

**EVALUACIÓN DE LAS FALLAS OCASIONADAS POR
DEPOSITACIÓN DE ARENA EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO EN
EL CAMPO CANTAGALLO**

**YURGIN ALEJANDRO CABEZAS DUQUE
SERGIO ANDRÉS SANDOVAL JEREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTA DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA, 2009**

**EVALUACIÓN DE LAS FALLAS OCASIONADAS POR
DEPOSITACIÓN DE ARENA EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO EN
EL CAMPO CANTAGALLO**

**YURGIN ALEJANDRO CABEZAS DUQUE
SERGIO ANDRÉS SANDOVAL JEREZ**

**Trabajo de Grado presentado como
requisito parcial para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

Ing. Fredy Abelardo Nariño Remolina

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTA DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA, 2009**

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Fredy Nariño quien nos brindo la oportunidad de desarrollar este proyecto.

A los Ingenieros Fernando Calvete y Clímaco Ortega por sus valiosas recomendaciones.

A ECOPETROL SA por colaborarnos con la información necesaria para hacer posible este proyecto.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos la cual nos dio las bases necesarias para desarrollar esta tesis.

A nuestros compañeros de escuela con los cuales vivimos esta etapa tan importante de nuestras vidas, pasando por momentos de alegría, tristeza, y dificultad, afortunadamente siempre prevaleció el compañerismo y la amistad para pasar las adversidades.

A la Universidad Industrial de Santander por ser nuestro segundo hogar.

A Dios por darme la oportunidad de respirar día a día, y por brindarme las fuerzas necesarias para terminar este proceso.

A Oliva Jerez, mi madre, que es lo más hermoso que tengo, la persona que me ha guiado durante todos estos años para ser la persona que hoy en día soy, y quien toda la vida prefirió sacarse un pan de la boca con tal de brindármelo para que nunca me faltara nada, Gracias Madre.

A mi padre y a toda mi familia por los excelentes consejos que me dieron en los momentos que más los necesitaba.

A Daliz, por apoyarme estos últimos meses, por darme la fuerza y el ánimo que tanto necesitaba en los momentos de debilidad para continuar con la frente en alto y culminar este proyecto.

A Alejandro Cabezas por ayudarme a lidiar este proyecto de una forma más llevadera.

A mis compañeros y amigos de la Universidad que siempre estuvieron allí para brindarme una mano amiga, para darme una voz de aliento, a todos los llevaré en mi pensamiento y en mi corazón, Pitu, Daní, Chato, Ley, BÍ, Say, Silvia R, Osma, Jules, Luigí, Pas, Anita, Risas, Jhins, palmatron, Pipeclown, Jose, Carito, Rolo, Du, y a todos mis demás compañeros (2030), a la Comarka FC y a aquellos con los que compartí toda mi etapa de la U, gracias a todos.

A Diana por todos los años que me ayudó a crecer como profesional y como persona, siempre fuiste un apoyo grandísimo durante gran parte de mi carrera. Gracias por ser mi bastón.

*A mi compañero de tesis con quien a logramos vencer todas las dificultades logrando finiquitar este proyecto satisfactoriamente.
A mis maestros más allegados que me ayudaron a desarrollarme profesionalmente.*

A todas aquellas personas que me brindaron su cariño y me ayudaron a levantarme de mis tropiezos durante todo mi proceso.

SERGIO SANDOVAL

A Dios, por estar siempre de mi lado y conmigo

A mis padres, Víctor Felipe Cabezas Vargas y María Fabiola Duque Toro. Dos ángeles que Dios me regaló desde que nací.

A Niso, Jhon, Fernando, y Victor Holman mis hermanos que tanto quiero. A mis cuñados. Leonardo, Araceli, Flór y a mis sobrinos Leonardo Jr, Valentina, Nataly, Dahiana, Oscar y alex.

A Dorian Viviana Niño Parra, La mujer con dulces ojos y amor inagotable, te amo chiquita.

A Dianita Becerra, Yuliana mejía, Alejandra Niño, mis mejores amigas, siempre al lado del cañon en las buenas y en las malas.

A la gloriosa selección de Rugby "Toros de la UIS Rugby Club" a su lado libré las más grandes batallas en el campo de juego, quienes más que amigos son mis hermanos, "El Rugby más que una pasión"

A Sergio Sandoval por aventurarse en este proyecto y meterle el hombro hasta el último día.

A Daniel Jaramillo, Carlos Gonzales (Chori), yudy yazmín Benavides, Jairo Serrano, Ricardo Vanegas, Alvaro Dallos, Yesid Peñate, Carlos Escandón, Gustavo Santos, Alexander Díaz, Juan Pablo Suarez, ferney fuentes, Blas Tapias, Cesar Pinilla, Santiago Niño, Diego Monsalve, Zully Otero, Beatriz Carrillo, Guillermo Zapata, Sandra Vega, Andrea Ordoñez, Silvia Jaramillo, Marcela Sandoval, Claudia Suarez, Wilmar Moreno, Carlos Estupiñán, Jim cárdenas, Jorge Oviedo, Jorge Mario Palma, Danissa Rodríguez, Mayta, Fabio Sangregorio, Tatiana Abdallah, Tatiana Gomez, Yesica Zotelo, Claudia Olave, Nidia Gómez, Elvis Higueta, Carlos Herrera, Gloria Sarmiento, Daniel Rojas, Alfredo Rodríguez, Gerson Caballero, Yuly Paola Saenz, Lina Hoyos, Luis Aurelio Guerrero, Nicolás Ochoa, Pablo José Gómez, Polí Romero, Roberto Villareal, Wilson León, Adriana Lucena, y a todas aquellas personas que ahora escapan a mi memoria, a todos muchas gracias por ser parte de mi vida y permitirme ser parte de la suya.

ALEJANDRO

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL CAMPO CANTAGALLO-YARIGUI	3
1.1 LOCALIZACIÓN	3
1.2 ASPECTOS FISIOGRAFICOS Y GEOLÓGICOS	4
1.3 RESEÑA HISTÓRICA	5
1.4 GEOLOGÍA GENERAL	9
1.5 ASPECTOS PETROFÍSICOS	11
1.5.1 Litología	11
1.5.2 Porosidad.....	11
1.5.3 Fluidos de Formación	11
2. RESERVAS PETROLÍFERAS	15
2.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	15
2.2. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.....	15
2.2.1. Extensión, volumen y propiedades físicas de las rocas y fluidos.....	16
2.3. RESERVAS ORIGINALES DE GAS Y ACEITE	18
2.3.1. Aceite.....	18
2.3.2. Gas	20
3. GENERALIDADES DE BOMBEO MECÁNICO ”	21
3.1 EQUIPO DE SUPERFICIE	22
3.1.1 Unidad de Bombeo.	22
3.1.2 Motor.....	22
3.1.3 Estructura.	22
3.1.4 Caja reductora.	23
3.1.5 Contrapesas.	23
3.1.6 Crank.	23
3.1.7 Brazos o Bielas	23
3.1.8 Cojinetes.....	23
3.1.9 Cabezal.....	23
3.1.10 Guaya.	24
3.1.11 Águila.....	24
3.1.12 Freno.	24
3.1.13 Barra Lisa.	24
3.1.14 Caja de Empaques	24
3.1.15 T de Producción.....	24
3.2 UNIDADES DE BOMBEO	25
3.3 GEOMETRÍA DE LAS UNIDADES DE BOMBEO	25
3.3.1 Unidad de bombeo convencional.....	26
3.3.2 Unidad de bombeo Balanceada por aire.....	27

3.3.3	Unidad de bombeo Mark II.....	28
3.4	DISEÑO DE LA UNIDAD.....	30
3.4.1	Torque Máximo.....	30
3.4.2	Carga estructural.....	30
3.4.3	Carrera máxima.....	30
3.5	EQUIPO DE SUBSUELO.....	32
3.5.1	Sarta de Varillas de Succión.....	32
3.5.2	Tubería de producción.....	33
3.5.3	Bomba de subsuelo.....	34
3.6	TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO.....	38
3.6.1	Bombas de varilla o insertas.....	38
3.6.2	Bombas de tubería.....	39
3.7	DESIGNACIÓN API PARA LAS BOMBAS DE SUBSUELO.....	48
3.8	CICLO DEL BOMBEO MECÁNICO.....	49
4.	CONTROL DE ARENA.....	50
4.1	ARENAMIENTO.....	50
4.1.1	Causas de arenamiento.....	51
4.1.2	Predicción de potencial de arena.....	53
4.1.3	Consecuencias del arenamiento.....	54
4.1.4	Detección de arena.....	55
4.2	CONTROL DE ARENAS.....	56
4.3	TECNICAS DE CONTROL DE ARENA.....	57
4.4	REJILLAS O "LINERS" RANURADOS.....	57
4.4.1	Diseño de rejillas o liners ranurados.....	58
4.4.2	Análisis de Tamiz.....	59
4.4.3	Colocación y limpieza de los liners ranurados.....	61
4.5	EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.....	61
4.5.1	Empaques en hoyo revestido.....	63
4.5.2	Empaques en hoyo abierto.....	64
4.5.3	Productividad de los empaques de grava.....	65
4.5.4	Parámetros a considerar para un buen empaquetamiento.....	66
4.5.5	Métodos de empaquetamiento con grava.....	68
4.6	INYECCIÓN DE RESINAS.....	73
4.6.1	Factores de los pozos a considerar para diseñar un trabajo de consolidación de arenas.....	76
4.6.2	Preparación de los pozos.....	79
4.6.3	Equipos.....	79
4.6.4	Procedimiento para la inyección de resinas.....	80
4.6.5	Tratamientos de resinas.....	80
4.7	SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CONTROL DE ARENA.....	84
5.	ANALISIS DE FALLAS.....	91
5.1	CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	91
5.2	POZOS SELECCIONADOS.....	91

5.3 FALLAS OCASIONADAS POR ARENAMIENTO	103
6. DISEÑO DE UN EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	106
6.1. TRABAJOS PREVIOS AL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	106
6.2. PRINCIPALES CONSIDERACIONES DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.....	106
6.3. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	107
6.3.1. Datos de diseño	107
6.3.2. Primera etapa.	110
6.3.3. Segunda etapa	114
6.4 DATOS CALCULADOS.....	117
7. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA PARA LOS POZOS ARENADOS DEL CAMPO CANTAGALLO'.....	118
7.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL.....	118
7.2 FLUJO DE EFECTIVO.	119
7.3 COSTOS'	121
7.3.1 Según el área donde se consumen.	121
7.3.2 Según su identificación.	122
7.3.3 Según control que se tiene sobre su consumo.	122
7.3.4 Según su importancia en la toma de decisiones.....	123
7.3.5 Según su comportamiento.....	123
7.4 IMPUESTOS	127
7.5 DEPRECIACIÓN	128
7.5.1 Métodos de depreciación.....	130
7.6 AMORTIZACIÓN	132
7.7 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO	133
7.7.1 Valor Presente Neto (VPN).....	133
7.7.2 Tasa de Rendimiento Económico	136
7.7.3 Tiempo de la Recuperación de la Inversión o payback time.....	138
7.8 INGRESOS	141
7.9 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO.....	142
7.10 IMPUESTOS	145
7.10.1 Regalías.....	145
7.10.2 Impuesto de Renta.....	146
7.11 FLUJOS DE EFECTIVO	147
7.11.1 Flujos De Efectivo Para El Proyecto	147
7.11.2 Flujos De Efectivo Para El Inversionista	148
7.12 PRESENTACIÓN DE PROPUESTA Y EVALUACION ECONÓMICA ...	149
7.13 EVALUACION ECONÓMICA DEL PROYECTO	152
7.14 EVALUACION ECONÓMICA DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA	153
7.14.1 Pozos con VPN alto.....	179
7.14.2 Pozos con VPN medio	180
7.14.3 Pozos con VPN bajo.....	180

7.14.4 Payback ajustado inferior a 0,5 años.....	182
7.14.5 Payback ajustado entre 0,5 y 1 año.....	183
7.14.6 Payback ajustado largo plazo.....	184
7.15 INTERPRETACION DE RESULTADOS.....	185
8. CONCLUSIONES.....	187
9. RECOMENDACIONES.....	188
10 BIBLIOGRAFIA.....	189

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación campo Cantagallo.....	3
Figura 2. Columna estratigráfica del valle medio del magdalena.....	10
Figura 3. Diagrama y partes de una unidad convencional.....	25
Figura 4. Unidad de bombeo Convencional.....	27
Figura 5. Unidad de bombeo Balanceada por aire.....	28
Figura 6. Unidad de bombeo Mark II.....	29
Figura 7. Bomba de Subsuelo.....	37
Figura 8. Componentes de las bombas insertables con anclaje superior y Barril de pared gruesa (RHA).....	41
Figura 9. Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y Barril de pared gruesa (RHB).....	42
Figura 10. Componentes de las bombas insertables de barril móvil de pared gruesa (RHT).....	43
Figura 11. Componentes de las bombas insertables con anclaje superior de barril de pared fina (RWA).....	44
Figura 12. Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y barril de pared fina (RWB).....	45
Figura 13. Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y barril de pared gruesa (RWT).....	46
Figura 14. Componentes de las bombas de tubing (TH).....	47
Figura 15. Designación API para las bombas de subsuelo.....	48
Figura 16. Arco de Arena a la entrada de la formación.....	52
Figura 17. Probador sónico.....	56
Figura 18. Rejilla o Liner Ranurado.....	59
Figura 19. Tamaños de grava.....	62
Figura 20. Empaquetamiento con grava.....	63
Figura 21. Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido.....	64
Figura 22. Completación a Hoyo Abierto Ampliado.....	65
Figura 23. Gráfica de P_{perf} vs Productividad.....	66
Figura 24. Empaquetamiento por circulación en reversa.....	69
Figura 25. Granos de arena consolidados.....	75
Figura 26. Estado mecánico de un Pozo.....	78
Figura 27. Fallas ocasionadas por arenamiento.....	105
Figura 28. Estado mecánico pozo 10.....	108
Figura 29. Esquema del pozo con el liner.....	110
Figura 30. Esquema del pozo empaquetado.....	117
Figura 31. Representación del flujo de efectivo.....	120
Figura 32. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.....	124
Figura 33. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción.....	125

