, para medir temperatura y presión. Este transductor puede registrar temperaturas desde -40 hasta 300°C y presiones hasta 1200 psi, la hoja de especificaciones del fabricante se muestra en la Figura 109

.

Figura 107. Configuraciones del sensor FPI extrínseco: (a) cavidad formada por el final de la fibra y un diafragma; (b) cavidad formada por las superficies de una película en el extremo de la fibra; (c) cavidad formada por el final de una fibra monomodo y una fibra multimodo alineadas en un tubo capilar; (d) cavidad formada por el extremo de una fibra monomodo empalmada con una fibra hueca. Fuente: Fiber Optic Sensors, Francis Yu - Shizhuo Yin.

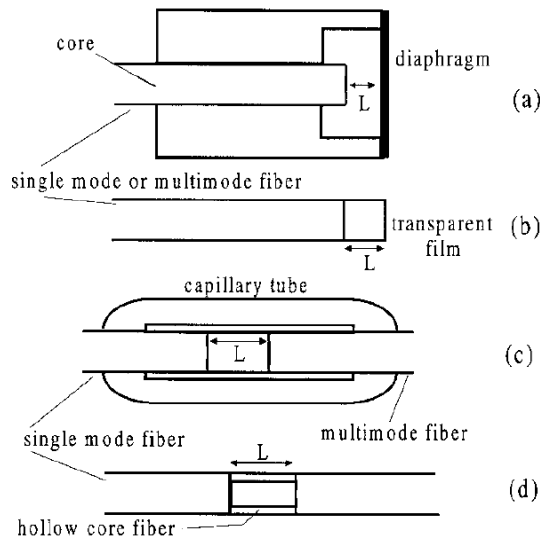


Figura 108. Sensor FPI de fondo de pozo para presión y temperatura. Fuente: OPSens Solutions.



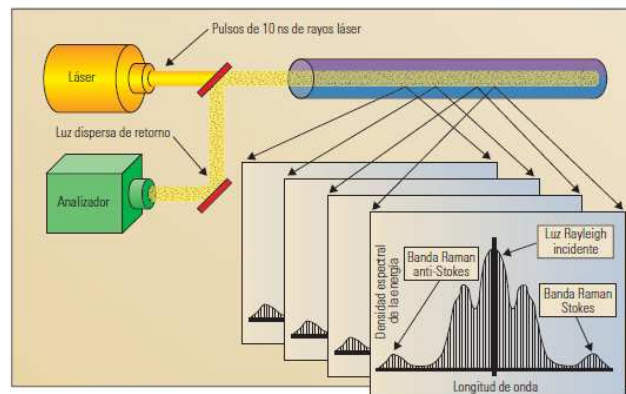
Figura 109. Especificaciones sensor FPI para presión y temperatura. Fuente: OPSens Solutions.

OPP-W SPECIFICATIONS*	
Pressure	
Range (absolute)	0 – 8000 kPa (0 - 1200 psi) Other ranges available on request
Accuracy	± 0.2% F.S.
Resolution	0.002% F.S.
Long term stability	0.5 % F.S. per annum at 300 °C
Proof pressure	200% F.S.
Diaphragm material	Monocrystalline sapphire
Temperature	
Range	- 40 °C to 300 °C.
Accuracy	± 1.5 °C
Resolution	0.1 °C at zero averaging (0.01 °C at 10 minutes averaging)
Package	
Housing material	Inconel 718
Operating environment	
Hydrogen and steam	Complete immunity
EM/RF/MR/MW susceptibility	Complete immunity

8.4.5 Medición de la temperatura distribuida (DTS)

Características: Este sensor utiliza fibra óptica para medir la temperatura distribuida a lo largo del pozo. El sistema completo empleado para la medición de DTS, emplea un láser para emitir rayos de luz por pulsos de 10 ns a través de la fibra y una unidad receptora para el procesamiento de las señales, Figura 110.

Figura 110. Principio de operación del sensor DTS. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.



Normalmente se emplean fibras con núcleo de sílice de 5 a 50 μm de diámetro y un recubrimiento también de sílice pero con un índice de refracción más bajo. Para obtener los índices de refracción deseados se agregan materiales como flúor o germanio. Un índice de refracción menor en los alrededores del núcleo permite minimizar las atenuaciones.

Habitualmente, se obtiene una atenuación de la señal de un factor de 10 por cada 50 km de fibra.

Debido a las condiciones desfavorables de fondo de pozo, altas temperaturas, altas presiones, corrosión y abrasión la fibra debe contar con recubrimientos especiales, obteniéndose un diámetro total típico de 250 μm . Finalmente cuenta con una protección adicional de metal de 0.63 cm de diámetro.

Principio de operación: cuando se transfiere luz a la fibra pequeñas cantidades de luz regresan a la fuente de luz, lo que se conoce como luz dispersa de retorno o luz de retro-dispersión. Como se ve en la Figura 110, el analizador captura la luz dispersa de retorno.

Una de las componentes de la luz dispersa es la señal de Raman. Ésta surge de la colisión de los fotones con moléculas del medio. Si el fotón entrega energía a la molécula la lleva a un estado de dispersión Stokes o por el contrario a un estado de dispersión anti-Stokes.

A altas temperaturas más moléculas se encuentran en un estado de excitación más alto, esto hace que la intensidad de Raman anti-Stokes dependa de la temperatura, más que la intensidad Stokes. Entonces los cambios de temperatura están relacionados con la intensidad del espectro Stokes y anti-Stokes.

El analizador separa la luz de retorno de la luz dispersa y separa los dos componentes de Raman a través de un fotodiodo. Los datos suministrados por cada pulso láser son almacenados en una memoria y con un procesador se estima la temperatura.

La temperatura se calcula con la relación entre la intensidad de la banda Stokes y anti-Stokes, como la ec. 3.

$$\frac{1}{T_z} = \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{S} \left[\ln \frac{I_{as(z)}}{I_s(z)} - \ln \frac{I_{as(ref)}}{I_s(ref)} \right] \quad (3)$$

Donde,

T_z : Temperatura en Kelvin

T_{ref} : Temperatura de una fibra de referencia (conocida).

I_{as} : Intensidad de la señal anti-Stokes

I_s : Intensidad de la señal Stokes

S: Término de sensibilidad.

Las coordenadas z y Ref representan la posición de interés y de referencia.

El término de sensibilidad s , es dependiente de la constante de Planck, de la constante de Boltzmann y de la diferencia de frecuencia entre la luz incidente y la luz desplazada de Raman.

Ya es conocido que en las áreas de producción de crudo y gas se encuentran gradientes geotérmicos que comprenden de 1.0 a 3.0°C por cada 100 m ó 0.6 a 1.6°F por cada 100 pies de profundidad.

Instalación: Existen dos tipos de instalación, sencilla y doble, como se observa en la Figura 111. La medición con terminación simple se utiliza cuando el pozo ya se ha terminado, pero no es tan favorable en cuanto a exactitud. . La terminación doble debe diseñarse antes de la terminación del pozo. Es necesario incluir un tubo de control o conducto de ¼ de pulgada en forma de U, sujeto al *tubing* y por el cual se bajará la fibra óptica y que retorna a la superficie.

La medición más precisa se logra con la instalación doble. La fibra óptica se prueba desde ambos extremos y mediante rayos láser y se utiliza la media geométrica de las dos señales de retorno. Esto mejora la precisión porque elimina los efectos de la pérdida de señal. En la Figura 112 se presentan las especificaciones dos referencias de un sistema óptico fabricado por *Weatherford* para la medición de temperatura distribuida en el pozo. Con estos sistemas es posible sensar un rango de temperatura desde 32 hasta 104°C.

Figura 111. Opciones de instalación del sistema de medición de la distribución de la temperatura (DTS) con terminación simple o doble. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.

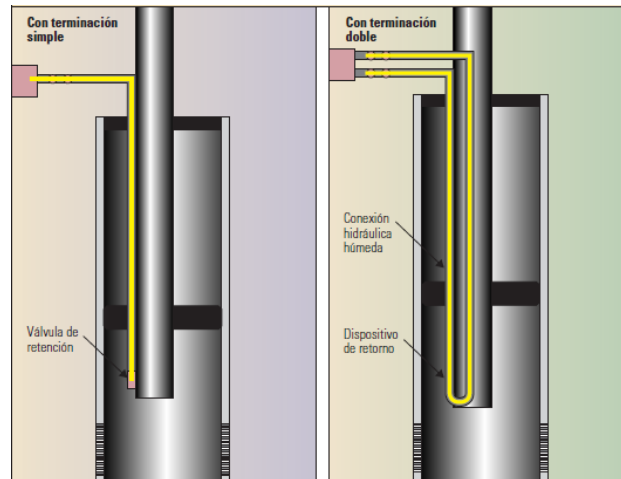


Figura 112. Especificaciones sistema óptico para medición de DTS. Fuente: Weatherford.

	WFT-E10	WFT-6R
Desempeño operativo		
Rango de especificación (mi/km)	6.2 10	3.7 6
Máximo rango operativo (mi/km)	9.3 15	6.2 10
Resolución de muestreo (pie/m)	3.3 1	1.6 a 3.3 0.5 a 1.0
Resolución espacial (pie/m)	<6.6 <2	
Resolución de temperatura, temporal (°F/°C)	<0.18° <0.1°	
Resolución de temperatura, espacial (°F/°C)	<0.18° <0.1°	
Tiempo de intervalo de medición	10 seg. a 24 hr	
Tiempo total de integración	3 min. a no-límite	
Estabilidad a corto plazo (°F/°C)	<0.36° sobre 30 hr <0.2° sobre 30 hr	<0.18° sobre 45 hr <0.1° sobre 45 hr
Precisión (°F/°C)	<5.4° sobre condiciones operativas completas <3° sobre condiciones operativas completas	
Potencia eléctrica		
Voltaje	100 a 120, 200 a 240 VAC	24 V DC, 100 a 120, 200 a 240 VAC
Frecuencia	50 ó 60 Hz	
Potencia	60 VA máx	
Data física		
Tamaño (del módulo DTS solamente)	6U	3U
Peso (módulo DTS solamente) (lb/kg)	37 17	18 2.2
Tamaño del plotter (pulg/mm)	12,3A x 4,87H x 12,0P 312A x 124H x 305P	
Peso del plotter (lb/kg)	21 9.5	
Data ambiental		
Temperatura operativa (°F/°C)	32° a 104° 0° a 40°	
Temperatura de almacenamiento (°F/°C)	14° a 140° -10° a 60°	
Humedad relativa	85% máx, no condensante	
Vibración operativa	5 a 500 Hz, 0.1 g, 90 min/eje	
Vibración de transporte	5 a 50 Hz, 0.5 g 50 a 500 Hz, 3.0 g	
Choque operativo	30 g, 11 ms	30 g, 30 ms
Prueba de caída, sin empaçar (pulg/mm)	3 pulg de altura en cada plano 75 mm de altura en cada plano	

8.4.5 Medición de caudal

El sistema de medición de caudal se constituye de dos módulos, uno para sensar de presión y temperatura y el otro para flujo y fracción de fase, Figura 113, ensamblados en una sola estructura. Esto proporciona la información en tiempo real de estas características del fondo del pozo y descarta la necesidad de un separador y medidor de flujo en superficie.

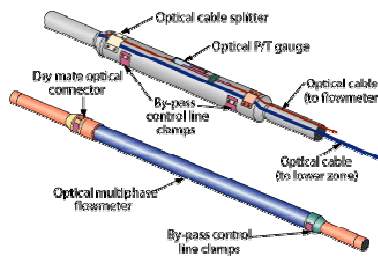


Figura 113. Medidor de flujo, presión y temperatura. Fuente: <http://208.88.129.54/Article.aspx?id=62412>.

Adicionalmente es contar con las ventajas propias de la fibra óptica es completamente no-intrusivo y utiliza un solo cable de fibra óptica.

Principio de operación:

Este método hace 2 mediciones principales: la medición de la velocidad del sonido en el fluido multifásico y la velocidad de la mezcla.

Conociendo las densidades y la velocidad del sonido en cada fase, en conjunto con las mediciones es posible determinar la fracción de fase y la velocidad de flujo de cada fase.

La velocidad del sonido en la mezcla puede relacionarse analíticamente con las velocidades del sonido y las densidades de las fases. Las ec. 3 y 4 muestran ésta relación, para una mezcla bifásica.

$$\frac{1}{\rho_{mezcla} a_{mezcla}^2} = \frac{\Phi_1}{\rho_1 a_1^2} + \frac{\Phi_2}{\rho_2 a_2^2} \quad (3)$$

$$\rho_{mezcla} = \Phi_1 \rho_1 + \Phi_2 \rho_2 \quad (4)$$

Donde,

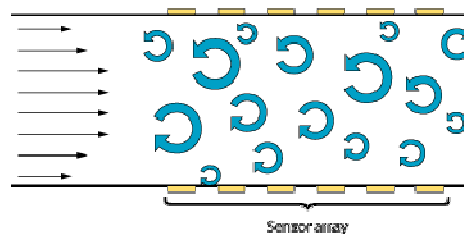
a: Velocidad del sonido.

ρ : Densidad.

Φ : Fracción volumétrica.

Para medir la velocidad del sonido de la mezcla de fluidos se utiliza un arreglo de sensores ópticos espacialmente distribuidos, instalados en la parte exterior de la tubería, Figura 114. De esta manera la medición se basa en presiones inestables asociadas a flujo turbulento y para lograr “escuchar” la propagación de fluido a través del choque de los vórtices en las paredes de la tubería. Todos los sensores son de una sola fibra y se basan en FBGs, sin embargo, operan de manera diferente a los medidores de presión y temperatura.

Figura 114. Flujo turbulento en tubería con arreglo de sensores. Fuente: 208.88.129.54/Article.aspx?id=62412.



Con este sistema es posible operarte a temperaturas de hasta 300°C y presiones de 10.000 psi. Es necesario tener un flujo mínimo de líquido de 0.9 m/s y de gas de 3 m/s, como lo requiere el sistema de *Weatherford* en sus especificaciones, Figura 115.

Figura 115. Especificaciones medidor óptico de medición de flujo. Fuente: Weatherford.

Data de Desempeño	
Precisión de tasa de flujo volumétrica	±1% (de medición)
Precisión de tasa de flujo, crudo-agua	±5% (0 a 100% WLR)
Precisión de tasa de flujo, líquido-gas	±5% (<30% ó >90% GVF)
	±20% (30 a 90% GVF)
Margen de regulación (tasa de flujo máxima/mínima)	>20
Velocidad de flujo mínima	Líquido: 3 pies/seg (0.9 m/seg)
	Gas: 10 pies/seg (3 m/seg)
Capacidad de presión	10,000 PSI (690 bar)*
Temperatura operativa	Estándar: 77° a 257°F (25° a 125°C)
	Temperatura Alta: 77° a 302°F (25° a 150°C)
Temperatura de almacenaje	Estándar: -58° a 257°F (-50° a 125°C)
	Temperatura Alta: -58° a 302°F (-50° a 150°C)
Vibración	15 g rms, aleatoria
	10 a 2,000Hz (Nav Mat)
Choque	100 g, 10 ms semi-seno
Material	INCONEL® 718
	Cromo Super Duplex 25
Carga máxima de tensión y compresión	Contacte a Weatherford
Conexiones (pin x pin)	Premium®
Longitud máxima de salida de fibra	31 mi (50 km)†
Conector de fibra óptica	3-pines de acople seco

Instalación: El medidor de flujo se instala en la completación del pozo como parte de la tubería de producción está disponible para con diámetros desde 2 3/8 hasta 5 1/2 pulg.

8.5 CONCLUSIONES

- El uso de fibra óptica en las aplicaciones de fondo de pozo representa una solución a las diversas adversidades y en casos como el sensado de la temperatura distribuida, DTS, la única tecnología desarrollada para la

medición. De esta manera la fibra óptica se posiciona fuertemente en el mercado.

- La implementación de sensores de fibra óptica o sistemas de medición ópticos en el fondo del pozo eliminan la electrónica de fondo requerida en otras técnicas de medición. Esto representa mayor confiabilidad de las medidas registradas.
- Conjuntamente a las ventajas de cada tipo fabricación de un sensor de fibra óptica, todos comparten las ventajas de cualquier cable de fibra óptica en lo que se refiere a la inmunidad electromagnética y la posibilidad de poder instalarse en áreas con riesgo eléctrico, con tranquilidad.
- Debido a las condiciones agresivas del fondo del pozo es necesario recubrimientos especiales, que resistan presiones y temperaturas altas, así como corrosión química y fricción mecánica.

8.6 REFERENCIAS

- [1] R. May, A. Wang, H. Xiao. *Ruggedized Optical Fiber Sensor for Downhole Monitoring*. Photonics Laboratory Bradley Department of Electrical and Computer Engineering, Virginia Tech.
- [2] M. Al-Asimi, G. Butler, G. Brown, A. Hartog, T. Clancy, C. Cosad, J. Fitzgerald, J. Navarro, A. Gabb, J. Ingham, S. Kimminau, J. Smith, K. Stephenson "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos". Schlumberger Oilfield Review, vol. 14, pp. 14-37, 2010.
- [3] I. H. Al-Arnaout, M. H. Al-Buali, S. M. Al-Mubarak, Saad M. Al-Driweesh, Saudi Aramco, M. A. Zareef, E. S. Johansen. "Intelligent completions coupled with an optical downhole monitoring allow flow control of individual laterals". Weatherford Intl. 2009.
- [4] R. Kashyap. *Fiber Bragg Gratings*. Academic Press.
- [5] F. Yu, S. Yin. Marcel. *Fiber Optic Sensors*. Dekker Inc, 2002.

- [6] *Downhole Fiber-Optic Flowmeter: Design, Operating Principle, Testing, and Field Installations*. Tor K. Kragas, SPE, F.X. Bostick III, SPE, and Christopher Mayeu, SPE, Weatherford Intl.; Daniel L. Gysling, SPE, CiDRA Corp.; and Alex M. van der Spek, SPE, Shell Intl. E&P B.V. 2003.
- [7] R. Jadesola Omotosho. *Permanent downhole sensors in today's petroleum industry*. 2004.
- [8] I. Vargas. *Sistemas De Fibra Óptica*.
- [9] *Sistema Óptico de Medición de Temperatura Distribuida*. Weatherford.
- [10] *Medidor de flujo multifásico óptico*. Weatherford.
- [11] *Fiber optic pressure and temperature Sensors for oil and gas applications*. OPSens Solutions.
- [12] *Optical Pressure-Temperature Gauge*. Weatherford.

9. MEDIDORES DE CRISTAL DE CUARZO PARA FONDO DE POZO

9.1 INTRODUCCIÓN

Desde que la industria del petróleo se interesó por el estudio de las variables de fondo de pozo, la presión de ha sido de las principales variables de utilidad. Las condiciones hostiles de fondo han obligado a realizar una gran investigación en cuanto a la medición de presión se refiere, adaptando tecnologías ya existentes y desarrollando otros tipos de tecnologías especializadas en la industrial del petróleo por las distintas cualidades que presentan.

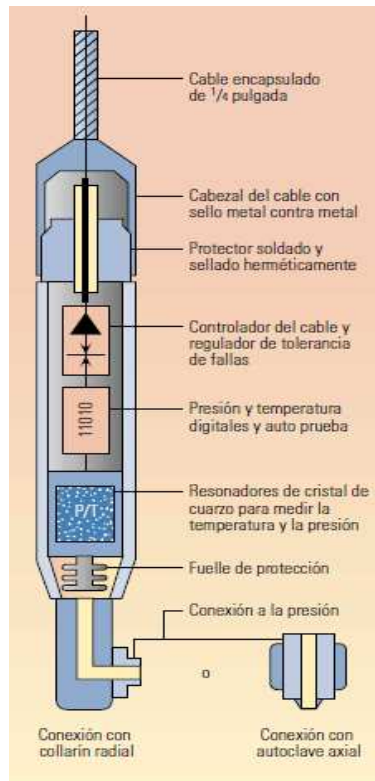
La medición de presión de fondo tiene diversas aplicaciones, recientemente se han introducido en el monitoreo permanente y tiempo atrás en pruebas de presión, donde en ambas los medidores deben ofrecer exactitud, repetitividad y sensibilidad.

Las condiciones de operación no solo afectan a los medidores en sí, todo el sistema de medición (cables, conectores, etc.) también se ve afectado y es propenso a presentar fallas. Este artículo presenta un estudio sobre los sistemas de medición de presión de fondo de pozo y las tecnologías utilizadas.

9.2 TIPOS DE TECNOLOGÍAS

Los medidores de presión tienen en general una misma estructura, donde lo que diferencia cada medidor es el transductor utilizado y su respectiva adecuación de señal (Ver Figura 116). De forma general esta estructura la componen: un conector para el contacto con la presión, un transductor de presión y uno de temperatura para compensación, un procesador y una conexión hermética al cable conductor de la que se hablará en la sección 9.3.

Figura 116. Estructura para un medidor de presión. Fuente: Monitoreo en fondo de pozo: su evolución



Los transductores utilizados en la industria del petróleo son hechos a base de cuarzo, estos se clasifican en sensores resonantes y no resonantes, la principal diferencia radica en la naturaleza de la salida del transductor, la salida de los transductores no resonantes es de naturaleza analógica (voltaje, capacitancia) y necesitan una conversión para su procesamiento y transmisión, mientras la salida de los resonantes es de naturaleza digital, siendo esta salida una frecuencia.

9.2.1 SENSORES NO RESONANTES

Existen tres tecnologías utilizadas en este tipo de transductores:

9.2.1.1 SENSOR PIEZOELÉCTRICO DINÁMICO

Este tipo de transductor se basa en el efecto piezoeléctrico directo, en el cual si el elemento piezoeléctrico es sometido a una fuerza, este genera un voltaje proporcional a la fuerza aplicada. Un efecto de auto descarga hace que el voltaje se presenta como un pico de tensión el cual debe ser muestreado de manera instantánea, este efecto hace que sea óptimo para procesos con cambios continuos de presión y poco conveniente para procesos de estado estable (presión estática). En aplicaciones de cambios rápidos de presión este transductor es favorito debido a que su respuesta puede ser muestreada con rapidez, mientras que los sensores resonantes necesitan un proceso de conteo cercano al segundo generalmente.

Para que el transductor sea perturbado por una fuerza es necesario instalar un diafragma que transforme la presión del medio en fuerza. La tensión generada es del orden de milivoltios (600mV/bar), debido a esto es necesaria una amplificación de la señal.

La tensión generada por el sensor puede expresarse como:

$$V = \frac{Q_f}{C} \quad (1)$$

Dónde:

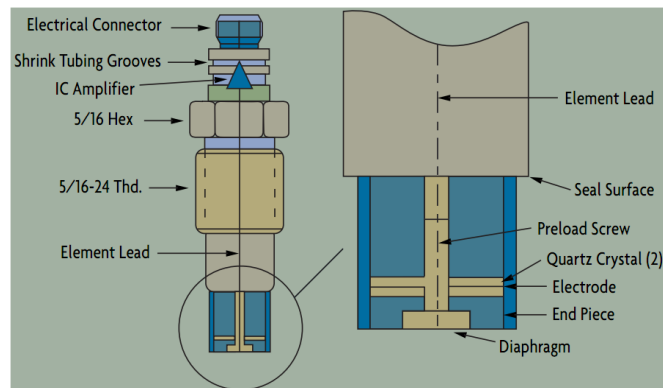
V = Medición de voltaje [V]

Q_f =Carga generada por la fuerza aplicada [C]

C =Capacitancia del dispositivo [F]

La Figura 117 muestra la configuración de un medidor de presión a base de un transductor piezoeléctrico de cuarzo.

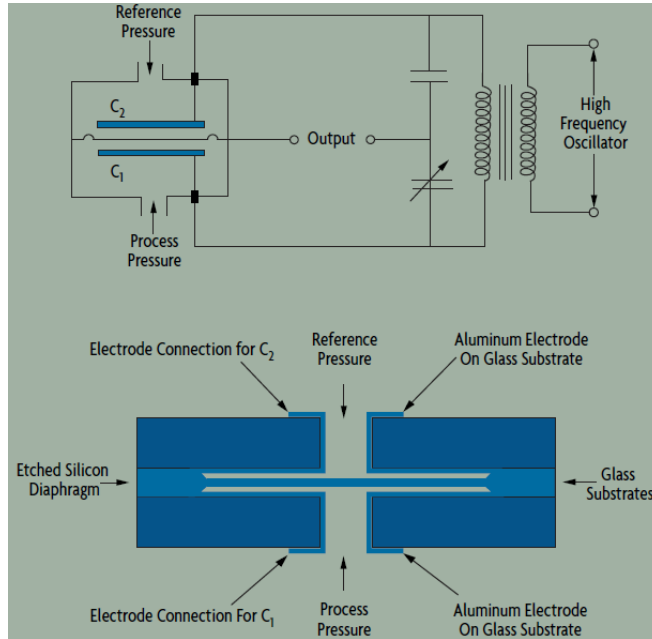
Figura 117. Medidor de presión con transductor piezoeléctrico. Fuente: Transactions in Measurement and Control



9.2.1.2 SENSOR CAPACITIVO

Este tipo de sensor utiliza cuarzo como elemento dieléctrico y de esta manera formar una capacitancia con dos placas de metal, cuando una o ambas placas son sometidas a presión, la capacitancia cambia por el cambio de las dimensiones del capacitor. Por lo general esta capacitancia hace parte de un circuito oscilador, de esta manera cuando la capacitancia cambia la frecuencia de oscilación también lo hará, haciendo a la frecuencia una medida proporcional a la presión aplicada. A bajas presiones tiene buena exactitud pero decrece a altas presiones debido a fricciones en el dispositivo además de introducir histéresis en el medidor, el utilizar cuarzo como dieléctrico ayuda disminuir estos factores. La Figura 118 muestra la configuración del circuito de medición y la estructura principal del transductor.

Figura 118. Estructura del medidor de presión con transductor capacitivo. Fuente: Transactions in Measurement and Control



La capacitancia entre las placas de metal se expresa mediante la siguiente ecuación.

$$C = \frac{\epsilon\epsilon_0 A}{h} \quad (2)$$

C = Area de las placas metálicas [m]

ϵ_0 = Permitividad eléctrica del vacío ($\approx 8.85 \times 10^{-12}$ F/m)

ϵ = Permitividad relativa del dieléctrico.

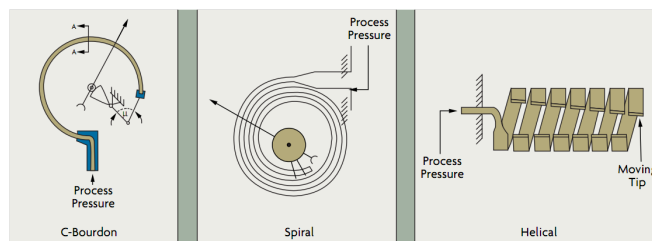
h = Distancia entre las placas metálicas [m].

9.2.1.3 SENSOR DE TUBO DE BOURDON

Estos tipos de transductores transforman la presión del medio en una deformación o desplazamiento, el tubo de Bourdon encargado de este mecanismo es fabricado en cuarzo por su elasticidad.

En la práctica se suele usar un sistema de equilibrio en el cual una fuerza es aplicada para mantener al tubo de Bourdon sin movimiento, la corriente usada para obtener este equilibrio es proporcional a la presión del medio ejercida sobre el tubo. La Figura 119 muestra las diferentes configuraciones para los tubos de Bourdon. Estos tubos de Bourdon poseen buena resolución ($<0.001\text{psi}$), pero deben ser utilizados con cuidado debido a su fragilidad.

Figura 119. Diferentes modelos de tubos de Bourdon. Fuente: Transactions in Measurement and Control



9.2.2 SENSORES RESONANTES

Son sensores basados en osciladores de cuarzo, el cuarzo por su parte es utilizado por su elasticidad, gracias a esta propiedad se puede utilizar como elemento vibrante sin sufrir de histéresis. Cuando el cristal de cuarzo experimenta un cambio en alguna de las variables de su entorno (presión, temperatura, humedad, etc.) su frecuencia de oscilación cambia proporcionalmente al cambio de dicha variable. Las tecnologías de sensores resonantes son:

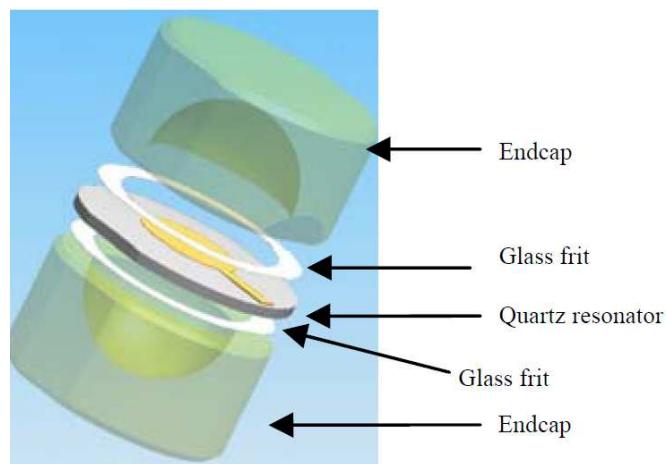
9.2.2.1 SENSOR DE VIBRACIÓN EN THICKNESS SHEAR-MODE (TSM)

Este sensor es el más ampliamente usado en los medidores de presión en fondo de pozo debido principalmente a su resolución ($<0.01\text{psi}$) y estabilidad a largo plazo, además de esto opera con buena exactitud ($<\pm 0.025$ de la escala total), y buena repetitividad ($<\pm 0.015$ de la escala total) [5].

La construcción del sensor se compone por una lámina circular biconvexa (resonador) en cuarzo de corte AT en medio de dos tapas (de corte AT), en medio de cada cara del resonador y la tapa se coloca un sello fabricado de vidrio (Figura 120). El resonador es conectado al circuito resonante mediante dos electrodos ubicados en cada cara del cristal (Figura 121).

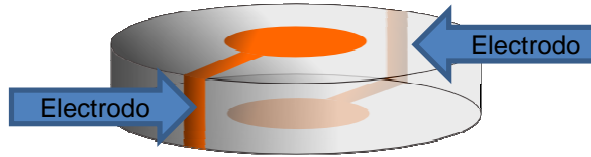
“*Thicknes shear mode*” hace referencia al modo de oscilación, el desplazamiento máximo es alcanzado por la superficie en las caras del cristal, desplazándose en sentido opuesto, este modo es característico de los cortes AT, la Figura 122 muestra los diferentes modos de oscilación del cristal de cuarzo. El corte AT es preferido por su alta precisión ya que trabaja con frecuencias por encima de 1 MHz, su estabilidad al ofrecer poca resistencia a su oscilación, y presentar poca sensibilidad a los cambios de temperatura.