Figura 34. Comportamiento de un costo semi - variable mixto respecto a la producción.....	126
Figura 35. Comportamiento de un costo semi - variable escalonado respecto a la producción.....	126
Figura 36. Representación del valor presente.....	134
Figura 37. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.....	136
Figura 38. Representación gráfica del <i>Payback</i> ajustado	141
Figura 39. Cálculo de los ingresos	142
Figura 40. Gráfico de tendencias de VPN vs. I% de los pozos estudiados.....	177
Figura 41. <i>Payback</i> ajustado vs Interés.....	178
Figura 42. Pozos con VPN alto	179
Figura 43. Pozos con VPN medio.....	180
Figura 44. Pozos con VPN bajo.....	181
Figura 45. <i>Payback</i> ajustado inferior a 0,5 años.....	183
Figura 46. <i>Payback</i> ajustado mediano plazo.....	184
Figura 47. <i>Payback</i> ajustado largo plazo	185

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Formaciones en el valle medio del Magdalena	9
Tabla 2. Viscosidad y gravedad específica del crudo Cantagallo	12
Tabla 3. Composición promedio de las aguas de formación	12
Tabla 4. Análisis cromatográficos del gas campo Cantagallo	13
Tabla 5. Propiedades.....	13
Tabla 6. Características del yacimiento y fluidos originalmente.....	14
Tabla 7. Espesores promedios y volumen total campo Cantagallo	16
Tabla 8. Propiedades de las rocas y los fluidos de campo Cantagallo - Yariguí....	17
Tabla 9. Cálculo volumétrico de aceite original en yacimiento OOIP.....	19
Tabla 10. Gas Original.....	20
Tabla 11. Clasificación de las unidades de bombeo	26
Tabla 12. Unidades de bombeo mecánico.....	31
Tabla 13. Propiedades Químicas y Mecánicas de los materiales de una varilla de succión API de acuerdo con la especificación API 11B.....	33
Tabla 14. Tipos de Bombas.....	40
Tabla 15. Escalas Tyler y estándar (Equivalencias).....	60
Tabla 16. Tamaño de grava y ranuras más usadas	67
Tabla 17. Servicios realizados al Pozo P1	92
Tabla 18. Servicios realizados al Pozo P2.....	93
Tabla 19. Servicios realizados al Pozo P3.....	94
Tabla 20. Servicios realizados al Pozo P4.....	95
Tabla 21. Servicios realizados al Pozo P5.....	95
Tabla 22. Servicios realizados al Pozo P6.....	96
Tabla 23. Servicios realizados al Pozo P7.....	97
Tabla 24. Servicios realizados al Pozo P8.....	97
Tabla 25. Servicios realizados al Pozo P9.....	98
Tabla 26. Servicios realizados al Pozo P10.....	99
Tabla 27. Servicios realizados al Pozo P11.....	100
Tabla 28. Servicios realizados al Pozo P12.....	101
Tabla 29. Servicios realizados al Pozo P13.....	102
Tabla 30. Servicios realizados al Pozo P14.....	103
Tabla 31. Fallas causadas por arenamiento y tmf.....	104
Tabla 32. Sarta de Revestimiento	107
Tabla 33. Intervalos cañoneados.....	109
Tabla 34. Sarta de empaquetamiento primera etapa.....	110
Tabla 35. Sarta de empaquetamiento segunda etapa.....	114
Tabla 36. Cantidad de gel requerida.....	117
Tabla 37. Años de vida útil de los bienes depreciables	129
Tabla 38. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos. .	146
Tabla 39. Cálculo del flujo de efectivo para el proyecto.....	148

Tabla 40. Cálculo del flujo de efectivo para el inversionista	149
Tabla 41. Costos por herramientas.	149
Tabla 42. Costos por herramientas y servicios de control de arena 2	150
Tabla 43. Costos de productos y servicios de bombeo para control de arena	151
Tabla 44. Costo total del empaquetamiento	152
Tabla 45. Producción 2008.....	153
Tabla 46. Producción pozos con una declinación exponencial del 10% por año .	154
Tabla 47. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P1.....	155
Tabla 48. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P1.	155
Tabla 49. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P2.....	156
Tabla 50. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P2.	156
Tabla 51. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P3.....	157
Tabla 52. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P3.	157
Tabla 53. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P4.....	158
Tabla 54. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P4.	158
Tabla 55. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P5.....	159
Tabla 56. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P5.	159
Tabla 57. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P6.....	160
Tabla 58. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P6	160
Tabla 59. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P7.....	161
Tabla 60. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P7.	161
Tabla 61. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P8.....	162
Tabla 62. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P8.	162
Tabla 63. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P9.....	163
Tabla 64. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P9.	163
Tabla 65. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P10....	164
Tabla 66. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P10.	164
Tabla 67. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P11....	165
Tabla 68. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P11.	165
Tabla 69. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P12....	166
Tabla 70. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P12.	166
Tabla 71. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P13....	167
Tabla 72. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P13.	167
Tabla 73. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P14....	168
Tabla 74. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P14.	168
Tabla 75. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	169
Tabla 76. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	170
Tabla 77. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	170
Tabla 78. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	171

Tabla 79. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	171
Tabla 80. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	172
Tabla 81. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	172
Tabla 82. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	173
Tabla 83. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	173
Tabla 84. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	174
Tabla 85. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	174
Tabla 86. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	175
Tabla 87. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	175
Tabla 88. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.	176
Tabla 89. Tasa de interés a la que el VPN es igual a cero	182

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A.....	19192
--------------	-------

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LAS FALLAS OCASIONADAS POR DEPOSITACIÓN DE ARENA EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO CANTAGALLO*

AUTOR: SERGIO ANDRÉS SANDOVAL JEREZ**
YURGIN ALEJANDRO CABEZAS DUQUE**

PALABRAS CLAVES: Arenamiento, Campo Cantagallo, Bombeo mecánico, Control de arena, Empaquetamiento con grava, Evaluación Económica.

DESCRIPCION:

El contenido de este trabajo tiene como objetivo identificar los pozos que trabajan con el sistema de levantamiento bombeo mecánico en el campo cantagallo que son afectados por arenamiento, lo cual ha representa una importante disminución en la producción de crudo de dichos pozos, trayendo consigo grandes pérdidas económicas; para seleccionar las fallas más repetitivas debido a la depositación de arena se trabaja en base a los informes de servicios y reportes de bombas para posteriormente se escogen los pozos candidatos para realizar un empaquetamiento con grava como alternativa de solución.

El empaquetamiento con grava es una técnica de control de arena que consiste en colocar una rejilla a lo largo de las perforaciones productoras de arena junto con un material gradado (grava) para prevenir la producción de material fino cuando hay flujo de fluidos.

En este documento se pueden encontrar conceptos teóricos acerca de arenamiento, sus causas, consecuencias y controles, además se especifica el diseño del empaquetamiento con grava a un pozo, el cual consta de dos etapas de operación, en las cuales se detallan las cantidades necesarias para realizar el trabajo del pozo seleccionado y se describe como desarrollar el trabajo. Al realizar los cálculos correspondientes para la realización del trabajo se presenta una evaluación económica del empaquetamiento con grava a los pozos escogidos para analizar la viabilidad del proyecto.

* Tesis de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,
Tutor: Fredy Abelardo Nariño Remolina

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF FAILURES CAUSED BY SAND DEPOSITION IN MECHANICAL PUMPING WELLS IN THE FIELD CANTAGALLO*

AUTHOR: SERGIO ANDRÉS SANDOVAL JEREZ**
YURGIN ALEJANDRO CABEZAS DUQUE**

KEYWORDS: Sanding, Cantagallo field, Mechanical pumping, Sand control, Gravel packing, Economical Evaluation.

DESCRIPTION:

The content of this work aims to identify the wells that are working with mechanical pumping in the field Cantagallo, who are affected by sand, which has represented a significant decline in the oil production, also carry on an important economic impact; to select the most common failures because of the sanding was necessary to work with different reports about the wells and the subsurface pumps, then the candidates wells were selected to perform a gravel packing operation as the solution.

The gravel packing is a technique for sand control that involves placing a screen along the perforations where the sand is producing combined with a grading material (gravel) to prevent the production of fine material when there is fluid flow.

In this document can be found theoretical concepts of sanding, its cause, consequences and controls; also here is specified the design of gravel packing for a well selected, this job consists of two stages of operation, where details the materials necessary and step by step how perform the job for the well chosen. Once calculated the amounts required for the operation is presented an economical evaluation of the gravel packing for the well chosen to analyze the feasibility of the project.

* Degree Thesis.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,
Tutor: Fredy Abelardo Nariño Remolina

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo experimenta uno de sus mejores momentos a nivel mundial: La alta demanda energética, asociada a un número reducido de nuevos descubrimientos de importancia, ha llevado el precio del petróleo a niveles insospechados, rompiendo topes que se creían inalcanzables por el hidrocarburo. Estos hechos, junto con una serie de cambios políticos y económicos recientes, han llevado a un vertiginoso ascenso del valor del oro negro, y aunque el precio de este ha bajado en los últimos meses, un nuevo repunte es esperado ya que los expertos vaticinan una demanda aún mayor en el mercado.

Teniendo en cuenta lo anterior, y sabiendo que los ojos de la industria se han vuelto a posar en los campos que ya no gozaban de tanta importancia por su poca rentabilidad, o por su dificultad operacional, podemos decir que la industria ha aumentado sus esfuerzos por mejorar la producción de los campos, lo que conlleva un tratamiento mucho más técnico de los yacimientos, a través del desarrollo de varias técnicas, herramientas y operaciones que buscan la extensión de la vida útil del pozo y un aumento de la producción.

En este caso, nos compete la producción de arena y la forma cómo afecta los pozos con sistema de bombeo mecánico en el campo Cantagallo; para este propósito, se debe tener conocimiento de los factores que provocan el arenamiento, la manera como se pueden controlar y las probables medidas que se pueden tomar para disminuir su impacto en la zona de interés; además del modo en que afecta el sistema de bombeo mecánico, el cual también debe ser

determinado, para poder realizar una evaluación consciente y correcta de las fallas generadas por la producción de arena.

Una recopilación adecuada de información acerca de las distintas fallas generadas por arenamiento, junto con el conocimiento de ingeniería de estos procesos y herramientas, permitirá formular una serie de alternativas de solución al problema que se propone resolver este proyecto.

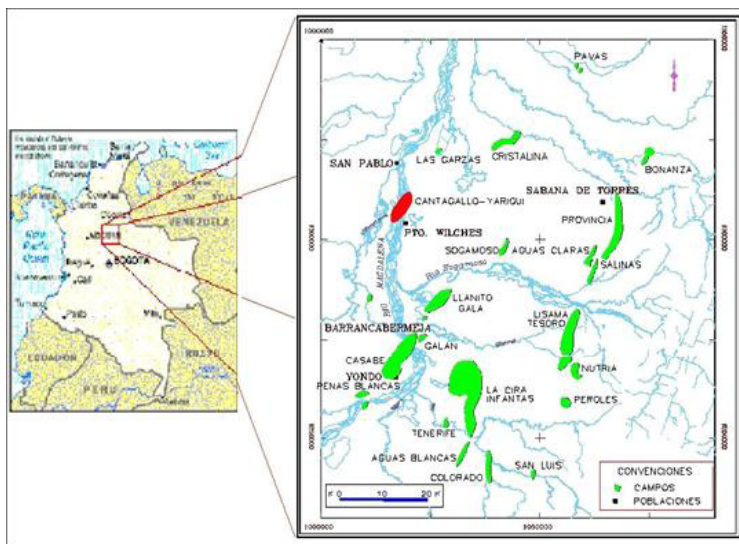
1. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL CAMPO CANTAGALLO-YARIGUÍ¹

1.1 LOCALIZACIÓN

El campo Cantagallo-Yariguí se encuentra ubicado en el valle medio del Magdalena, en territorio de los departamentos de Antioquia (municipio de Remedios), de Bolívar (municipio de San Pablo) y de Santander (municipio de Puerto Wilches), en las márgenes del río Magdalena a la altura de los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo.

Su principal de acceso es el transporte fluvial sobre el río Magdalena, y presenta como vía alterna una carretera que comunica Puerto Wilches con Barrancabermeja.

Figura 1. Ubicación campo Cantagallo



Fuente. ECOPEPETROL S.A.

¹ Estudio de factibilidad del reemplazo del sistema de bombeo hidráulico por bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo – Yariguí, Clímaco Eduardo rojas Gómez, Eder sierra lesmes, universidad industrial de Santander 1988.

1.2 ASPECTOS FISIAGRÁFICOS Y GEOLÓGICOS

En forma general el campo Cantagallo-Yariguí es una penillanura de inundación, con una altitud que varía entre 220 y 230 pies sobre el nivel del mar. La región está regada por los ríos Cimitarra y Magdalena, éste último formando numerosas islas, barras, playones, ciénagas y pequeños caños. Hacia el sector occidental del campo existe una serranía con elevaciones entre los 1000 y 3000 pies de altura sobre nivel del mar. El clima predominante en esta región es el tropical húmedo con periodos de intensa lluvia.

El campo Cantagallo-Yariguí está formado por una estructura monoclinial en forma de cuña limitada al noroccidente por la falla de Cantagallo, al sur por la falla de Caño Patico, y hacia el oriente (parte baja de la estructura) por el contacto agua-aceite. Esta estructura sea hundiendo a medida que se avanza hacia el nororiente a lo largo de la falla Cantagallo.

Existen otras fallas transversales que conjuntamente con algunas barreras de permeabilidad dividen el monoclinial en varios bloques (ocho bloques) que se pueden considerar como unidades independientes en el análisis del yacimiento.

Los estratos o sedimentos localizados cerca la falla Cantagallo, presentan alto grado de buzamiento del orden de 50° grados. El grado de buzamiento disminuye a medida que se aleja de la falla Cantagallo en sentido occidente a oriente, con fuertes flexiones de los estratos hacia la parte central del monoclinial y finalmente experimentan un aplanamiento en la parte baja de la estructura, próxima al contacto agua-aceite en donde el buzamiento llega a menos de 5° grados.

En la parte alta de la estructura en donde los estratos presentan los mayores espesores petrolíferos, la producción de los pozos localizados en ésta zona no es

la mejor por la baja permeabilidad (mayor compactación de los estratos), por las altas relaciones gas-aceite y por la poca extensión de las arenas.

En la parte central del monoclinal, los espesores petrolíferos se disminuyen considerablemente (40%); pero es allí donde el yacimiento presenta las mejores condiciones físicas de porosidad y permeabilidad, posiblemente porque hacia esta parte se formaron los principales canales de sedimentación.

La principal acumulación de petróleo originó en la parte inferior del terciario (formación la paz), aunque algunas secciones de arenas superiores son petrolíferas en zonas C y B pero de ocurrencia muy irregular en el campo.

1.3 RESEÑA HISTÓRICA

La historia del campo Cantagallo-Yariguí se remonta a finales de 1937 cuando una subsidiaria de la SOCONOY VACUMM CO. Denominada empresa de petróleo del río Magdalena, inició estudios exploratorios en el valle medio del río. El 16 de diciembre 1939 le fue otorgada la concesión Cantagallo.

Entre 1940 y 1941 se efectuaron los primeros estudios geofísicos. Con base en la información obtenida, se perforó el pozo Cimitarra 1. (15 de noviembre de 1941), posteriormente se le dio el nombre de Cantagallo 1 que se perforó hasta una profundidad de 1494 pies; con este pozo se descubrió el yacimiento petrolífero que se denominó Cantagallo, confirmado con la perforación del pozo Cantagallo 2 que se llevó hasta 6170 pies y que produjo 286 barriles de crudo de gravedad 20° API.

A mediados de 1951 la concesión fue adquirida por la empresa SHELL CONDOR,

la cual reinició la perforación que había sido suspendida en agosto de 1949.

A partir de 1953 exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado éste del campo Cantagallo las perforaciones se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre Cantagallo y Puerto Wilches; como resultado se descubrió el campo Yariguí, que vino a ser la continuación lateral hacia el oriente del campo Cantagallo, con una extensión de 49.985 hectáreas, recibiendo nombre de concesión San Pablo y que revirtió al estado en noviembre de 1985.

Las explotaciones de los campos Cantagallo y Yariguí alcanzaron su máxima producción en los años 1963 y 1964 cuando se alcanzaron 19.000 y 17.000 barriles diarios de petróleo respectivamente.

Entre 1967 y 1968 la SHELL CONDOR suspendió la actividad operacional, limitándose a obtener la producción de los campos dentro de una acelerada declinación.

En 1974 como fruto de una negociación entre ECOPETROL y SHELL se creó la compañía de explotaciones cóndor S.A. empresa que continuó la explotación del campo Cantagallo.

La concesión Cantagallo, ubicada en el sur del departamento de Bolívar, revirtió al estado colombiano el 14 de diciembre de 1987 cuando la empresa explotaciones cóndor S.A. hizo el traspaso a la empresa colombiana de petróleos de todos los derechos que le había otorgado por un término legal la nación. Actualmente la explotación del campo Cantagallo es administrada, operada y manejada por la nación.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el campo se perforaron 94 pozos de los cuales 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia y 7 (CG-4, 8, 14, 15, y YR-1, 3, 66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 ft, de los cuales se logró una producción de 150 bpd de las pruebas iniciales en el miembro Salada.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite original y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden *gas lift*, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y actualmente existen 4 pozos con sistema de bombeo electro sumergible.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); sólo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción en arenas "B".

Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de éstos se completaron en arenas "C" y se han producido conjuntamente las dos zonas. La producción comercial del campo se inició en el año de 1952 y en 1959 la explotación del campo Cantagallo alcanzó su máximo

desarrollo con una producción de 2795 bopd, y en 1962 el campo Yariguí lo hace con una producción de 18575 bopd.

Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia de Centro Oriente de ECOPETROL S.A. y dependen administrativamente de la Superintendencia del Río; que incluye además, las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicuco.

Para el año 2005 se programó la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electro sumergible y la realización de un piloto de Fracturamiento Hidráulico en las Arenas productoras B, C Y CG. Obteniendo resultados beneficiosos para el campo.

A Diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 bopd y 3700 Kcfd de gas y se habían recobrado 160 Mbbls de petróleo y 84,5 Gcf de Gas A Diciembre de 2005 la producción se ha incrementado a 12000 bopd y 4000 Kcfd de gas, logrando así que actualmente el Campo Cantagallo se convierta en el campo con mayor producción en la Superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM).

1. 4 GEOLOGÍA GENERAL

El valle medio del Magdalena y para campo Cantagallo-Yariguí se reconocen en el subsuelo las siguientes unidades: (de base a techo)

Tabla 1. Formaciones en el valle medio del Magdalena

FORMACIONES EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA		
FORMACIONES	CAMPO CANTAGALLO-YARIGUI	TIEMPO GEOLOGICO
Basamento	Basamento Ígneo	Pre-Cretáceo
	Formación Girón	
Formación la Luna Formación la Luna	Miembro Salada	Cretáceo
	Miembro Pujamana	Cretáceo
	Miembro Galembo	
Formación Umir	Formación Umir	Cretáceo
Formación la Paz	Arenas Cantagallo	Eoceno
	Arenas C	
Formación Mugrosa	Arenas B2 + B3	Oligoceno
	Arenas B1 + B0	
	Zonas A+B	
Formación Colorado	Arenas A	Oligoceno
	La Cira	Mioceno
Formación Real	Formación Real	Mioceno

Fuente. Autores del proyecto.

Figura 2. Columna estratigráfica del valle medio del magdalena

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA	
T E R C I A R I O	Q	GRUPO MESA (Tpm)			
	PLEISTOCENO				
	PLIOCENO				
	M I O C E N O		GRUPO REAL (Tmr)		
		O L I G O C E N O	FM. COLORADO (Toc)	La Cira Shale	
				Arenas A0	
				Arenas A1	
				Arenas A2	
			FM. MUGROSA (Tom)	Arenas A3	
				Arenas B0	
Arenas B1					
Arenas B2					
Arenas B3					
Arenas C					
E O C E N O	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas Cantagallo			
C R E T A C E O	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)			
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)			
	CONIACIANO				
	TURONIANO				
	APTIANO				
	ALBIANO	FORMACION SIMITI (Kis)			
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kir)			
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kip)			
	HAUTERVIANO	FORMACION RCSABLANCA (Kirb)			
VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (KIta)				
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)				

Fuente. ECOPETROL S.A.

1.5 ASPECTOS PETROFÍSICOS

1.5.1 Litología

Los horizontes productores de hidrocarburos en el campo Cantagallo-Yariguí (arenas Cantagallo-arenas C y arenas B2 más B3), presentan características litológicas muy similares. En general están constituidas por areniscas poco consolidadas, con un contenido variable de material arcilloso y/o limoso localmente calcáreo; su tamaño de grano varía de fino a grueso, ocasionalmente algo conglomeráticas.

1.5.2 Porosidad

A partir de corazones, el valor promedio de la porosidad de las arenas C es de 17% y para las arenas Cantagallo 21. 5%. Por registros eléctricos las arenas C difieren en su porosidad muy poco de las arenas Cantagallo con un valor promedio del 24%.

La porosidad horizontal varía considerablemente de la porosidad vertical en las arenas C y Cantagallo.

1.5.3 Fluidos de Formación

Los fluidos de formación de los horizontes productores incluyen agua, petróleo y gas.

1.5.3.1 Petróleo

La gravedad del crudo presenta pequeñas variaciones que oscilan desde 19 a 20.9° API a una temperatura de 60°F. La viscosidad varía de 90 a 200 Centistokes a las temperaturas de 160°F y 130°F respectivamente.

A continuación se presentan algunos valores promedio de gravedad y viscosidad del crudo del campo Cantagallo-Yariguí

Tabla 2. Viscosidad y gravedad especifica del crudo Cantagallo

Tipo de arena	°API (60°F)
Arenas C	19.56
Arenas Cantagallo	20.12
Arenas C + Arenas Cantagallo	19.75

Fuente. Base de datos Campo cantagallo, ECOPETROL S.A.

1.5.3.2 Agua De Formación

La salinidad de las aguas de formación para las arenas Cantagallo determinadas por la compañía Shell cóndor, a partir de varias muestras oscilan de 40.000 a 50.000 ppm y concuerdan con los estimados a partir de la curva de potencial espontáneo (SP).

La composición promedio de estas aguas de formación a 76°F es la siguiente:

Tabla 3. Composición promedio de las aguas de formación

ION-ANION-COMPUESTO	mg/L
Na ⁺	18.500
Ca ⁺	650
Mg ⁺⁺	300
Cl ⁻	30.000
HCO ₃	800

Fuente. Autores del proyecto.

La resistividad promedio medida del agua de formación oscila de 0.1 a 0.18 Ω m²/m.

1.5.3.3 Gas

De análisis cromatográficos realizados al gas del campo Cantagallo-Yariguí a muestras tomadas en las diferentes estaciones se obtuvieron los siguientes resultados promedio.

Tabla 4. Análisis cromatográficos del gas campo Cantagallo

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DEL GAS	
COMPOSICIÓN	%MOLECULAR
Metano	93.46
Etano	2.2
Propano	1.34
Isobutano	0.18
Normal-Butano	0.63
Isopentano	0.04
Normal-Pentano	0.08
Hexano ⁺	0.02
Oxígeno	0.00
Nitrógeno	0.76
Bióxido de carbono	0.67
Sulfuro de hidrógeno	N/D

Fuente. Base de datos campo cantagallo, ECOPETROL S.A.

Las siguientes propiedades fueron calculadas con base en las anteriores composiciones

Tabla 5. Propiedades.

PROPIEDAD	VALOR
Viscosidad del gas (cp) a 100°F y 1 atm	0.014
Gravedad especifica 60°/60°	0.6019
Peso molecular lb/mol	17.61
BTU neto por pie cúbico	959
BTU bruto por pie cúbico	1.062,7
GPM	0.807

Fuente. Base de datos campo cantagallo, ECOPETROL S.A.

En general, las características principales de yacimiento y fluidos originalmente son:

Tabla 6. Características del yacimiento y fluidos originalmente.

CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO Y FLUIDOS ORIGINALMENTE		
Gravedad del crudo	20	°API
GOR (inicial)	310	PC/BL
Viscosidad crudo a condiciones de ycto (inicial)	25-30	Cps
Presión inicial a 7.000ft, SNN	3.250	Psi
Presión el punto de burbuja	2.970	Psi
Temperatura del yacimiento	140	°F
Porosidad	20-25	%
Saturación de agua connota promedio	35	%

Fuente. ECOPELROL S.A.

2. RESERVAS PETROLÍFERAS²

2. 1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El yacimiento de las arenas Cantagallo, estuvo inicialmente sub-saturado a una presión de 3250 psi, con una relación gas-aceite inicial de 300 PC/BL, una gravedad promedio de 20° API, y una viscosidad de 30 centipoises a las condiciones de yacimiento. La presión de punto de burbuja se estableció aproximadamente a 2970 psi.

Los pozos produjeron inicialmente por flujo natural por un periodo relativamente corto, debido a la baja relación gas-aceite inicial. Se obtuvo como resultado una pobre producción de flujo natural; debido estas circunstancias fue necesario poner a producir rápidamente a los pozos por sistemas artificiales; se aplicaron en su orden gas-lift, bombeo convencional y bombeo hidráulico.

Es completamiento de los pozos de este campo se llevó a cabo cañoneando prácticamente toda la sección de las arenas Cantagallo, sin hacer exclusión de las pequeñas intercalaciones de shales entre las arenas propiamente dichos. La densidad del cañoneo por esta zona fue 4 tiros/pies.

2. 2. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

² Estudio preliminar del método de recobro mejorado a utilizar en las arenas C del campo Yariguí - Cantagallo, Bloque 5. Universidad Industrial de Santander 1991.

2.2.1. Extensión, volumen y propiedades físicas de las rocas y fluidos

Los espesores netos petrolíferos de cada uno de los yacimientos que integran los diferentes bloques que subdividen la estructura monoclinas fueron calculados a partir de registros eléctricos. Estos valores son:

Tabla 7. Espesores promedios y volumen total campo Cantagallo

ESPEORES PROMEDIOS Y VOLUMEN TOTAL CAMPO CANTAGALLO				
Bloque N°	Zona	Área (Acres)	Espesor promedio (Pies)	Volumen total (Acre-Pie)
I	C	177	14	2478
	CG	217	35	7595
II	C	349	39	13611
	CG	216	97	20952
III	C	156	33	5148
	CG	179	180	32220
IV	C	474	51	24174
	CG	315	125	39375
V - Sur	C	318	57	18126
	CG	356	107	144892
V – Central	C	705	51	35955
	CG	794	312	247728
V – Norte	C	757	46	34822
	CG	790	198	156420
TOTAL	C	2936	46	134314
	CG	2867	226	649182

Fuente: Rincón C. Luís. Factibilidad de acelerar el recobro primario mediante la perforación de nuevos pozos en el campo Cantagallo - Yariguí.

Las propiedades físicas de la roca y fluidos de los tres yacimientos que conforman los diferentes bloques del campo, son compilados en siguiente tabla.

Tabla 8. Propiedades de las rocas y los fluidos de campo Cantagallo - Yariguí

PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS DE CAMPO CANTAGALLO - YARIGUI									
BLOQUE	ARENAS	POROSIDAD %	SW %	B _{oi} (RB/STB)	API	μ _o 140°F cp	P.inic (psi)	P.Burb (psi)	Temperatura (°F)
I	B	23.5	23	1.145	20	142	3250	2970	140
	C	22.0	30	1.145	20	142	3250	2970	140
	Cantagallo	20.0	30	1.155	20	142	3250	2970	140
II	B	23	37	1.146	20	142	3250	2970	140
	C	22	30	1.146	20	142	3250	2970	140
	Cantagallo	20	30	1.155	20	142	3250	2970	140
III	B	23	37	1.146	20	142	3250	2970	140
	C	25	36	1.146	20	142	3250	2970	140
	Cantagallo	23	38	1.155	20	142	3250	2970	140
IV	C	22.6	36	1.146	20	142	3250	2970	140
	Cantagallo	23	37	1.155	20	142	3250	2970	140
V-Sur	B	23	37	1.146	20	142	3250	2970	140
	C	24.7	31	1.146	20	142	3250	2970	140
	Cantagallo	22.4	38	1.155	20	142	3250	2970	140
V-Centro	B	23	3	1.146	20	142	3250	2970	140
	C	24.7	31	1.146	20	142	3250	2970	140
	Cantagallo	22.4	38	1.155	20	142	3250	2970	140
V-Norte	B	23	37	1.146	20	142	3250	2970	140
	C	24.7	31	1.146	20	142	3250	2970	140
	Cantagallo	22.4	34	1.155	20	142	3250	2970	140

Fuente: Base de datos campo cantagallo, ECOPETROL S.A

Las arenas de la zona C y CG no presentan una diferencia apreciable de sus propiedades. Aparentemente se observa variación en sus características eléctricas, la zona CG es más compacta y sus arenas se presentan más arcillosas debido a la ínter estratificación de delgadas capas de arcillo litas.