Figura 120. Configuración para el transductor de oscilación *thickness shear mode*.
Fuente: *Modeling Thickness Shear Mode Quartz sensors for Increased Downhole Pressure & Temperature Applications*



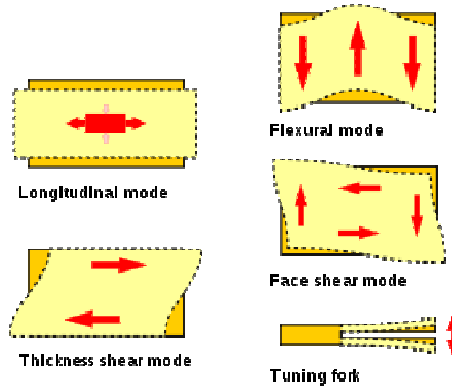
El efecto piezoeléctrico inverso es usado para producir una oscilación en respuesta a cambios de voltaje en los electrodos del resonador, cuando el sensor es alterado por una presión hidrostática, las tapas ejercen una fuerza en las caras del cristal haciendo que cambie su frecuencia de oscilación.

Figura 121. Resonador y electrodos. Fuente: Autores.



Junto con el sensor de presión, dos cristales más son dispuestos, uno de ellos es utilizado como sensor de temperatura para compensar el sensor de presión, este cristal es de corte LC característico por tener poca sensibilidad antes fluctuaciones de presión y es fabricado en una estructura similar al sensor de presión para evitar factores de error producidos por tiempos de respuesta termal este sensor funcional en un rango de -80 a 230°C, tienen una exactitud menor a 0.02°C y una resolución menor a 10E-3°C. El segundo cristal es utilizado como cristal de referencia para los dos sensores.

Figura 122. Modos de oscilación para el cristal de cuarzo.



La expresión que relaciona el la presión aplicada al sensor y la deformación experimentada por el borde del resonador viene dada por:

$$\sigma_R = \frac{-(P_{ext} - P_{int})R^2 R_C}{t_R(R + R_C)(R - R_C)} \left(\frac{2}{E_{YY}} - \frac{\nu}{E_{ZZ}} \right) \left(\frac{1}{(1-\nu)R_C + \frac{1}{8\beta^3 D}} \right) \quad (3)$$

Dónde:

$$D = \frac{E_{YY}(R - R_C)^3}{12(1 - \nu^2)}, \quad \text{Es la rigidez a la compresión.}$$

$$\beta = \sqrt[4]{\frac{3(1 - \nu^2)}{\left(\frac{R + R_C}{2}\right)^2 (R - R_C)^2}}, \quad \text{Es la constante de decaimiento cilíndrica}$$

R = Radio externo del sensor.

R_C = Radio interno del sensor.

E_{YY} = Modulo elástico normal al resonador.

E_{ZZ} = Modulo elástico en el plano del resonador.

ν = Razón de Poisson para la orientación del sensor.

t_R = Espesor del resonador.

Un cambio de frecuencia Δf sobre la frecuencia fundamental f_0 del resonador debido a la acción de la presión externa P_{ext} expresa como:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = K \cdot \sigma_R \quad (4)$$

Donde K es el coeficiente compresión frecuencia y depende de la orientación cristalográfica del cuarzo utilizado, para un corte AT este valor es $K = 1.9 \times 10^{-7}$.

La fabricación de estos sensores resulta costosa debido a la precisión en la alineación de sus elementos y el tamaño del sensor, a cambio de obtener un sensor de alto desempeño.

9.2.2.2 SENSORES DE VIGA VIBRANTE

Para estos sensores funcionan bajo el mismo principio del sensor TSM, debido al efecto piezoeléctrico inverso el cristal experimenta oscilaciones con una frecuencia determinada, a diferencias de utilizar vibraciones en modo de flexión (*Flexural*

mode Figura 122). Existen diferentes configuraciones para los sensores de viga vibrante (Figura 123), el sensor de una sola viga (a. *double ended single beam*) es el más grande ya que este necesita de un filtro mecánico para atenuar las pérdidas por vibraciones, el sensor de dos vigas (b. *double ended tuning fork* "DETF"), es el más pequeño, en lugar de utilizar el filtro mecánico los movimientos de sus vigas son opuestos anulando sus momentos y fuerzas, esta configuración presenta un equilibrio entre el tamaño y desempeño prefiriéndose para aplicaciones de fondo de pozo. El sensor de tres vigas las vigas externas se mueve en un mismo sentido y la viga central en sentido opuesto a las externas y tiene el doble de ancho, esta configuración elimina los momentos de los extremos que unen el resonador con el resto del sensor.

Los sensores de viga vibrante utilizados como sensor de presión se basan en una viga de cuarzo atada de sus dos extremos, donde uno de sus extremos es conectado a un fuelle con una palanca o un tubo de Bourdon de metal (Figura 124), cuando el tubo de Bourdon o el fuelle es sometido a la presión del medio estos ejercen una fuerza de tensión sobre la viga, permitiendo que cambie su frecuencia de oscilación, la frecuencia de oscilación es proporcional a la fuerza de tensión aplicada y por lo tanto a la presión del medio. A bajas presiones se suele trabajar con el fuelle, dando buenos resultados, cuando las condiciones son de alta presión (>1000 psi) es necesario el uso del tubo de Bourdon incorporando problemas de histéresis.

Para compensar los efectos producidos por la temperatura un oscilador en modo torsional se adiciona al dispositivo (Figura 125), este resonador es más sensible a los cambios de temperatura, se prefiere por su bajo costo, tamaño y bajo consumo de potencia, maneja una frecuencia entre 200 y 300 KHz, puede trabajar en un rango de -50 a 250°C sin presentar caídas de actividad, tienen una resolución menor a 0.01°C y una exactitud menor a 0.1°C.

Figura 123. Disposición y oscilación de las vigas en los sensores de viga vibrante.
Fuente: Autores

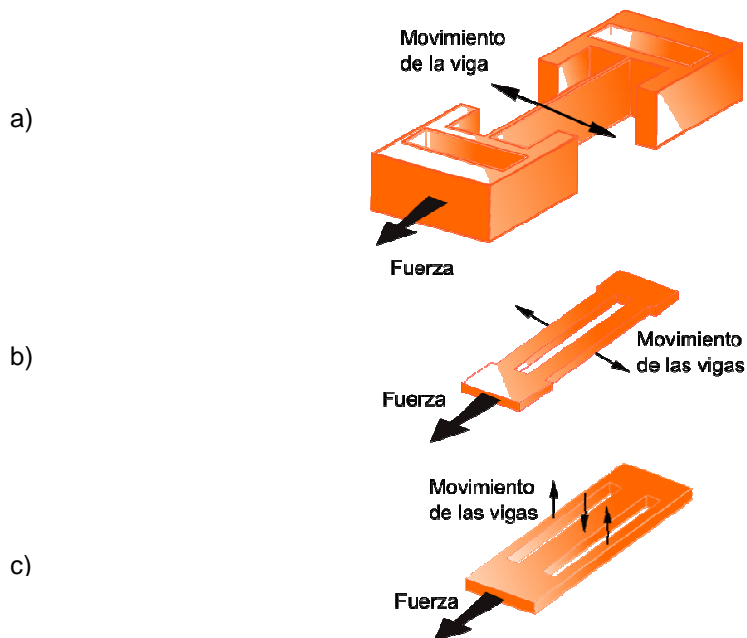


Figura 124. Tubo de Bourdon con resonador de cuarzo. Fuente: Autores

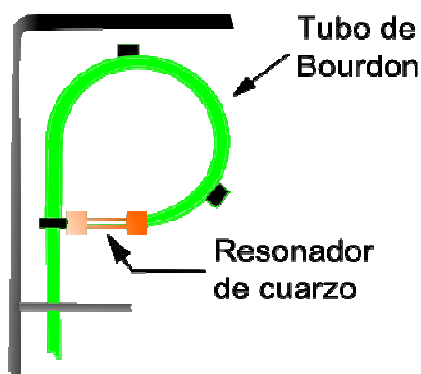
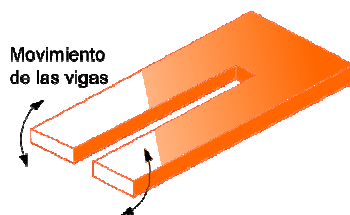


Figura 125. Oscilador en modo torsional (*Single ended tuning fork SETF*). Fuente: Autores.



La expresión que modela la presión del medio en términos de la frecuencia de oscilación para este sensor está dada por:

$$P = \frac{1}{SA_e} \left[1 - \left(\frac{f}{f_0} \right)^2 \right] \quad (5)$$

Dónde:

$$S = a_s \frac{L^2}{Ebt^3}, \text{ Termino de sensibilidad.}$$

$$f_0 = a_0 \frac{t}{L^2} \sqrt{\frac{E}{\rho}}, \text{ Frecuencia fundamental de la viga}$$

A_e = Área efectiva del fuelle o el tubo de Bourdon.

a_0, a_s = Coeficientes de la serie de potencias de la viga.

L = Longitud de la viga.

E = Modulo elástico de la viga.

B = Ancho de la viga.

t = Espesor de la viga.

ρ = Densidad del material de la viga.

9.3 SISTEMA DE MEDICIÓN

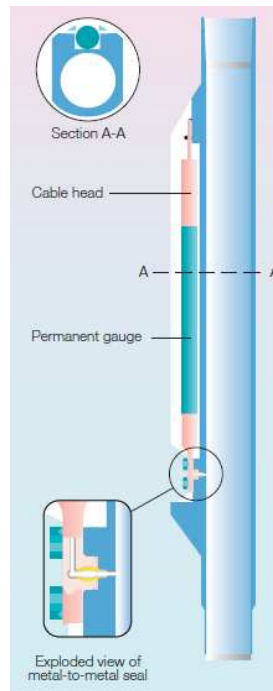
La medición de presión en fondo de pozo no depende únicamente de los medidores de presión, existen otros elementos que son indispensables para que la medición se lleve a cabo sin ningún problema, estos elementos son:

9.3.1 MANDRIL DEL MEDIDOR

Cuando el medidor es instalado al momento de bajarlo junto con la tubería de producción, existen partes angostas donde la tubería roza con el revestimiento y el medidor puede sufrir daños por este rozamiento, el mandril sirve de carcasa protectora para este tipo de fricciones además de servir como soporte y fijación

contra la tubería. La Figura 126 muestra un esquema de la instalación del mandril junto con el medidor de presión, ambos fijados a la tubería de producción.

Figura 126. Mandril del medidor. Fuente: Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir Dynamics



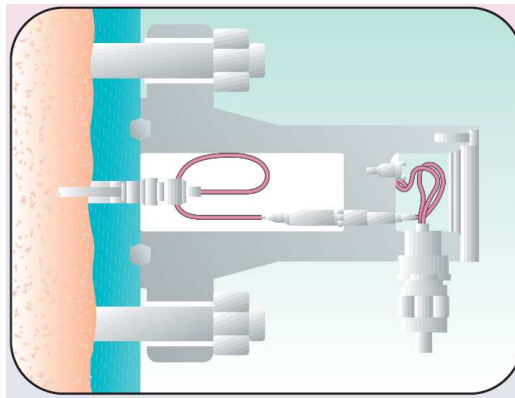
9.3.2 CONECTORES DE FONDO

Existen dos tipos de conectores que unen el medidor de fondo con el cable. Uno de ellos sirve para establecer una conexión eléctrica, de tal manera que los datos puedan ser llevados a superficie y el medidor pueda ser alimentado. El segundo conector funciona como sellante utilizando un sello metal a metal que impide el ingreso de fluidos al medidor, esto con el fin de evitar algún corto circuito en las partes eléctricas. Adicional a estos conectores una pasante de vidrio es instalado en el medidor de tal manera que quede sellado herméticamente y la medición no sea alterada por otro tipo de presiones o el medidor pueda tener algún tipo de daño.

9.3.3 CONECTORES DE CABEZA

Estos conectores hacen pasar el cable a través de la cabeza del pozo, de tal manera que si el pozo es de cabeza de *casing* cerrado (Figura 127), el anular quede sellado herméticamente y no permita escape de presión. Al igual que en el fondo un sello metal a metal es instalado para evitar fuga de fluidos del pozo.

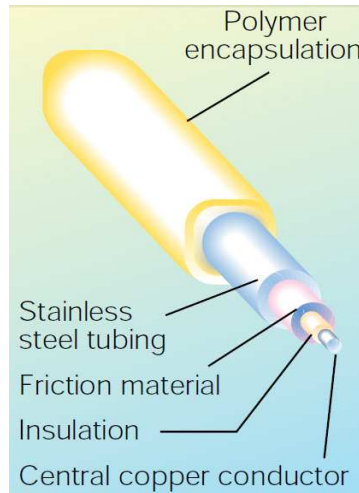
Figura 127. Conector de cabeza de pozo. Fuente: Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir



9.3.4 CABLES DE CONEXIÓN

Los cables de conexión del medidor están diseñados para operar durante varios años sin verse alterados por corrosión o desgaste por fricción, además de ser capaces de soportar las condiciones de presión y temperatura del fondo del pozo. La Figura 128 muestra una configuración para el cable de fondo de pozo.

Figura 128. Cable diseñado para fondo de pozo. Fuente: Permanent Monitoring-Looking at Lifetime Reservoir

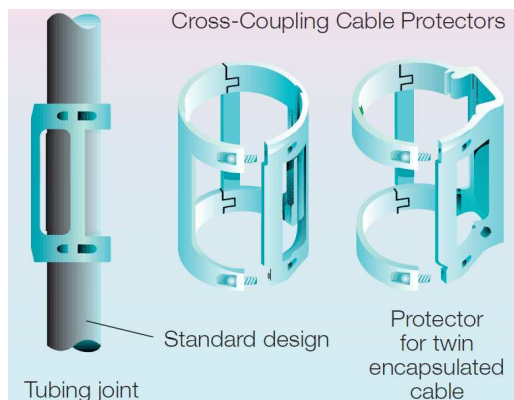


Este cable posee una capa de aislamiento que impide el contacto del conductor con los fluidos del pozo y así prevenir un cortocircuito. La Figura 129 muestra los soportes del cable con los cuales es sujetado a la tubería de producción y de esta manera protegerlo de rozamientos durante la instalación.

9.3.5 PROTECTORES DEL CABLE

Cuando se despliega el medidor hacia el fondo del pozo el cable también es atado a la tubería de producción, cuando este pasa por encima de las uniones queda expuesto a roces con la tubería de revestimiento lo que causaría fisuras en el cables y rompimientos de la capa aislante.

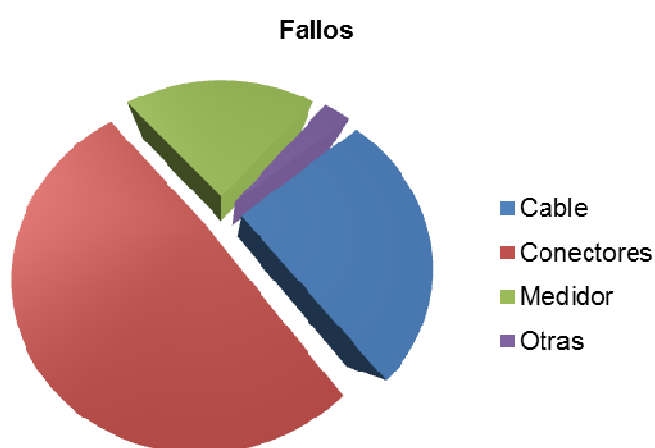
Figura 129. Protectores para el cable. Fuente: Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir



9.4 PROBLEMAS EN SISTEMAS DE MEDICIÓN

Debido a que el sistema de medición está compuesto por varios elementos los problemas que presentan las mediciones de fondo de pozo no ocurren únicamente en los medidores como se tendería a pensar, muchas de las fallas son ocasionadas por los conectores o por el cable.

Figura 130. Porcentaje de fallos ocasionados por los diferentes elementos. Fuente: Autores.



La Figura 130 muestra el resultado de un estudio hecho por *Schlumberger* donde muestra el porcentaje de fallos ocasionados por cada una de las partes que componen el sistema de medición. Resalta que casi la mitad de las fallas es ocasionada por los conectores (49%), mientras las fallas por el medidor registran tan solo el 22%, y las fallas por el cable registran el 26%. Por esta razón el especial cuidado cuando se instalan este tipo de dispositivos.

9.5 CONCLUSIONES

- La presión de fondo de pozo es un parámetro representativo que describe el comportamiento de los sistemas con bombeo mecánico, de allí la importancia de su medición y toda la gama de tecnologías desarrolladas en base a una medición de calidad.
- De las tecnologías de medición se prefieren aquellas que generan señales digitales (Resonantes) sobre las demás debido a su mejor desempeño en cuanto a exactitud, al no manejar señales analógicas dejan de preocuparse por ruido o atenuaciones que puedan alterar la medición.
- El sensor de vibración en “Thickness shear mode” resulta ser el más indicado para aplicaciones de fondo de pozo, por un lado los sensores no resonantes no ofrecen la exactitud y resolución necesaria, mientras que los de viga vibrante experimentan histéresis a presiones elevadas y resultan ser frágiles por su montura.
- Los medidores no son los únicos elementos de importancia en un sistema de medición en fondo de pozo ya que que existen otros elementos que se convierten en parte importante del sistema debido a la particularidad y a los ambientes hostiles propios de los pozos de petróleo.

- La vida útil de los sistemas de medición de presión dependen en gran parte de la correcta instalación y conexión de las partes que constituyen el sistema.

9.6 REFERENCIAS

- [1] Hollander, B. R., "TRANSACTIONS in Measurement and Control", Volume 3, Force Related measurements. Technical Reference Series by Omega.com: October 1996.
- [2] Ward R. W., and Wiggins R. B., "Quartz Pressure Transducer Technologies." Artículo localizado en www.quartzdyne.com, Quartzdyne Inc.
- [3] Kirikera G. R, Patton W, and Behr S. M. "Modeling Thickness Shear Mode Quartz sensors for Increased Downhole Pressure & Temperature Applications" Technical Paper. COMSOL Conference 2010 Boston.
- [4] Eernisse, E.P., and Wiggins, R. B., "Review of Thickness-Shear Mode Quartz Resonator Sensors for Temperature and Pressure." IEEE Sensors Journal, Vol. 1, No. 1. (June 2001): 79-87.
- [5] Clayton, L. D., and Eernisse, E. P. "Quartz Thickness-Shear Mode Pressure Sensor Design for Enhanced Sensitivity." IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics and Frequency control, Volume 45, NO. 5, (September 1998): 1196-1203.
- [6] Eernisse, E.P., Ward R. W. and Wiggins, R. B., "Survey of Quartz Bulk Resonator Sensor Technologies." IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics, and Frequency Control. Vol. 35 No.3. (May 1988): 323-330.
- [7] Baker, A., Jeffery, J., Thomas, A., and Unneland T., "Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir Dynamics." Oilfield Review. (December 1995): 32-46
- [8] J. Eck, U. Ewherido, J. Mohammed, R. Ogunlowo, J. Ford, L. Fry, S. Hiron, L. Osugo, S. Simonian, T. Oyewole, T. Veneruso, "Monitoreo en fondo de pozo: su evolución", *Schlumberger Oilfield Review*, vol. 11, PP. 20-33, 2000.

10. MEDIDORES ACÚSTICOS DE NIVEL DE FONDO DE POZO

10.1 INTRODUCCIÓN

La medición del nivel en el espacio anular es una práctica común en pozos con sistemas de bombeo mecánico, ya que la información que permiten conocer las herramientas usadas ayuda significativamente en el control de los pozos. Por mencionar algunos, aportan datos sobre la productividad del pozo, permiten detectar problemas del yacimiento o problemas mecánicos del pozo y ayudan a programar temporizadores y controladores de bombeo.

El método y la instrumentación usada son relativamente sencillos, si se compara con los medidores de otras variables del fondo del pozo, así que es una alternativa atractiva si se desea adquirir algún sistema de monitorización.

10.2 FUNDAMENTOS CONCEPTUALES

10.2.1 Velocidad del sonido

La medición acústica de nivel se realiza tomando el tiempo de retardo del eco de un pulso de alta presión que se hace viajar a través del espacio anular. Debido a que se hace desplazar un cambio de presión a través de un medio gaseoso, este pulso tiene las mismas propiedades que una onda acústica, entre ellas la velocidad de propagación.

Es bien conocido que la velocidad del sonido no es constante en todos los medios, y se ha encontrado que se puede obtener un valor teórico para la misma mediante la ecuación ^[1]:

$$v = \sqrt{\frac{E}{\rho}} \quad (1)$$

Dónde:

B: Módulo de volumen del medio

ρ : Densidad

El módulo de volumen del medio, o módulo de compresibilidad, indica la resistencia de un material a la compresión uniforme, es decir, muestra el cambio de presión necesario para obtener una disminución de volumen dada. El valor de este módulo es constante.

Por otro lado, la densidad de los gases no es un valor constante, y su variación depende de las condiciones de temperatura y presión a las que se encuentre el mismo. Para los gases ideales se tiene la ecuación (2), que da la densidad del gas en función de su presión y temperatura.

$$\rho = \frac{pM}{RT} \quad (2)$$

Dónde:

ρ : Densidad

p: Presión

M: Masa molar

R: Constante universal de los gases

T: Temperatura

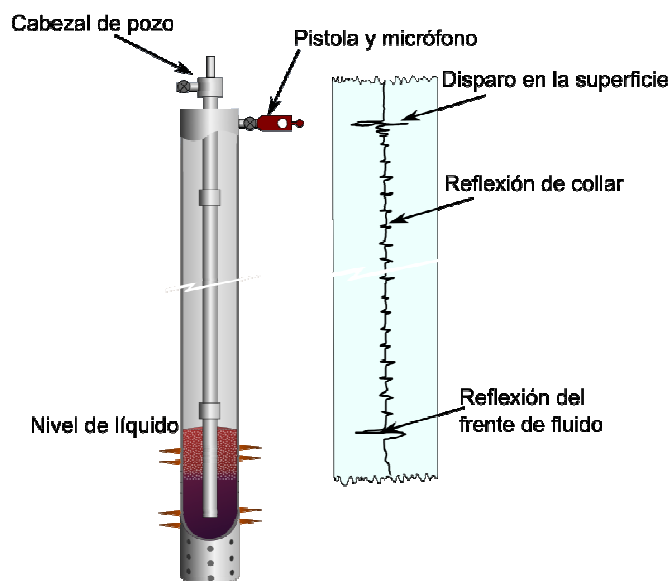
En el espacio anular se encuentra contenida una columna de una combinación de gases a presión. Debido a la variedad de gases que puede encontrarse en el anular y que sus condiciones varían debido a la gran altura de la columna, entre ellas la presión, temperatura y densidad, realizar un cálculo teórico de la velocidad de propagación del sonido resulta sumamente difícil. Esta es una consideración que se debe tener en cuenta al realizar el cálculo del nivel con base en las

mediciones de los instrumentos, y que los fabricantes han solucionado mediante otro tipo de mediciones, que serán explicadas posteriormente.

10.2.2 Reflexión

Es otro comportamiento de interés del pulso de presión. La tubería de producción, que se encuentra dentro del *casing*, tiene uniones en sus extremos que hacen encajar un tubo con otro. Las uniones son conocidas como cuellos y tienen una sección transversal mayor a la del resto del tubo. Una vez dentro del *casing*, los cuellos reducen el área transversal del espacio anular, y serán un pequeño obstáculo para el pulso de presión. Por lo tanto, cuando éste se encuentra con los cuellos en los extremos del *tubing* se producirá una onda de características similares pero de menor amplitud que viajará en dirección contraria al pulso. Ya que el pulso sigue su camino hacia abajo por el *casing* y toda la onda de sonido ha pasado cuando se produce la reflexión, ésta se conoce como eco, y viajará todo el camino de vuelta hasta la fuente de emisión (Ver Figura 131) [2].

Figura 131. Reflexiones en la medición acústica de nivel. Fuente: Determinación de la presión estática, BHP.



10.3 MÉTODOS DE MEDICIÓN

Los instrumentos realizan básicamente la medición de la profundidad del fluido, pero con la información adecuada y junto con instrumentos adicionales que incluye el equipo, se puede realizar la medición y el cálculo de otros valores, como la presión de *casing* y las presiones de fondo de pozo.

10.3.1 Medición del nivel

- Antes de realizar la medición es necesario identificar algunos datos del pozo, algunos son fundamentales para realizar un cálculo correcto, por ejemplo la profundidad total del pozo, la profundidad de la toma de la bomba y la longitud entre uniones del *tubing*.
- Conociendo ya los datos, se puede proceder a realizar el “disparo” del pulso acústico, que partirá desde la herramienta, viajando hacia abajo a través del *casing*.
- Cuando el pulso se encuentra con la primera unión del *tubing* se produce un eco, que viaja de vuelta hasta el instrumento, donde un micrófono lo detecta y lo registra. Lo mismo sucederá con cada unión que encuentre el pulso en su camino (Ver Figura 131).
- Cuando se encuentran las uniones mediante la medición del micrófono, se irán contando al igual que el tiempo entre una y otra, así se determinará la velocidad de la onda entre uniones, por ejemplo:

$$V_{sonido} = 15.7233 \text{ uniones/s} \quad (3)$$

- Conociendo el número de uniones por segundo que pasa el pulso, y la longitud de las secciones del *tubing* se puede determinar la velocidad del sonido:

$$V_{sonido} = 15.7233 \frac{\text{uniones}}{\text{s}} * \frac{31.70\text{ft}}{\text{union}} = 996.885\text{ft/s} \quad (4)$$

- El pulso acústico seguirá su viaje hasta el nivel del fluido, dónde se produce un eco de mayor amplitud, que subirá y será registrado por el micrófono. Teniendo el tiempo total de propagación, se puede calcular la profundidad hasta el fluido:

$$Prof = \frac{V_{sonido} * T_{total}}{2} = \frac{996.885 * 1.813}{2} = 903.71 \text{ ft (5)}$$

10.3.2 Medición del incremento de la presión del casing

El equipo utilizado incluye entre sus instrumentos un medidor de presión, que se encarga de registrar la presión del casing desde el inicio de la prueba.

Debido a que al realizar la prueba se cierran todas las válvulas de la cabeza del casing, los pozos que producen gas, generalmente expulsado a través del casing, acumulan el gas producido en el espacio anular, así que la presión aumenta con el paso del tiempo. Los medidores de presión registran este aumento realizando mediciones cada cierto tiempo, algunos segundos, y lo realizan durante un corto periodo, de 2 a 5 minutos.

El aumento de presión es constante, y una vez se dispone de suficientes muestras, se puede determinar la tasa de incremento de la presión del casing, que básicamente indica la cantidad de gas que produce el pozo y tomará importancia al momento de determinar la presión dinámica de fondo de pozo.

10.3.3 Medición de presiones de fondo de pozo:

La medición acústica del nivel permite realizar cálculos para determinar las presiones de fondo de pozo, estática y dinámica, importantes para el cálculo de los índices de productividad del pozo, que establecen la tasa óptima de producción del pozo.

Para realizar estos cálculos se han desarrollado métodos durante largo tiempo, que inicialmente exigen reconocer los diferentes escenarios en que se pueden encontrar los fluidos del anular.

Se ha encontrado mediante muchas pruebas que las condiciones de producción de un pozo, principalmente el corte de agua del líquido producido, se relacionan directamente con las condiciones del fluido en el anular. Para la mayoría de los casos, la relación entre agua y petróleo producidos es la misma que la relación entre las cantidades contenidas en el espacio anular. También se conoce el comportamiento del gas en el anular, o de los fluidos en aquellos pozos donde no hay producción importante de gas libre.

Mediante la identificación de estos comportamientos, (ver Ref. [5]) se proponen métodos para la determinación de la presión estática de fondo de pozo, basados en la medición acústica del nivel del fluido.

En las referencias [3] y [15] se expone el método Walker para la determinación de la presión dinámica de fondo de pozo mediante el uso de reguladores de contrapresión en la cabeza del *casing* y dos pruebas acústicas, y en la referencia [6] se presenta otro método mediante la medición de la tasa de incremento de la presión del *casing* en combinación con la prueba acústica.

Actualmente, ya que el equipo dispone de las herramientas necesarias para realizar todas las mediciones, los métodos se han programado y existe *software* que realiza la adquisición de los datos, conectándose directamente con el instrumento, y además realizan los cálculos con base en la medición y en los datos del pozo suministrados por el usuario.

10.4 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN *ECHOMETER*

La compañía *Echometer* ha sido pionera en el estudio sobre la medición acústica de nivel, así como también en el desarrollo y oferta de herramientas para el mismo objetivo. Sus productos son los más conocidos en la industria y por esta razón son la referencia de estos instrumentos.

La medición acústica de nivel se realiza mediante el uso de pistolas de gas, encargadas de generar el pulso de presión que viajará a través del anular.

De acuerdo al método usado para la generación del pulso, se pueden distinguir dos tipos: pistolas de explosión (Figura 132) y pistolas de implosión (Ver Figura 135). Algunas pueden realizar el disparo por los dos métodos (Figura 133 y Figura 134), los diferentes modelos que ofrecen los fabricantes se distinguen entre sí principalmente por la máxima presión a la que pueden trabajar.

Figura 132. Pistola de gas de accionamiento remoto. Fuente: Remote Fire Gun Gan [en línea]. Disponible:

http://www.echometer.com/products/gas_guns/remote.html



10.4.1 Pistolas de explosión

Estas pistolas tienen una cámara donde se acumula el gas hasta cierta presión (N_2 o CO_2). Mediante la apertura de una válvula, se libera el gas rápidamente dentro del anular, produciéndose el pulso acústico. La pistola se equipa con un micrófono de alta sensibilidad y que cancela el ruido para detectar los ecos del choque con las uniones del *tubing* y con el frente del fluido.

Algunas de las principales partes de las pistolas de medición acústica de nivel son:

- Válvula de gas y solenoide o palanca: El solenoide funciona como un mecanismo disparador, cuando se energiza desatasca la válvula de gas, que debido a la presión se abre rápidamente y permite que el gas abandone la cámara. En las pistolas de accionamiento manual, existe una palanca que funciona como disparador, cuando se suelta, se abre la válvula entre la cámara de gas y el *casing*.
- Cámara de gas y medidor: Es el espacio de la pistola que se carga con el gas a presión. La presión se mide mediante el manómetro, y debe superar al menos en 100psi la presión del *casing* para realizar correctamente el disparo. Se puede incrementar más para tener mejores resultados.
- Conexión del medidor de presión de *casing*: Las pistolas cuentan con una conexión para un manómetro para medir la presión del anular y para determinar la tasa de aumento de presión de *casing* una vez se ha cerrado.
- Conexión del micrófono: La pistola incluye en su interior el micrófono de alta sensibilidad. En la carcasa se puede encontrar el conector de salida del micrófono para conectarlo con el equipo que se vaya a usar.

Figura 133. Pistola de gas compacta. Fuente: Compact Gas Gun [en línea].
Disponibile: http://www.echometer.com/products/gas_guns/compact.html



Figura 134. Pistola de gas de 5000PSI. Fuente: 5000 PSI Gus Gan [en línea].
Disponibile: http://www.echometer.com/products/gas_guns/psi5000.html



10.4.2 Pistolas de implosión

Para el método de implosión, las pistolas cuentan también con una cámara. Ésta se mantiene a una presión menor a la del anular, y mediante la apertura repentina de la válvula, se admite gas del *casing* dentro de la cámara, produciéndose un pulso de baja de presión que viajará por la tubería. Para funcionar

adecuadamente, la presión del *casing* debe ser mínimo 200psi, ya que el método exige alta presión en el anular.