Las reservas de aceite en las diferentes etapas de la vida del campo, han sido determinadas utilizando el método volumétrico, declinación por curvas de producción y el método estadístico, debido a que los valores obtenidos del cálculo de balance de materiales no es confiable en sus resultados, porque cada bloque muestra un comportamiento complejo, desde el punto de vista del mecanismo de producción, sistema de producción y conjunto de fluidos.

2.3. RESERVAS ORIGINALES DE GAS Y ACEITE

2.3.1. Aceite

Con base en el método volumétrico se calcularon las reservas originales en el yacimiento, utilizando la fórmula que continuación se enuncia:

$$N = \frac{7,758(\Phi)(1 - S_w)}{B_{oi}}(V)$$

Siendo:

N = Petróleo original del yacimiento (STB)

7,758 = Constante de barriles equivalentes a Acre - pie

Φ = Porosidad de la roca, fracción.

S_w = Saturación de agua intersticial, fracción

V = Volumen petrolífero total (Acre - pie)

B_{oi} = Factor volumétrico inicial de petróleo (BI/STB)

Los resultados para cada uno de los bloques y zonas se presentan en la tabla 9.

Tabla 9. Calculo volumétrico de aceite original en yacimiento OOIP.

CALCULO VOLUMÉTRICO DE ACEITE ORIGINAL EN YACIMIENTO OOIP									
BLOQUE	ZONA	AREA LÍMITE PETROLÍFERO (ACRES)	ESPESOR PROMEDIO PETROLÍFERO (PIES)	VOLUMEN PETROLÍFERO (ACRE-PIE)	POROSIDAD PROMEDIO (%)	SATURACIÓN DE AGUA (%)	FACTOR VOLUMETRICO PETROLEO INICIAL (BLS/STB)	PETRÓLEO EN YACIMIENTO	
								BLSX10 ⁶ STB	BLS/ACRE-PIE STB
I	C	177	14	2478	22.0	30.0	1.145	2.58	1043
	CG	217	35	7595	20.0	30.0	1.155	7.14	940
II	C	349	39	13611	22.0	30.0	1.145	5.66	1101
	CG	216	97	20952	20.0	30.0	1.155	32.10	996
III	C	156	33	5148	25.0	35.0	1.145	5.66	1101
	CG	179	180	32220	23.0	33.5	1.155	40.45	1027
IV	C	474	51	24174	22.6	35.8	1.145	23.76	983
	CG	315	125	39375	23.0	33.5	1.155	127.68	881
V-Sur	C	318	57	18126	24.5	31.5	1.145	20.61	1137
	CG	356	407	144892	20.0	34.4	1.155	215.79	871
V-Centro	C	705	51	35955	24.6	31.5	1.145	41.05	1142
	CG	794	312	247728	19.8	34.5	1.155	127.68	871
V-Norte	C	757	46	34822	24.7	31.5	1.145	39.92	1146
	CG	790	198	156420	22.7	32.2	1.155	161.70	1033
Total	C	2936	46	134314				148.78	
	CG	2867	226	649182				604.56	

Fuente: Rincón C. Luís. Factibilidad de acelerar el recobro primario mediante la perforación de nuevos pozos en el campo Cantagallo – Yariguí.

En resumen estas reservas son:

Zona C = 147,78 x 10⁶ Bls

Zona CG = 604,56 x 10⁶ Bls

Total = 752,31 x 10⁶ Bls

2.3.2. Gas

Para el cálculo de las reservas de gas, se utilizó una relación gas-aceite original (en solución) de 320 PC/Bbl. Cifra que representa un promedio de los estudios de PVT realizados en el bloque V.Sur y V.Norte estos resultados se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Gas Original

GAS ORIGINAL			
BLOQUE N°	ZONA C MMPC	ZONA CG MMPC	TOTAL MMPC
II	2.328	6.510	8.838
III	6.057	16.498	22.556
IV	4.979	9.703	14.682
V-sur	8.668	45.461	54.129
V-Norte	15.329	69.300	84.630
V-Centro	19.198	75.900	95.098
TOTAL	56.559	223.372	279.933

Fuente. ECOPEPETROL S.A.

3. GENERALIDADES DE BOMBEO MECÁNICO^{3,4,5}

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial cuando un pozo productor no fluye por sí mismo o para incrementar la tasa de producción en pozos con flujo natural. Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El Bombeo Mecánico Convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. La gran limitante para el diseño de este sistema de levantamiento artificial ha sido siempre la profundidad, no obstante con los avances tecnológicos y los nuevos materiales que están surgiendo, se están construyendo unidades de bombeo con mayor capacidad de carga y con varillas de alta resistencia para poder llegar a mayores profundidades.

El sistema consiste en un ensamblaje del equipo de superficie y de fondo, que eleva el fluido de la formación a superficie por la acción de una unidad de bombeo, la cual imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción a cierta profundidad del fondo del pozo. Los componentes individuales de un Sistema de Bombeo Mecánico se pueden dividir en dos grupos principales: Equipo de superficie y Equipo de fondo.

³Díaz, Jorge., Lopez, Juan., Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación campo Payoa. Universidad Industrial de Santander, 2007

⁴ ORTEGA, Clímaco. Bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS

⁵ Hernandez, Florencio. Levantamientos artificiales. Bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS.

3.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

Este equipo se encuentra a simple vista en la superficie del terreno, y es el encargado de convertir el movimiento rotacional del motor disminuido mediante el reductor de velocidades, en un movimiento recíprocamente lineal vertical, y soporta, además, las cargas presentadas durante el ciclo completo de bombeo. El movimiento se transmite a la sarta de varillas que, a su vez, hace trabajar a la bomba de subsuelo. Generalmente está conformado por una unidad de potencia encargada de transmitir la energía del equipo de subsuelo, y un equipo de control que recibe y distribuye los fluidos producidos por el pozo. El equipo de superficie de bombeo mecánico está compuesto por:

3.1.1 Unidad de Bombeo.

Es una unidad integrada cuyo objetivo es cambiar el movimiento angular del eje del motor a reciproco vertical, a la velocidad apropiada con el propósito de accionar la sarta de cabillas y bomba de subsuelo. Su elemento principal es el Balancín, el cual trabaja sobre el principio de una palanca mecánica.

3.1.2 Motor.

Es el que suministra el movimiento y la potencia a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo, puede ser un motor eléctrico o de combustión interna. Hay una potencia en la barra lisa definida para levantar un cierto peso y volumen de fluido desde cierta profundidad.

3.1.3 Estructura.

Comprende la Base de la Unidad, el Poste Maestro y el Balancín o barra viajera.

3.1.4 Caja reductora.

Su función es reducir la elevada velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y al mismo tiempo incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad. El torque máximo está definido por las especificaciones API de esta caja reductora. Una unidad que esté correctamente balanceada tendrá igual torque máximo en ambas carreras. El torque máximo en una unidad de bombeo puede determinarse desde la medida de la carga máxima y la mínima en el dinagrama.

3.1.5 Contrapesas.

Sirven para balancear o contrarrestar el peso de las varillas más la columna de líquido.

3.1.6 Crank.

Recibe el movimiento rotatorio del eje de baja velocidad de la Caja Reductora.

3.1.7 Brazos o Bielas.

Transmiten el movimiento del Crank hacia la Barra Ecuilibradora.

3.1.8 Cojinetes.

Hay cojinetes (Central y Lateral), el primero transmite el movimiento entre el Poste Maestro y el Balancín y el segundo transmite el movimiento entre el Balancín y las Bielas a través de la Barra Ecuilibradora.

3.1.9 Cabezal.

Está ubicado en uno de los extremos del balancín y es el que se encarga de mantener la barra lisa vertical por medio de su curvatura que es un segmento de un círculo.

3.1.10 Guaya.

Es la encargada de unir el Cabezal con la Barra Lisa.

3.1.11 Águila.

Es un bloque de hierro que va unido a la guaya y de donde cuelga la barra lisa.

3.1.12 Freno.

Su función es posicionar el balancín en un punto deseado después de quitar el movimiento que le imprime el motor a la Unidad de Bombeo.

3.1.13 Barra Lisa.

Se conecta el balancín a la sarta de varillas y consiste en una barra pulida, la cual asegura una superficie de sellamiento en el Cabezal del pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.

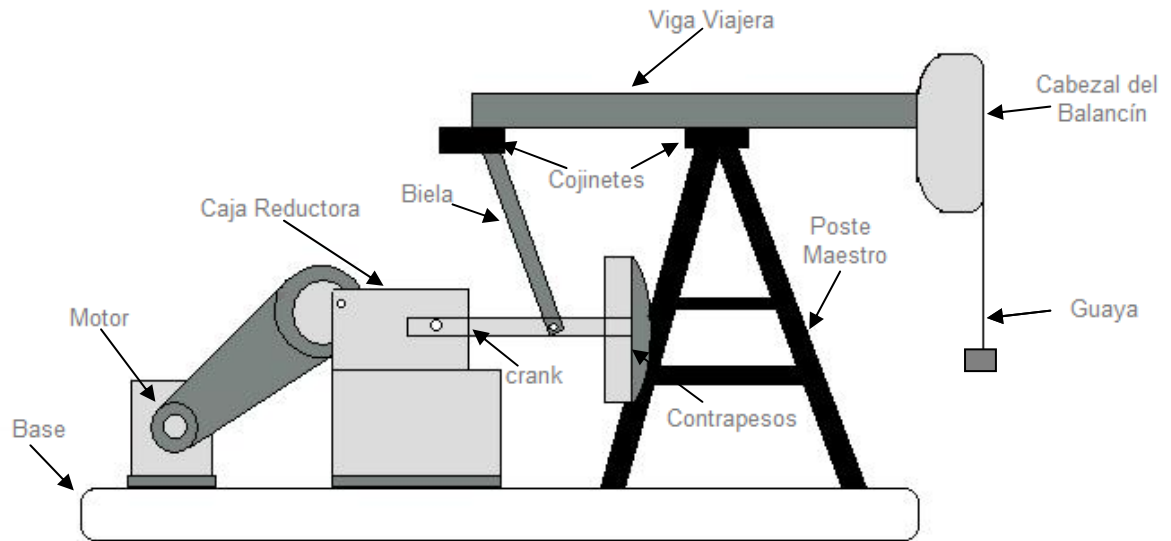
3.1.14 Caja de Empaques

Es una conexión que se emboca en la T de Producción y sirve para evitar escapes de crudo por el movimiento ascendente y descendente de la Barra Lisa.

3.1.15 T de Producción.

Une la sarta del Tubing, la Caja de Empaques y la Línea de Flujo por donde viaja el crudo hacia la batería de producción.

Figura 3. Diagrama y partes de una unidad convencional



Fuente. Autores del proyecto.

3.2 UNIDADES DE BOMBEO

La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotacional del primer mover al movimiento ascendente - descendente de la barra pulida. Una unidad de bombeo apropiadamente diseñada tiene el tamaño exacto de caja de engranaje y estructura. También tiene suficiente capacidad de carrera para producir el fluido que se desea.

3.3 GEOMETRÍA DE LAS UNIDADES DE BOMBEO

Las unidades de bombeo generalmente usadas se clasifican según su punto de apoyo y el mecanismo de contrabalance, como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 11. Clasificación de las unidades de bombeo

TIPO DE UNIDAD	CLASE	PUNTO DE APOYO	MECANISMO DE CONTRABALANCE
Convencional	I	Punto medio del balancín	Por contrapeso
Neumáticas	II	Extremo delantero del balancín	Por cilindro de aire
Mark II	II	Extremo trasero del balancín	Por contrapeso

Fuente. Autores del proyecto.

Existen también otros varios tipos de unidad tales como las de bajo perfil, hidráulicas, de carreras largas (tales como Rotaflex), y otras unidades de geometría inusual. Sin embargo, la mayoría de los pozos son bombeados con los tres principales tipos de unidades mencionados.

3.3.1 Unidad de bombeo convencional.

La unidad convencional balanceada por manivelas es la más conocida y popular utilizada en los campos petroleros, de fácil manejo y mantenimiento mínimo. En este tipo de balancín la rotación de las manivelas origina que la viga principal oscile y mueva hacia arriba y hacia abajo al vástago pulido. Un limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta notablemente en función de la producción a extraer. Estas unidades basan su geometría en un sistema de palanca CLASE I, es decir con un punto de apoyo en el medio de la viga balancín como muestra la siguiente figura.

Figura 4. Unidad de bombeo Convencional



Fuente. Autores del proyecto.

3.3.2 Unidad de bombeo Balanceada por aire.

La utilización de aire comprimido en vez de pesadas manivelas y contrapesos permite un control del contrabalanceo en forma manual. Como resultado, el tamaño de la unidad es considerablemente más pequeño y menos pesada (el peso de la unidad se reduce aproximadamente 40%), minimizando los costos de traslado y de montaje, también se presta para recorridos largos con diseños especiales; la unidad se balancea con cambios de presión del cilindro de aire, se puede proveer mucho contrabalanceo con relativamente pequeños aumentos de presión.

Figura 5. Unidad de bombeo Balanceada por aire



Fuente. Autores del proyecto.

3.3.3 Unidad de bombeo Mark II.

Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. La forma poco común del Mark II redonda en una carrera ascendente más rápida a aceleración baja, donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en más duración de las varillas de bombeo.