Figura 135. Pistola de gas de 15000PSI. Fuente: 15000 PSI Gus Gan [en línea].
Disponibile: http://www.echometer.com/products/gas_guns/psi15000.html



Algunas pistolas de explosión pueden funcionar en modo de implosión también. Las pistolas exclusivamente de implosión cuentan básicamente con los mismos elementos ya mencionados, se diferencian en el tipo de micrófono que utilizan, que no es de igual sensibilidad al de las pistolas de explosión, y que no tienen solenoide para realizar el disparo remotamente mediante una señal eléctrica, sino que tienen una palanca para accionar la pistola manualmente.

En la Tabla 6 se encuentra una comparación de las características (ventajas y desventajas) entre los modos de disparo de las pistolas de medición acústicas.

Tabla 6. Características de pistolas de explosión e implosión.

Pistolas de explosión	Pistolas de implosión
<ul style="list-style-type: none"> • Su límite máximo de presión de <i>casing</i> es de 1500psi generalmente, o hasta 5000psi para algunas pistolas. • No tienen límite mínimo de presión de <i>casing</i>, así que podrían usarse en pozos sin producción de gas en el anular. • Necesita una fuente de gas CO₂ o N₂ para realizar el disparo. • Existen pistolas de explosión con accionamiento remoto. • El micrófono con que vienen equipadas es de alta sensibilidad, con cancelación de ruido 	<ul style="list-style-type: none"> • El límite máximo de presión de estas pistolas es de 15000psi. Pueden usarse en pozos con gran producción de gas. • Necesitan un límite mínimo de presión de 200psi para realizar la medición adecuadamente. • No requiere de una fuente de gas ya que funciona con el gas del anular. • No hay alternativas de pistolas de implosión con disparo remoto. • El micrófono de estas pistolas no tiene la misma sensibilidad y cancelación de ruido que el de las pistolas de explosión.

La Tabla 7 incluye algunas especificaciones sobre las pistolas de gas ofrecidas por la compañía *ECHOMETER*.

Tabla 7. Especificaciones e información general de las pistolas de gas
ECHOMETER

ESPECIFICACIONES E INFORMACIÓN GENERAL DE LAS PISTOLAS DE GAS				
	PISTOLA DE GAS COMPACTA	PISTOLA DE ACCIONAMIENTO REMOTO	PISTOLA DE GAS DE 5000 PSI	PISTOLA DE GAS DE 15000 PSI
Volumen de la cámara de gas, in²	10	12.5	7	1
Presión máxima de trabajo PSI, (ATM)	1500 (10)	1500 (100)	500 (333)	15,000 (1000)
Rango óptimo de operación PSI, (ATM) MIN/MAX	0-1500 (0-100)	1-1500 (0-100)	Explosión: 0-200 (0-13) Implosión 200-5000 (13-333)	1500- 15,000 (100- 1000)
Modo de operación	Explosión / Implosión	Explosión	Explosión / Implosión	Implosión
Tipo de operación	Manual	Automático/Solenoides	Manual	Manual
Dimensiones	2-3/8" SQUARE X 12" LONG	2-3/8" SQUARE X 12" LONG	2" SQUARE X 16" LONG	2-3/8" SQUARE X 8" LONG

Peso	8 LBS.	12 LBS.	10 LBS	10 LBS
Micrófono	DUAL DISC NOISE CANCELING	DUAL DISC NOISE CANCELING	DUAL DISC NOISE CANCELING	SINGLE DISC

10.4.3 Medidores de presión de *casing*

Son manómetros que se acoplan a la conexión en la pistola (Ver Figura 136). Son transductores de diafragma de acero inoxidable. Soporta altas temperaturas e incluye un termistor para realizar compensación de temperatura. El transductor tiene buena resolución necesaria para la medición de la tasa de incremento de la presión de *casing*.

Existen transductores de rangos de 375, 900, 1500, 3000 y 6000psi. El fabricante ofrece transductores de rangos más amplios hechos bajo pedido.

Figura 136. Transductor de presión. Fuente: Pressure Transducer [en línea].

Disponible en: <http://www.echometer.com/products/transducers/press.html>



10.5 SISTEMAS DE ADQUISICIÓN

Las pistolas de gas incluyen el conector a los diferentes transductores de que disponen. Mediante el uso de cables, la salida de estos elementos se puede obtener mediante diferentes elementos, suministrados también por el fabricante.

10.5.1 *Model M Acoustic Liquid Level Instrument*

Es un equipo que registra la respuesta de la medición de nivel en una carta de papel (Ver Figura 137).

El equipo consiste de un microprocesador que controla dos canales de amplificación y registro de la señal eléctrica de salida del micrófono de la pistola de gas.

Uno de los canales adecúa la señal para distinguir fácilmente el eco producido por el frente del fluido. El otro canal permite diferenciar los ecos de cada uno de los collares para que el operario pueda realizar el conteo de los mismos fácilmente. La diferencia de los dos canales es el tipo de filtrado realizado a la señal.

El equipo también permite realizar el accionamiento de la pistola de disparo remoto.

Figura 137. Model M Acoustic Liquid Level Measurement. Fuente: The Model M Acoustic Liquid Level Instrument [en línea]. Disponible en: http://www.echometer.com/products/model_m/index.html



El modelo M solamente le muestra al operario la respuesta del instrumento de medición, y hace el tratamiento de señal adecuado para facilitarle el trabajo. Los cálculos se deben realizar con base en los datos obtenidos.

10.5.2 Well Analyzer

El analizador de pozos es una oferta mucho más completa de la misma compañía. El equipo consta de un laptop con un *software* desarrollado por el fabricante, los conectores a los diferentes transductores usados y los cables para hacer la conexión.

Además de la medición de nivel y de la tasa de incremento de la presión de *casing*, el equipo sirve para realizar la adquisición de datos de dinamómetro y medidor de potencia del motor, que el *software* utiliza para realizar cálculos extra.

10.5.3 Total Well Management

Es el programa instalado en el computador del *Well Analyzer*. El *software* tiene multiples funciones:

- 1. Base de datos de los pozos del campo:** Se guardan los datos más importantes sobre cada pozo donde se realicen las mediciones. Los datos guardados sirven también para realizar los cálculos (Ver Figura 138).
- 2. Realizar el disparo remoto:** Mediante el programa se da la orden de disparo de la pistola de gas de accionamiento remoto.
- 3. Adquisición de señal:** El programa se encarga de recibir las señales provenientes de los diferentes transductores usados (Ver Figura 139).
- 4. Cálculo del nivel de fluido:** El programa identifica automáticamente la información necesaria de la señal recibida para realizar el cálculo del nivel de fluido, tanto estático como dinámico, de acuerdo a si se realiza la medición con el pozo prendido o apagado (Ver Figura 140).
- 5. Cálculo de la tasa de incremento de la presión de casing:** Tras realizar el disparo y la medición acústica de nivel, el programa se deja funcionando unos minutos durante los cuales se registra la medición de la presión de casing. Automáticamente se determina la razón de incremento de la misma (Ver Figura 141).

Figura 138. Datos del pozo en *Total Well Management*.

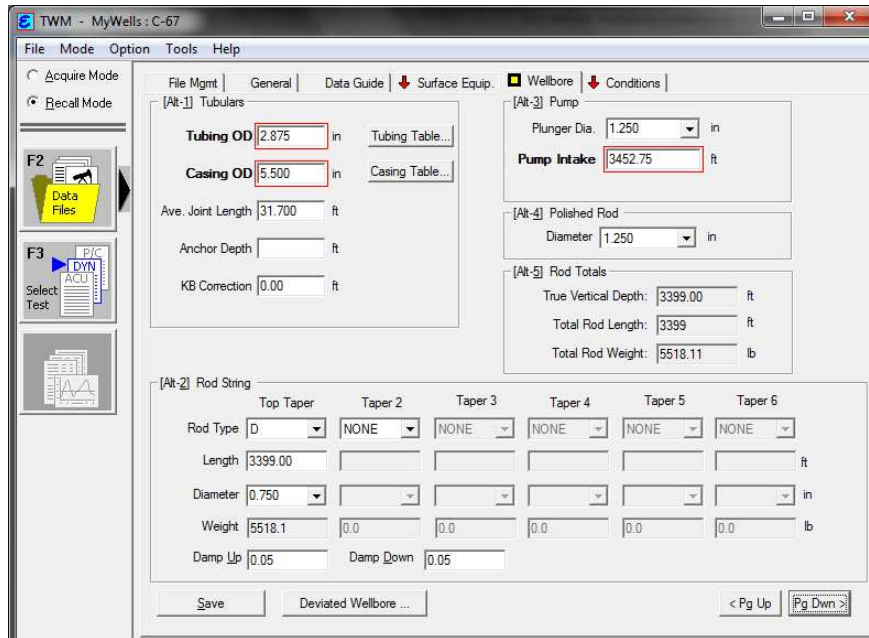


Figura 139. Señal recibida por el *Total Well Management*.

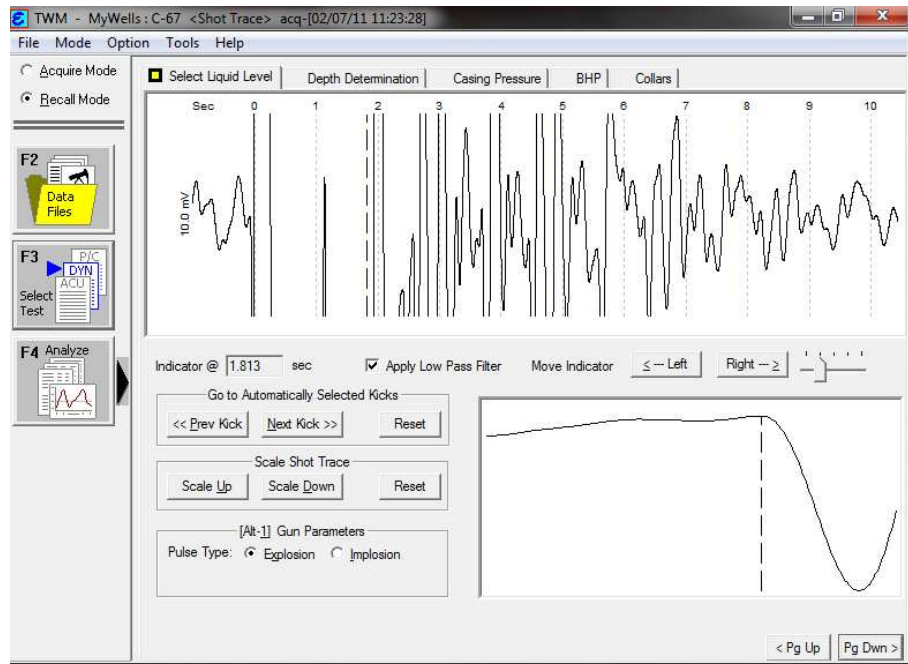


Figura 140. Cálculo de la profundidad en el *Total Well Management*.

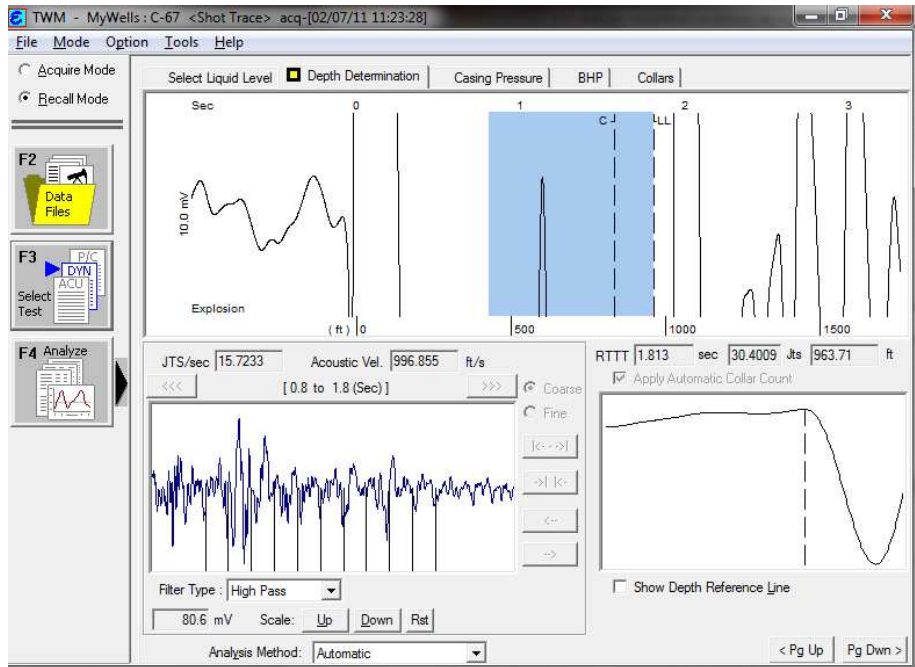
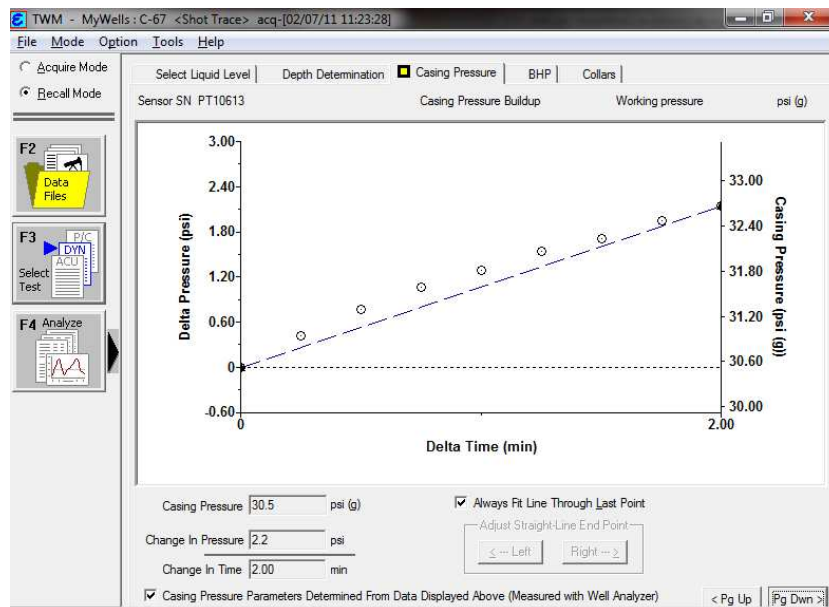
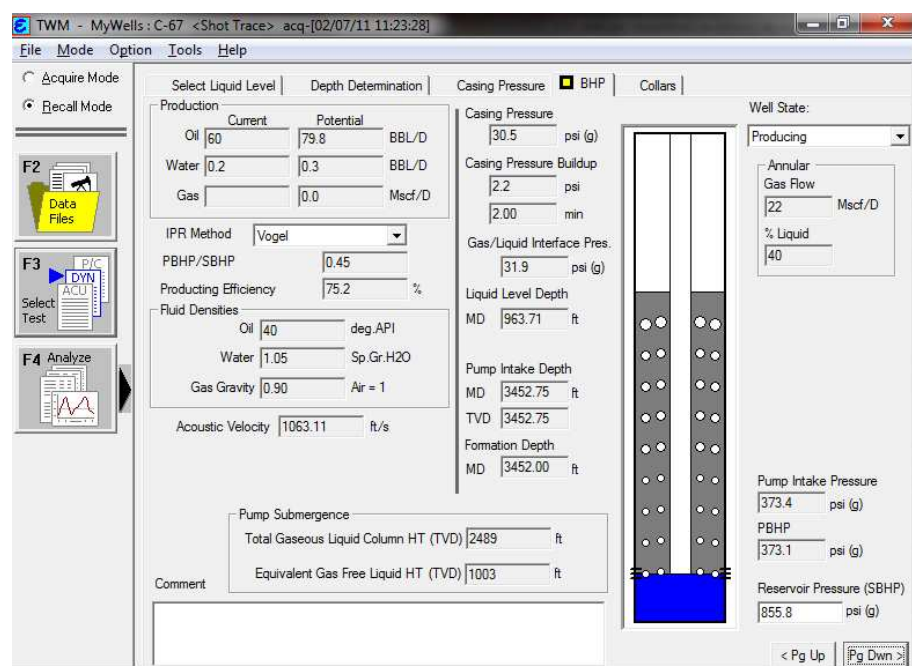


Figura 141. Cálculo de la tasa de incremento de la presión de casing en el *Total Well Management*.



6. **Cálculo de las presiones de fondo de pozo:** Mediante el uso de la información suministrada acerca del pozo, en conjunto con las mediciones de nivel y de presión de *casing*, el programa realiza el cálculo de la presión de fondo (Ver Figura 142).
7. **Cálculos de eficiencia del pozo:** Por un lado, con base en las presiones se determina el índice de productividad del pozo. Además, mediante la medición del dinamómetro y de la potencia del motor, el programa determina la eficiencia del sistema.

Figura 142. Cálculo de las presiones de fondo de pozo en el *Total Well Management*.



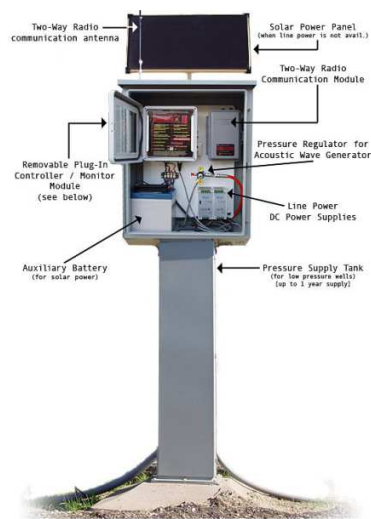
10.6 OTRAS HERRAMIENTAS Y FABRICANTES

A pesar de que la mayor oferta en la industria es la de *Echometer* existen otros fabricantes que ofrecen alternativas similares a las herramientas ya mencionadas y también otros productos con fines relacionados a la medición acústica de nivel.

Accufluid es un fabricante de instrumentos de medición de nivel que también tiene una línea de pistolas de gas y un programa de adquisición para las mediciones de nivel similar al mencionado anteriormente. No cuentan con pistolas de implosión, y la máxima presión de trabajo de sus pistolas es de 1500psi.

Además de estas herramientas, *Accufluid* ofrece también un sistema de adquisición remota, que permite monitorear el nivel del pozo permanentemente a distancia sin necesidad de cableado, y además incluye un controlador para ajustar la velocidad de bombeo automáticamente de acuerdo a los datos registrados. El sistema se puede configurar para tomar mediciones de nivel a diferentes intervalos de tiempo, desde 1 minuto hasta 1 semana entre tomas (Ver Figura 143).

Figura 143. Monitor y controlador de pozo *Accufluid*. *Accufluid Well Monitor and Controller* [en línea]. Disponible en: http://www.accufluid.com/bottom_hole.html



Entre otros productos ofrecidos por la compañía se encuentran tanques de nitrógeno para ser utilizados en las mediciones de nivel. El que puede ser el principal atractivo de la compañía es un sistema que permite rellenar los tanques de nitrógeno automáticamente, que de acuerdo a los fabricantes, ya está

desarrollado y la patente del producto está pendiente. Este sistema podría ser la solución al problema del limitado número de mediciones que se puede realizar sin llenar o cambiar el tanque de gas en pistolas de explosión.

10.7 INSTALACIÓN PERMANENTE

Son conocidos en la industria petrolera los sensores de fondo de pozo permanentes, que son sondas que se instalan a diferentes profundidades y no se remueven tras su instalación, principalmente para la medición de temperatura y presión, entre otras variables.

Los instrumentos de medición de nivel generalmente no se dejan permanentemente en un pozo determinado, ya que su fácil instalación permite que se usen en varios pozos de un mismo campo. Las empresas usualmente adquieren un equipo para realizar tomas de nivel periódicamente en todos sus pozos, pero no se enfocan en uno específico.

El hecho de que el instrumento pueda ser usado fácilmente en diferentes pozos no implica que no se pueda instalar permanentemente en uno. Si se desea, el equipo puede dejarse instalado en un pozo, pero debería usarse un dispositivo de accionamiento remoto, pues de otra forma se necesita la presencia permanente de un operario en el pozo y no habría ninguna ventaja en esto.

Por otro lado, hay que considerar que la mayoría de las pistolas requieren una fuente de gas, así que hay que recargar los tanques que se usen cada vez que se vacíen. El equipo de recarga automática de tanques de nitrógeno sería una atractiva solución a esta limitación del equipo.

La instalación permanente de un instrumento de medición de nivel en un pozo puede ser una alternativa llamativa en pozos problemáticos pero con gran

potencial. Existen controladores de nivel basados en las mediciones acústicas que aumentan la productividad del pozo y ayudan a disminuir los gastos en energía y reparaciones del mismo ^{[13][15]}. Esta solución podría resultar más conveniente aún, teniendo en cuenta la comparación entre el precio de inversión de este equipo y el de sensores de fondo de pozo y sus controladores, además de la facilidad de su instalación.

10.8 CONCLUSIONES

- La variación de la velocidad del sonido en función de las condiciones del medio por donde viaja afecta significativamente la medición acústica de nivel. Se ha desarrollado un método efectivo para determinar la velocidad del sonido y la profundidad del fluido mediante la misma medición.
- La determinación de las presiones de fondo de pozo con base en la medición del nivel es compleja. Requiere tener conocimiento de otros parámetros del pozo, las condiciones del fondo y del fluido del anular. Con los datos adecuados se puede calcular, y se ha programado el método en computadores para realizar automáticamente estos cálculos.
- Hay dos métodos principales para realizar la medición, la explosión y la implosión. Existe variedad de pistolas de gas, y algunas sirven para realizar los dos tipos de disparos.
- Las herramientas ofrecidas por fabricantes incluyen además del *hardware* adecuado para realizar la medición del nivel, otros transductores para hacer cálculos adicionales, por ejemplo un manómetro para determinar la tasa de incremento de presión de *casing*.
- Es importante conocer las condiciones del pozo antes de hacer la adquisición de un equipo específico. Hay parámetros del pozo que limitan las herramientas que pueden usarse en él.
- Se puede realizar la instalación permanente de instrumentos de medición de nivel. La principal desventaja es la necesidad de recargar el tanque de gas, aunque existe un equipo en desarrollo que podría eliminar esta limitante.

10.9 REFERENCIAS

- [1] F. Sears, M. Zemanzky, H. Young, R. Freedman, *Física Universitaria Volumen 1*, 11ª Ed. Pearson.
- [2] J. N. McCoy, D. Becker, A. L. Podio, B. Drake. "Improved analysis of acoustic liquid level depth measurements using a dual channel analog/digital strip chart recorder". Echometer, University of Texas at Austin.
- [3] O. Lynn Rowlan, J. N. McCoy, D. Becker, A. L. Podio. 2003. "Advances techniques for acoustic liquid-level determination", in *SPE Production and operations Symposium*, 2003. SPE 80889.
- [4] K. B. Nolen, S. G. Gibbs, "Measurement and interpretation of fluid levels obtained by venting gas", in *Annual technical conference and Exhibition*, 1999. SPE 38791, p. 415.
- [5] J. N. McCoy, A. L. Podio, K. L. Huddleston, B. Drake. "Acoustic Static Bottomhole Pressures", in *Petroleum Operations Symposium*, 1985. SPE 13810.
- [6] McCoy, J.N., Podio, A.L., and Huddleston, K.L. "Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure", in *Annual technical conference and Exhibition*, 1988. SPE 14254.
- [7] Echometer, (2011) Echometer Gun - Microphone Assemblies. For use with Acoustic Liquid Level Instruments. [en línea]. Disponible en: http://www.echometer.com/products/gas_guns/brochure.htm
- [8] Echometer. *Echometer Model-M. Digital Dual Channel Fluid Level Instrument*.
- [9] Accufluid, (2011) Accufluid Well Monitor and Controller [en línea]. Disponible en: http://www.accufluid.com/bottom_hole.html
- [10] Accufluid, (2011) *A discussion of pressure source options* [en línea]. Disponible en: http://www.accufluid.com/pressure_sources.html
- [11] A. L. Podio, J. N. McCoy, D. Cook, D. Becker, "Analyzing Well Performance 98", in: Southern Petroleum short course, 1998.

- [12] J. N. McCoy, A. L. Podio, B. Drake, D. Becker. "Total Well Management", *Symposium "The Challenge of Optimizing Operating Costs"*, 1995.
- [13] L. Giangiacomo, D. Hill, "Optimizing pumping well efficiency with smart fluid-level controller technology", in *Mid-Continent Operations Symposium*. SPE 52210.
- [14] S. Lieberman. "Automated Continuous Fluid Level Monitoring", in *SPE Production and operations Symposium*, 2005. SPE 93832.
- [15] D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. "Sistemas de monitorización para pozos con bombeo mecánico", en: *Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo*, 2011. Universidad Industrial de Santander.
- [16] D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. "Medición del nivel de fluido de fondo para la optimización de pozos con bombeo mecánico", en: *Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo*, 2011. Universidad Industrial de Santander

11 MEDIDORES DE FLUJO DE FONDO DE POZO

11.1 INTRODUCCIÓN

Los datos en tiempo real del flujo o caudal del fondo del pozo representan grandes ventajas para los operadores en lo que respecta a la optimización del pozo. Contar con esta información reduce la necesidad de pruebas de superficie para determinar la productividad de los pozos individuales o la necesidad de la instalación de separadores de prueba en superficie lo que reduce específicamente la infraestructura en plataformas costa afuera.

Para las instalaciones en superficie, ya sea un separador de fases y/o un medidor de flujo multifásico, el parámetro más importante es la fracción volumétrica de gas, GVF. Sin embargo, tanto el separador como el medidor presentan problemas con la presencia de espumas y emulsiones y con la tendencia del gas a viajar a una velocidad diferente de los líquidos. Debido a la presión absoluta es mayor en el fondo del pozo que en la superficie, el GVF es por lo tanto más pequeña. Como consecuencia, el aumento en la densidad del gas reduce el contraste entre la densidad del gas y el líquido, y brinda una ventaja a las mediciones en el fondo del pozo.

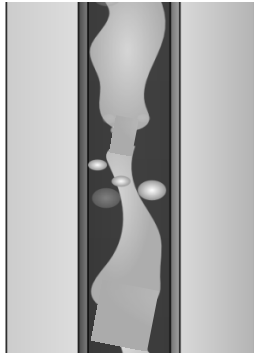
Adicionalmente la medición del flujo en conjunto con la presión en el fondo del pozo permite la determinación del índice de productividad, PI del pozo en cualquier instante sin la necesidad de intervención y por ende optimizar la producción. Incluso para pozos con buena producción un pequeño incremento de la tasa de producción puede representar ganancias económicas significativas y suplir los costos de la instrumentación.

11.2 REGÍMENES DE FLUJO

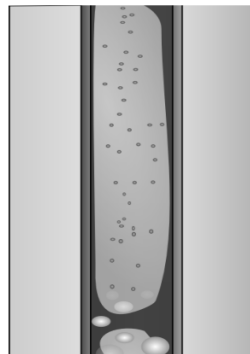
Los principales patrones de flujo, encontrados en las tuberías verticales y horizontales se presentan en las Figura 144 y Figura 145. Este concepto de patrón de flujo es importante para la medición de flujo y por tanto las tecnologías que se van a presentar seguidamente.

Figura 144. Regímenes de flujo en tuberías verticales. Fuente: Autores.

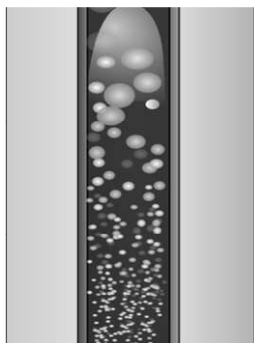
Flujo anular (Espuma)



Flujo de niebla



Flujo burbujas



Flujo por baches (tapón)

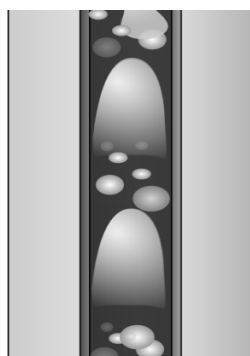
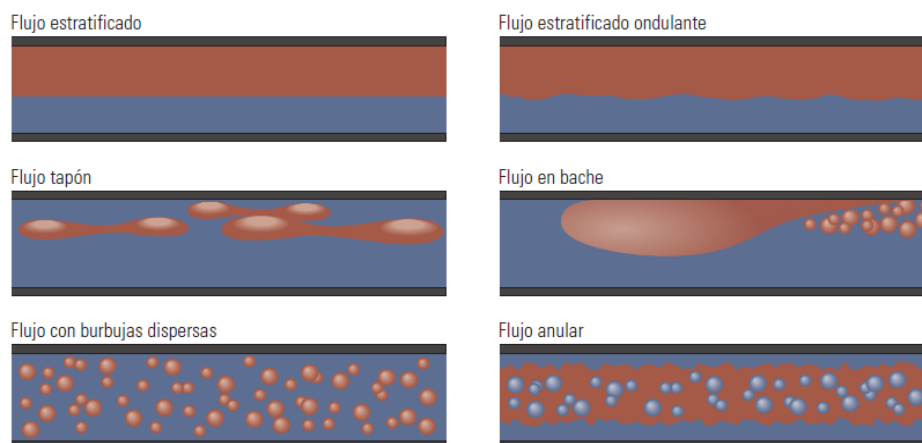


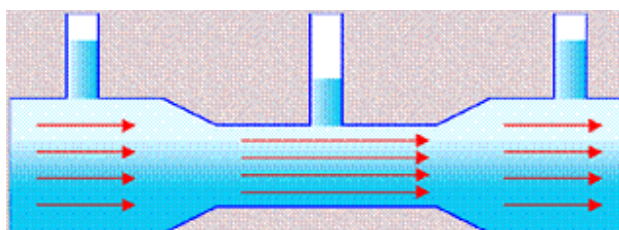
Figura 145. Principales regímenes de flujo para sistemas líquido-gas, en tuberías horizontales. Fuente: *Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos*, Schlumberger.



11.3 EFECTO DE VENTURI

El efecto o tubo de Venturi radica en que al cambiar el diámetro de la tubería por la cual se transporta un fluido la presión y la velocidad se ven afectadas. Si el fluido pasa por una sección de diámetro menor, como en la Figura 146, la presión disminuye y la velocidad aumenta en este punto.

Figura 146. Tubo de Venturi. Fuente: <http://ray-phiton.blogspot.com/2009/06/bernoulli-e-o-tubo-de-venturi.html>.



El efecto de Venturi se demuestra con el principio de Bernoulli, ec. 1. Si el caudal es constante y la sección transversal de la tubería se reduce, inevitablemente la velocidad aumenta al paso por esta región.

$$\frac{V^2 \rho}{2} + P + \rho g z = \text{constante} \quad (1)$$

Donde,

V: Velocidad del fluido en la sección considerada.

ρ : Densidad del fluido.

P: Presión a lo largo de la línea de corriente.

g: Aceleración gravitacional.

z: Altura en la dirección de la gravedad desde una referencia.

Este indicio es importante en la medición de flujo y es el principio utilizado en muchas tecnologías, dado que la diferencia de presión entre los puntos antes y después de la restricción del diámetro de la tubería, puede emplearse para calcular la velocidad del flujo.

11.4 MEDIDORES DE FLUJO

11.4.1 Medidor Spinner

En el mercado se denomina medidor *Spinner* a cualquier instrumento que utiliza un elemento rotativo, sea hélice o turbina. Sin embargo su estructura varía de acuerdo al fabricante y la geometría del pozo. A continuación se van a presentar algunos medidores de este tipo.

11.4.1.1 Medidor de flujo continuo con rodamientos de joyas, CFJ (Continuous Flowmeter Jewelled)

En la Figura 147, se muestra un CFJ de *GE Oil& Gas*, cuyo principio de funcionamiento se basa en la medición de flujo por medio de una hélice o *spinner*.

Figura 147. Medidor de flujo continuo CFJ. Fuente: GE Oil& Gas.



Para llevarla al fondo del pozo se debe acoplar en un cuerpo electrónico como se muestra en la Figura 149, que adicionalmente se utiliza para medidores de capacitancia y temperatura.

Esta herramienta es de muy bajo rozamiento para permitir que la hélice rote libremente y debido a sus rodamientos en joyas, generalmente en zafiro como los relojes mecánicos son de alta precisión y sensibilidad al flujo. La rotación de la hélice es detectada por sensores de efecto Hall y de esta manera determinar la velocidad de flujo.

Es posible detectar una velocidad de flujo de hasta 4000 ft/min ó 20,3 m/s. La herramienta se fabrica de materiales resistentes a la corrosión y a condiciones de fondo de pozo con presiones de 1500 psi y temperaturas de hasta 177°C. La salida normal es de 10 pulsos por revolución e indicación de la dirección, como lo muestra *GE Oil& Gas* en las especificaciones de la herramienta, Figura 148.

Figura 148. Especificaciones medidor de flujo continuo CFJ. Fuente: GE Oil & Gas.

Model	1 ³ / ₈ in CTF	1 ¹¹ / ₁₆ in CTF	1 ¹¹ / ₁₆ in std
Temperature rating	350°F (177°C)		
Pressure rating	15,000psi (103.4 MPa)		
Shroud diameter	1 ³ / ₈ in (35 mm) 1 ¹³ / ₁₆ in (43 mm) 2 ¹ / ₈ in (54 mm)	1 ¹¹ / ₁₆ in (43 mm) 2 ¹ / ₈ in (54 mm)	
Minimum restriction	Shroud OD+ ¹ / ₁₆ in (+3 mm)		
Tool length ^a	9in (229 mm)		
Tool weight ^a	2.2lbs (1.0 kg)		
Sensor measure point	2in (51 mm)		
Output	10 pulses/rev (directional)		
Maximum fluid velocity ^a	>4000ft / min (20.3 m/s)		
Materials	Corrosion resistant throughout		

a) Depends on CFJM Model.

11.4.1.2 Medidor enjaulado de cobertura total, CFB (Caged Fullbore Flowmeter)

Esta herramienta también cuenta con una hélice central y brazos mecánicos constituidos para formar un centralizador, Figura 150 y ubicar la turbina en el centro del flujo y dar soporte a la herramienta si se va a utilizar en tuberías desviadas u horizontales. Los brazos llegan hasta el fondo del pozo cerrado y una vez se encuentran en el sitio de medición se abren. Igualmente es compatible con el cuerpo CTF de la Figura 149. Su estructura enjaulada permite proteger las aspas y la hélice.

Cuenta con rodamientos de alta precisión y la rotación de las aspas es detectada con sensores de efecto Hall para estimar el caudal. Está diseñada para detectar flujos de baja velocidad. A diferencia del medidor CFJ el medidor enjaulado no

puede trabajar en flujos superiores a 500 ft/min ó 2,54 m/s, según la recomendación del fabricante en las especificaciones de la Figura 151.

Figura 149. Cuerpo CTF (Capacitance/Temperature/Flow) para la herramienta de medición de flujo continuo CFJ. Fuente: Halliburton.



Figura 150. Medidor de flujo enjaulado CFB de 3 brazos. Fuente: Halliburton.



Figura 151. Especificaciones medidor de flujo enjaulado CFB. Fuente: Halliburton.

Caged Fullbore Flowmeter (3 arm CFBM)	
Temperature Rating	350°F (177°C)
Pressure Rating	15,000 psi (12,000 psi for 1-1/2 in tool) 103.4 MPa (82.7 MPa for 38 mm tool)
Tool OD	1-11/16 in (43 mm), 1-3/8 in (35 mm), 1-1/2 in (38 mm)
Tool Length	2.91 ft (0.88 m)
Tool Weight (dependant on spinner and cage sizes)	10 lbs (4.5 kg) for 1-11/16 in tool with 7 in cage
Sensor Measure Point (from bottom of the tool)	13.5 in (349 mm)
Materials	Corrosion resistant throughout
Output	10 pulses/revs (directional)
Spinner Threshold	1.7 ft/min approx (0.01 m/s), 100 bpd in 7 in casing
Max Fluid Velocity	500 ft/min (2.54 m/s), 28,250 bpd in 7 in casing
Casing Range	4-1/2 in to 5-5/8 in (114 mm to 244 mm)

11.4.1.3 Escáner de flujo (FlowScanner)

Ésta herramienta se basa en el uso de turbinas o mini-molinetes como sensores para medir el flujo de las diferentes fases en pozos con terminación horizontal o desviada. En la Figura 152, se muestra la herramienta *FloScan* de *Schlumberger* que reúne varios mini-molinetes de aproximadamente 2,5 cm. en un brazo del dispositivo.

Cada mini-molinete reacciona a la velocidad del fluido que lo está atravesando y de esta manera es posible calcular la velocidad de flujo. Se utiliza una sonda eléctrica *FloView* para la detección y diferenciación del agua de los otros componentes, por su conductividad. La sonda óptica *Ghost* permite diferenciar el gas de los líquidos, debido a que la luz viaja a mayor velocidad en el gas que en el crudo o en el agua. En total la herramienta incorpora 4 mini-molinetes en un brazo, 5 sondas eléctricas y ópticas, en el otro brazo y en el cuerpo de la instrumento otro molinete y otras sondas eléctricas y ópticas.

El instrumento se transporta cerrado al interior del pozo, una vez en el fondo, el cuerpo de la herramienta queda asentado en la pared de la tubería y el brazo se

abre hasta alcanzar la pared contraria, Figura 153. Un corte transversal del pozo se presenta en la Figura 154.

Emplear un solo molinete de diámetro completo responde a la velocidad de la fase en el centro de la tubería, mientras que el uso de 5 mini-molinetes como lo hace la herramienta proporciona más información de la distribución del flujo en 5 puntos del diámetro de la tubería, como se puede apreciar en la Figura 154.

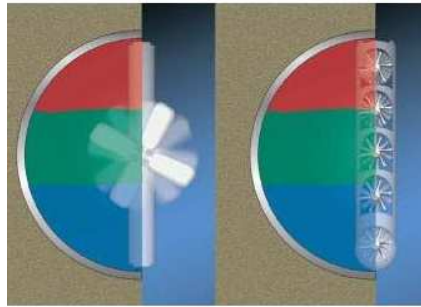
Figura 152. Herramienta *FlowScanner* de *Schlumberger* para la medición de flujo multifásico. Fuente: *Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos*, Schlumberger.



Figura 153. Asentamiento y apertura de la herramienta al interior de un pozo horizontal. Fuente: *Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos*, Schlumberger.



Figura 154. Sección transversal de un pozo horizontal con una herramienta de un solo molinete (izquierda) y con 5 mini-molinete (derecha). Fuente: *Reto Superado: Registros de producción en pozos horizontales con flujo multifásico*, ACIPET.



La fracción volumétrica del agua se calcula mediante la acción de la sonda eléctrica *FloView*. A través de su punta conductiva permite determinar los instantes en los que se cierra el circuito debido al contacto de esta con agua o en los que el circuito se rompe por el contacto con gas o aceite, Figura 155. De esta manera la fracción volumétrica del agua es calculada de acuerdo al tiempo en el que se cierra el circuito o tiempo en corto circuito, ecuación 2.

$$\text{Fracción volumétrica agua} = \frac{\text{Tiempo en corto circuito}}{\text{Tiempo total}} \quad (1)$$

La fracción volumétrica del gas, la sonda óptica *Ghost*, excluye el gas del petróleo o el agua por el umbral de luz reflejada que capta la punta de la sonda de acuerdo a los cambios en el índice de refracción del gas, el agua o el crudo, Figura 156.

Con base en esto se establece que la fracción volumétrica del gas es función del tiempo de alta reflexión por encima de un determinado umbral, ec. 3.

$$\text{Fracción volumétrica gas} = \frac{\text{Tiempo encima del umbral}}{\text{Tiempo total}} \quad (2)$$

En la Figura 157 y Figura 158, se presentan algunos regímenes de flujo horizontal: estratificado y con burbujas dispersas, obtenidos con esta herramienta de medición de flujo, interpretados por los programas de computación y con diferente inclinación.

La herramienta puede operar en presiones de hasta 15000 psi y 150 °C de temperatura, de acuerdo a las especificaciones del fabricante, Figura 159

Figura 155. Funcionamiento de la sonda eléctrica *FloView*. Fuente: *Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos*, Schlumberger.

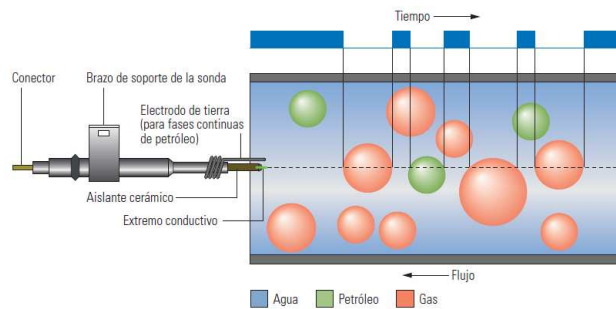


Figura 156. Funcionamiento de la sonda óptica *Ghost*. Fuente: *Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos*, Schlumberger.

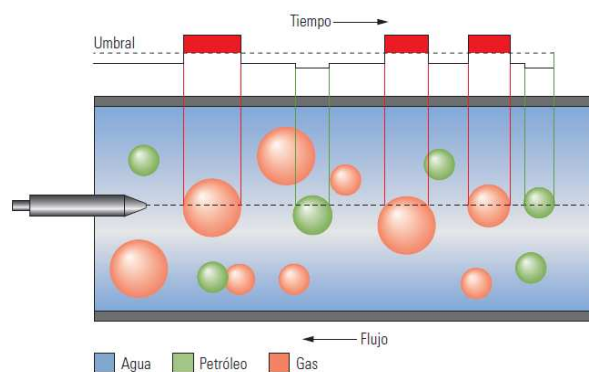


Figura 157. Resultados obtenidos de diferentes regímenes de flujo utilizando la herramienta *FloScan* de *Schlumberger*. Fuente: *Perfilaje y cuantificación de pozos de flujos multifásicos complejos*, Schlumberger.

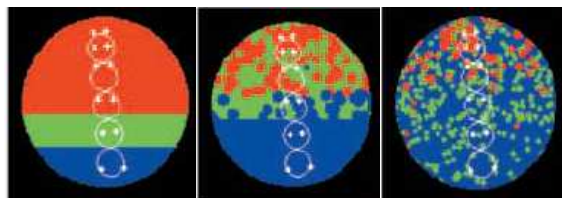


Figura 158. Regímenes de flujo obtenidos para diferentes inclinaciones del pozo. Fuente: *Imaging technologies in oilfield applications*, Journal of Zhejiang University SCIENCE.

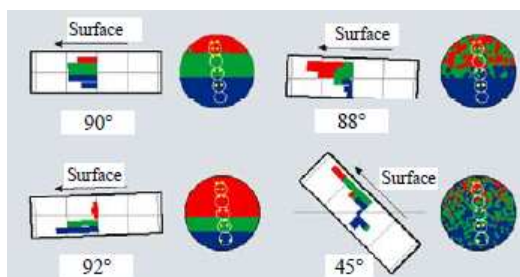


Figura 159. Especificaciones herramienta *FlowScanner*. Fuente: *Technical Report Challenge 6*, Norwegian University of Science and Technology.

Maximum Operating Pressure	1034	bar
Maximum Operating Temperature	150	C
Hole Size Operating Diameter	from 2 7/8 to 9	inches
Three Phase Holdup Accuracy	+/-10	%
Velocity Accuracy	+/-10	%
Outer Diameter	1,668	inches
Weight	49	kg
Length	4,9	m

11.4.1.4 Medidor de flujo con canasta, DBT (Diverter Basket Flowmeter)

En la Figura 160 (izquierda), se muestra el medidor de flujo con canasta. El DBT es ideal para pozos con baja o mediana velocidad de flujo y puede utilizarse en pozos verticales o desviados. El objetivo de la canasta es reducir el flujo de la sección transversal, permite la medición precisa del caudal de todos los líquidos que fluyen a lo largo del pozo. La cesta se abre y se cierra con un motor ubicado en el extremo inferior de la herramienta.

Este tipo de herramienta puede medir flujo multifásico especialmente en pozo inclinados, y tienes las especificaciones características de los medidores mencionados anteriormente, en lo que respecta a presión, temperatura, diámetro del *casing*, resistencia a la corrosión, pulsos por revolución, etc. Sus especificaciones se muestran en la Figura 161.

11.4.1.5 Medidor de flujo, ILS (In-line Spinner Flowmeter)

El medidor de flujo (ILS) es un medidor compacto que se puede utilizar en combinación con otras herramientas para registros en fondo de pozo, Figura 160(derecha).

Figura 160. Medidor de flujo con canasta DBT (izquierda) e ILS (derecha). Fuente: Sondex y Halliburton.

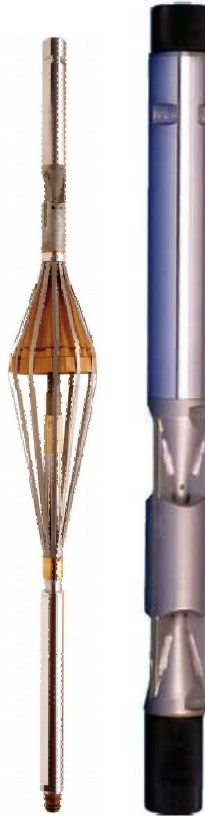


Figura 161. Especificaciones medidor de flujo de canasta DBT. Fuente: Sonex Wireline.

Temperature Rating	350°F (177°C)
Pressure Rating	15000psi (103.4 MPa)
Tool diameter	1 11/16in (43mm)
Tool length*	53.75in (1365mm)
Tool weight*	19lb (8.6kg)
Toolbus	Ultrawire™
Consumption	10mA
Spinner output	10 pulses/revolution
Flowrate range	7 to 1000bpd
Up-thrust (pressure differential)	$\Delta P \sim 1 \text{psi} @ 1100 \text{bpd}$ (111/16in tool in 7in csg)
Max pipe size	9 5/8in casing
Materials	Corrosion resistant throughout

El ILS permite registrar mediciones tanto en *casing* como en *tubing*. Es menos susceptible a los efectos de inyección, es decir, a la entrada de fluidos a alta velocidad desde las perforaciones; que un *spinner* de cobertura total, CFB. Sin embargo posee una fricción muy pequeña entre sus rodamientos de precisión, convirtiéndolo en una opción para pozos con velocidades de flujo muy bajas. Como se presenta en la Figura 160, el elemento giratorio está protegido por una carcasa. Esto previene daños a las aspas de limitaciones en la tubería.

Indistintamente, un sensor de efecto Hall, es el que registra los giros de la hélice y proporciona una medición de la rata de revoluciones y la dirección del flujo. Los datos técnicos del medidor de flujo ILS de *Halliburton*, se relacionan en la Figura 162.

Figura 162. Especificaciones medidor de flujo ILS. Fuente Halliburton.

In-line Spinner Flowmeter (ILS)		
ILS Model	ILS021	ILS022
Temperature Rating	350°F (177°C)	
Pressure Rating	15,000 psi (103.4 MPa)	
Tool Diameter	1-11/16 in (43 mm)	2-1/8 in (54 mm)
Tool Length	17.3 in (439 mm)	
Tool Weight	6.5 lbs (3kg)	6.8 lbs (3.1kg)
Toolbus	Ultrawire™	
Current Consumption	10 mA	
Sensor Measure Point	4.3 in (110 mm)	
Maximum Fluid Velocity	3,000 ft/min (15 m/s)	
Spinner Threshold	12 ft/min (0.06 m/s)	
Minimum Restriction	OD + 0.125 in (+3.175 mm)	
Output	10 pulses/rev	
Materials	Corrosion resistant throughout	

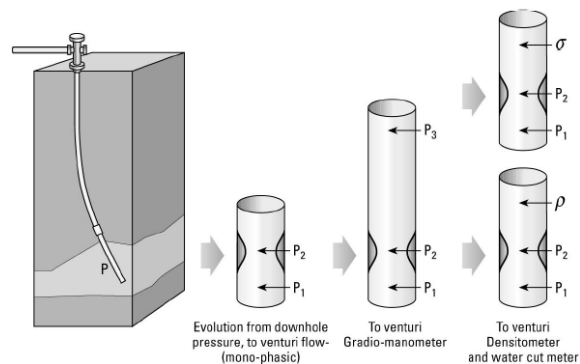
11.4.2 Medidores de Venturi

La medición de flujo más sencilla para el fondo del pozo, es el tubo de *Venturi*. Este método surgió como una amplificación de la monitorización permanente de presión en fondo. El flujo volumétrico es derivado de la caída de presión de la

restricción de la tubería, si se conocen las densidades de la mezcla. Sin embargo conocer las propiedades del fluido restringía en uso de esta técnica. Agregar un tercer sensor de presión a cierta altura por encima del tubo de *Venturi*, permite una medición in situ de la densidad del fluido a partir de la diferencia de presión manométrica. Estos medidores han estado en operación por varios años, pero solo son efectivos para flujo bifásico.

Para superar estas restricciones, surgieron dos nuevos medidores. Un medidor utiliza un densímetro nuclear que mide la densidad in situ. El otro medidor evalúa las propiedades eléctricas del líquido que fluye a través del tubo de *Venturi*, lo que permite una detección muy exacta de la fracción de petróleo y los cortes de agua. En la Figura 163, se muestra la evolución de los medidores de *Venturi* de fondo de pozo.

Figura 163. Evolución de los medidores de flujo multifásico basado en el tubo de Venturi. Fuente: *The impact of permanent downhole multiphase flow metering*, S. Kimminau – C. Cosad, Schlumberger.



El sistema más común es el medidor con 3 sensores de presión y la restricción de Venturi extraíble. El primer sensor se ubica inmediatamente aguas-arriba de la reducción, el segundo en la restricción y el tercero a cierta distancia de esta, Figura 164.

La diferencia de presión de los sensores 1 y 2 proporcional el diferencial de Venturi y los sensores 1 y 3 el diferencial de densidad. Con esto es posible calcular la velocidad del fluido y su densidad. Una vez se calcula la velocidad y la densidad, se puede obtener la fracción volumétrica y el corte de agua, con la siguiente relación de ecuaciones.

$$\Delta P_v = P_1 - P_2 \quad (4)$$

$$\Delta P_d = P_1 - P_3 \quad (5)$$

$$\rho = \frac{\Delta P_d - \lambda_c \Delta P_v}{gH} \quad (6)$$

$$Y_w = \frac{\rho - \rho_o}{\rho_w - \rho_o} \quad (7)$$

$$v = \frac{c}{\sqrt{1-\beta^4}} \sqrt{\frac{2\Delta P_v}{\rho}} \quad (8)$$

$$q = v \frac{\pi d^2}{4} \quad (9)$$

Donde,

P_1 : Presión sensor aguas-arriba [psi]

P_2 : Presión sensor de la restricción [psi]

P_3 : Presión sensor aguas-arriba [psi]

ΔP_d : Presión diferencial de densidad [psi]

ΔP_v : Presión diferencial de Venturi [psi]

q : Fracción volumétrica [bpd]

v : Velocidad del fluido en el tubo de Venturi [ft/psi]

ρ = Densidad [lb_m/ft^3]

ρ_o = Densidad el aceite [lb_m/ft^3]

ρ_w = Densidad del agua [lb_m/ft^3]

d: Diámetro de la restricción [in].

g: Aceleración gravitacional [ft/s^2]

H: Separación vertical del primer al tercer sensor [ft]

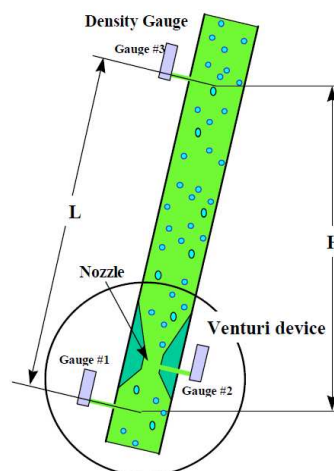
β : Relación de contracción.

$\Delta \rho$: Disminución de densidad.

Y_w : Hold-up¹⁹ de agua.

Los sensores generalmente son de cristal de cuarzo, aunque existen medidores como el BossFlo de Artificial Lift Co., Figura 165, que utilizan sensores de presión diferencial de fibra óptica.

Figura 164. Esquemático del medidor de Venturi para el fondo del pozo. Fuente: *A Permanent System for Measurement of Downhole Flowrates*, SPE.



¹⁹ Hold-up de un líquido: “es la fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería”. Maggiolo, R.

Figura 165. Medidor de flujo de Venturi para fondo del pozo BossFlo de Artificial Lift Co. Fuente: Technology Applications, Dennis Denney.



11.5 MEDIDOR DE FLUJO EN EL YACIMIENTO

11.5.1 Medidor de Resonancia Magnética Nuclear NMR

La resonancia magnética nuclear, NMR se basa en una señal de RF²⁰ recibida de la excitación de un núcleo atómico expuesto a un campo magnético B. Ésta excitación es causada por un pulso de RF que tiene la misma frecuencia de resonancia (también llamada Larmor) que la precesión del núcleo atómico en el campo magnético. Para alcanzar la frecuencia de resonancia un núcleo de radio giromagnético (γ) ubicado entre un campo magnético (B) tiene que ser perturbado por una RF (ν) dada por la ec. 10.

$$\nu = \frac{\gamma B}{2\pi} \quad (10)$$

El núcleo más utilizado es el del hidrógeno 1 (H1). Aunque también se utilizan otros como el fósforo 31 (P31), el carbono 13 (C13) o el nitrógeno 15 (N15). El valor del radio giromagnético depende del tipo de núcleo, en el caso del 1H es de $2.675 \times 10^8 \text{ T}^{-1}\text{s}^{-1}$.

²⁰ RF: Radio Frecuencia.

Los núcleos de hidrógeno (de los fluidos del yacimiento) actúan como pequeños imanes de barra y tienden a alinearse con el campo magnético creado por imanes permanentes (utilizados en esta herramienta), como se puede apreciar en la Figura 166 (A). Estos se polarizan con una tasa incremental, T1 durante un tiempo establecido WT, Figura 167 (C).

Seguidamente, pulsos de RF manipulan la magnetización de los espines de los núcleos de hidrógeno. Los núcleos empiezan a oscilar (precesión) y a inclinarse en el campo magnético estático producido por los imanes permanentes.

Los pequeños ecos de RF que se crean en los núcleos resonantes de los fluidos del yacimiento son detectados por la misma antena, Figura 166 (B) utilizada para generar los pulsos.

La amplitud del eco recibido decae de acuerdo al tiempo de relajación T2, tiempo necesario para el decaimiento de la energía. Las amplitudes son función de las propiedades petrofísicas del reservorio y como se muestra en la Figura 168, de esta manera se puede determinar la distribución de las fases en el mismo.

Figura 166. (A) Núcleos de hidrógeno alineados en el campo magnético producido por el imán permanente; (B) Antena receptora de los ecos de RF producidos por los fluidos de la formación. Fuente: *La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial.* Schlumberger.

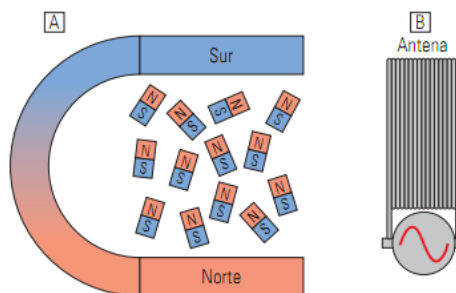


Figura 167. Tiempos de relajación. Fuente: *La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial*. Schlumberger.

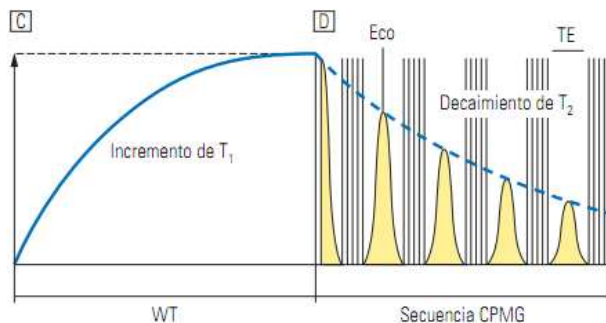
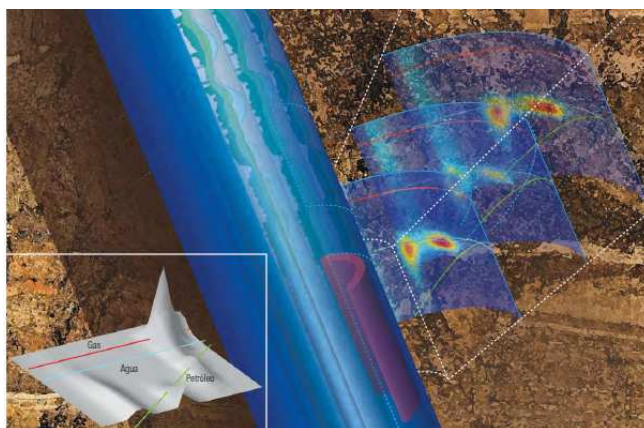


Figura 168. Distribución de los fluidos en un yacimiento. Fuente: *La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial*. Schlumberger.



11.6 CONCLUSIONES

- La medición de flujo en el fondo del pozo contribuye a la optimización del pozo y permite a los operadores contar con información apropiada y en tiempo real del comportamiento del yacimiento, tomar decisiones acertadas, reducir fallas e intervenciones innecesarias.
- Las condiciones propias del fondo del pozo representan una ventaja para los medidores de flujo. El gas que entra a un medidor en el fondo del pozo tiene

mayor densidad debido a la temperatura que en superficie. Esto disminuye drásticamente la diferencia en la densidad de la fase líquida y la gaseosa y facilita la medición.

- La monitorización de flujo multifásico incluye el cálculo de la fracción de cada fase mediante la medición de la densidad, para determinar el aporte neto de petróleo en la producción total de un pozo.
- Los regímenes de flujo son patrones establecidos de la distribución de una fase líquida y gaseosa en una tubería, entonces aparecen cuando se tiene flujos multifásicos. Difieren con la orientación de o inclinación de la tubería y las fracciones volumétricas de cada fase.
- Aunque la medición de flujo en el fondo del pozo resulta en un gran reto, su monitorización representa grandes ventajas para la productividad y actualmente en el mercado existen instrumentos bastante sencillos y extraíbles como los medidores de tubo de Venturi, que adicionalmente ofrecen la medición de densidad para el cálculo de la fracción volumétrica de las fases.

11.7 REFERENCIAS

- [1] S. Kimminau and C. Cosad. *The impact of permanent downhole multiphase flow metering*. World Petroleum Congress. 2002.
- [2] R. Akkurt, H. Bachman, C. Minh, C. Flaum, J. LaVigne, R. Leveridge. “La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial”. Schlumberger, Oilfield Review, vol. 20, pp. 4-23, 2009.
- [3] Y. Jalali and A. Charron. “A Permanent System for Measurement of Downhole Flowrates – North Sea Examples”. Schlumberger Wireline & Testing, 1998.
- [4] W. Pastrana, M. Zárate, L. Muñoz y E. Padilla “Reto Superado: Registros de producción en pozos horizontales con flujo multifásico”. ACIPET, 2009.

- [5] J. Baldauff , T. Runge, J. Cadenhead, M. Faur, R. Marcus, C. Mas, R. North, G. Oddie. “Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos”. Schlumberger, Oilfield Review, vol. 16, pp. 4-13, 2004/2005.
- [6] J.T. Ong, M.B. Oyeneyin, E.J. Coutts and I.M. MacLean. “In Well Nuclear Magnetic Resonance (NMR) Multiphase Flowmeter in the Oil and Gas Industry”. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S., September 2004*.
- [7] A. Tebarek, B. Cabenguela, F.Abadli, H. Christiansen and Ø. Prytz “Technical Report Challenge 6”. Norwegian University of Science and Technology, 2011.
- [8] *Caged Fullbore Flowmeter (3 arm CFBM)*. HALLIBURTON.
- [9] *Capacitance/Temperature/Flow(CTF)*. HALLIBURTON.
- [10] *In-line Spinner Flowmeter (ILS)*. HALLIBURTON.
- [11] *Diverter Basket Flowmeter (DBT)*, Sondex Wireline.
- [12] Continuous Flowmeter Jewelled (CFJM), GE Oil & Gas.

12. HERRAMIENTAS DE REGISTRO PARA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS

12.1 INTRODUCCIÓN

Los registros eléctricos de pozos se han estado realizando durante largos años ya, y han avanzado mucho desde su aparición. La ciencia de estudio de yacimientos relacionada con la realización e interpretación de estos registros es bastante amplia, debido principalmente a toda la información que se puede inferir a partir de los mismos, que permite realizar una extracción mucho más planeada.

Es importante conocer los fenómenos físicos medidos por estas herramientas, los métodos que se usan para medirlos, resaltando las ventajas y desventajas de realizar los diferentes tipos de medición, y también conocer las alternativas que se pueden encontrar en el mercado y las soluciones que son ofrecidas por los principales fabricantes.

12.2 HERRAMIENTAS DE REGISTRO DE RAYOS GAMMA

Son herramientas que sin excitar la formación, registran la radiación gamma natural de la misma.

En la formación, los rayos gamma son emitidos por elementos radiactivos al dividirse, típicamente se encuentra bajo tierra el isótopo radiactivo de potasio K40, y los diferentes elementos de las series del uranio y el torio, es decir, los elementos en que se van dividiendo estos elementos radiactivos hasta alcanzar la estabilidad.

Los rayos gamma emitidos se pueden entender como partículas, que chocan contra los átomos de los materiales de la formación. Debido a cada choque, van

perdiendo energía y se van dispersando hasta que son finalmente absorbidos. La absorción de los rayos y su pérdida de energía será proporcional a los choques que sufran, y entre más densidad tenga la formación, mayor será el número de choques, así que finalmente la absorción y pérdida de energía de los rayos será proporcional a la densidad.

La ecuación (1) describe la cantidad de rayos gamma que se podría detectar. Se puede ver que la cantidad de rayos gamma registrados será proporcional a la densidad y volumen de los minerales radiactivos, e inversamente proporcional a la densidad de los materiales de la formación.

$$GR = \frac{\sum \rho_i V_i A_i}{\rho_b} \quad (1)$$

Dónde:

ρ_i : Densidad del material radiactivo i

V_i : Volumen del material

A_i : Constante de proporcionalidad

ρ_b : Densidad de la formación

Para designar la cantidad de radiación de una formación en la industria petrolera, la medición se realiza en grados API, en una escala que generalmente va de 0 a 150.