Las unidades Mark II basan su geometría en tres características: La primera es la ubicación de la caja reductora. La misma está ubicada de tal manera que con un giro determinado de las manivelas crea una carrera ascendente de 195° de la rotación de la manivela y una carrera descendente aproximadamente de 165° de la rotación de la manivela. La segunda es el punto de apoyo en el extremo de la unidad, colocando en ese lugar el cojinete ecualizador (llamado cojinete de cola),

creando un sistema CLASE III, y la última característica es una manivela desfasada, la cual produce un contrabalanceo más efectivo el cual, al comienzo de la carrera ascendente, “arrastra” la carga del pozo en aproximadamente $7\frac{1}{2}^{\circ}$. Igualmente en la carrera descendente, esta misma condición produce esta acción, también “llevando” el contrapesado aproximadamente $7\frac{1}{2}^{\circ}$ Independientemente de estos factores, las unidades Mark II producirán un torque uniforme trabajando en forma conjunta, reduciendo un 35% del torque en la caja reductora. Adicionalmente los costos de electricidad y del tamaño del motor pueden ser reducidos.

Figura 6. Unidad de bombeo Mark II



Fuente. Autores del proyecto.

3.4 DISEÑO DE LA UNIDAD

Las unidades de bombeo pueden ser clasificadas en función del torque máximo, la carga estructural y la carrera máxima.

3.4.1 Torque Máximo

El torque es el producto de la fuerza por un brazo de palanca. La fuerza proviene de la variación de las cargas que transmite la unidad y el efecto de contrabalanceo. El brazo de palanca es la distancia del centro de eje de salida de la caja reductora al centro del perno de biela.

3.4.2 Carga estructural

Es la carga máxima que puede soportar la unidad en la cabeza de mula, pudiendo soportarla normalmente toda la estructura del equipo, como así también cojinetes y accesorios.

3.4.3 Carrera máxima

Es la máxima carrera a obtener en el vástago pulido.

La API ha desarrollado un método estándar para describir las unidades de bombeo.

La designación sugerida por API es: **M - 228D – 173 - 74”**

Donde:

- **M** es el tipo de unidad de bombeo mecánico

Tipos de Unidades de Bombeo:

M: Mark II Unitorque

C: Convencional

A: Air Balanced

B: Beam Balanced

LP: Low Profile

RM: Reverse Mark

CM: Convencional

- **228** es el torque máximo de la caja reductora (en miles de libras x pulgada)
- **D:** Tipo de reducción de la caja (simple, doble (D) o triple)
- **173** es la carga estructural máxima (en cientos de libras)
- **74"** es el valor máximo de la carrera (en pulgadas)

Tabla 12. Unidades de bombeo mecánico

UNIDADES DE BOMBEO MECANICO					
TIPO DE UNIDAD LUFKIN	RECORRIDOS (PULG)	CAPACIDAD LBS	TORQUE .LB-PG.	REL. CAJA	DIAM POLEA
C-912D-305-168	168, 145, 124	30.500	912.000	28,72	48"
C-912D-427-144	144, 124, 106	42.700	912.000	28,72	48"
C-640D-305-168	168, 145, 124	30.500	640.000	28,6	48"
C-640D-305-144	144, 124, 106	30.500	640.000	28,6	48"
C-640D-256-144	144, 124, 106	25.600	640.000	28,6	48"
C-456D-305-144	144, 124, 106	30.500	456.000	29,04	48"
C-456D-256-120	120, 102, 85	25.600	456.000	29,04	48"
C-320D-256-120	120, 102, 85	25.600	320.000	30,12	30"
C-320D-305-100	100, 85, 70	30.500	320.000	30,12	30"
C-320D-246-86	86, 74, 61	24.600	320.000	30,12	30"
C-320D-246-74	74, 64, 54	24.600	320.000	30,12	30"
C-228D-213-86	86, 74, 62	21.300	228.000	28,45	24"
C-228D-200-74	74, 64, 54	20.000	228.000	28,45	24"
C-114D-143-74	74,62,51	14.300	114.000	29,4	24"
C-114D-133-54	54,45,36	13.300	114.000	29,4	24"
M-912D-365-144	144, 128, 112	36.500	912.000	28,72	48"
M-640D-256-144	144, 128, 112	25.600	640.000	28,6	48"
M-456D-305-144	144, 128, 112	30.500	456.000	29,04	48"
M-320D-256-100	100, 84,68	25.600	320.000	30,12	47"
M-320D-213-120	120,104, 88	21.300	320.000	30,12	47"
A-912D-305-168.	168-141-118.	30.500	912.000	28,72	47,6"

A-640D-305-168.	168-141-118	30.500	640.000	28,6	47,4"
A-456D-305-144.	144-120-100	30.500	456.000	29,04	47,4"
A-456D-256-120	120-104-90	25.600	456.000	29,04	47,4"
A-320D-320-100.	100-86-74	32.000	320.000	30,12	30"
A-320D-256-120.	120-104-90	25.600	320.000	30,12	29,6"

Fuente. <http://www.Lufkin.com>

3.5 EQUIPO DE SUBSUELO

Este equipo es fundamental para este sistema y es condicionado por el diámetro de la tubería de revestimiento, lo cual puede constituir limitaciones en su diseño. La función principal de este mecanismo es transferir la energía necesaria para levantar el fluido del pozo, trabajando como dispositivo conector entre el fondo del pozo y la unidad de superficie. La ausencia del equipo de subsuelo haría imposible la extracción del fluido del pozo.

3.5.1 Sarta de Varillas de Succión.

Su función principal es transferir el movimiento de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, son fabricadas de varias aleaciones de acero y en fibra de vidrio y las combinadas, que conservan la propiedad del material de fabricación. Son elaboradas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8" y en tamaños mayores.

En general se puede decir que existen cinco diámetros estándar de varillas y el problema del diseño consiste en seleccionar la más liviana (la más barata), que cumpla con las condiciones de trabajo. Cuando las profundidades se hacen grandes, lo mejor es diseñar una sarta combinada de varillas (de varios diámetros). La más delgada se coloca en el fondo, inmediatamente después del pistón. Esta combinación hace que este pueda tener una carga menor en el equipo de superficie lo que minimiza el costo.

3.5.1.1 Tipo de varillas y acoples.

El material de las varillas de Succión en acero normalmente tiene un contenido de Hierro de más del 90%. Los elementos de aleación son agregados para incrementar la resistencia, dureza y mejorar los efectos de los tratamientos metalúrgicos y combatir la corrosión. Los aceros utilizados para la fabricación de las varillas son Aceros al carbono y Aceros de Aleación. Los Aceros al Carbono contienen Carbono, Manganeso, Silicio, Fósforo y Azufre. Los Aceros de Aleación contienen elementos adicionales, además de los anteriores. Los diversos fabricantes ofrecen distintas composiciones bajo numerosos nombres comerciales. El Instituto Americano del Petróleo, en su especificación 11B, presenta la composición química base de los aceros recomendados para la fabricación de las varillas de bombeo.

Tabla 13. Propiedades Químicas y Mecánicas de los materiales de una varilla de succión API de acuerdo con la especificación API 11B.

Grado de Varilla	Composición	Fuerza de Tensión, psi	
		Mínima	Máxima
K	AISI 46	85000	115000
C	AISI 1536	90000	115000
D	Carbono o Aleaciones	115000	140000

Fuente. Ecopetrol S.A.

3.5.2 Tubería de producción.

Es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba no excede los 5000 pies, la tubería es suspendida desde superficie por el cabezal de la tubería. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse.

3.5.3 Bomba de subsuelo.

Es una bomba de pistón de desplazamiento positivo, desde su profundidad de instalación hasta la superficie, que funciona por diferenciales de presión mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y sello de fluido en ciclos periódicos sincronizados. La bomba de subsuelo debe considerarse como el elemento principal de este sistema de levantamiento, ya que si la bomba funciona erróneamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo.

Una bomba de subsuelo tiene cuatro elementos esenciales: la válvula fija, la válvula viajera, el barril y el embolo de pistón. En la carrera ascendente la válvula viajera está cerrada y la carga es soportada por las varillas. En el descenso, la válvula viajera (TV) se abre y la que se cierra es la válvula fija (SV), y la carga es soportada por la tubería.

3.5.3.1 Válvulas.

La entrada y descarga de fluido por la cámara de compresión formada por el barril y el pistón son controladas por la válvula fija y la válvula viajera. La acción del fluido llena la cámara a través de la válvula fija y la vacía a través de la válvula viajera.

La función principal de la válvula viajera es permitir la entrada de flujo hacia el pistón en su descenso y luego hacer un sello hermético en su carrera ascendente y así permitir que el crudo salga a la superficie.

El objetivo de la presencia de la válvula fija es dar paso al flujo de petróleo hacia la bomba cuando el pistón inicia su carrera ascendente y cerrar el paso al flujo dentro del sistema tubería-bomba, cuando se inicia la carrera descendente del pistón.

El montaje de una de estas válvulas está compuesto de una bola y un asiento cuyo movimiento está limitado por una jaula. En pozos con problemas de arenamiento se recomienda utilizar válvulas y asientos de mayor dureza como son

los de carburo de tungsteno o también un doble juego de válvulas y de esta manera aunque se deposite arena en una de las válvulas, el cierre será asumido por la otra, evitando una violenta descarga de fluido a través de la primera incrementando la vida útil de la bomba.

3.5.3.2 Barril o camisa.

Este dispositivo es uno de los elementos básicos de una bomba de subsuelo, existen dos tipos de barriles: barriles para bombas insertas y barriles para bombas de tubería. Estos elementos están disponibles en diferentes longitudes y diámetros que varían de 1-1/16" a 7-3/4".

Existen barriles de paredes delgadas para pozos pocas y medianamente profundas, y barriles de pared gruesa para bombas de mayor diámetro o para utilizarla para pozos más profundos donde las cargas son mayores.

3.5.3.3 Pistón.

Los pistones según la sección de sellado se clasifican en Metálicos y No metálicos. Los pistones están disponibles en varias longitudes y diámetros que van de 1-1/16" a 7-3/4". Los pistones Metálicos son generalmente usados en pozos profundos, con configuraciones para condiciones abrasivas y corrosivas, mientras que los pistones No metálicos se adecuan mejor donde la calidad de lubricación sea pobre o no existente y donde los fluidos cargados de abrasivos se adhieran a los pistones de metal.

Los pistones no metálicos se dividen en tipo copas y tipo anillo, los anillos son hechos de un plástico especial impregnado de grafito para ayudar a auto lubricarse. Estos pistones tipo anillos se dividen en 2 tipos: Regular Width para utilizar hasta una profundidad de 5000 ft y Wide Design para pozos profundos, esta tiene 3 veces más área de sellado que los regular width.

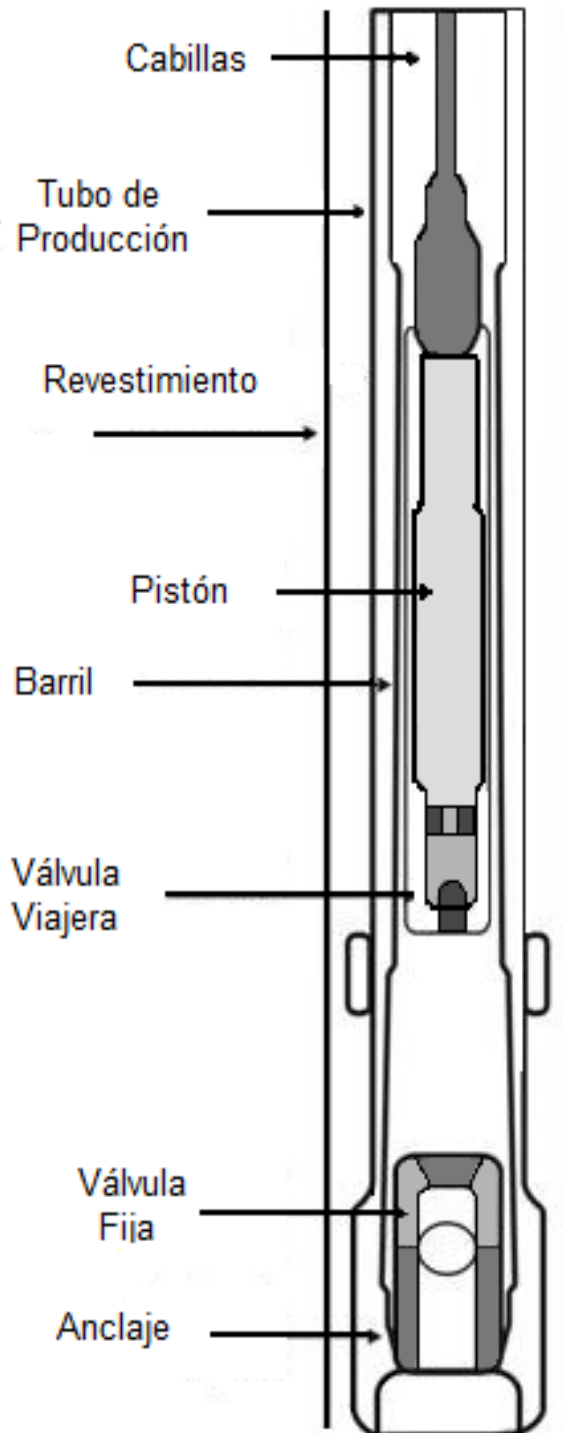
Los pistones tipo copas están compuestos de copas plásticas ensambladas en un plunger mandrel con un espaciador metálico entre cada copa. La selección de estas copas se basa generalmente en la gravedad específica y la temperatura del

fluido. Los pistones de este tipo son usados generalmente en pozos con profundidades menores a 3000 ft. Las ventajas de estos pistones es que compensan el desgaste del barril y el bajo costo de los mismos.

3.5.3.4 Anclaje de fondo.

Otro elemento que puede considerarse como parte constitutiva adicional de las bombas de subsuelo es el anclaje de fondo. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería de producción y puede ser del tipo copas y del tipo mecánico. El primero utiliza plástico o un material similar para que funcione como sello y el segundo se utiliza para 33 condiciones extremas de temperatura donde el de copas no es recomendable.

Figura 7. Bomba de Subsuelo



Fuente. Autores del proyecto.