Para realizar la medición de rayos gamma emitidos se usan principalmente dos tipos de herramientas:

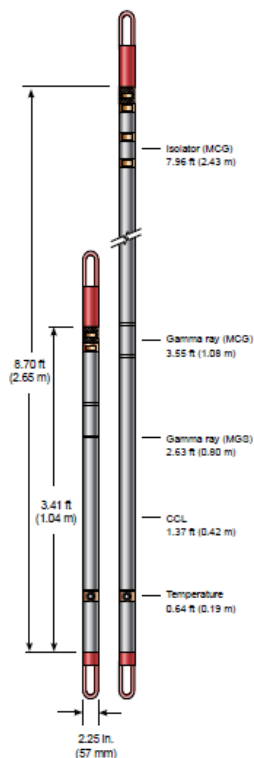
Contadores de centelleo: Están compuestos básicamente por una pantalla que se emite luz al recibir radiación gamma. Los contadores de centelleo no diferencian el

nivel energético de los rayos gamma detectados, así que no se puede saber la división de qué elemento es responsable de su emisión.

Son las herramientas más sencillas para la medición de la radiación. Se pueden adaptar a prácticamente todas las sondas ya que se usan para tener una referencia de profundidad además de indicar el contenido radiactivo de la formación (Ver Figura 169).

A pesar de que los valores normales de radiactividad de las formaciones están entre 0 y 200 grados API, algunas herramientas en el mercado detectan 400, 1000, 2000 y más grados API, con una exactitud generalmente de 5%.

Figura 169. Herramienta de medición de rayos Gamma compacta. Fuente: Compact Gamma Ray (MCG) Tool.



Las herramientas soportan altas presiones y temperaturas por lo que pueden ser usadas durante la perforación del pozo, aunque también se pueden realizar los registros en pozos con *casing*.

La Figura 170 muestra las especificaciones de una herramienta de medición de rayos gamma, se pueden apreciar las características ya descritas.

Figura 170. Especificaciones medidor compacto de rayos gamma. Fuente: Weatherford. *Compact™ Gamma Ray (MCG) Tool*. Weatherford International Ltd. 2006.

Measurement specifications				
Tool model	MCG		MGS	
Data	Gamma count, temperature, CCL		Gamma count, temperature	
Logging speed	3,600 ft/hr (1,100 m/hr)			
Measurement range	Gamma: 0 to no practical limit (API) Temperature: 275°F (135°C)			
Vertical resolution	12 in. (305 mm)			
Accuracy	Gamma: ± 5% Temperature: ± 3%			
Depth of investigation	24 in. (60 cm)			
Borehole fluids	WBM	OBM	Salt	Air

Mechanical specifications		
Maximum outer diameter	2.25 in. (57 mm)	
Length	8.70 ft (2.65 m)	3.41 ft (1.04 m)
Total weight (in air)	64 lb (29 kg)	24 lb (11 kg)
Maximum temperature	MCG-A/B/C/DA: 275°F (135°C)	MGS-A/B/CA: 275°F (135°C)
Maximum pressure	MCG-A/B/C: 12.5 kpsi (86 MPa)	MGS-A/B: 12.5 kpsi (86 MPa)
Maximum borehole diameter	15.70 in. (400 mm)	
Minimum borehole diameter	2.80 in. (70 mm)	

Espectroscopia de rayos gamma naturales (NGS): Esta herramienta también identifica la radiación natural de la formación. La diferencia principal es que puede diferenciar el nivel energético de cada rayo gamma detectado, y sabiendo que cada elemento radiactivo emite rayos gamma a niveles energéticos específicos (Ver Figura 171), se puede determinar la concentración de los diferentes elementos.

La medición de una espectroscopia podría ser como la presentada en la Figura 172, de dónde se puede inferir las cantidades relativas de los isótopos radiactivos.

Figura 171. Energía emitida por elementos radiactivos

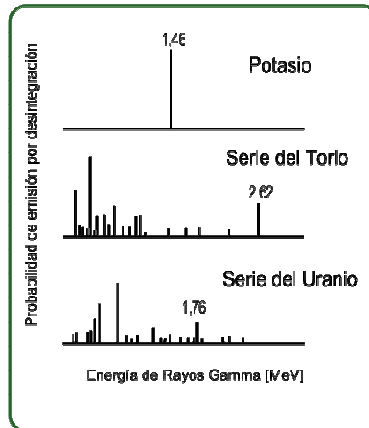
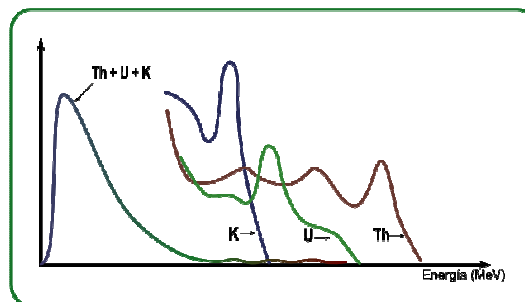


Figura 172. Medición de una espectroscopia



Las herramientas de medición de espectroscopia de rayos gamma naturales, presentan un espectro con la cantidad de radiación detectada en cada nivel energético, pero también muestran las concentraciones de los diferentes elementos radiactivos a partir de ese espectro.

Esta herramienta puede reemplazar a la anterior para realizar la medición de rayos gamma, o sea que sirve también para realizar la correlación para tener una referencia de profundidad y para determinar la composición de la roca.

Tiene características similares, algunas detectan hasta 2000 grados API de radiación, soportan condiciones adversas de fondo de pozo y son compatibles para usarse con otras herramientas. Las características de una herramienta de NGS se muestran en la Figura 174.

Figura 173. Especificaciones de herramientas de medición espectral de rayos gamma. Fuente: Schlumberger. *Spectral Gamma Ray Tools*. Schlumberger. 2004

Measurement Specifications		
	NGS Tool	HNGS
Output	Gamma ray, corrected gamma ray for uranium, potassium, thorium, and uranium curves	
Logging speed	1,800 ft/hr [549 m/h]	1,800 ft/hr [549 m/h]
Range of measurement	0 to 2,000 gAPI	0 to 2,000 gAPI
Vertical resolution	8 to 12 in. [20.32 to 30.48 cm]	8 to 12 in. [20.32 to 30.48 cm]
Accuracy	K: ±0.4% (accuracy), 0.25% (repeatability) Th: ±3.2 ppm (accuracy), 1.5 ppm (repeatability) U: ±2.3 ppm (accuracy), 0.9 ppm (repeatability)	K: ±0.5% (accuracy), 0.14% (repeatability) Th: ±2% (accuracy), 0.9 ppm (repeatability) U: ±2% (accuracy), 0.4 ppm (repeatability)
Depth of investigation	9.5 in. [24.13 cm]	9.5 in. [24.13 cm]
Mud type or weight limitations	In KCl muds, KCl content must be known	In KCl muds, KCl content must be known
Combinability	Combinable with most tools	Combinable with most tools
Mechanical Specifications		
	NGS Tool	HNGS
Temperature rating	302°F [150°C]	500°F [260°C]
Pressure rating	20,000 psi [138 MPa]	25,000 psi [172 MPa]
Borehole size—min.	4½ in. [11.43 cm]	4¾ in. [12.07 cm]
Borehole size—max.	No limit	No limit
Outer diameter	NGT-C: 3.625 in. [9.21 cm] NGT-D: 3.675 in. [9.34 cm]	3.75 in. [9.53 cm]
Length	8.6 ft [2.62 m]	11.7 ft [3.57 m]
Weight	NGT-C: 165 lbm [75 kg] NGT-D: 189 lbm [86 kg]	276 lbm [125 kg]
Tension	50,000 lbf [222,410 N]	50,000 lbf [222,410 N]
Compression	20,000 lbf [88,960 N]	23,000 lbf [102,310 N]

12.3 MEDICIÓN DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

Registro del potencial eléctrico producido por la interacción del agua, el fluido conductivo de perforación y rocas iónicas (esquisto).

Se encontró que al tener dos aguas de diferentes salinidades juntas con esquisto y una membrana permeable entre ellas se producía una corriente eléctrica. Si se remueve el esquisto se detiene el flujo de corriente. Esto ocurre en el pozo donde la salinidad del fluido de perforación es muy diferente de la del agua de la formación. El potencial que se mide es la caída de potencial debido a la corriente que fluye.

La medición del potencial espontáneo se realiza mediante electrodos instalados en las sondas que se descienden al fondo del pozo. Debido a su sencillez, generalmente las herramientas de medición de potencial espontáneo se incluyen en sondas especializadas en la medición de alguna otra propiedad de la formación. El registro varía es de unos pocos miliVolts (de -100mV a 40mV en algunos casos).

12.4 MEDICIÓN DE DENSIDAD MEDIANTE RAYOS GAMMA

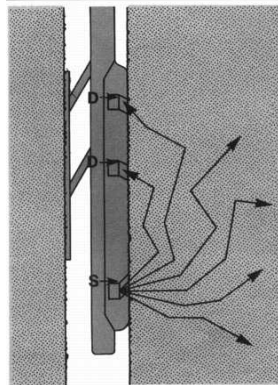
Este tipo de herramienta excita la formación y registra la respuesta de la misma. Se utiliza una sonda que dispone de una fuente de rayos gamma para dispararlos dentro de la formación. Los rayos viajan como partículas, chocando con los electrones y perdiendo energía en cada choque. Esto se conoce como la dispersión de Compton. Los rayos alcanzan al receptor que se encarga de contarlos. El conteo es proporcional a la densidad de electrones de la formación, que a su vez es función de la densidad de la roca, la porosidad y la densidad del fluido que llena los poros.

Típicamente se utilizan dos tipos de herramientas para realizar la medición de la dispersión de rayos gamma:

12.4.1 Compensated formation density tools

(FDC) Se encarga de contar los rayos gamma que detectan dos receptores, a diferente espacio y profundidad. Detecta rayos de energía en la región del efecto Compton (Ver Figura 174). Mide la densidad de la formación. Esta herramienta ya no se ofrece mucho por parte de los fabricantes, generalmente se ofrece el otro tipo debido a que proporciona mayor información sobre la formación.

Figura 174. Registro de densidad compensada (FDC). Fuente Introducción al análisis de los registros de pozos.

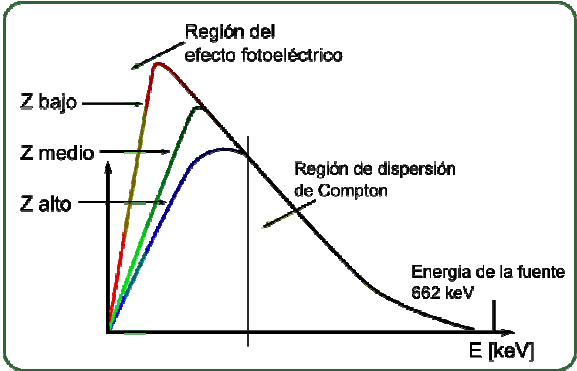


12.4.2 Litho-density

También llamados registros o herramientas de densidad espectral. Usa el mismo principio de emisión de rayos gamma, pero registra los rayos reflejados diferenciando el nivel de energía que poseen. Dependiendo de la cantidad de rayos gamma reflejados en la región de energía de dispersión de Compton, se puede determinar la densidad de la formación, e identificando la cantidad de rayos en la zona de energía del efecto fotoeléctrico, es posible determinar la absorción fotoeléctrica P_e .

En la Figura 175 se puede observar una sonda de medición espectral de rayos gamma. Estas herramientas típicamente utilizan una fuente radiactiva de cesio ($Cs137$) para generar los rayos gamma que serán reflejados por los elementos de la formación.

Figura 175. Regiones energéticas y variaciones en el espectro de una formación con densidad constante y Z variable. Fuente: Autores



Estos tipos de herramientas a pesar de ser de diferentes fabricantes generalmente tienen especificaciones similares, algunas de ellas se pueden encontrar en la Figura 177.

Figura 176. Herramienta de densidad e índice fotoeléctrico espectral. Fuente: Spectral Pe Density (SPeD) Tool

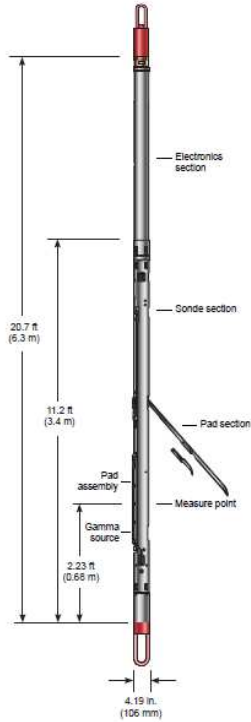


Figura 177. Especificaciones de herramientas de medición de densidad e índice fotoeléctrico. Fuente: Weatherford. *Spectral Pe Density (SPeD) Tool*. Weatherford International Ltd. 2006.

Data	Caliper, density, correction, bulk density, photoelectric effect	Diameter	4.19 in. (108 mm)
Measurement range	Bulk density: 1.0 to 3.5 gm/cc Photoelectric index: 0.1 to 10.0 Barns/e- Caliper: 4-1/4 to 22 in. (108-559 mm)	Total length with electronics	20.7 ft (6.3 m)
Vertical resolution	Standard bulk density: 18.0 in. (34.3 mm) Photoelectric index: 13.5 in. (15.2 mm) Enhanced bulk density: 13.5 in. (15.2 mm)	Weight	437 lb (198 kg)
Measurement accuracy	Bulk density: ± 0.015 gm/cc P_{e} - long spaced: ± 0.12 Barns/e- P_{e} - short spaced: ± 0.09 Barns/e- Caliper: ± 0.1 in. (± 2.5 mm)	Maximum temperature	350°F (177°C)
Borehole fluids	WBM OBM Salt Air	Maximum pressure	20,000 psi (138 MPa)
		Maximum borehole size	16 in. (406 mm)
		Maximum borehole size with extensions	22 in. (559 mm)

12.5 HERRAMIENTAS DE REGISTRO DE NEUTRONES

El registro de neutrones responde a la cantidad de hidrógeno contenido en la formación. Mediante la identificación de éste se puede determinar la porosidad de la formación y en conjunto con registros de densidad por dispersión de rayos gamma se podría identificar la cantidad de gas en la formación, incluso existen sondas con ambos registros incluidos.

Los neutrones, partículas subatómicas sin carga, se emiten desde la sonda gracias a una fuente radiactiva, generalmente de americio-berilio. Una vez dentro de la formación, los neutrones colisionan con núcleos de átomos perdiendo energía, la mayor parte de ella en choques con elementos de núcleos similares a su tamaño (hidrógeno), cuando choca con elementos de núcleo de mayor tamaño la pérdida de energía es menor.

De acuerdo al nivel de energía que tenga el neutrón puede clasificarse como epitérmico o térmico. Los neutrones epitérmicos no han sufrido suficientes choques aún para ser absorbidos y por lo tanto tienen un mayor nivel energético (0.4eV). Los neutrones térmicos han perdido más energía (tienen 0.025eV) y pueden ser capturados por los núcleos de ciertos átomos (hidrógeno, cloro, silicio

y algunos otros); formaciones con alta salinidad capturan fácilmente los neutrones térmicos. Una vez algún átomo captura un neutrón térmico, se emite energía en forma de rayos gamma.

De acuerdo al tipo de detección de neutrones que realicen, existen varios tipos de herramientas usadas para el registro éstos:

12.5.1 Registros GNT

Ya están en desuso. Emitían neutrones y tenían detectores tanto de neutrones térmicos como de rayos gamma (para medir la radiación emitida tras la absorción de los neutrones). Aunque su lectura respondía a la porosidad, se veía afectada por muchos otros aspectos de la formación.

12.5.2 Registros SNP

Sidewall neutrón porosity, la fuente y el detector están montados contra la pared del pozo. El detector sólo cuenta los neutrones epitérmicos (0.4eV). El estar aplicado contra la pared del pozo reduce problemas de detección, al igual que contar sólo los neutrones epitérmicos.

Estos neutrones, como ya se mencionó, tienen más energía que los térmicos y no son absorbidos tan fácilmente por ciertos elementos. La ventaja de medir la cantidad de neutrones epitérmicos es que el registro responde sólo a la cantidad de hidrógeno y no se ve afectado por la presencia de este otro tipo de elementos.

Por otro lado, la desventaja de realizar este tipo de medición es que se ve más afectada por la profundidad de penetración, es decir, a grandes profundidades de penetración, la medición de neutrones epitérmicos es muy baja e incluso nula.

En el mercado se ofrecen medidores de éste tipo para formaciones con alta cantidad de elementos que capturan neutrones térmicos, generalmente

formaciones de alta salinidad. Las sondas se equipan con dos detectores a diferente espacio para minimizar el efecto de la profundidad de penetración, y se compara la lectura de los dos para obtener la razón de disminución del número de neutrones con respecto al aumento de la penetración.

12.5.3 Registros CNL: *compensated neutron and dual porosity logs*

Tiene dos detectores a diferente distancia de neutrones térmicos. Usa la razón de la cuenta de los dos detectores para registrar un índice de porosidad de neutrones. Tiene un radio de investigación mayor y se reduce el efecto de las paredes del hoyo gracias a la doble medición. Se puede usar en pozos con o sin *casing* y llenos de líquido.

La herramienta se puede ver afectada por elementos que capturan neutrones térmicos, por esta razón algunas sondas incluyen dos detectores de neutrones epitérmicos dispuestos de la misma forma que el otro par de detectores.

Con la comparación de las mediciones de los dos pares de detectores se puede determinar la presencia de rocas con elementos que capturan neutrones térmicos, como el esquisto o la arcilla.

Figura 178. Herramienta de registro CNL. Fuente: Autores

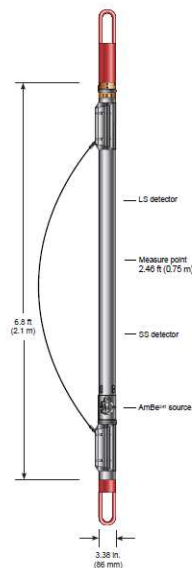


La medición de neutrones es bastante usual y los fabricantes tienden a mezclar de diferentes tipos de registros en una única sonda para realizar medición simultánea de neutrones. La sonda mostrada en la Figura 180, el fabricante la ofrece en conjunto con medición de densidad por rayos gamma, medición de rayos gamma naturales y medición de resistividad.

Figura 179. Especificaciones de herramienta compensada de neutrones. Fuente: Weatherford. *Compensated Neutron Tool (CNT)*. Weatherford International Ltd. 2006.

Data	Thermal neutron porosity	Outer diameter	3.38 in. (86 mm)
Measurement range porosity (limestone units)	0-55 p.u.	Length	6.8 ft (2.1 m)
Measurement range precision	0-30 p.u. (± 1.0 p.u.) 30-55 p.u. (± 3.0 p.u.)	Total weight without bowspring	100 lb (45.4 kg)
Vertical resolution	30 in. (0.76 m)	Total weight with bowspring	110 lb (50 kg)
Depth of investigation @ 20 p.u.)	11.8 in. (0.3 m)	Maximum temperature	350°F (177°C)
Borehole fluids	WBM OBM Salt	Maximum pressure	20,000 psi (138 MPa)
		Maximum borehole size	19 in. (0.48 m)

Figura 180. Herramienta compensada de neutrones. Fuente: Compensated Neutron Tool (CNT).



12.6 MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD

La resistividad es fundamental para la determinación de la saturación de hidrocarburos. La electricidad pasa por el agua conductiva de la formación, sólo a excepción de grafito y sulfuro metálico, la roca seca es buen aislante de la electricidad. La formación tiene resistividad medible que depende de:

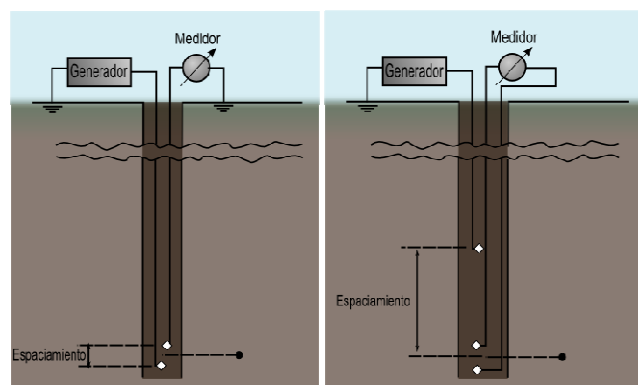
- Resistividad del agua de la formación
- Cantidad de agua presente
- Estructura geométrica de los poros

Las rocas secas de la formación tendrán conductividad cero. La única razón por la que puedan tener conductividad es por el agua con sales disueltas entre ellas.

12.6.1 Herramientas convencionales

Mediante el uso de electrodos se hace pasar una corriente eléctrica dentro de la formación y se mide la diferencia de potencial entre otros electrodos. La cantidad de electrodos depende de la configuración que se quiera usar (Ver Figura 181).

Figura 181. Configuración convencional de dos electrodos (izquierda) y de tres electrodos (derecha). Fuente: Autores



En la actualidad las sondas de medición de resistividad utilizan configuraciones de electrodos más complejas para realizar una medición enfocada de las diferentes partes de la formación.

12.6.2 Registro con electrodos enfocados

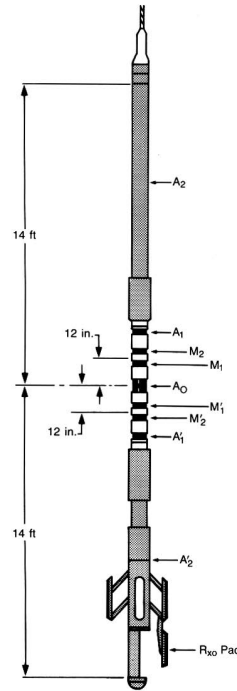
Son herramientas más desarrolladas que las convencionales. Evitan que la medición se vea afectada por algunos parámetros no deseados de la formación o del pozo. Tienen juegos más complejos de electrodos que generan una corriente y dirigen el camino que ésta debe tomar en la formación. De acuerdo al tipo de medición que se desea realizar, la corriente se debe dirigir por diferentes caminos y así poder determinar la resistividad de una zona específica, para lo cual se deben usar diferentes combinaciones de electrodos.

Típicamente se desea hacer una medición profunda para determinar el valor de la resistividad real de la formación (R_t), para lo que se trata de dirigir la corriente horizontalmente. Las mediciones poco profundas de la resistividad se realizan para determinar la resistividad de la zona invadida, dirigiendo la corriente en arcos que no penetren mucho la formación.

El dispositivo más usado actualmente se conoce como *Dual laterolog* (DLL), que generalmente usa 9 electrodos para dirigir adecuadamente la corriente, como se muestra en el esquema de la. El DLL recibe su nombre debido a que realiza una medición profunda de la resistividad por un lado, dirigiendo la corriente horizontalmente, mientras por el otro lado realiza una medición más superficial.

La manera de dirigir la corriente horizontalmente es mantener en cero la diferencia de potencial entre los diferentes electrodos de la sonda, así se asume que no existe corriente circulando entre ellos, por lo cual toma un camino horizontal. La diferencia de potencial se controla para cambiar la profundidad de penetración. Mediante la medición del potencial del electrodo A_0 y la corriente que está circulando se determina la resistividad (ver Figura 183).

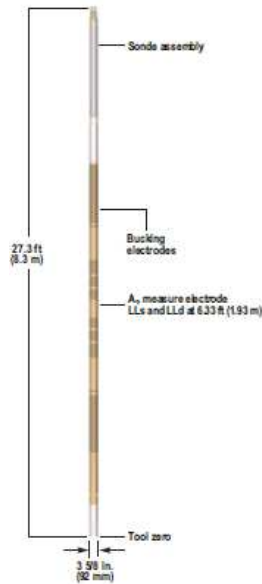
Figura 182. Esquema del *Dual laterlog*. Fuente: Formation Evaluation



Los rangos de resistividad de una formación pueden variar mucho. Existen herramientas DLL disponibles que pueden medir resistividades máximas desde 2000 ohm-m, hasta algunos de 40000 ohm-m.

A pesar de que las herramientas duales de resistividad son muy comunes, existen también sondas de medición esférica de resistividad, que no realizan mediciones a diferentes profundidades simultáneamente, pero pueden funcionar en distintos modos para tener diferentes profundidades de penetración, incluso apenas superficial para detectar la resistividad del lodo de perforación.

Figura 183. Sonda de medición de resistividad DLL. Fuente: Dual Laterolog (DLL) Tool



En la Figura 184 se pueden observar los diferentes caminos en que se puede dirigir la corriente mediante una de estas herramientas. Pueden llegar incluso a medir resistividad de hasta 100000 ohm-m.

Figura 184. Modos de la herramienta laterolog de alta resolución Schlumberger (HRLA). Fuente HRLA High-Resolution Laterolog Array Tool.

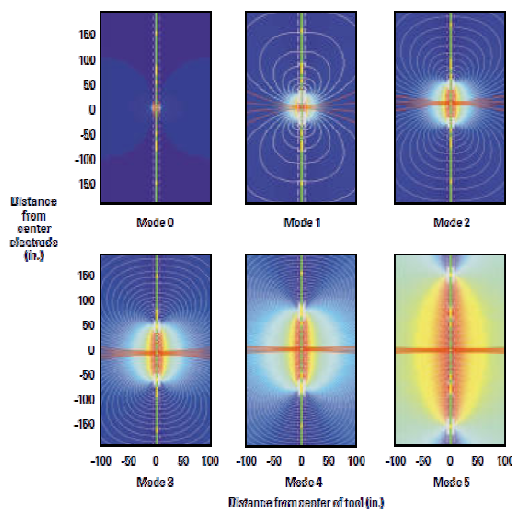


Figura 185. Especificaciones de herramienta de medición de resistividad *Dual laterolog*. Fuente: Weatherford. *Dual Laterolog (DLL) Tool*. Weatherford International Ltd. 2006.

Dimensions	
Tool weight	403 lb (183 kg)
Tool length	21.3 ft (6.5 m)
Diameter	3 5/8 in. (92 mm)
Measurement range	
Deep resistivity, LLd	0.2–40,000 ohm-m
Shallow resistivity, LLs	0.2–40,000 ohm-m
Measurement accuracy	
Deep resistivity, LLd	± 2%
Shallow resistivity, LLs	± 2%
Vertical resolution	.24 in. (61 cm)
Depth of investigation	variable
Maximum ratings	
Pressure	20,000 psi (138 MPa)
Temperature	350°F (177°C)

Figura 186. Especificaciones de herramienta de medición de resistividad *HRLA*. Fuente: Schlumberger. *HRLA High-Resolution Laterolog Array Tool*. Schlumberger.

HRLA Tool Specifications	
Physical Characteristics	
Tool diameter	3½ in.
Tool length	24.1 ft
Tool weight	394 lbm
Environmental Limitations	
Maximum temperature	300°F [150°C]
Maximum pressure	15,000 psi
Shocks and vibrations	2000 shocks of 250 g for 2 ms, LWD qualification standards
Minimum borehole diameter	≥ 5 in. (4½ in. under certain borehole conditions)
Maximum borehole diameter	≤ 16 in. (≤ 12 in. preferred)
Maximum dogleg severity	50°/100 ft in 8.5-in. borehole
Measurement Performance (8-in. borehole)	
Resistivity range ($R_m = 1$)	0.2–100,000 ohm-m
Resistivity range ($R_m = 0.02$)	0.2–20,000 ohm-m
Depth of investigation	50 in. (median response at 10/1 R_t/R_{M0} contrast)
Vertical resolution	12 in.
Sampling rate	2 in. at 3600 ft/hr logging speed

12.6.3 Dispositivos microresistivos

Se encargan de medir sólo la resistividad de la zona invadida y delinear lechos permeables para detectar presencia de la pared del lodo de perforación. Se usan junto con las mediciones de resistividad para ayudar a corregirlas cuando la zona invadida afecta la medición (ver Figura 187).

El espaciamiento entre los electrodos es uno de los factores que influye en la profundidad de penetración de la medición. Los medidores microresistivos tienen sus electrodos en un área menor que las herramientas de medición profunda.

Figura 187. Herramienta de micro-resistividad. Fuente: Micro-Resistivity Tool (MRT)



Figura 188. Especificaciones de herramienta de medición de micro-resistividad.
Fuente: Weatherford. *Micro-Resistivity Tool (MRT)*. Weatherford International Ltd.
2006.

Measurement specifications		Mechanical specifications	
Data	Deep and shallow resistivity, Groningen, SP	Maximum outer diameter	2.25 in. (57 mm)
Logging speed	3,600 ft/hr (1,100 m/hr)	Length	29.31 ft (8.93 m)
Measurement range	0.1 to 40,000 ohm-m	Total weight (in air)	109 lb (49 kg)
Vertical resolution	24 in. (0.6 m)	Maximum temperature	275°F (135°C)
Resolution	1% of measured value	Maximum pressure	15.0 kpsi (108 MPa)
Depth of investigation	Deep: 50.4 in. (1.27 m) Groningen: 50.4 in. (1.27 m) Shallow: 16.2 in. (0.41 m)	Maximum borehole diameter	15.7 in. (400 mm)
Borehole fluids	WBM Salt	Minimum borehole diameter	2.8 in. (70 mm)

12.7 HERRAMIENTAS DE REGISTRO POR INDUCCIÓN

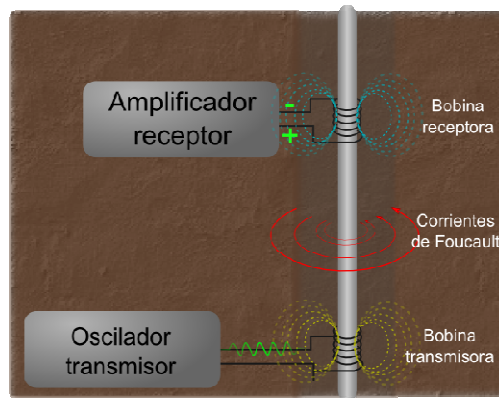
Fueron desarrolladas para medir resistividad en pozos de condiciones no conductivas, donde los electrodos no funcionan adecuadamente. Se encontró que tienen más ventajas y se ven menos afectados por ciertas condiciones que los electrodos convencionales.

Para realizar a medición se hace pasar una corriente alterna de alta frecuencia e intensidad constante por la bobina transmisora. Ésta crea un campo magnético alternante que induce corrientes en la formación que rodea al pozo, las cuales fluyen en lazos circulares coaxiales a la bobina del transmisor y crean también otro campo magnético, el cual induce una tensión en la bobina receptora (Ver Figura 189). Las sondas actuales tienen arreglos de varias bobinas en una sola sonda, lo que permite realizar mediciones más profundas, de mayor rango y más exactas. Generalmente existen bobinas encargadas de anular el efecto de los campos de unas bobinas sobre otras.

Ya que la corriente alterna tiene frecuencia y amplitud constante, la magnitud de las corrientes creadas es proporcional a la conductividad de la formación, y el

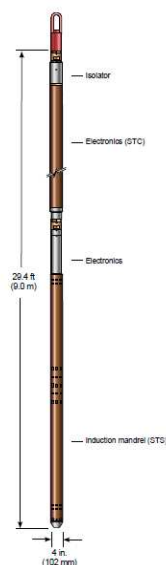
voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a esas corrientes, es decir, será proporcional a la conductividad de la formación.

Figura 189. Sonda de medición por inducción. Fuente: Autores



Es común en estas herramientas el uso de corriente de varias frecuencias para tener una mejor medición, generalmente de 10kHz, 20kHz y 40kHz (ver Figura 190).

Figura 190. Herramienta de medición de resistividad por inducción triple. Fuente: Simultaneous Triple Induction (STI) Tool.



12.8 CONCLUSIONES

- La medición de rayos gamma es una de las más comunes en los registros de formación. Las herramientas de detección de rayos gamma se incluyen en muchas sondas junto con otros medidores.
- La medición de potencial espontáneo es una de las más sencillas, así que generalmente se realiza junto con algunos otros registros.
- La combinación de algunos registros permite tener una idea más amplia de la formación, por ejemplo, generalmente la medición de neutrones y de densidad mediante rayos gamma se realizan en conjunto para la determinación de la densidad, porosidad y saturación de gas.
- Debido a las diferentes condiciones que puede encontrarse en las formaciones, algunos tipos de registros pueden realizarse de varias formas. Los fabricantes ofrecen varias alternativas para algunos tipos de medición, como el registro de neutrones o los de resistividad.
- La medición de resistividad se puede realizar mediante el uso de electrodos (DC) o por inducción con el uso de bobinas (AC). De acuerdo a las condiciones del pozo es conveniente usar uno u otro método.

12.9 REFERENCIAS

- [1] Halliburton. Wellex. *Introducción al análisis de los registros de pozos*.
- [2] Institute of Petroleum Engineering, *Formation Evaluation*, Heriot-Watt University.
- [3] "Compensated Spectral Natural Gamma Ray (CSNG™)". Halliburton, USA.
- [4] "Spectral Density Log (SDL™) Tool", Halliburton, USA.
- [5] "Dual-Spaced Epithermal Neutron Log Tool (DSEN™)", Halliburton, USA.
- [6] "Dual Laterolog Service (DLL™)", Halliburton, USA.
- [7] "Micro-Spherically Focused Log (MSFL™) and Microlog (ML)", Halliburton, USA.

- [8]** "Universal Gamma Ray (UGR) Tool", Weatherford International Ltd.
- [9]** "Spectral Pe Density (SPeD) Tool", Weatherford International Ltd.
- [10]** "Compensated Neutron Tool (CNT)", Weatherford. Weatherford International Ltd.
- [11]** "Dual Laterolog (DLL) Tool", Weatherford International Ltd.
- [12]** "Micro-Resistivity Tool (MRT)", Weatherford International Ltd.
- [13]** "Simultaneous Triple Induction (STI) Tool", Weatherford International Ltd.
- [14]** "Gamma Ray Tools", Schlumberger Ltd.
- [15]** "Spectral Gamma Ray Tools", Schlumberger Ltd.
- [16]** "HRLA High-Resolution Laterolog Array Tool", Schlumberger Ltd.

13. TECNOLOGÍAS INALÁMBRICAS PARA MEDICIONES EN FONDO DE POZO

13.1 INTRODUCCIÓN

Durante toda la historia del monitoreo de fondo de pozo, los sensores siempre han sido alimentados y comunicados con la superficie mediante cables conductores, estos cuestan alrededor del 30% del costo de la instalación de los sensores debido a la forma en que son fabricados para poder soportar las extremas condiciones del pozo, además de esto, representan alrededor del 25% del total de las fallas en el monitoreo del fondo del pozo, por otro lado, las instalaciones con cable toman un tiempo prolongado debido al especial cuidado que hay que tener con las conexiones en cabeza y con el medidor y por las sujeciones pertinentes a la tubería de producción, estas situaciones han llevado al desarrollo de medidores de fondo de pozo con tecnologías inalámbricas que solucionan algunos de los problemas presentados con las instalación con cable.

13.2 TIPOS DE TECNOLOGÍAS

Para la monitorización de fondo de pozo se han desarrollado varias técnicas, dependiendo de la aplicación:

- Ondas de presión
- Ondas acústicas
- Ondas electromagnéticas
- Acoplamiento inductivo
- Sistemas de lazo de corriente coaxial

Cada una de estas tecnologías presenta sus desventajas, las ondas de presión sólo se pueden utilizar en operaciones de perforación ya que necesitan un medio favorable para la transmisión que sería en este caso el lodo de perforación, las ondas acústicas tienden a ser proclives al ruido producto de los equipos de fondo

y de superficie, en la transmisión de ondas electromagnéticas a través de la formación dependen directamente de la conductividad de la región, el acoplamiento inductivo no es de largo alcance y por último los lazos de corriente coaxial donde se utiliza las tuberías de producción y revestimiento para proveer señal y ruta de retorno necesitan ser aislados eléctricamente y una completación adicional considerable de componentes.

13.2.1 COMUNICACIONES CON ONDAS ACÚSTICAS

Este tipo de tecnología utiliza la tubería de producción como medio de transporte de ondas acústicas que son enviadas desde y hacia el fondo de pozo, generalmente se compone por:

13.2.1.1 Transmisor

Este componente genera ondas acústicas, estudios muestran que la banda ideal de transmisión esta entre los 100 y 200 Hz por la estructura de la tubería. El generador de las ondas es de material Magnetostrictivo gigante ya que tiene un factor de elongación grande, de 5-8 veces mayor al de un material piezoeléctrico y una alta densidad de energía, de 10-14 veces más grande que un material piezoeléctrico y su máxima temperatura de operación está por encima de los 200°C.

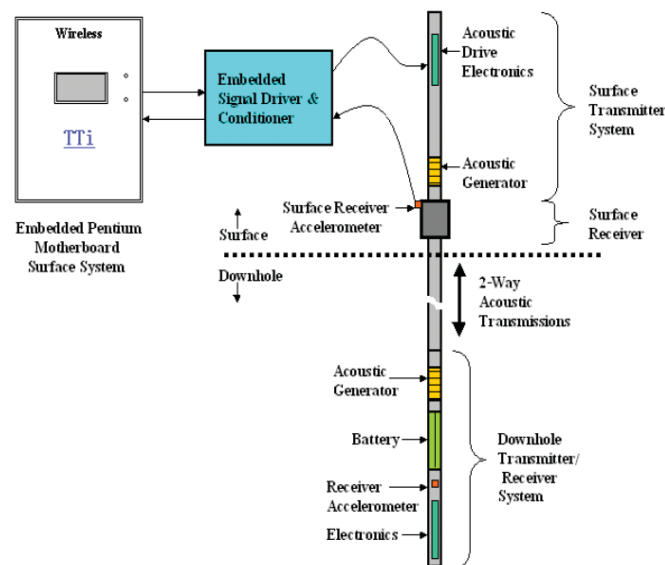
El generador de ondas acústicas responde a pulsos eléctricos generados por un procesador después de haber digitalizado las medidas provenientes de los sensores.

El sistema transmisor-tubería es acoplado mecánicamente con el fin de minimizar las pérdidas de energía, para este mismo fin los periodos de muestreo son programados a medida del pozo para obviar las mediciones redundantes.

13.2.1.2 Receptor

El receptor está dotado por un acelerómetro quien detecta las perturbaciones de la tubería de producción y las transforma en señales eléctricas, estas señales son amplificadas y un convertidor analógico-digital lleva las mediciones a un procesador donde son filtradas y procesadas para la correcta interpretación.

Figura 191. Diagrama de un sistema de medición de fondo de pozo con transmisión acústica.



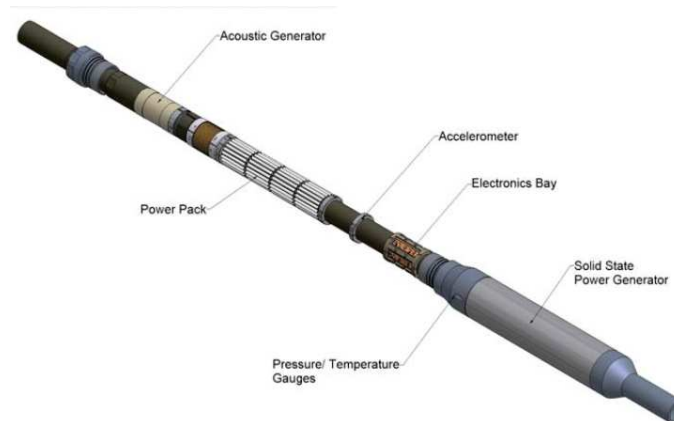
La programación de las comunicaciones está provista por un sistema en el cual desde la superficie se envía una señal asíncrona para la lectura del sensor con fines de ahorro de energía. La Figura 192 muestra la configuración del medidor de fondo de pozo.

Tanto en fondo de pozo como en cabeza de pozo es ubicado un equipo dotado con transmisor y receptor con fines de establecer una comunicación de doble sentido (ver Figura 191).

13.2.1.3 Medio de transmisión

Las ondas acústicas se transmiten a través de la tubería de producción quien absorbe energía a medida que las ondas viajan por ella, esta absorción de energía se traduce en una atenuación de la onda que puede ser principalmente de dos tipos:

Figura 192. Diseño del medidor acústico inalámbrico.



- **Atenuación de Absorción:**

Se presenta por dos factores, parte de la energía se convierte en calor y otra parte en energía para el movimiento interno de las moléculas, la intensidad de la onda acústica a lo largo de la tubería se puede modelar por la siguiente expresión que incluye los efectos de la atenuación por absorción:

$$J = J_0 e^{(-\alpha L)}$$

J = Intensidad de la onda acústica a una distancia L del transmisor.

J_0 = Intensidad de la onda acústica a la salida del generador.

α = Coeficiente de atenuación.

El coeficiente de atenuación depende de la viscosidad del medio circundante y la frecuencia de transmisión, si la viscosidad o la frecuencia aumentan el coeficiente también aumenta generando un decaimiento más pronunciado de la intensidad de la onda.

- **Atenuación por reflexión:**

Es causado por la discontinuidad de la impedancia acústica de la tubería de producción, a una frecuencia especial la atenuación de la señal es más pequeña que otras, debido a que las discontinuidades se presentan de forma cíclica.

Este tipo de transmisión inalámbrica puede tener un alcance de hasta 6000 ft, dependiendo de la atenuación que se presente a través de la tubería de producción. Para aplicaciones por encima del rango es posible instalar repetidores a mitad de la tubería de la producción quienes doblarían el alcance de la transmisión.

Existen diferentes aspectos a tener en cuenta que pueden llegar a afectar el desempeño del sistema:

- La energía utilizada para generar las ondas debe ser mayor cuanto mayor sea la distancia emisor-receptor, debido a la atenuación que experimentan a medida que viajan por la tubería.
- Los contactos largos entre la tubería de producción y el revestimiento causan un desvío de la señal impidiendo que llegue al receptor.
- Las ondas son afectadas por el ruido del ambiente, por esto debe establecerse una relación señal a ruido que garantice una buena recepción de la señal.

13.2.2 COMUNICACIONES CON ONDAS ELECTROMAGNÉTICAS

Este sistema transmite información a partir de ondas electromagnéticas moduladas de baja frecuencia, estas ondas pueden viajar a través de la tubería de producción, la tubería de revestimiento o el yacimiento, este tipo de transmisión depende directamente de la resistividad de la formación, geometría de completación y los fluidos del pozo.

13.2.2.1 Transmisión a través de la formación

En este tipo de transmisión una corriente es inyectada sobre la tubería de revestimiento por encima de la herramienta la cual regresa por debajo de la misma generando una señal de voltaje diferencial que se desplaza hasta la superficie y regresa por la formación. Esta tensión es medida en superficie entre la cabeza del pozo y un electrodo remoto localizado en la tierra a una distancia del cabezal de pozo. La señal en superficie es entonces amplificada, filtrada, digitalizada y tratada para poderse visualizar en algún tipo de monitor.

La Figura 193 muestra la transmisión inalámbrica por medio de ondas electromagnéticas que se propagan a través de la formación.

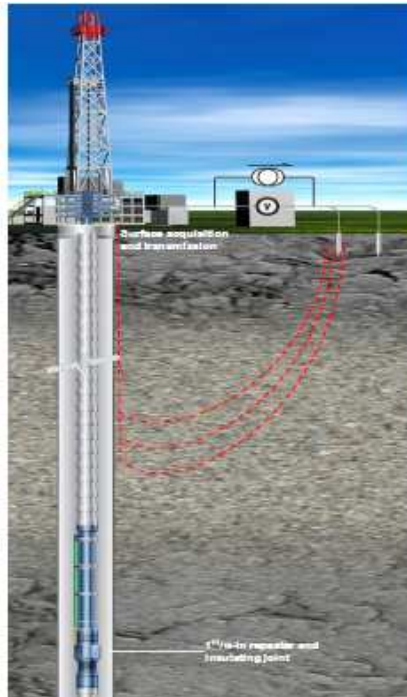
13.2.2.2 Transmisión a través de la tubería de producción y de revestimiento

Funciona bajo el mismo principio que la transmisión a través de la formación, una señal eléctrica modulada es aplicada a la tubería de producción o de revestimiento la cual se propaga hasta la superficie, donde es detectada y demodulada.

La herramienta se puede instalar en el pozo en un mandril como parte de la completación, o desde la superficie con herramientas operadas por cable, en aplicaciones donde los pozos son de baja profundidad las ondas pueden viajar a lo

largo de la línea de producción hasta la estación recolectora de tal manera que se pueda utilizar un solo sistema de adquisición de datos para varios pozos.

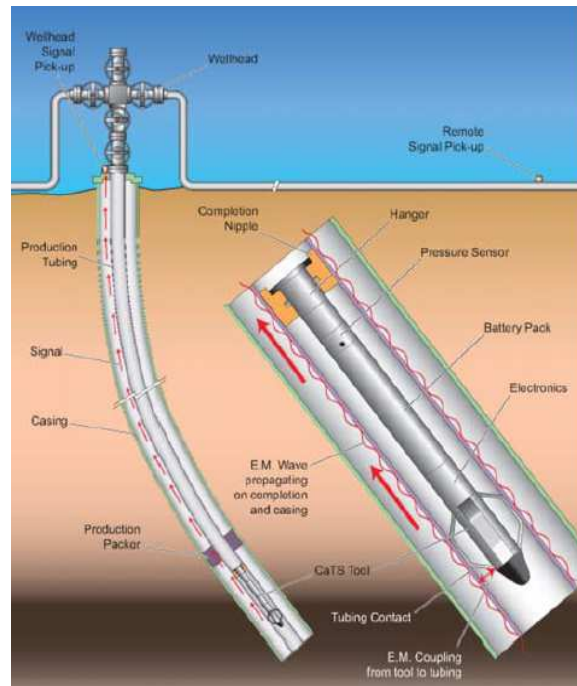
Figura 193. Telemetría a través de ondas electromagnéticas a través de la formación.



La telemetría con ondas electromagnéticas pueden tener alcances de hasta 12.000 ft en pozos ubicados en tierra, y 6000 ft en pozos ubicados costa afuera debido a la alta atenuación que se presenta. Al igual que en la transmisión por ondas acústicas en aplicaciones de mayor profundidad es posible instalar repetidores que duplicarían el alcance de la transmisión.

La Figura 194 muestra un sistema de telemetría inalámbrica con ondas electromagnéticas donde el medio de transmisión es la tubería de transmisión.

Figura 194. Telemetría a través de ondas electromagnéticas a través de la tubería de producción.



13.2.3 **SENSORES CON ACOPLAMIENTO MAGNÉTICO**

En ocasiones cuando las condiciones del pozo no permiten el paso de los conductores eléctricos se han diseñado sensores con acoplamiento inductivo, es el caso para completaciones con empaque de grava, el acoplamiento inductivo permite el flujo información bidireccional y el flujo de potencia para la alimentación de los módulos electrónicos y los transductores. Este medidor está diseñado para que los acoples no necesitan estar orientados, sin embargo una orientación adecuada resulta en la máxima eficiencia del sistema y son inmunes a la vibración.

En la instalación un acoplador hembra es ubicado cerca al tope de la parte inferior de la completación más profunda y un acoplador macho cerca al fondo de la parte superior de la completación. El acoplador macho trae la potencia eléctrica e

información desde la superficie cableadamente y la transmite al acoplador hembra, de igual manera recibe información del acoplador hembra y la transmite a la superficie cableadamente, En aplicaciones de medición de temperatura distribuida varios sensores de temperatura son ubicados a lo largo de la completación y conectados paralelamente (Figura 195) de tal manera que si uno de los sensores falla no afecte el funcionamiento del resto.

13.3 FUENTE DE ENERGÍA

Algunos tipos de herramientas utilizan un generador principal que emplea una lámina piezoeléctrica para generar electricidad por el flujo de hidrocarburos a medida que pasan por el lugar donde está el medidor, estas láminas se apilan de forma paralela dependiendo de la demanda de energía que tenga el sistema del fondo de pozo. A manera de respaldo, una batería es instalada de tal manera que puede trabajar aproximadamente durante tres años de manera ininterrumpida.

Figura 195. Medidor inalámbrico con acoplador inductivo.



Cuando el sistema se basa solo en batería, hay que tener en cuenta la temperatura de fondo de pozo, a altas temperaturas las baterías sufren de efectos

de auto descarga donde el periodo de carga puede pasar de un par de años a unos pocos meses. Por esta razón para elaborar un diseño de tecnología inalámbrica, si el fondo de pozo trabaja a altas temperaturas y además el monitoreo necesita de una alta rata de muestras de medición, la tecnología inalámbrica no es una opción.

Sin importar el medio de alimentación del sistema, los dispositivos utilizados deben ser de bajo consumo, y la programación del procesador o controlador de fondo debe estar orientada a un ahorro máximo de energía.

13.4 CONCLUSIONES

- La instalación de transmisores inalámbricos presenta gran ventaja en cuanto a tiempo de instalación, que representa un menor tiempo durante el cual dejara de producir.
- La transmisión inalámbrica elimina intervenciones a los pozos por fallas en instalaciones con cables y conectores evitando pérdidas de producción.
- Cuando la herramienta inalámbrica de fondo de pozo funciona bajo baterías y además la rata de muestras de las mediciones es alta, intervenciones adicionales son necesarias para reemplazar o recargar la batería si se estima trabajar por varios años con esta herramienta.
- La selección entre un tipo de tecnología u otra se encuentra ligada a diferentes condiciones del pozo como profundidad, resistividad de la formación etc.
- El uso de medidores inductivamente acoplados no es una opción si se requiere transmitir información desde el fondo de pozo hasta la superficie debido a su reducido alcance de transmisión.
- De las tecnologías electromagnéticas, el uso de la transmisión a través de la tubería de producción y de revestimiento se prefieren sobre la transmisión a

través de la formación, porque se ven menos afectadas por la baja resistividad del terreno.

13.5 REFERENCIAS

- [1] F. N. Trofimenkoff, *Senior Member, IEEE*, Michael Segal, Allan Klassen, and J. W. Haslett, *Senior Member, IEEE* “Characterization of EM Downhole-to-Surface Communication Links”, *IEEE transactions on geoscience and remote sensing*, vol. 38, no. 6, 11 paginas, November 2000.
- [2] B.P. Champion, SPE, Expro, and A. Strong and N. Moodie “Mungo Platform: A New Wireless Retrofit Solution to Restore Real Time BHP / BHT Data After a Permanently Installed Monitoring System has Failed—A North Sea Case History”, *Society of Petroleum Engineers*, 10 paginas 2009.
- [3] L.E. Doublet, Texas A&M U., J.W. Nevans, Fina Oil & Chemical Company, M.K. Fisher, ProTechnics Company, R.L. Heine, Real Time Diagnostics, Inc., and T.A. Blasingame. “Pressure Transient Data Acquisition and Analysis Using Real Time Electromagnetic Telemetry”
- [4] L Xuanchao, C Guojian, “Research on Downhole Wireless Remote Monitoring and Information Transmission Technology”, *IEEE, Second International Workshop on Education Technology and Computer Science*, 4 páginas, 2010.
- [5] T. S. Abo Elsaud, SPE, and, A. Al-Nahdi SPE, Saudi Aramco; E. Lemenager, SPE, M. Loth, SPE, F. Mabrouki, SPE and C. Acar, SPE, Schlumberger, “Reservoir Test Optimization in Real Time with New Wireless Telemetry System”, *Society of Petroleum Engineers*, 10 Páginas, 2010.
- [6] H.S. Gambhir, Reliance Industries Ltd.; A. Shrivastav, Bechtel O & G; J. Lovell, SPE, S.Mackay, SPE, C. Chouzenoux, SPE, B. Juchereau, SPE, F. Arachman, SPE, and A. Chaudhary, SPE, Schlumberger. “Sensor Architecture for Open Hole Gravel Pack Completions”, *Society of Petroleum Engineers*, 10 Páginas, 2008.

- [7] Scott Kruegel and Paul Tubel, Tubel Technologies Inc, and Gary Covatch, U.S. Department of Energy/National Energy Technology Laboratory, "Real Time Half Duplex Communications Wireless Gauge with downhole Power Monitors Deep Well Gas Production", 5 Páginas, Verano de 2004.

14 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO

14.1 INTRODUCCIÓN

La producción de un pozo presenta variaciones a lo largo de su vida útil, de esta manera el correcto entendimiento del pozo y más aún el del campo permitirá a los productores extraer la mayor cantidad posible de crudo y optimizar las instalaciones de cada pozo en particular. Sin embargo, lo que concierne a la producción de un pozo es principalmente el comportamiento en el fondo del pozo y el acceso a él es limitado.

La optimización de la producción implica la medición remota de parámetros significativos del pozo en cualquier instante de tiempo, tomar decisiones pertinentes y readecuar los equipos debido al comportamiento cambiante de los yacimientos.

14.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad PI o J es la relación entre el caudal y el abatimiento del pozo. El abatimiento es la diferencia de la presión estática y dinámica. Siendo ésta medida la habilidad que tiene el pozo para producir líquidos, tener una noción del PI permite determinar a los operadores de los pozos si se necesita algún trabajo de reacondicionamiento.

En algunos casos el flujo permanece proporcional a la reducción de la presión (abatimiento) para un rango considerable de velocidades de flujo, sin embargo, esta relación no es lineal para caudales altos.

14.3 RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE ENTRADA

En conjunto con el índice de productividad, la relación del comportamiento del flujo de entrada, IPR conforman los parámetros característicos del yacimiento y permiten establecer cuál es la estrategia a seguir si el pozo puede producir más barriles de los que se están extrayendo.

Determinar la causa de una repentina reducción en la producción del pozo, requiere información concreta del fondo del pozo para evitar acciones equivocadas y que el problema persista. Con el IPR es posible corroborar una sospecha de daño en el equipo de subsuelo o un cambio en el reservorio por escases de fluidos.

14.4 GOLPE DE FLUIDO

El golpe de fluido aparece cuando el nivel de líquido es insuficiente para que buena cantidad de este entre al barril de la bomba en la carrera ascendente. Por encima de este nivel de líquido se crea un espacio de gas entre las válvulas viajera y estacionaria, entonces durante la carrera descendente siguiente, la válvula viajera no se abre y el embolo "golpea el fluido". La vibración resultante del fuerte impacto se transmite a través de toda la sarta de varillas, hasta la superficie. Cuando los operarios del pozo no se han percatado del fenómeno que se está presentando y se repite durante varios ciclos de bombeo los daños en el equipo de fondo y de superficie son considerables.

Este suceso se presenta cuando el pozo ya no es capaz de producir suficiente nivel de fluido o el nivel de fluido no alcanza a subir completamente en cada carrera y para solucionarlo es necesario realizar operaciones de estimulación de la

reserva o apagar el pozo durante periodos de tiempo para que el nivel de fluido supere el nivel de la toma de la bomba.

Consecuentemente una falla en la bomba de subsuelo afecta rápidamente la producción. La monitorización permanente del fondo del pozo, permitirá detectar a tiempo niveles bajos, evitar el golpe de fluido, preservar el equipo y mejorar la extracción del crudo.

14.5 BLOQUEO POR GAS

Se presenta en pozos con valores altos de GOR, en dónde el fluido succionado por la bomba de fondo es en su mayoría gaseoso. En la carrera descendente, el gas dentro del barril se comprime antes de alcanzar la presión suficiente para abrir la válvula viajera, evitando que el interior del pistón se llene para extraer el fluido en la siguiente carrera ascendente.

14.6 CONTROLADORES DE NIVEL

El control de nivel se puede realizar de dos maneras: mediante encendido y apagado del pozo o mediante variación de la velocidad del motor.

Para el encendido y apagado del pozo se configuran los controladores con un nivel mínimo al cual se debe tener el pozo y con un nivel máximo al cual se debe prender de nuevo el pozo. Esta configuración se realiza con un dinamómetro. Se pone a producir el pozo y con el dinamómetro se determina en que momento empieza a presentar golpe de fluido y el nivel al que se encuentra el pozo en ese momento se toma como el nivel mínimo. Seguidamente se apaga el pozo y se espera hasta que el nivel de fluido por el espacio anular ha subido. Si posterior a la reanudación de la producción el pozo vuelve a presentar golpe de fluido

rápidamente, es necesario prolongar el tiempo de espera para el llenado del anular.

Los controladores de velocidad del motor realizan mediciones periódicas de nivel, y dependiendo de este reduce o aumenta la velocidad. El periodo de tiempo entre tomas de nivel puede ser configurado por el usuario.

La ventaja de cualquiera de este tipo de controladores es que el tiempo de apaga de los pozos se reduce mucho en comparación con el tiempo de apagado mediante *Pump Off Controller* POC, ya que con éste último se suponen los tiempo sin ningún tipo de medición. Con la medición continua de nivel se tiene la certeza de que cuando el pozo se pone a trabajar va a hacerlo durante un periodo prolongado antes de presentar el golpe de fluido. La ventaja de reducción del tiempo de apagado es el aumento de la producción y que si el pozo es parafínico se reducen las probabilidades de que se cristalicen las parafinas.

14.7 FRACCIÓN DE FASE

La extracción de crudo viene acompañada de otros fluidos que se encuentran en el yacimiento como gas y agua. De esta manera, los entes gubernamentales exigen a los productores de los pozos estar al tanto de la fracción de cada fase para conocer la producción total de crudo de los pozos.

Generalmente la medición de este parámetro se realiza en superficie mediante separadores bifásicos o trifásicos de prueba instalados en superficie. Sin embargo, la instalación de estos equipos es compleja y ocupa bastante espacio, por lo que no es deseable y mucho menos en plataformas costa fuera. La instalación de estos medidores puede evitarse con los medidores de flujo de fondo de pozo, que incluyen la determinación de la fracción volumétrica de cada fase.

14.8 CASOS DE ESTUDIO

Los casos de estudio representan la mejor evidencia de todas las ventajas que se incorporan en un pozo la instrumentación orientada a la optimización de la producción.

Caso 1: Medición de DTS con fibra óptica.

La medición de la temperatura distribuida, DTS, a lo largo del pozo, permite obtener un perfil del comportamiento de esta variable física con respecto a la profundidad a través del tiempo. Se utilizó para determinar los puntos de irrupción de gas o líquido en las perforaciones del *casing*.

Este caso se desarrolló en uno de los pozos del campo *Safah* de la *Occidental Petroleum Corporation (Oxy)* ubicado en Omán. Algunos pozos del campo tenían problemas de irrupción de gas que reducían la producción. El *Safah 179* era un pozo productor pero iba a ser convertido en un pozo inyector de agua. En los trabajos de reparación para el cambio del pozo, se instaló un sistema de medición de DTS de SENSEA, que llegaba por debajo de la tubería de producción.

La primera medición realizada con el sistema DTS, Figura 196, muestra las profundidades a las cuales se presentan puntos fríos por irrupciones de gas a 7.000, 11.000 y 13.000 ft aproximadamente. Los puntos calientes representan ingreso de líquido al pozo y los puntos fríos ingreso de gas. Posterior a esto se inyectó agua al pozo durante 39 horas y se cerró. Esta vez el perfil de temperatura fue el de la Figura 197. En ésta se aprecia el comportamiento de la temperatura con respecto al tiempo. Se observa que el punto frío a 7000 ft sigue presente y los otros no. Los puntos que admiten más inyección de agua empiezan desde temperaturas más bajas y van calentándose lentamente, como se aprecia entre los 7000 y 8000 ft de profundidad.

Finalmente se realizó una medición al cabo de 81 días de inyección de agua, en la que se evidencia el aumento del intervalo de inyección a casi 4000 ft, entre 6800 y 10000 ft aproximadamente, Figura 198. Estos resultados permitieron a la Oxy comprender adecuadamente el comportamiento de la inyección que estaban realizando y efectuar modificaciones si era necesario, ver [1].

Figura 196. Perfil de temperatura del Pozo Safah 179 después de la reparación. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.

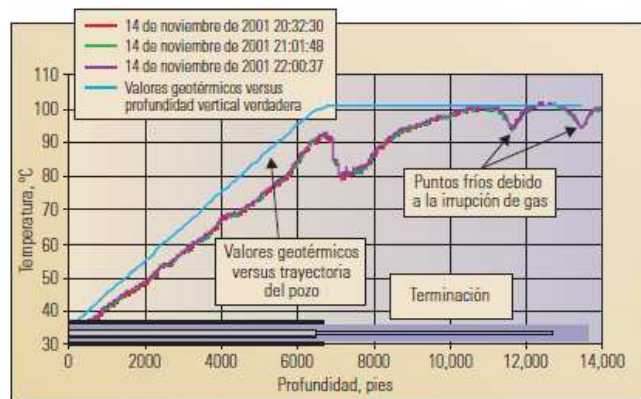


Figura 197. Perfil de inyección de agua del Pozo Safah 179, después de 39 horas de inyección de agua. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.

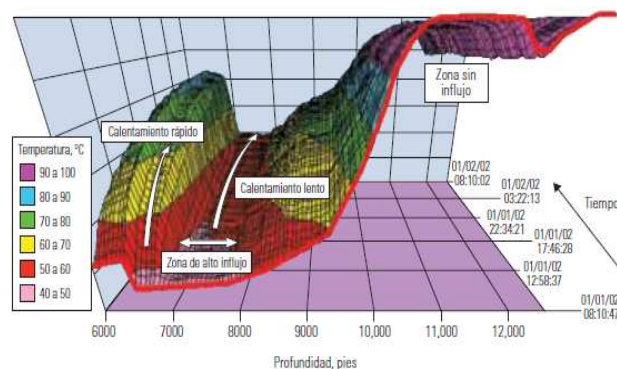
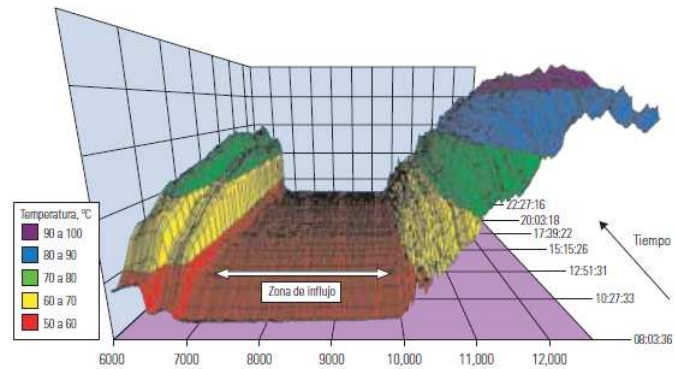


Figura 198. Aumento de la zona de inyección del campo *Safah* después de 81 días de inyección. Fuente: Avance en materia de vigilancia en pozos y yacimientos.