3.6 TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO

Existen básicamente dos grandes tipos de bombas de subsuelo, la cuales son los expuestos a continuación.

3.6.1 Bombas de varilla o insertas.

Las bombas insertas son las más populares en la industria del petróleo, puesto que estas son las de más fácil instalación y servicio. La instalación de estas bombas se realiza colocando la bomba en el extremo de la sarta de varillas, corriéndola a través del pozo hasta llegar a asentar la bomba en el niple que se encuentra en el fondo de la tubería de producción. Según las especificaciones del API 11AX las bombas han sido clasificadas por letras, las bombas tipo varillas se denotan con la letra **R**.

Las bombas insertas se clasifican en tres grandes grupos:

Barril fijo con anclaje superior: Son una buena elección para pozos arenosos, puesto que el fluido es descargado encima del anclaje superior. No se puede usar en pozos muy profundos ya que la bomba queda expuesta a la presión de formación y puede colapsar el barril. Esta bomba producirá fluido desde un nivel más bajo que una bomba de anclaje inferior.

Barril fijo con anclaje inferior: Son adecuadas para pozos con poco volumen y moderadamente profundos. Es una buena bomba en pozos con alta proporción de gas y petróleo. Debido a que tiene el anclaje en fondo, la presión fuera de la bomba es igual a la presión hidrostática de la columna de fluido sobre la bomba.

Barril viajero con anclaje inferior: El anclaje siempre va en el fondo de una bomba de barril viajero.

3.6.2 Bombas de tubería.

El API ha designado a este tipo de bombas como TH o TP. Esta designación depende del tipo de pistón, y se caracterizan porque el barril es parte de la tubería de producción y está conectado en el extremo inferior de la misma. Este tipo de bomba se utiliza para manejar grandes volúmenes de crudo, pero tiene una desventaja, la tubería debe sacarse para hacerle servicio al barril, y esto ocasiona pérdidas adicionales de producción e incrementa los tiempos y los costos por servicios al pozo.

3.6.2.1 Bombas TH.

Son bombas de tubería, con barril de pared gruesa, con pistones metálicos, para pozos profundos o de mediana profundidad. Pueden obtenerse en diferentes tipos de metal para adaptarse a los tipos de fluido y las condiciones de servicio (profundidad del pozo, recorrido del pistón y producción deseada). El pistón se baja en la sarta de varillas junto con la válvula fija. Esta bomba es la mejor elección para alta producción con altos cortes de agua.

3.6.2.2 Bombas TP.

Bomba de barril de pared gruesa y pistón con empaques blandos. El termino empaque blando se deriva del material utilizado para construir el pistón o la unidad viajera con las copas, anillos de ajuste o anillo flexible (marca registrada por H-F). Se utiliza para bombear grandes volúmenes de fluido a profundidades moderadas, o puede usarse para bombear un pozo limpio después que ha sido tratado.

Tabla 14. Tipos de Bombas

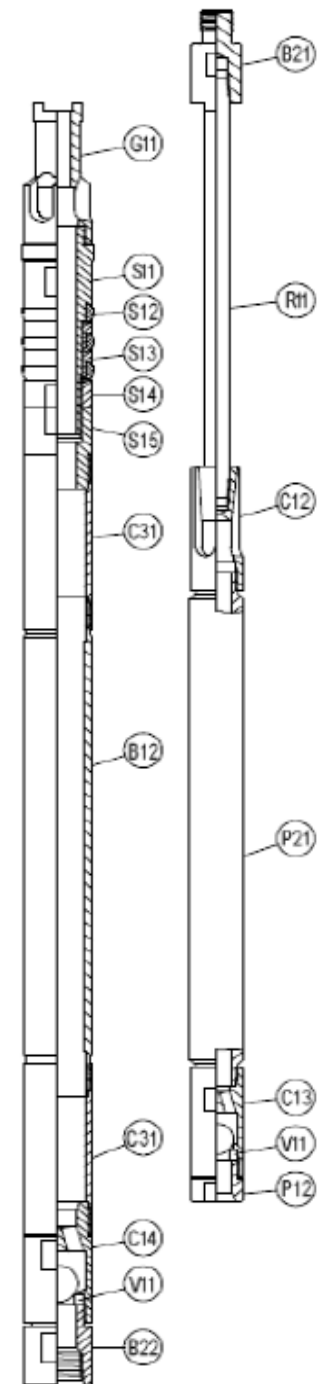
TIPO DE BOMBA	DESIGNACIÓN POR LETRAS			
	Pistón de metal		Pistón de empaque flexible	
	Pared del barril		Pared del barril	
	Gruesa	Delgada	Gruesa	Delgada
BOMBAS DE VARILLAS				
Con barril estacionario y ancla superior	RHA	RWA	-	RSA
Con barril estacionario y ancla inferior	RHB	RWB	-	RSB
Con barril viajero y ancla inferior	RHT	RWT	-	RST
BOMBAS DE TUBERIA	TH	-	TP	-

Fuente. API 11AX. Components of subsurface pumps. 5th ed., 2005

A continuación se da una descripción gráfica de los tipos de bombas con el fin de comprender las partes de cada una de las bombas, ya que más adelante en este documento se necesita de estos conocimientos para entender los términos usados en el reporte de bombas suministrado por Ecopetrol SA.

Figura 8. Componentes de las bombas insertables con anclaje superior y Barril de pared gruesa (RHA)

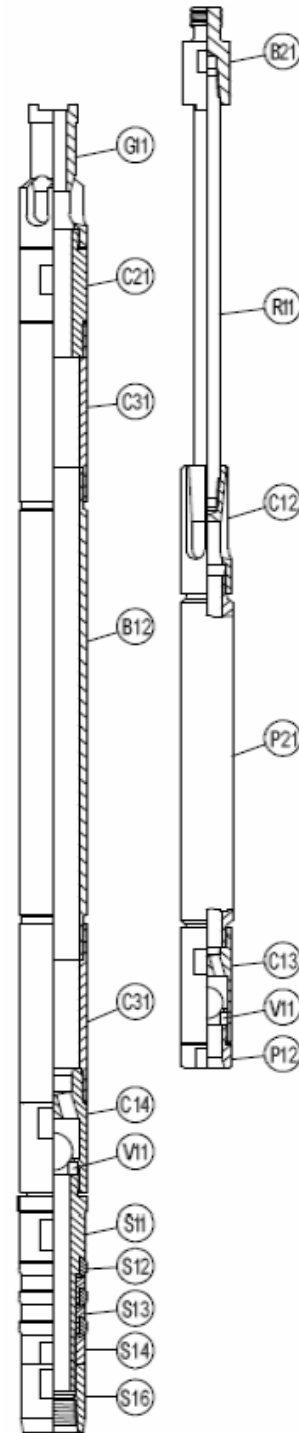
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Barril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
B21	Conector sup. Vástago	B21-20	B21-25	B21-25	B21-30
B22	Conector válvula fija	B22-20	B22-25	B22-25	B22-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C13	Jaula inferior del pistón	C13-125	C13-150	C13-175	C13-225
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20	C14-25	C14-25	C14-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-25	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-175	P12-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
R11	Vástago	R11-20	R11-25	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-25
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S15	Conector anclaje copa	S15-20	S15-25	S15-25	S15-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(estacionaria)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



Fuente. BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura 9. Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y Barril de pared gruesa (RHB)

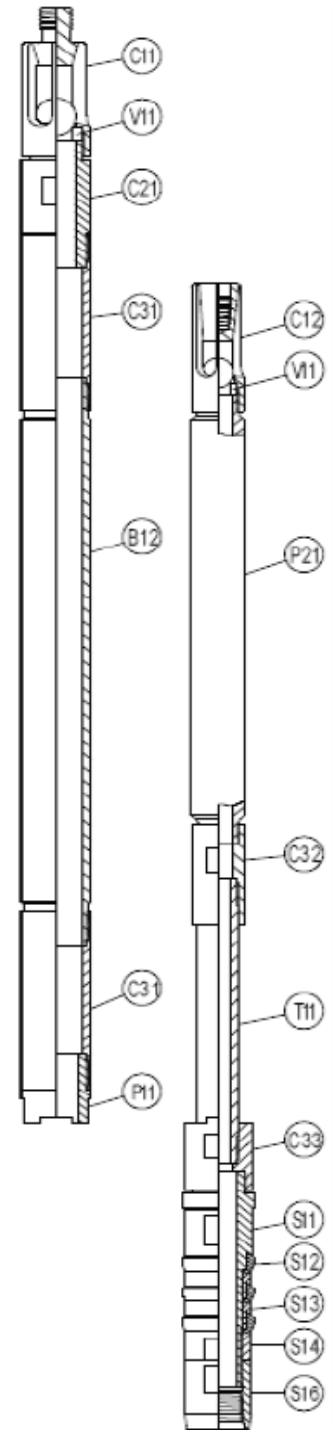
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Barril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
B21	Conector sup. Vástago	B21-20	B21-25	B21-25	B21-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C13	Jaula inferior del pistón	C13-125	C13-150	C13-175	C13-225
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20	C14-25	C14-25	C14-30
C21	Niple conector del barril	C21-20	C21-25	C21-25	C21-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-25	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-175	P12-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
R11	Vástago	R11-20	R11-25	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-30
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-25	S16-25	S16-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(estacionaria)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura 10. Componentes de las bombas insertables de barril móvil de pared gruesa (RHT)

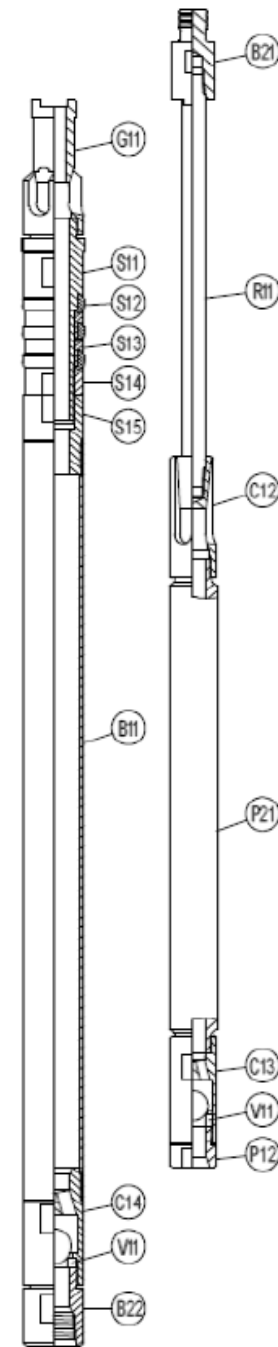
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	25-150	25-175	30-225
B12	Barril de pared gruesa	B12-125	B12-150	B12-175	B12-225
C11	Jaula Superior	C11-20	C11-25	C11-25	C11-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-25	C12-175	C12-225
C21	Niple conector del barril	C21-20	C21-25	C21-25	C21-30
C31	Cupla de extensión	C31-125	C31-150	C31-175	C31-225
C32	Cupla Sup. Tubo de tiro	C32-125	C32-150	C32-175	C32-225
C33	Cupla inf.tubo de tiro	C33-125	C33-150-25	C33-175	C33-225
P11	Tapón tiro	P11-125	P11-150-25	P11-175	P11-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-175	P21-225
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-25	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-25	S12-25	S12-25
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-25	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-25	S16-25	S16-30
T11	Tubo de tiro	T11-125	T11-150	T11-175	T11-225
V11	Válvula (estacionaria)	V11-125	V11-150	V11-175	V11-225
	(viajera)	V11-175	V11-225	V11-225	V11-250



Fuente: BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo"

Figura 11. Componentes de las bombas insertables con anclaje superior de barril de pared fina (RWA)

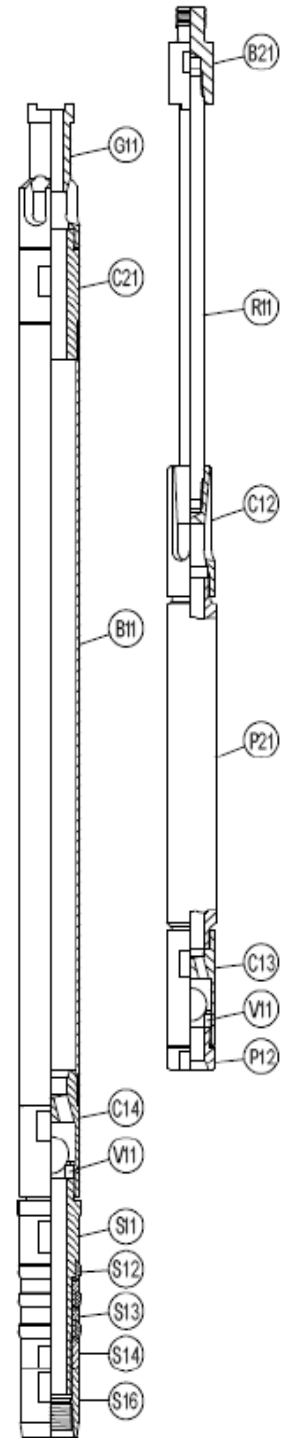
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
B21	Conector superior. Vástago	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
B22	Conector de válvula fija	B22-20	B22-20	B22-25	B22-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Jaula inferior del pistón	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
R11	Vástago	R11-20	R11-20	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S15	Conector anclaje copa	S15-20-125	S15-20	S15-25	S15-30
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



Fuente: BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo"

Figura 12. Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y barril de pared fina (RWB)