Caso 2: Medición de Nivel

Para la prueba de un prototipo de un sistema controlador del nivel de fluido fue seleccionado el pozo de bombeo mecánico 83A4 de *Naval Petroleum Reserve No.3*. Se instalaron en el cabezal del pozo un generador de señales digitales y un micrófono para detectar la señal acústica de retorno enviada a través del anular y detectar el nivel de fluido.

Debido a que éste pozo en particular produce gran cantidad de gas, la producción se realiza con el anular abierto para permitir su liberación. La prueba de nivel exige cerrar el *casing* para evitar que el ruido producido por la liberación del gas sea detectado por el micrófono y perturbe la señal acústica de la medición. Realizando normalmente la mediciones de nivel, con el anular cerrado y con las condiciones de este pozo se presentó gas-lock (bloqueo por gas).

Teniendo en cuenta todo lo anterior se instaló una válvula de contrapresión en el pozo para liberar el gas a una tasa específica y así evitar que se acumule una

cantidad excesiva de éste en el anular y que su expulsión se manifieste en la señal acústica.

Una vez se midió constantemente el nivel, se determinaron los niveles máximo y mínimo y se instaló el controlador, el pozo comenzó a operar con tiempos de encendido y apagado más eficientes. Esto señala que el uso de un controlador de nivel de fluido aumenta la producción. *Ver [3].*

14.9 CONCLUSIONES

- La optimización de la producción es uno de los objetivos principales de los operadores de los pozos. La instrumentación de fondo permite la comprensión del comportamiento del pozo y la toma de acciones acertadas. La instalación de sistemas en el fondo del pozo encaminados al incremento de la tasa de producción, proporcionan además el reconocimiento y prevención de problemas como el golpe de fluido y el bloqueo por gas.
- La monitorización de flujo habitualmente se realiza en superficie junto con la separación de las fases, sin embargo, desarrollarla en el fondo del pozo representa ciertas ventajas. El gran volumen que ocupan estas instalaciones en superficie comparado con los sistemas compactos de la medición de fondo de pozo y la posibilidad de su instalación permanente, añade un atractivo adicional. Por otro lado, las condiciones características de alta presión y temperatura del fondo del pozo facilitan el principio de medición de algunos sensores.
- A pesar de que los sistemas de medición de flujo y fracción de fase, utilizan sensores de presión y densidad para su determinación, la instrumentación directa de estas variables permite la determinación y cálculo de magnitudes como el nivel, el IPR o el índice de productividad. Esto puede evitar daños en el equipo de subsuelo, la estimación del nivel máximo y mínimo para la

configuración de los controladores de nivel y otros parámetros de ayuda y comprensión de fondo.

14.10 REFERENCIAS

- [1]** M. Al-Asimi, G. Butler, G. Brown, A. Hartog, T. Clancy, C. Cosad, J. Fitzgerald, J. Navarro, A. Gabb, J. Ingham, S. Kimminau, J. Smith, K. Stephenson “Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos”. Schlumberger Oilfield Review, vol. 14, pp. 14-37, 2010.
- [2]** Lyon, W., Plisga, G. Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering. 2ª Ed. Elsevier, 2005
- [3]** L. Giangiacomo, “Optimizing Pumping Well Efficiency with Smart Fluid-Level Controller Technology”. SPE, Extreme Petroleum Technology, Inc. and David R. Hill, Hi-Tech Oil Company. 1999.
- [4]** S. Lieberman. “Automated Continuous Fluid Level Monitoring”, in SPE Production and operations Symposium, 2005. SPE 93832.
- [5]** D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. “Medición de las presiones de fondo para la optimización de pozos con bombeo mecánico”, en: Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo, 2011. Universidad Industrial de Santander.
- [6]** D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. “Medición de temperatura de fondo de pozo”, en: Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo, 2011. Universidad Industrial de Santander.
- [7]** D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. “Medición del nivel de fluido de fondo para la optimización de pozos con bombeo mecánico”, en: Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo, 2011. Universidad Industrial de Santander.

15. COMPLETACION INTELIGENTE Y AUTOMATIZACIÓN DE POZOS

15.1 INTRODUCCIÓN

En cualquier industria siempre es fundamental el concepto de rentabilidad, obtener el máximo de utilidades con una inversión mínima, la industria petrolera no es la excepción. La explotación de cada yacimiento debe generar la mayor cantidad de petróleo que sea posible, en el menor tiempo posible y con la menor inversión posible, debido a esto es el surgimiento de las tecnologías de completación inteligente.

Los pozos de bombeo mecánico son propensos a presentar fallas en el fondo del pozo que reducen la vida útil de los equipos e incrementa las intervenciones en el pozo por mantenimiento y cambio de partes, esto se traduce en gastos extras que no deberían presentarse si el sistema operara de manera correcta, problemas como el golpe de fluido y el bloque por gas se evitan con la implementación del monitorización permanente, además de ofrecer las tradicionales aplicaciones de las mediciones de fondo de pozo como pruebas de presión, pruebas de interferencia, monitorización del operaciones de estimulación, etc.

Con los actuales sistemas y protocolos de comunicación es posible monitorear y controlar el pozo de forma remota en cualquier oficina o ubicación a kilómetros de donde se encuentra el pozo, conjuntamente los sistemas de monitoreo están provistos de alarmas que alertan sobre alguna anomalía en el pozo.

Existen dos sistemas inteligentes que se desarrollaron paralelamente, pero que implementados en conjunto proveen una serie de herramientas para una extracción mejorada, optimizada y una evolución inteligente del pozo que permite extraer el mayor provecho del yacimiento. Por una parte está el manejo automatizado del pozo que consiste en extraer todo el fluido que el yacimiento está en condiciones de producir y de esta manera incrementar la producción y por

otro lado la completación inteligente que promueve una correcta administración del yacimiento que evade un cierre prematuro del pozo cuando el yacimiento todavía tiene reservas sin explotar. En ambos casos el monitoreo continuo y en tiempo de real de variables del sistema es crucial.

15.2 COMPLETACIÓN INTELIGENTE

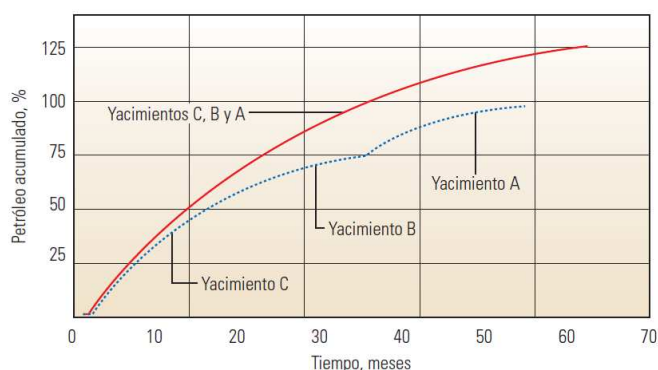
En ocasiones la estructura de los pozos y yacimientos dan para que el porcentaje de reservas extraídas no sea muy alto, irrupciones de agua o gas pueden llevar a un cierre prematuro del pozo dejando reservas considerables por extraer. La completación inteligente permite realizar un barrido uniforme del crudo aumentando así el porcentaje de reservas que se pueden extraer del yacimiento.

Pozos que funcionan bajo yacimientos de distintas capas o que tienen permeabilidad estratificada son las principales aplicaciones de la instalación de completación inteligentes en bombeo mecánico. Este tipo de instalaciones se basa en la implementación de válvulas en fondo de pozo ubicadas frente a cada capa o intervalo cañoneado, desde la superficie estas válvulas se accionan para permitir o no el flujo desde el yacimiento hacia el pozo, inclusive existen válvulas de apertura regulada donde se controla que caudal de fluido entra al pozo. El control de estas válvulas permite un frente de fluido regular del crudo.

La extracción de pozos multicapa se hace regularmente produciendo de manera mezclada en una sola columna de fluido, si el ente regulador lo permite, de lo contrario la producción se hace de manera secuencial explotando una zona a la vez, incrementando las intervenciones por aislamientos y dejando considerables reservas por extraer (Figura 199) o con varias tuberías de producción. Cualquiera que sea el caso instalar las válvulas de control de flujo trae importantes beneficios: en el caso de permitirse una producción mezclada las válvulas permiten producir de todas las zonas, pero donde la presión de formación es menor, la válvula

permanece total o parcialmente cerrada para prevenir el flujo cruzado. Por otro lado si no se permite la producción mezclada, se mantiene la producción secuencial, pero es necesaria una sola intervención al pozo pudiendo aislar las zonas desde la superficie.

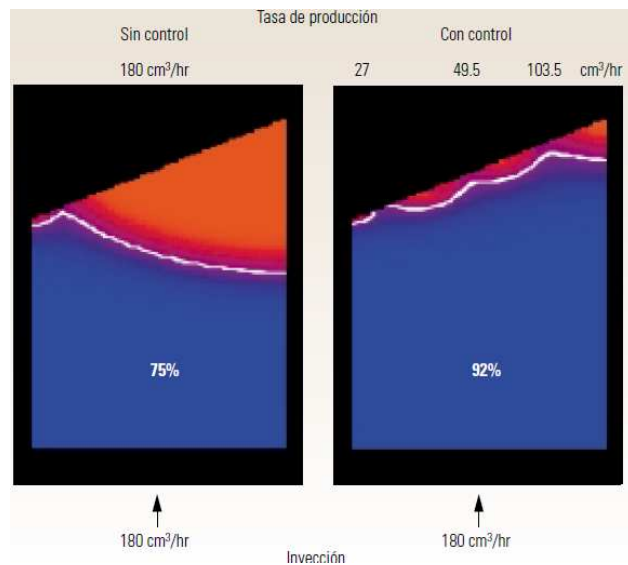
Figura 199. Diferencia de petróleo acumulado por producción mezclada (roja) y secuencial (azul).



Para yacimientos uniformes con permeabilidad estratificada la completación inteligente se encarga de mantener un frente de fluido uniforme. En el caso de yacimientos con permeabilidad uniforme la instalación de las válvulas no es factible si se realiza por un periodo de tiempo corto ya que no se desarrolla un frente de fluido irregular. Este tipo de tecnologías sólo es aplicable para yacimientos de alta permeabilidad de lo contrario las válvulas no estarían sino retrasando la producción.

Un estudio de laboratorio simuló las condiciones en que un pozo producía de un yacimiento dado, es estudio de muestra que sin el control de las válvulas las reservas extraídas fueron del 75% del total del yacimiento, mientras que con el control de flujo mediante 3 válvulas las reservas extraídas fueron del 92%, en ambos casos antes que la producción superara un corte de agua del 30% (Figura 200).

Figura 200. Recuperación con y sin completación inteligente.



En los sistemas de bombeo mecánico tradicionales es regular colocar la bomba por debajo de los intervalos cañoneados para promover el ingreso de fluidos al pozo, debido a la configuración de la completación inteligente esto no es posible, la bomba debe estar por encima de las zonas explotadas (Figura 201), esto disminuirá la producción pero la diferencia no será considerable. Para esta estructura se suelen utilizar bombas insertables de tal manera que si la bomba o sarta de varillas necesitan algún tipo de mantenimiento no sea necesario extraer la tubería de producción junto con la completación inteligente.

Las válvulas de control de flujo no son los únicos dispositivos que hacen parte de la completación inteligente, a parte de ellas es necesaria la medición de presión y temperatura para cada intervalo o zona productora y empaques que aislen mecánicamente los fluidos de cada yacimiento. La medición de presión y temperatura permiten evaluar el yacimiento y monitorear el sistema.

La Figura 202 muestra una válvula de control de flujo para fondo de pozo, esta válvula utiliza una camisa de deslizamiento para regular el flujo, normalmente los

fabricantes ofrecen una herramienta que incluye tanto las válvulas como los medidores de presión y temperatura

Figura 201. Estructura de instalación para pozos inteligentes con bombeo mecánico.

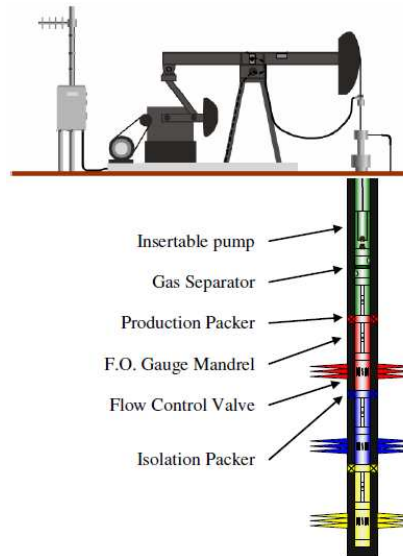
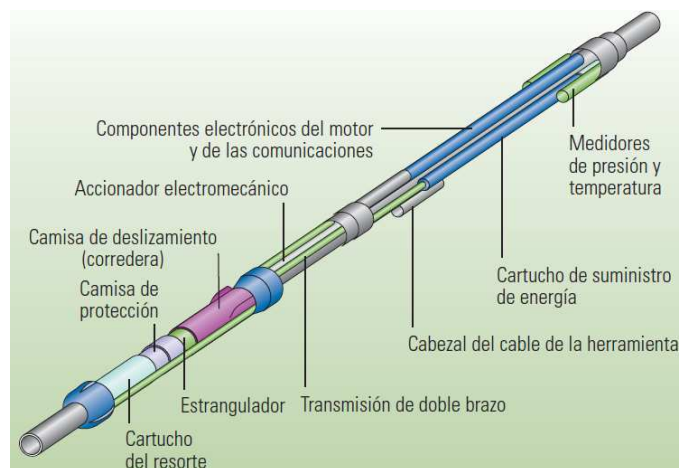


Figura 202. Válvula de control de fondo de pozo accionada desde superficie.



En los sistemas de control que utilizan válvulas de control de flujo se manejan principalmente tres tipos de variables:

- Variables de salida
- Variables manipuladas
- Variables controladas

Donde cada una depende de otra, las variables de salida son las variables que describen el proceso como el caudal aportado por cada zona, por otro lado las variables manipuladas son aquellas que permiten controlar el proceso por ejemplo la apertura o cierre de alguna válvula, por ultimo las variables controladas son aquellas que cambian el comportamiento del sistema que podría ser una presión de zona.

Existen diferentes tipos de válvulas que se pueden clasificar por su rango de tolerabilidad.

1. Binarias: Son válvulas que funcionan únicamente en dos estados (abierta o cerrada), son utilizadas en aplicaciones donde es necesario aislar una zona por producción de fluidos indeseados.
2. Multi-posición: Estas válvulas presentan más de dos estados de operación, existen de dos tipos: discretas cuando los estados de operación son finitos y continuas cuando la apertura de las válvulas puede tener infinitas posiciones. Estos tipos de válvulas se utilizan cuando el control requerido es más estricto o rígido.

Los accionamientos de estos tipos de válvulas se realizan desde superficie por diferentes mecanismos, dependiendo del tipo de completación y la fiabilidad del mecanismo:

- Hidráulico directo: Este tipo de accionamiento utiliza energía hidráulica para accionar las válvulas, el término directo hace referencia a que cada válvula necesita un sistema de accionamiento dedicado. Este tipo de accionamiento se utiliza cuando el número de válvulas es pequeño y no existen problemas de espacio por la completación del pozo.
- Hidráulico multipunto: Cuando el número de válvulas instaladas es grande y es imposible instalar un accionamiento por separado para cada válvula, se utiliza al accionamiento multipunto donde un número más pequeño de líneas es requerido para accionar un gran número de válvulas.
- Control de flujo y monitorización integrados: Este tipo de control de superficie además de accionar las válvulas es capaz de monitorizar el comportamiento producido el este cambio de caudal.
- Monitorización de fondo: Este sistema utiliza un sistema de control de lazo cerrado con el uso de distintos software encargados de caracterizar el pozo y se realiza con la ayuda de sensores instalados de forma permanente.

Teniendo en cuenta el nivel de monitorización y control que se requiera, existen diferentes sistemas clasificados como: un control manual donde es necesario que un operador se traslade a cada uno de los pozos que necesiten el control por medio de completación inteligente y realice las lecturas de los medidores instalados; un sistema de control automatizado donde la monitorización y el control se realiza en lazo cerrado y no requiere intervención humana; sistemas de supervisión de pozo inteligente donde la monitorización y el control se realizan de manera remota y es posible de controlar diferentes pozos con un mismo sistema integrado, este sistema permite a los ingenieros de producción estar al tanto de la evolución de los pozos y planificar mejor la extracción sin necesidad de estar en el campo.

15.3 AUTOMATIZACIÓN DE POZOS DE BOMBEO MECÁNICO

Para pozos de bombeo mecánico la automatización se fundamenta en mantener el nivel de columna de en un punto óptimo, esto se debe principalmente a dos situaciones:

- Si se bombea a baja velocidad, la columna de fluido se eleva hasta el punto en donde su presión iguala a la presión de formación, cuando se bombea cerca a este punto, la presión de la columna hace que disminuya la cantidad de fluidos que entra al pozo.
- Si se bombea a una velocidad elevada, la columna de líquido baja hasta tal punto que la bomba succiona una parte de líquidos y otra de gas ocasionando golpes de fluido y bloqueo de gas.

De esta manera la velocidad de bombeo se ajusta de tal forma que el nivel permanezca ni tan alta para retrasar la producción ni tan baja para ocasionar problemas en la bomba.

Existen dos tipos de control de nivel de fluido, el más típico se basa en controles de apagado del bombeo, de los cuales existen dos clases: el primero se basa en controles operados por temporizadores, en los cuales el sistema se apaga trascurrido un tiempo programado y de la misma forma se prende trascurrido otro tiempo, de esta forma el nivel oscila entre un intervalo. El segundo detecta cuando el nivel de fluido está por debajo de un nivel crítico y apaga el sistema y lo reinicia después de que el nivel ha subido a un lugar determinado.

El segundo tipo de controladores utiliza controladores de velocidad variable (*VSD Variable speed driver*) los cuales modulan la velocidad de bombeo para mantener el nivel en un punto constante, estos son muchos más eficientes ya que no hay intervalos de tiempo en los cuales el pozo deja de producir.

Estos procedimientos se realizan de manera programada, sin intervención humana alguna con la monitorización de alguna de las variables que permita inferir acerca del comportamiento del pozo. Existen diferentes maneras de inferir el nivel de la columna de fluido o la existencia de problemas en el equipo de fondo entre ellas se tiene:

- Medición de presión en fondo de pozo
- Medición acústica de nivel
- Medición de carga con carta dinamométrica
- Medición del consumo de potencia del motor

15.3.1 Medición de presión en fondo de pozo

El nivel de fluido se puede inferir a partir de la presión de fondo de pozo obtenida por un sensor instalado permanentemente. Típicamente en pozos de bobeo mecánico la segregación de los fluidos hace que en la parte más profunda del pozo se encuentre una columna de agua, en la parte intermedia una columna de petróleo y en la parte menos profunda una columna de gas. La presión de fondo se ve afectada por estas tres columnas y sus diferentes densidades.

Debido a esto la presión de fondo se puede expresar como:

$$P_{wf} = P_{ch} + \rho_{gas}gL + \rho_{oil}g(L - N) + \rho_{H_2O}g(H - L) \quad (1)$$

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P_{ch} = Presión en la cabeza del *casing*

ρ = Densidad del fluido

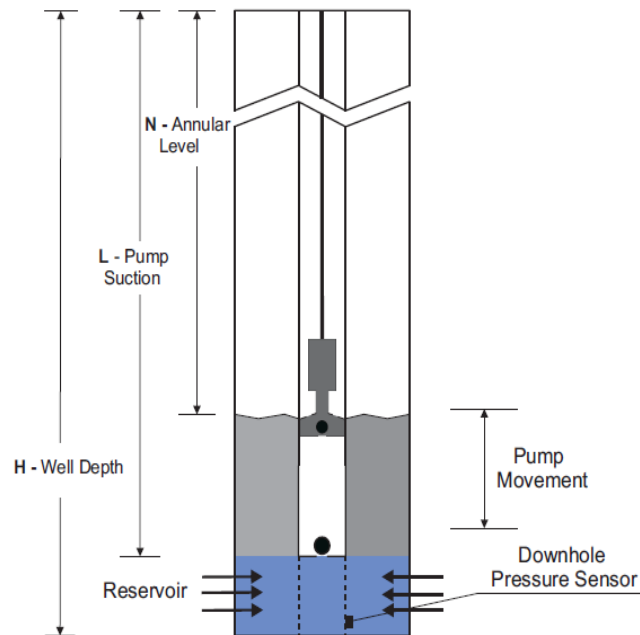
g = Aceleración de la gravedad

L = Longitud de la cabeza del pozo a la toma de la bomba

N = Nivel del anular

H = Longitud de la cabeza del pozo al medidor de presión

Figura 203. Composición de la columna de fluido.



Despejando N de [1], se obtiene el nivel del anular en términos de variables conocidas:

$$N = \frac{P_{wf} - P_{ch} - \rho_{oil} gL - \rho_{H_2O} g(H - L)}{g(\rho_{gas} - \rho_{oil})} \quad (2)$$

De esta manera el controlador compara el nivel actual de fluido con el deseado y aumenta o disminuye la velocidad de bombeo según sea el caso.

15.3.2 Medición acústica de nivel

La inferencia de nivel utiliza el disparo de un pulso acústico que viaja a través del anular produciendo ecos cada vez que el pulso choca con la uniones de la tubería de producción siendo detectados por un micrófono de alta sensibilidad, cuando el pulso choca con el frente de la columna de líquido este produce un eco de mayor amplitud que tan bien se detecta con el micrófono (Figura 204), con la cuenta de las uniones se calcula la velocidad del sonido en el anular y multiplicando el tiempo de transito de la señal sobre dos con la velocidad del sonido se obtiene el nivel del fluido.

Las mediciones acústicas de nivel pueden trabajar en pozos con profundidades de hasta 20.000 ft.

15.3.3 Medición de carga con carta dinamométrica

Una carta dinamométrica representa los efectos generados por la carga de la bomba de fondo, la carga de la bomba forma aspectos característicos cuando la bomba está trabajando en situaciones normales, con golpe de fluido, con bloqueo por gas, con desgaste de válvulas, etc. Estas cartas pueden ser registradas sin necesidad de intervenir el pozo generando una carta en barra pulida, esta carta no describe efectivamente las cargas afectadas a la bomba por perturbaciones y alteraciones debido a un fenómeno propio de propagación a través de la sarta cabillas, sin embargo existen métodos en los cuales se puede inferir la carta dinamométrica de la bomba, una vez inferida la carta un sistema de reconocimiento de patrones diagnostica en qué situación se encuentra el equipo de fondo, si el problemas consiste por bajo nivel de fluido, el controlador es informado.

La Figura 205 representa típicas características de la carta de la bomba para problemas con el equipo de fondo.

15.3.4 Medición del consumo de potencia del motor

La construcción de un modelo que represente el equipo de superficie permite mediante la medición de la potencia consumida por el motor poder inferir el torque del eje y así mediante todo el sistema de desplazamiento inferir la carga de la barra pulida, con esta carga un tratamiento similar al de medición de la carta dinamométrica es ejecutado. El beneficio de la medición de potencia eléctrica se debe a que el control se realiza únicamente con señales eléctricas, sin necesidad de medir otras variables de superficie.

Figura 204. Carta generada por el medidor acústico de nivel.

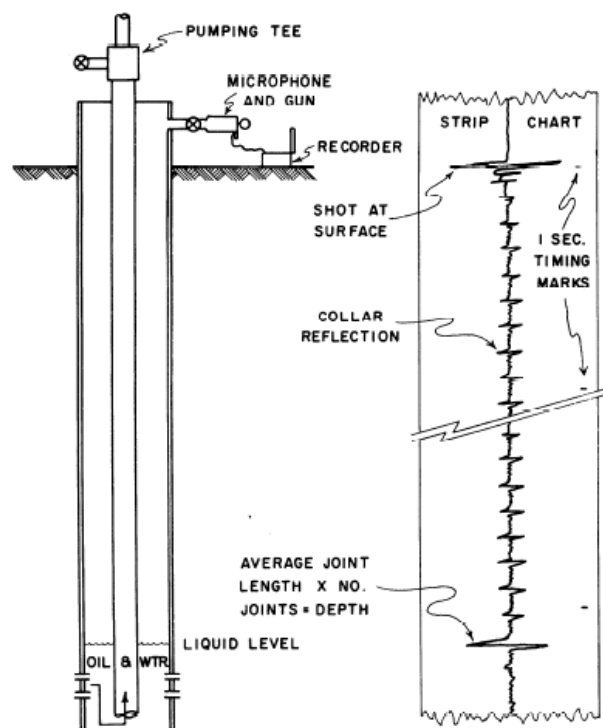
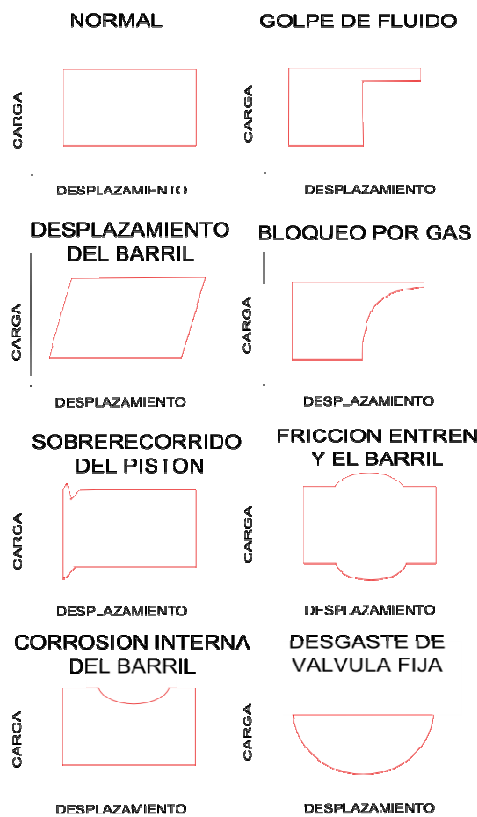


Figura 205. Típicas cartas representativas de problemas del equipo de fondo.



Una vez inferido el nivel de la columna de líquido o detectado algún problema se ajusta la velocidad de bombeo ideal.

Entre las ventajas que se tienen al automatizar en pozo se encuentran:

- Minimiza el consumo eléctrico.
- Maximiza la vida del pozo.
- Previene o identifica rápidamente problemas en el fondo del pozo.
- Minimiza costos de mantenimiento y error humano.

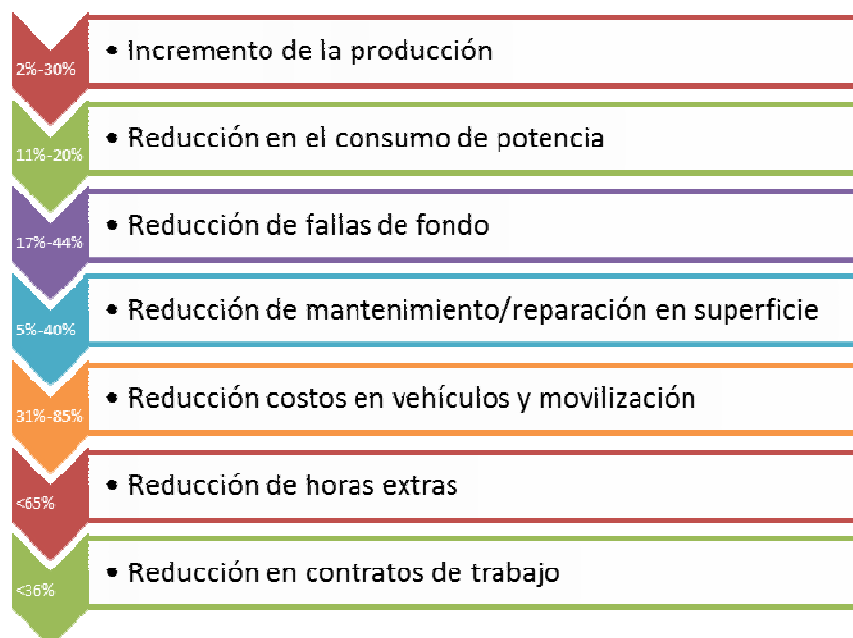
Diferentes casos de estudio se han publicado con el fin de mostrar las cuantiosas ventajas que tiene la implementación de pozos automatizados.

La Figura 206 representa la reducción del consumo de potencia en el Campo Lomitas Argentina, gracias a la implementación de controladores de nivel para pozos de bombeo mecánico, donde se presentó un 24% de reducción.

Figura 206. Reducción del consumo de energía en Campo Lomitas Argentina.

RPC		NO RPC	
Day	Kwh/day	Day	Kwh/day
1	52.96	1	73.58
2	57.16	2	73.48
3	56.71	3	73.79
4	55.93		
5	58.57		
Average	56.27	Average	73.62
Daily Power Save.		17.35 Kwh/day	
Monthly Power Save:		0.52052 Mwh/mes	
Percentage Save:		24%	

Figura 207. Diferentes beneficios reportados por WEI (Wascana Energy Inc).



De manera similar de Wascana Energy Inc reportaron un reducción del consumo de potencia de hasta un 20%, entre otros beneficios como incrementos de producción, reducción de fallas, mantenimientos etc (Ver Figura 207).

15.4 CONCLUSIONES

- Las Instalaciones de completación inteligente tienen dos principales beneficios, incrementan la recuperación final del reservorio y disminuyen los gastos por intervenciones de rutina para manejo de reservorios.
- La completación inteligente maximiza sus beneficios cuando en el yacimiento hay recuperación secundaria como inyección de agua y no siempre es efectiva en cualquier tipo de yacimiento.
- El control del nivel resulta más efectivo cuando existe un lazo de realimentación que permita inferir sobre las condiciones del fondo del pozo.
- La medición de nivel y de presión están estrechamente ligadas, tanto que la medición de una permite inferir la otra.
- La automatización de pozos no resulta únicamente en el incremento de la producción además trae beneficios en la salud del pozo que se traducen en ahorros en costos de mantenimiento.

15.5 REFERENCIAS

- [1] S. Dyer, Y El-Khazindar, A. Reyes, M Huber, I. Raw, D Reed. "Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos". Oilfield Review, Schlumberger, Primavera de 2008, 14 páginas.
- [2] H.L. da C.P. Pinto, M.F. Silva Jr., R.G. Izetti, and G.B. Guimarães, "Integrated Multizone Low-Cost Intelligent Completion for Mature Fields". Technical Paper, Society of Petroleum Engineers, 5 paginas.