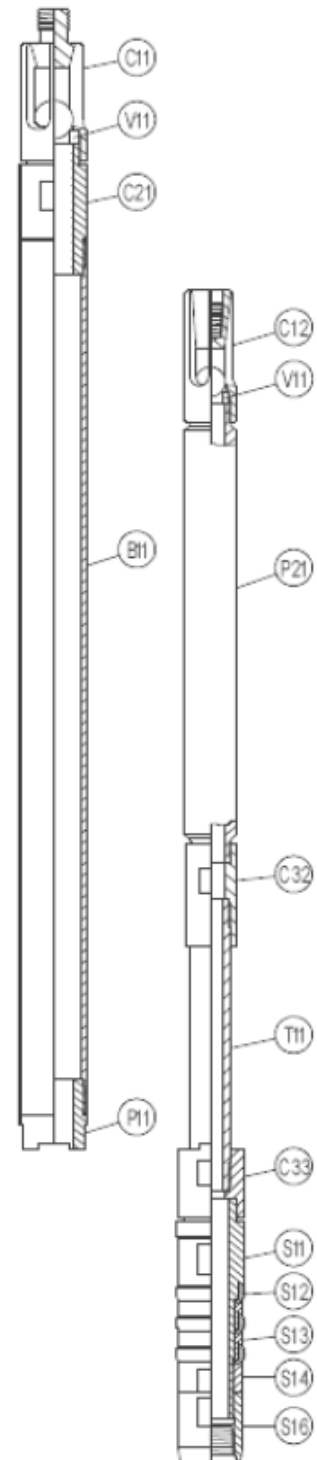
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
B21	Conector superior. Vástago	B21-20	B21-20	B21-25	B21-30
C12	Jaula Superior del pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C13	Jaula inferior del pistón	C13-125	C13-150	C13-200	C13-250
C14	Jaula de barril cerrada	C14-20-125	C14-20	C14-25	C14-30
C21	Niple conector barril	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P12	Tapón asiento	P12-125	P12-150	P12-200	P12-250
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
R11	Vástago	R11-20	R11-20	R11-25	R11-30
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
V11	válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



Fuente: BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura 13. Componentes de las bombas insertables con anclaje inferior y barril de pared gruesa (RWT)

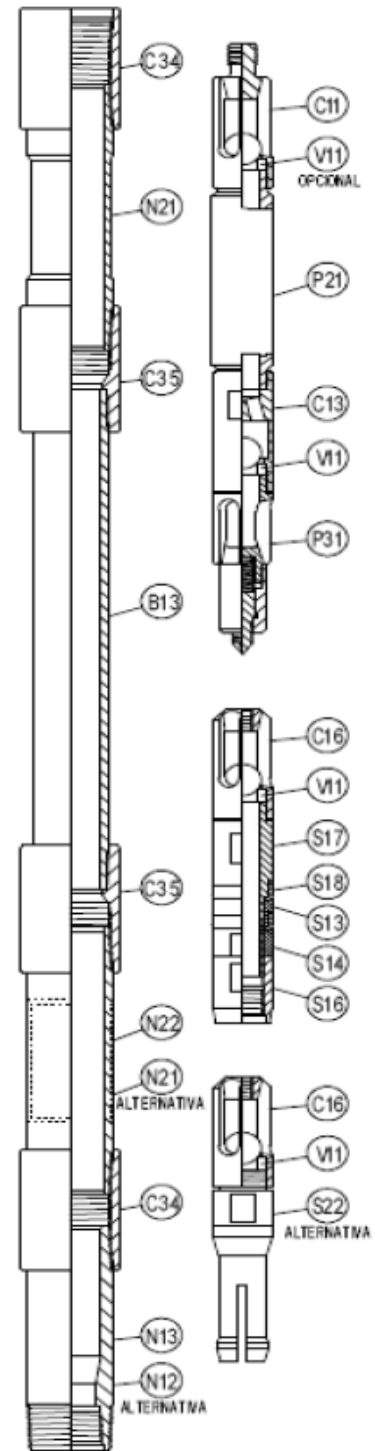
DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-125	20-150	25-200	30-250
B11	Barril de pared fina	B11-125	B11-150	B11-200	B11-250
C11	Jaula Superior	C11-20	C11-20	C11-25	C11-30
C12	Jaula Superior pistón	C12-125	C12-150-20	C12-200	C12-250
C21	Niple conector barril	C21-20-125	C21-20	C21-25	C21-30
C32	Cupla sup. Tubo de tiro	C32-125	C32-150	C32-200	C32-250
C33	Cupla inf. Tubo de tiro	C33-125	C33-150-20	C33-200	C33-225
G11	Guía de vástago	G11-20	G11-20	G11-25	G11-30
P11	Tapón tiro	P11-125-15	P11-150-20	P11-200	P11-225
P21	Pistón	P21-125	P21-150	P21-200	P21-250
S11	Mandril de anclaje	S11-20	S11-20	S11-25	S11-30
S12	Copa de anclaje	S12-20	S12-20	S12-25	S12-30
S13	Separador de Copas	S13-20	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de copas	S16-20	S16-20	S16-25	S16-30
T11	Tubo de tiro	T11-125	T11-150	T11-175	T11-225
V11	Válvula (viajera)	V11-125	V11-150	V11-200	V11-250
	(estacionaria)	V11-175	V11-175	V11-225	V11-250



Fuente: BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

Figura 14. Componentes de las bombas de tubing (TH)

DIAMETRO DE TUBING		2 3/8"	2 7/8"	3 1/2"
BOMBA		20-175	25-225	30-275
B13	Barril de pared gruesa	B13-175	B13-225	B13-275
C11	Jaula Superior pistón	C11-20	C11-25	C11-30
C13	Jaula inferior pistón	C13-175	C13-225	C13-275
C16	Jaula válvula fija	C16-175	C16-225	C16-275
C34	Cupla de tubing	C34-20	C34-25	C34-250
C35	Cupla del barril	C35-20	C35-25	C35-30
N12	Niple de anclaje mecánico	N12-20	N12-25	N12-30
N13	Niple de asiento de copas	N13-20	N13-25	N13-30
N21	Niple de extensión superior	N21-20	N21-25	N21-30
N22	Niple de extensión Inferior	N22-20	N22-25	N22-30
P21	Pistón	P21-175	P21-225	P21-275
P31	Pescador de la válvula fija	P31-175	P31-225	P31-275
S13	Separador de copas	S13-20	S13-25	S13-30
S14	Tuerca de anclaje	S14-20	S14-25	S14-30
S16	Contratuerca de Copas	S16-20	S16-25	S16-30
S17	Mandril de anclaje	S17-20	S17-25	S17-30
S18	Copa de anclaje	S18-20	S18-25	S18-30
S22	Anclaje mecánico inferior	S22-20	S22-25	S22-30
V11	Válvula (viajera/estac.)	V11-175	V11-225	V11-250



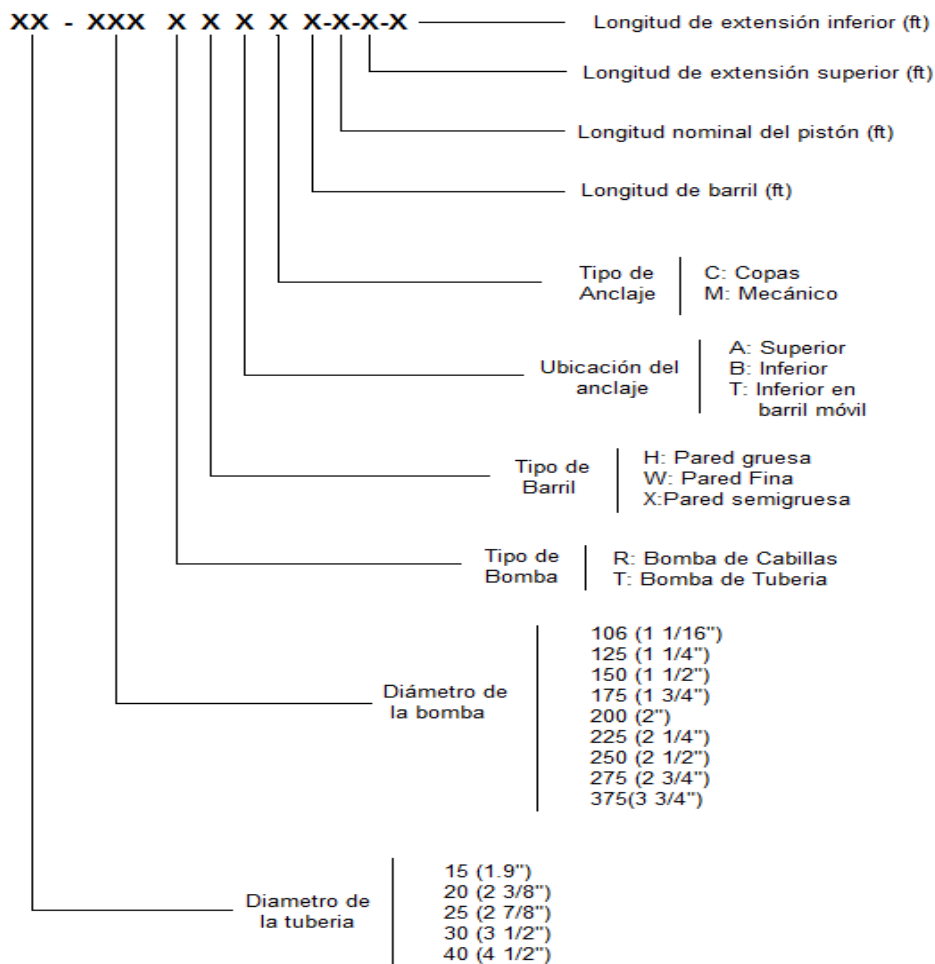
Fuente: BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo"

3.7 DESIGNACIÓN API PARA LAS BOMBAS DE SUBSUELO

American Petroleum Institute (API) propuso la designación de 12 caracteres en la especificación API 11AX con el propósito de definir el conjunto de piezas del bombeo mecánico. Esta especificación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas.

El siguiente es el esquema de designación API.

Figura 15. Designación API para las bombas de subsuelo



Fuente: BOLLAND CIA. "Manual de bombas de subsuelo".

3.8 CICLO DEL BOMBEO MECÁNICO

Inicialmente ambas válvulas están en posición cerrada. Al comenzar la carrera ascendente, la válvula viajera permanece cerrada, porque la carga de la columna de fluido es transferida de la tubería de producción a la sarta de varillas. La válvula fija abre tan pronto como la presión fluyente del pozo exceda a la del interior de la bomba. Las varillas sufren un estiramiento y el pistón aún no se mueve, al finalizar la carrera ascendente el pistón se desplaza, provocando una succión debajo de él y permitiendo así la entrada del fluido de la formación hacia la bomba. En este punto la válvula viajera continúa cerrada. Posteriormente el fluido pasa a través de la válvula viajera, mientras el peso de la columna es ahora soportado por la tubería de producción y la válvula fija, la cual consecuentemente seguirá cerrada. Finalmente el ciclo concluye llegando a su posición inicial.

4. CONTROL DE ARENA^{6,7}

4.1 ARENAMIENTO

La producción de arena es un problema común en pozos de petróleo que si no se soluciona adecuadamente puede causar molestias como atascamiento de equipo o en el pozo, desgaste por abrasión de tuberías, válvulas, bombas, separadores etc., derrumbe de la formación, taponamiento de las perforaciones en el pozo trayendo como consecuencia disminuciones en la tasa de producción. La producción de arena es común en formaciones recientes y que por lo tanto son en general poco profundas.

Yacimientos de areniscas no consolidadas con permeabilidad de 0.5 a 8 darcies son los más susceptibles a la producción de arena, lo cual puede iniciar durante el primer flujo o cuando la presión del yacimiento ha caído. La tasa de la producción de arena debe disminuir con el tiempo en condiciones de producción constantes y es frecuentemente asociado con la limpieza del pozo después de la estimulación. Algunas veces, incluso la producción de arena es tolerada. Sin embargo, esta opción puede conducir a que un pozo llegue a estar severamente dañado, además esta producción empieza a perjudicar el estado de los equipos de superficie. Lo que establece un nivel aceptable de producción de arena depende de las restricciones operacionales como la resistencia a la erosión, capacidad del separador, facilidad de eliminación de arena y la capacidad del equipo de levantamiento artificial para remover el fluido cargado de arena del pozo.

⁶ Carlson, J, Gurley, D, Sand Control: Why and How?. Paper SPE, 1992.

⁷ Sand Control Course of BJ.

Para controlar este problema, se han estudiado varias técnicas efectivas aplicables para mitigar la producción de arena, entendiéndose por arena material pesado que no permanece en suspensión en el líquido pues existe material de grano muy fino, tipo arcilla y lodo que ya no es posible separar por los métodos de control de arenamiento.

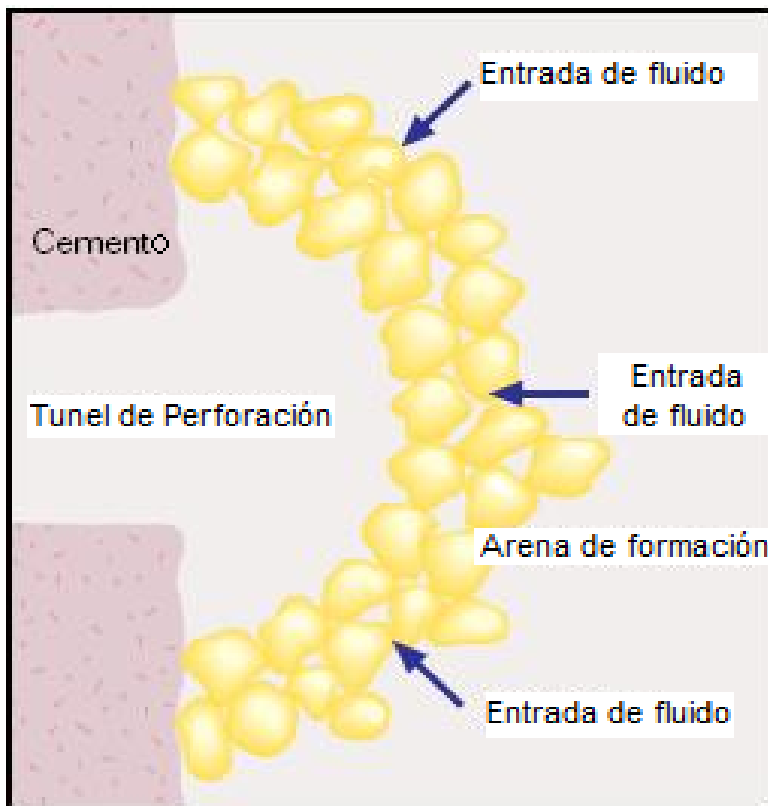
4.1.1 Causas de arenamiento

Factores que controlan la aparición de las fallas mecánicas de las rocas incluyen la resistencia inherente de la roca, existencia natural de esfuerzos de la tierra y esfuerzos adicionales causados por la perforación o producción. En formaciones no consolidadas la producción de arena puede ser activada en el primer flujo del fluido debido al arrastre que ejerce el fluido o la turbulencia del gas. Esto suelta los granos de arena y los lleva dentro de las perforaciones, este efecto crece a mayor viscosidad y caudal, y con un diferencial de presión alto entre el fondo del pozo y el yacimiento (drawdown). En rocas mejor cementadas, el arenamiento puede ser esporádico y puede presentarse por incidentes en el pozo durante su vida productiva, por ejemplo fluctuaciones de la tasa de producción, comienzo de producción de agua, cambios en la proporción gas/líquido, reducción de la presión de yacimiento o declinación repentinamente rápida.