- [3] B. Ordoñez, U. Moreno, A Cudas, A. Teixeira. "Sucker-rud Pumping System: Simulator and Dynamic Level Control Using Bottom-hole Pressure". IEEE 2008, 8 paginas.
- [4] D. Hernandez, L. Martinez, F.Llain. "Medidores Acústicos de Nivel de Fondo de Pozo". Universidad Industrial de Santander, 2011, 10 Paginas.
- [5] R. Peterson and T. Smigura, Unico Inc.; C. Brunings, SPE, and W. Quijada. "Production Increases at PDVSA Using an Improved SRP Control". Technical Paper, Society of Petroleum Engineers, 7 páginas.

16.ALTERNATIVAS DE INSTRUMENTACIÓN DE FONDO PARA EL POZO COL067 DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

16.1 INTRODUCCIÓN

La monitorización permanente de fondo es actualmente una de las soluciones más usadas en la detección de fallas en pozos problemáticos y el camino al aumento de la producción. El componente fundamental de un sistema de monitorización es la instrumentación seleccionada para el pozo donde se desea instalar. El éxito o fracaso del sistema depende de que el sensor que se instale mida adecuadamente el valor de la variable que se necesita conocer.

Por lo tanto, el proceso de estudio se debe centrar en las condiciones del sistema que se desea instrumentar y las tecnologías e instrumentos ofrecidos en el mercado. Es propicio determinar las ventajas y limitaciones de cada instrumento, analizar las referencias que se acondicionan a las características del proceso y comparar los beneficios y la inversión que cada uno representa.

Este proceso de estudio fue realizado en el seminario de investigación y este artículo muestra las conclusiones obtenidas durante el proceso.

16.2 CONDICIONES DEL POZO

El pozo que se propone instrumentar es el *Colorado 67* perteneciente al Campo Escuela Colorado, ubicado en la vereda Los Colorados del corregimiento de Yarima en el municipio de San Vicente del Chucurí, departamento de Santander.

El *Colorado 67* es un pozo de extracción de petróleo con levantamiento artificial mediante bombeo mecánico. Funciona con una unidad Lufkin convencional impulsada por un motor eléctrico trifásico de 20HP de 60Hz que funciona las 24 horas del día con una producción promedio de 60BPPD actualmente y 0.2BAPD.

Fue perforado originalmente hasta una profundidad de 5300 ft., pero actualmente se encuentra aislado con un empaque mecánico a una profundidad de 4425 ft. El diámetro interno de la tubería de revestimiento es 4.95 in. La tubería de producción tiene una profundidad total de 3451 ft., diámetro externo de 2.875 in., y diámetro interno de 2.441 in.

Al pozo *Colorado 67* se le han realizado periódicamente pruebas acústicas de nivel durante los últimos meses que han permitido conocer datos de fondo de pozo importantes para realizar la selección de instrumentos aptos para él, ver Tabla 8.

De acuerdo a los cálculos realizados a partir de las más recientes mediciones, el pozo no está produciendo en su mayor potencial, y podría trabajar con una producción entre 24% y 44% mayor a la actual.

Tabla 8. Resultados de las pruebas acústicas en el COL067.

Profundidad del nivel de fluido	963.71 ft.
Altura de la columna de líquido	2489 ft.
Presión estática de fondo de pozo	855.8 psi(g)
Presión dinámica de fondo de pozo	373.1 psi(g)
Presión de <i>casing</i>	30.5 psi(g)
Tasa de incremento de la presión de <i>casing</i>	2.2 psi / 2.00 min

16.3 EVOLUCIÓN DEL CAMPO

El Campo Escuela Colorado es un campo petrolero en recuperación, que hasta hace unos años tenía la mayoría de sus pozos inactivos, pero gracias a la intervención y estimulación ha aumentado constantemente el número de pozos activos y su productividad.

Actualmente el campo se encuentra en la máxima producción de los últimos años, gracias a la estimulación y a la instalación de nuevos y mejores equipos para el levantamiento artificial del crudo. Ejemplo de esto es el pozo *Colorado 67*, que hasta hace pocos años se mantuvo inactivo. A este pozo, al igual que a muchos otros en el campo, se le han realizado inspecciones mensuales de nivel. En las últimas pruebas al pozo se encontró repetidamente que con 20BPPD estaba produciendo por debajo de su potencial. Mediante la instalación de un variador de velocidad para el motor trifásico de 20HP del pozo, se pudo controlar su tasa de producción, aumentándola hasta el valor actual de 60BPPD, siendo el de mayor aporte en el campo.

Las pruebas que actualmente se realizan en el Campo Escuela Colorado son las mediciones de nivel y la toma de dinagramas de superficie, ambas gracias a la adquisición del paquete de herramientas *Well Analyzer* ofrecido por la compañía *Echometer*. Estos equipos son instalados temporalmente en cada pozo mientras se realiza la toma de mediciones. Ningún pozo del campo tiene actualmente instalados sensores de fondo.

En la búsqueda constante del aumento del número de pozos activos y su tasa de producción, uno de los objetivos principales, se ha manifestado por parte de Campo Escuela el deseo de implementar sistemas que permitan el mejoramiento de uno o varios de sus pozos productores. Además, que resulta actualmente más atractiva una solución de instrumentación y automatización de los pozos, que la

evaluación de yacimientos, debido principalmente a los costos de inversión, y a que la automatización de pozos otorgaría beneficios a más corto plazo que la evaluación.

En este artículo se presenta la conclusión del trabajo realizado durante el seminario de investigación sobre la instrumentación de fondo para un pozo con bombeo mecánico. Se proponen tres alternativas diferentes de instrumentación cada una con un alcance particular.

16.4 PROPUESTA 1 DE MONITORIZACIÓN, MEDICIÓN ACÚSTICA DE NIVEL

16.4.1 Alcance

Adquisición e instalación permanente en el *Colorado 67* de una pistola de medición acústica de nivel de accionamiento remoto, junto con un tanque de alimentación de N₂ o CO₂.

16.4.2 Justificación

El *Colorado 67* es actualmente un pozo de producción aceptable al que se le han realizado periódicamente mediciones de nivel que indican que aún no trabaja a la totalidad de su potencial.

La baja presión de formación ha sido un problema recurrente en los pozos del Campo Escuela Colorado, por lo cual el personal de operación es sumamente cuidadoso con las modificaciones de su tasa de producción pues corren el riesgo de entrar en condición de golpe de fluido al agotarse el nivel del anular. Ésta puede ser la razón por la cual la tasa de producción del *Colorado 67* se ha aumentado moderadamente en los últimos meses.

La experiencia en campo ha demostrado que la medición frecuente del nivel permite una mejora en el desempeño de los pozos al conocer datos de su potencial y la posibilidad de ajustar la tasa de producción.

Por otro lado, diversas fuentes bibliográficas y casos de estudio señalan que la medición continua en pozos permite que el aumento de su tasa de producción sea permanentemente, más aún si complementa con el uso de controladores de nivel, ya sea de apagado y encendido del pozo, o de variadores de frecuencia del motor.

La pistola que se propone adquirir debe funcionar en modo de explosión, es decir, generando un pulso acústico de alta presión mediante la inyección de gas acumulado en la cámara de la pistola a una presión mayor a la del anular del *casing*. Esto se debe a que la presión medida en cabeza del *casing* del *Colorado 67* tiene valores menores de 40 psi(g). Las fuentes bibliográficas consultadas y los fabricantes aconsejan que las pistolas de modo implosión se usen sólo en pozos con altas presiones en el espacio anular, mínimo de 200 psi(g), de otro modo, la medición de este tipo de pistolas no será la correcta.

La presión máxima de trabajo de la pistola no es un problema, comercialmente se encuentran pistolas que funcionan con presiones hasta de 1500 psi, algunas incluso 5000 psi en modo explosión. La presión de trabajo de la pistola debe sobrepasar al menos en 100 psi a la presión del anular para hacer una medición de nivel exitosa en modo explosión, así que una pistola con presión máxima de trabajo de 1500 psi, como la propuesta, es adecuada.

Se propone adquirir una pistola de accionamiento remoto para tener la posibilidad de complementar la medición con un controlador de nivel, propuesta que se explicará posteriormente. Esto permite dar la orden de disparo a la pistola mediante una señal eléctrica.

16.4.3 Especificaciones

Pistola de gas para la medición acústica de nivel:

Fabricante: *Echometer*

Modelo: *Remote fire gas gun*

Tabla 9. Especificaciones de la pistola de gas propuesta

ESPECIFICACIONES E INFORMACIÓN GENERAL DE LAS PISTOLAS DE GAS	
	PISTOLA DE ACCIONAMIENTO REMOTO
Volumen de la cámara de gas, in ²	12.5
Presión máxima de trabajo PSI, (ATM)	1500 (100)
Rango óptimo de operación PSI, (ATM) MIN/MAX	1-1500 (0-100)
Modo de operación	Explosión
Tipo de operación	Automático/Solenoide
Dimensiones	2-3/8" SQUARE X 12" LONG
Peso	12 LBS
Micrófono	DUAL DISC NOISE CANCELING

Figura 208. Pistola de gas de accionamiento remoto. Fuente: Remote Fire Gas Gun [en línea]. Disponible:

http://www.echometer.com/products/gas_guns/remote.html



16.5 PROPUESTA 2 DE MONITORIZACIÓN, MEDICIÓN PERMANENTE DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DE FONDO.

16.5.1 Alcance

Adquisición e instalación permanente en el *Colorado 67* de un sistema para la medición de presión y temperatura de fondo de pozo

16.5.2 Justificación

Monitorizar permanentemente la temperatura y presiones de fondo, proporciona información continua y certera para determinar parámetros y fallas.

16.5.3 Alternativa 1: Sistema óptico

Esta alternativa encierra la medición permanente de temperatura y presión de fondo de pozo mediante sensores ópticos de fibra. Esta elección es atractiva por las ventajas características de la fibra óptica y su instalación.

Físicamente la fibra óptica es procesada para alterar internamente sus propiedades y convertirla en sensor. Un sensor de fibra óptica no tiene partes móviles, son no-intrusivos y no tienen electrónica instalada en el fondo de pozo. Esto proporciona mayor confiabilidad de las mediciones pues no se ven alteradas por las condiciones adversas de corrosión, alta presión y temperatura o abrasión mecánica del sitio de instalación.

Se eligió la referencia *OPP-W* de *OPSens Solutions*, un sensor interferométrico Fabry-Perot, ver [1]. El *OPP-W*, de la Figura 209, proporciona mediciones de temperatura y presión de fondo del pozo con buena precisión, durabilidad y bajo *drift*.

Figura 209. Sensor FPI de fondo de pozo para presión y temperatura. Fuente: OPSens Solutions.



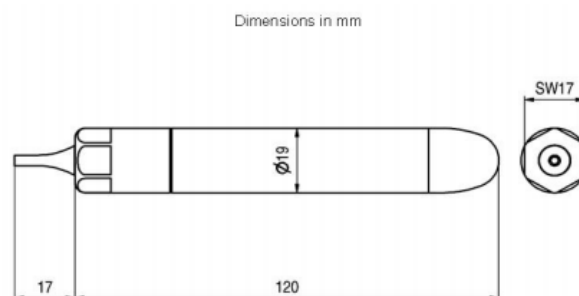
De acuerdo a recientes mediciones efectuadas en el COL067 la presión dinámica del fondo del pozo es de 373.1 psi(g) y la temperatura se encuentra alrededor de 65°C. El sensor *OPP-W* de *OPSens Solutions*, puede medir hasta 1200 psi y 300°C, como se muestra en las especificaciones de la Figura 210. Con base en las lecturas del pozo, este sensor se adapta perfectamente a los rangos de medición que se pueden obtener.

Figura 210. Especificaciones sensor FPI para presión y temperatura. Fuente: OPsens Solutions

OPP-W SPECIFICATIONS*	
Pressure	
Range (absolute)	0 – 8000 kPa (0 - 1200 psi) Other ranges available on request
Accuracy	± 0.2% F.S.
Resolution	0.002% F.S.
Long term stability	0.5 % F.S. per annum at 300 °C
Proof pressure	200% F.S
Diaphragm material	Monocrystalline sapphire
Temperature	
Range	- 40 °C to 300 °C.
Accuracy	± 1.5 °C
Resolution	0.1 °C at zero averaging (0.01 °C at 10 minutes averaging)
Package	
Housing material	Inconel 718
Operating environment	
Hydrogen and steam	Complete immunity
EM/RF/MR/MW susceptibility	Complete immunity

Adicionalmente sus dimensiones, Figura 211, se adaptan a la restricción del espacio anular, donde se desea instalar el sensor. El diámetro interno del *casing* es de 5” y el diámetro externo de la tubería de producción es de 2.875”. Es decir, que el espacio anular es de 1.0625” ó 26.9875 mm y el sensor cuenta con 19 mm de diámetro

Figura 211. Dimensiones sensor OPP-W. Fuente: OPSens Solutions.



16.5.4 Alternativa 2: Sensores de cristal de cuarzo

Los sensores de cuarzo han sido de larga data a lo largo de la historia, aunque en sus principios estos medidores no eran tan confiables, hoy en día existen en el mercado sensores con mediciones de alta fidelidad y con vida media de hasta 10 años. Estos sensores presentan alta resolución y sensibilidad, y baja deriva haciéndolos ideales para la aplicación. Si bien el sistema de medición presenta partes adicionales a la fibra óptica que se traduce en una tasa más alta de fallos, los medidores de cristal de cuarzo se convierten en una alternativa más económica que la fibra óptica.

Generalmente los fabricantes de medidores de presión y temperatura instalados permanentemente ofrecen buenas especificaciones, especialmente las que son importantes en las aplicaciones de mediciones en fondo (resolución, exactitud y deriva). Cuando se realiza la compra de algún tipo de medidor, el fabricante requiere información específica del pozo o pozos a los que se dirigen estos medidores, y para que el comprador conozca los precios de los dispositivos debe existir un compromiso de compra. Desafortunadamente por esto fue imposible comparar los precios y proponer un medidor en particular. A continuación se presentan las especificaciones de dispositivos que se adecuan a las condiciones del *Colorado 67* de tres diferentes fabricantes.

Un parámetro importante a tener en cuenta en la selección de la instrumentación son las dimensiones de del anular donde se instalara el medidor. Para el caso del Colorado 67 este tiene una distancia de un poco menos de 3 centímetros. En las dimensiones de los fabricantes todos coinciden en el diámetro externo de los medidores equivalente a 19mm (0.75in), de esta manera los medidores pueden ser instalados sin tener inconvenientes de espacio.

Figura 212. Especificaciones para el sensor de presión y temperatura ofrecido por Schlumberger.

NLQG NET Light Quartz Gauge	
Sensor metrological performance	
Sensor type	Quartz
Calibrated working pressure range, kPa [psi]	Atmospheric to 68,947 [10,000]
Calibrated working temperature range, degC [degF]	25 to 130 [77 to 266]
Other calibrated ranges†	Available upon request
Initial pressure accuracy, kPa [psi]	< ±13.8 [±2] max. over full scale
Pressure resolution, kPa [psi]	0.03 [0.005] at 1-s sample rate
Pressure drift stability	< ± 6.9 [±1]/year over full scale
Initial temperature accuracy, maximum degC [degF]/typical degC [degF]	< ±0.5 [±0.9] / ±0.15 [±0.27]
Temperature resolution, degC [degF]	0.005 [0.009] at 1-s sample rate
Temperature drift stability, degC [degF]	< ±0.1 [±0.18]/year at 150 [302]
Max. overtemperature, degC [degF]	150 [302]

Figura 213. Especificaciones para el sensor de presión y temperatura ofrecido por Weatherford.

Temperature	
Calibrated range, °F (°C)	77 to 302 (25 to 150)
Accuracy, °F (°C)	±0.188 (±0.10)
Resolution, °F (°C)	0.01 (0.005)
Repeatability, °F (°C)	<0.018 (<0.01)
Drift	<0.18°F/yr (<0.1°C/yr) @ 302°F (150°C)
Pressure	
Sensor type	Quartz resonator
Calibrated range, psi (MPa)	0 to 10,000 (0 to 68.9) 0 to 16,000 (0 to 110.3)
Accuracy	0.02% FS
Resolution	0.0001% FS
Repeatability	<0.01% FS
Normal sensitivity	0.0001% FS
Drift	<0.5 psi/yr (<0.034 bar/yr) @ 212°F (100°C)

Figura 214. Especificaciones para el sensor de presión y temperatura ofrecido por Halliburton.

ROC™ Gauge Family - Temperature Performance	
Accuracy (°C)	0.5
Typical Accuracy (°C)	0.15
Achievable Resolution (°C/sec)	<0.005
Repeatability (°C)	<0.01
Drift at 177°C (°C/year)	<0.1

ROC™ Gauge Family - Pressure Performance				
Pressure Range (psi / bar)	0 to 10,000 / 0 to 690	0 to 16,000 / 0 to 1,100	0 to 20,000 / 0 to 1,380	0 to 25,000 / 0 to 1,725
Accuracy (% FS)	0.015	0.02	0.02	0.02
Typical Accuracy (% FS)	0.012	0.015	0.015	0.015
Achievable Resolution (psi/sec)	<0.006	<0.008	<0.008	<0.010
Repeatability (% FS)	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Response Time to FS Step (for 99.5% FS)	<1 sec	<1 sec	<1 sec	<1 sec
Acceleration Sensitivity (psi/g – any axis)	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02
Drift at 14 psi and 25°C (%FS/year)	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
Drift at Max. Pressure and Temperature (%FS/year)	0.02	0.02	0.02	0.02

Los tres fabricantes ofrecen mediciones hasta de 10000psi, y al menos hasta 150°C, siendo parámetros más que favorables para el pozo. *Schlumberger* y *Weatherford* ofrecen Exactitudes de ± 2 psi, mientras Halliburton de ± 1.2 psi. Los elementos para el sistema completo de medición como cables, conectores, mandril también los ofrecen estos mismos fabricantes, e incluso el sistema de adquisición de datos y el software de interpretación de datos.

Figura 215. Medidor de presión y temperatura ofrecido por Weatherford.



16.6 INSTRUMENTACIÓN DESCARTADA

Durante el estudio realizado en el seminario, se discutieron métodos de instrumentación adicionales a los propuestos en este artículo, los cuales fueron descartados por varias razones.

Existe instrumentación especializada en la detección de corrosión en equipo de fondo de pozo, que fue estudiada en detalle, pero no se tuvo en cuenta porque históricamente en Campo Escuela nunca se han presentado problemas de corrosión en el equipo. En el campo se produce un crudo con alto contenido de parafinas, que a pesar de ser un inconveniente por posibles atascos en el equipo de fondo, otorga la ventaja de crear en las tuberías una protección orgánica que evita la formación de corrosión.

Tampoco se propuso ningún método de instrumentación para medir caudal en fondo de pozo, principalmente debido a la dificultad de la medición en sistemas con bombeo mecánico. La medición con algunos instrumentos, como el de hélice, no se puede llevar a cabo ya que se debe aplicar en tuberías huecas, así que la existencia de la tubería de producción dentro del *casing* imposibilita su instalación; para utilizar este tipo de instrumentos se debería instalar debajo de la toma de la bomba. Otros métodos permitirían la medición del flujo dentro del *tubing*, pero en pozos con bombeo mecánico este valor es irrelevante porque no aporta información sobre la producción de las zonas individuales del yacimiento. La medición de caudal de fondo de pozo tiene más y mejores aplicaciones en otros sistemas de levantamiento artificial.

La medición de las propiedades petrofísicas del yacimiento mediante los métodos de registros es una actividad significativa en campos jóvenes para la determinación de zonas de perforación y profundidades de interés. Muchas de las mediciones no son aplicables en pozos revestidos, es decir, con *casing* instalado, como el *Colorado 67*. Este tipo de soluciones es atractivo cuando se desean evaluar las condiciones de bastantes pozos recién instalados en el campo. Actualmente al Campo Escuela Colorado no le resulta tan rentable la aplicación de evaluaciones del yacimiento como la instrumentación individual de sus pozos más productores, por estas razones no se consideraron estos medidores en la propuesta planteada.

16.7 PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN

16.7.1 Alcance

Diseño e implementación de un controlador de nivel electrónico desarrollado como trabajo de grado.

16.7.2 Justificación

El contenido temático del seminario de investigación ha señalado que en pozos con bombeo mecánico que presentan problemas de baja presión de yacimiento, el nivel del espacio anular es una de las variables que se ve más afectada.

Una disminución significativa del nivel puede implicar problemas de fondo, algunos transitorios y fáciles de solucionar, y otros permanentes que pueden llevar a detener la producción del pozo. Diversas fuentes bibliográficas resaltan las ventajas de realizar el control del nivel, por un lado el aumento permanente de la producción del pozo, y por otro la reducción de actividades de reparación y reemplazo del equipo mecánico.

El nivel del fluido de fondo es una variable medible mediante algunos métodos de instrumentación, como el acústico, o calculable mediante la determinación de otras variables de fondo de pozo, como las presiones. Todas las alternativas de instrumentación propuestas para el *Colorado 67* permiten conocer el valor del nivel del fluido.

El pozo estudiado ha presentado en algún momento de su vida, al igual que la mayoría de pozos del campo, problemas de baja presión de fondo y falta de llenado del anular. El controlador de nivel de fluido propuesto aprovecha el motor eléctrico que mueve el equipo del *COL 67* y el variador de velocidad instalado a

este motor, produciendo un aumento en la productividad del pozo y una disminución en las actividades de mantenimiento del equipo.

16.7.3 Especificaciones

El controlador propuesto deberá cambiar la tasa de producción del pozo modificando la velocidad del motor eléctrico trifásico mediante el variador de velocidad instalado, para mantener el fluido en un rango adecuado de valores

Como respaldo se podrán configurar dos niveles críticos en el controlador, un nivel mínimo de fluido en el anular al cual se apagará el pozo para evitar el golpe de fluido; y un nivel máximo para reajustar la tasa de producción manteniendo el nivel en un rango de valores deseados durante un periodo de tiempo considerable. Los métodos de configuración de los niveles de alarma del controlador se han descrito en los documentos del seminario.

16.8 CONCLUSIONES

- Se estudiaron y evaluaron las condiciones del pozo *Colorado 67*, identificándose aquellas que presentan limitaciones para la selección de instrumentos a utilizar en la monitorización del pozo.
- Durante el estudio de las herramientas de fondo de pozo, algunas variables, métodos y tecnologías de medición fueron descartados debido a su relativamente poca relevancia para la optimización del pozo, o la inadaptabilidad de la solución a las condiciones en campo.
- Muchos fabricantes de instrumentación de fondo ofrecen sus soluciones adaptadas a las condiciones específicas de cada pozo, así que es difícil comparar las diferentes alternativas con base en el precio real de instalación del sistema.
- Se propuso una alternativa de monitorización de nivel en el espacio anular con base en las condiciones de profundidad y presión de *casing* del pozo. El

equipo seleccionado es una pistola de gas para medición acústica de nivel de disparo remoto con medición de tasa de incremento de la presión del anular.

- Los sensores de cuarzo instalados correctamente representan una alternativa económica para efectuar una medición directa de las variables de fondo de pozo. Se seleccionó un conjunto de elementos apropiados para las condiciones del pozo estudiado.
- La instrumentación con fibra óptica es una alternativa mucho más fiable y robusta para realizar medición directa y soportar las condiciones del fondo. Es la alternativa más costosa, pero sus beneficios y confiabilidad justifican la inversión.
- Complementario a las propuestas realizadas, se planteó un posible trabajo de grado consistente en el diseño e implementación de un controlador de nivel en el espacio anular, con ayuda del variador de velocidad ya instalado en el pozo *Colorado 67*.

16.9 REFERENCIAS

- [1] Echometer, (2011) Echometer Gun - Microphone Assemblies. For use with Acoustic Liquid Level Instruments. [en línea]. Disponible en: http://www.echometer.com/products/gas_guns/brochure.htm
- [2] D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. “Medidores acústicos de nivel de fondo de pozo”, en: Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo, 2011. Universidad Industrial de Santander.
- [3] D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. “Tecnologías de fibra óptica aplicadas a las mediciones de fondo de pozo”, en: Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo, 2011. Universidad Industrial de Santander.

- [4] D. Hernández, F. Llain, L. Martínez. “Sensores de cuarzo de fondo de pozo”, en: Seminario de Selección de Instrumentación para un pozo con bombeo mecánico: Variables de fondo de pozo, 2011. Universidad Industrial de Santander.
- [5] “Electronic Quartz Gauge”, Weatherford. Houston Texas. 2009.
- [6] “WellWatcher Quartz Gauges”, Schlumberger, Francia
- [7] “ROCTM Permanent Downhole Gauges”, Halliburton, USA
- [8] L. Giangiacomo, D. Hill, “Optimizing pumping well efficiency with smart fluid-level controller technology”, in *Mid-Continent Operations Symposium*. SPE 52210.
- [9] S. Lieberman. “Automated Continuous Fluid Level Monitoring”, in *SPE Production and operations Symposium*, 2005. SPE 93832.

17. CONCLUSIONES

- Se estudiaron y evaluaron las condiciones del pozo *Colorado 67*, como la geometría y dimensiones de la completación, las especificaciones del equipo instalado y los rangos de valores de las variables de fondo con base en pruebas recientes aplicadas al pozo. Se identificaron aquellas que presentan limitaciones para la selección de instrumentos a utilizar en la monitorización del pozo.
- Se llevó a cabo un estudio de las variables de fondo de pozo para identificar las que más aportaban beneficios a los sistemas de bombeo mecánico y descartar aquellas que no tenían aplicación en el sistema de levantamiento o específicamente al pozo en cuestión.
- De acuerdo al estudio realizado, se pudo determinar que los fabricantes que ofrecen soluciones de instrumentación de fondo manejan estándares de especificaciones muy similares debido a que estos instrumentos son de uso muy específico.
- Se propuso una alternativa de monitorización de nivel en el espacio anular con base en las condiciones de profundidad y presión de *casing* del pozo. El equipo seleccionado es una pistola de gas para medición acústica de nivel de disparo remoto con medición de tasa de incremento de la presión del anular.
- A pesar de que la medición de variables como el caudal resulta una alternativa atractiva de instrumentación, las características de las herramientas hicieron descartar estas soluciones del planteamiento de la propuesta.

- Los sensores de cuarzo instalados correctamente representan una alternativa económica para efectuar una medición directa de las variables de fondo de pozo. Se seleccionó un conjunto de elementos apropiados para las condiciones del pozo estudiado.
- Otra alternativa es la propuesta de instrumentación con fibra óptica, una alternativa más fiable y robusta para realizar medición directa de presión y temperatura, y soportar las condiciones adversas del fondo.
- Se elaboró un documento recopilatorio de las memorias del estudio y las sesiones realizadas durante el seminario, además de material audiovisual de consulta y la base de datos de las fuentes bibliográficas utilizadas, con el fin de crear un marco conceptual de soporte a proyectos de investigación desarrollados en la misma área.
- Se cumplieron a cabalidad los objetivos planteados al inicio del seminario de investigación, y aquellos que surgieron durante el desarrollo del mismo.

18. RECOMENDACIONES

- Se invita a continuar el trabajo en esta línea de investigación en busca de la optimización de procesos del Campo Escuela Colorado.
- Se recomienda investigar sobre la implementación de controladores de nivel de fondo, desarrollados como proyectos de grado, como método de automatización de la producción de pozos de CEC.
- Se sugiere utilizar el material elaborado en el seminario como soporte conceptual en el desarrollo de proyectos de investigación en esta misma área.

19. BIBLIOGRAFÍA

- Aberdeen drilling schools & Well control training centre, Well Control for the rig-site drilling team, 390 páginas, 2002.
- ALBERT, G.D., PURCUPILE, J.C., CHACIN, J.C. Downhole Measurement on Pumping Oil Wells, Society of Petroleum Engineers, SPE, 8 páginas, 1987.
- American Petroleum Institute, Manual of petroleum Measurements Standards.
- American Petroleum Institute, Corrosion of oil- and gas-well equipment, 93 páginas, 1990.
- BARKER, R. D., Electrical resistivity methods for borehole sitting in hardrock region, University of Birmingham, 35 páginas.
- Campo Escuela Colorado, Presentación de Campo Escuela Colorado, disponible en: <https://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/index.html>. Fecha de consulta: 11/01/2011
- Campo Escuela Colorado, Campo Escuela Colorado, Convenio UIS – ECOPETROL S.A., disponible en: <https://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/campoEscuela.pdf>. Fecha de elaboración Octubre de 2007. Fecha de consulta: 11/01/2011
- COOPERSMITH, E., DEAN, G., MCVEAN, J., STORAUNE, E., La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas, Oilfield Review, 8 páginas, 2001.
- DAKE, L. P. Fundamentals of reservoir engineering, Developments in petroleum science, 498 páginas, 1998.
- GIANGIACOMO, L. A., HILL, D.R. Optimizing pumping well efficiency with smart fluid-level controller technology, Society of Petroleum Engineers, SPE, 8 páginas, 1999.

- Lineamientos para el seminario de investigación como modalidad para el desarrollo del trabajo de grado, Vicerrectoría académica, Universidad Industrial de Santander, Septiembre de 2007.
- MCCOY, J. N., BECKER, D., PODIO, A. L., DRAKE, B., Improved analysis of acoustic liquid level depth measurements using a dual channel analog/digital strip chart recorder, Echometer y University of Texas at Austin, 11 páginas.
- MCCOY, J. N., ROWLAN, O., BECKER, D., PODIO, A. L., Advances techniques for acoustic liquid-level determination, Society of Petroleum Engineers, SPE, 12 páginas, 2003.
- NOLEN, K. B., GIBBS, S. G., Measurement and interpretation of fluid levels obtained by venting gas, Society of Petroleum Engineers, SPE, 9 páginas, 1999.
- OMOTOSHO, R. J., Permanent Downholes Sensors in Today Petroleum Industry, University of Texas at Austin, 196 páginas, August 2004.
- Optimización-Theta Enterprises, Bombeo Mecánico, 190 páginas.
- PARTIDAS, H. Bombeo Mecánico, optimización, diagnóstico y operación, ESP OIL International Training Group, 253 páginas, 2002.
- PÉREZ ARENAS, L. M., QUEVEDO OJEDA, R., Caracterización integral de los pozos de Campo Escuela Colorado con base en las normas GTC-104 y ECP-DRI-P-020, Universidad Industrial de Santander, 190 páginas, 2009.
- POULISSE, H., VAN OVERSCHEE, P., BRIERS, J., MONCUR, C., GOH, K. C., Continuous well production flow monitoring and surveillance, Society of Petroleum Engineers, SPE, 6 páginas, 2006.
- RAY, L. Value of Rod Pump Control, eProduction Solutions, Inc, 49 páginas.
- RODRIGUEZ, R. U. Optimización del bombeo mecánico del campo tigre, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 209 páginas, 2000.
- SÁNCHEZ, J. P., FESTINI, D., BEL, O., Beam pumping system optimization through automation, Society of Petroleum Engineers, SPE, 8 páginas, 2007.
- Schlumberger, "Evaluación de pozos", 406 páginas, 1997.

- VÁZQUEZ SÁNCHEZ, R.A., KUZIN, E.A., IBARRA ESACMILLA, B., MAY, M., SHLYAGIN, M., MÁRQUEZ BORBÓN, I., Laser de fibra óptica compuesto por dos cavidades acopladas: Aplicación como sensor de fibra optica, Revista Mexicana de física, vol 50, 2004.