Fluctuaciones en la tasa de producción afectan la estabilidad de la cavidad perforada y en algunos casos dificultan la creación y el mantenimiento de los arcos de arena. Un arco es una capa hemisférica de granos de arena encajados entre sí que establecen una relativa estabilidad mecánica a la entrada de la perforación, evitando la migración adicional de arena. Este arco permanece estable a un diferencial de presión (drawdown) y tasa de flujo constante, previniendo un movimiento de la arena.

Cambios en el caudal de producción o cierres de pozo pueden resultar en el colapso del arco, provocando que la arena sea producida hasta que un nuevo arco se forme. Otra causa de arenamiento incluye el flujo de agua, que comúnmente provoca la producción de arena mediante la reducción de la presión capilar entre granos de arena. Después de la intrusión del agua, partículas de arena son desalojadas debido a la fuerza de arrastre del flujo. Adicionalmente, la perforación del disparo de cañoneo podría reducir la permeabilidad en torno a la superficie de las cavidades de perforación y así debilitar la formación. Zonas debilitadas pueden llegar a ser más susceptibles a las fallas en cambios repentinos de caudal.

Figura 16. Arco de Arena a la entrada de la formación



Fuente. Carlson, J, Gurley, D, Sand Control: Why and How?. Paper SPE, 1992.

4.1.2 Predicción de potencial de arena ⁸

El ingeniero de completamiento necesita saber las condiciones bajo las cuales un pozo produce arena. Esto no siempre es una tarea simple y directa. La forma más sencilla de predecir la producción de arena implica la observación del desempeño de los pozos vecinos. En los pozos exploratorios, una prueba de flujo de arena es a menudo usada para evaluar la estabilidad de la formación, esta prueba de flujo de arena consiste en que la producción de arena sea detectada y medida en superficie durante una prueba drillstem (DST). Información cuantitativa puede ser adquirida por incrementos graduales de caudal hasta que la arena empiece a producirse,

La capacidad de flujo previsto del completamiento es alcanzada o un máximo drawdown se logra. Una correlación puede ser establecida entre la producción de arena, datos de pozo y campo, y parámetros operacionales.

Predecir con exactitud el potencial de producción de arena requiere un conocimiento detallado de la resistencia mecánica de la formación, los esfuerzos in-situ de la tierra y la forma en que la roca podría fallar. La determinación de la resistencia de la roca, en corazones recuperados, mediante pruebas de laboratorio y la determinación del nivel y estado de esfuerzos de la formación a través de pruebas de campo de microfracturamiento pueden ser usados para predecir el diferencial de presión (drawdown) que podría inducir el arenamiento. Debido al alto costo de estas técnicas se han desarrollado otros métodos más económicos mediante la corrida de registros de fondo de pozo.

Usualmente los factores que provocan la producción arena son:

Flujo de fluidos: Desbalance en la formación.

⁸ Sanfilippo, F., Brignoli, M., "Sand production from prediction to management", Paper SPE 38185, 1997.

Factores geográficos y geológicos: Terciario y areniscas.

Tasa de producción.

Decrecimiento de la presión del yacimiento incrementa los esfuerzos debido a la sobrecarga de los estratos.

Disolución de los cementos naturales debido a la producción de agua.

Efectos térmicos: Destruye las uniones entre los granos.

4.1.3 Consecuencias del arenamiento

La producción de arenas sigue siendo un reto crítico para la industria petrolera, en pozos que contienen arena, la bomba en el ciclo de bombeo arrastra material, ocasionando erosión en la caja, bola y asiento. Por gravedad la arena cae entre el pistón y el barril ocasionando ralladuras y pega de la bomba. La arena da como resultado altos costos de remoción, erosión de equipos y gastos de mantenimiento significativos, además de esto afecta los equipos de superficie, produce daño del revestimiento y la tubería de producción causando pérdida de productividad.

4.1.3.1 Daños en equipos de superficie

Remover la arena de los equipos de superficie es normal en zonas de producción de arena, tratamientos de facilidades especiales son necesarios para remover la arena del aceite antes de que sea almacenado en superficie. El problema se agranda cuando la arena es traída por el flujo a velocidades suficientes para erosionar los equipos de superficie como válvulas y chokes, haciendo así perder tiempo y dinero cambiando estos elementos. La complicación más grande es cuando la erosión llega a tal punto de que estos equipos fallan, permitiendo altas presiones de gas y/o escapes de crudo. Esta situación obviamente constituye varios peligros poniendo en riesgo la seguridad de la operación.

4.1.3.2 Daños tubulares

Fallas de casing pueden acompañar la producción de arena de formación en el intervalo de producción, pudiendo provocar así la pérdida de un pozo. La

producción de arena puede erosionar de igual forma la tubería de producción, el casing y adicionalmente puede causar daño en el sistema de levantamiento artificial, además acelera el proceso de corrosión por la exposición de metal a los fluidos corrosivos del pozo.

4.1.3.3 Pérdida de producción

La productividad es perdida cuando un puente de arena se forma en los tubulares de producción. Esta condición ocurre cuando la velocidad del fluido es insuficiente para suspender la arena producida completamente y fluye este desde el pozo. Mientras los fluidos son producidos la arena puede llenar el tubing de producción y bloquear el flujo, solo unos pies de arena en el tubing puede reducir sustancialmente la tasa de flujo.

4.1.4 Detección de arena

El objetivo de la tecnología de detección de arena consiste en determinar la máxima tasa de producción de arena libre, además es un método que ayuda a monitorear a largo plazo el éxito después de la aplicación de un tratamiento de control de arena. Los equipos más utilizados para la detección de arena son los probadores de arena y los detectores de arena.

4.1.4.1 Probadores de arena

Son cilindros cerrados en un extremo insertados dentro de la corriente de flujo. Cuando la arena producida erosiona la pared del probador, se transmite una presión a una válvula, la cual cierra la válvula de seguridad de subsuelo cerrándose así el pozo. Este dispositivo es solo aplicable a pozos fluyendo. Dentro de las aplicaciones de este dispositivo se encuentran:

- Como elemento de seguridad.
- Para optimizar la tasa de producción.
- Selección de pozos para trabajos de reacondicionamiento.

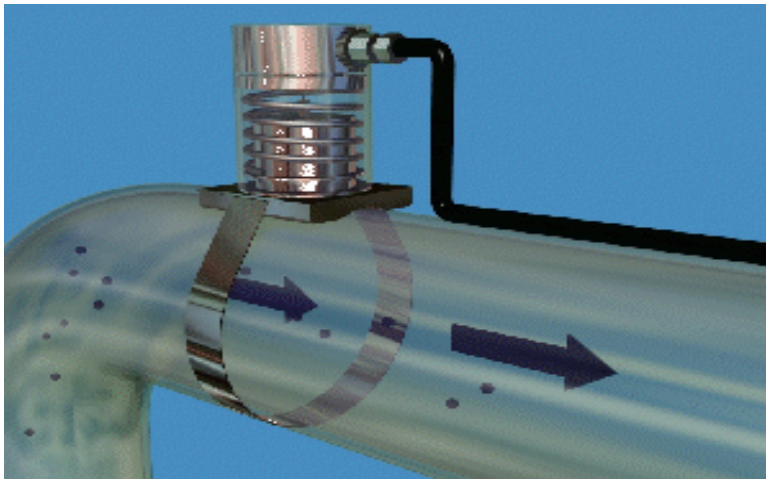
La experiencia ha demostrado varias características acerca de la erosión de arena y de los probadores. La erosión más fuerte ocurre inmediatamente después de cambio de dirección en el flujo. Las tees son más resistentes a la erosión que los codos.

Luego de un largo tramo sin cambio de dirección en el flujo se presenta mayor erosión que cuando se presentan frecuentes cambios. El espesor de pared más común es de 0.02", y 0.15" es el espesor máximo.

4.1.4.2 Detectores Sónicos

Detectan la presencia e impacto de la arena como una señal acústica, además indican instantáneamente la producción de arena. No puede usarse en pisos con alta tasa de producción.

Figura 17. Probador sónico



Fuente. <http://www.halliburton.com>

4.2 CONTROL DE ARENAS

Controlar el arenamiento significa o neutralizar las causas de producción de arena o evitar que la arena salga de la formación. En general las causas de producción de arena se neutralizan realizando una buena perforación evitando afectar la

formación, consolidando la formación o disminuyendo la tasa de producción; por su parte se impide la producción de arena estableciendo una barrera entre la formación y el pozo.

Para controlar con éxito la producción de arena hay métodos de control de arena, el más sencillo de ellos es disminuir las fuerzas de arrastre que se pueden presentar en la formación, dichas fuerzas se logran disminuir reduciendo la velocidad de flujo. Para disminuir esta velocidad se tienen

Varias opciones, tales como, disminuir el caudal, aumentar el área de flujo, el tamaño de las perforaciones, la densidad de las perforaciones o la zona de cañoneos.

4.3 TECNICAS DE CONTROL DE ARENA

Aunque las prácticas de completamiento de un pozo pueden reducir la frecuencia y la severidad de los problemas de la arena, muchas formaciones requieren mecanismos de control de arena. En la industria son usadas diversas técnicas de control de arenas, entre las cuales se encuentran:

- Retención mecánica por rejillas o liners ranurados.
- Empaques de grava.
- Inyección de resinas

4.4 REJILLAS O “LINERS” RANURADOS

Las rejillas o "liners" ranurados sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará

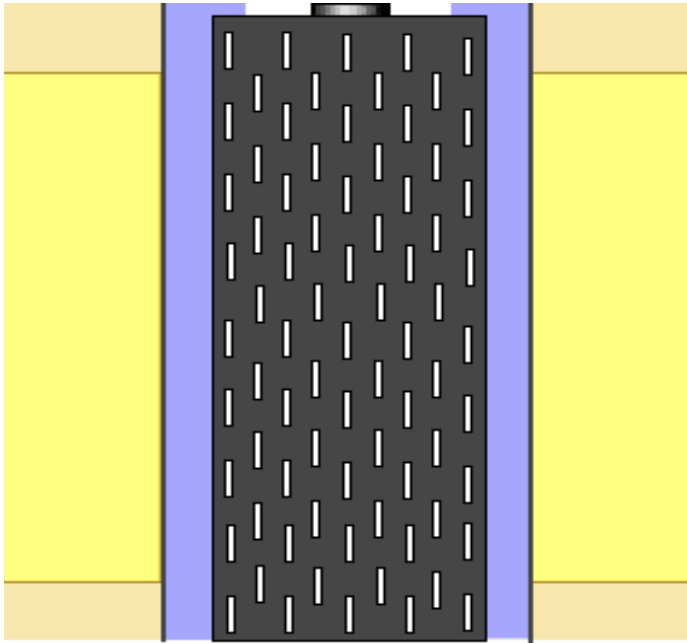
taponándose. Las rejillas y "liners" actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del "liner". Las rejillas y los "liners" ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

4.4.1 Diseño de rejillas o liners ranurados

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del "liner" ranurado, en algunos casos, se dimensionan de manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento determinan que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de Formación que trate de penetrar la rejilla o "liner" al mismo tiempo.

Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de Formación que trate de penetrar la rejilla o "liner" al mismo tiempo. En otras palabras funcionan como filtros de superficie, puesto que el material de la formación se puentea en su superficie. Las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras. La siguiente figura presenta un "liner" ranurado típico.

Figura 18. Rejilla o Liner Ranurado



Fuente. Carlson, J, Gurley, D, Sand Control: Why and How?. Paper SPE, 1992.

4.4.2 Análisis de Tamiz

El factor dominante para exclusión de arenas por medio de la técnica tipo puente es generalmente el diámetro de los granos, de arena del 10% acumulado por peso, obtenido en el análisis de mallas. Con este valor se selecciona la abertura o ranura de los "liners" o "Screens", sin embargo, puede ser prudente reducir el ancho de la ranura cuando la arena contiene una proporción grande de granos finos. En la siguiente tabla se presentan los dos sistemas de mallas empleados universalmente, escalas Tyler y Estándar, con sus equivalencias y tamaños de orificio en pulgadas.

Tabla 15. Escalas Tyler y estándar (Equivalencias)

TYLER	ESTANDAR	PULGADAS
5	5	0.155
6	6	0.132
7	7	0.110
8	8	0.093
9	10	0.078
10	12	0.065
12	14	0.055
14	16	0.046
16	18	0.039
20	20	0.0328
24	25	0.0276
28	30	0.0232
32	35	0.0195
35	40	0.0164
42	45	0.0138
48	50	0.0116
60	60	0.0097
65	70	0.0082
80	80	0.0069
100	100	0.0058
115	120	0.0049
150	140	0.0041
170	170	0.0035
200	200	0.0029
250	230	0.0024

Fuente. Calderón, Bernardo., Curso de producción II, Universidad Nacional de Colombia.

4.4.3 Colocación y limpieza de los liners ranurados

Al bajar el liner con la tubería de producción es importante que el fluido que este dentro de pozo sea agua salada o lodo base aceite, antes de asentar la rejilla es importante lavar la cara de la formación para remover cualquier sedimento, después de esto el liner puede ser instalado, y posteriormente el pozo se pone de nuevo a producir.

El espacio libre entre la rejilla y el hueco debe ser tan pequeño como sea posible para evitar el bloqueo parcial o total de las ranuras o mallas por acción de las arcillas libres de la formación.

La limpieza de las rejillas después de instaladas en el pozo pueden limpiarse de las siguientes formas.

Lavado a presión: Este procedimiento usa unas copas especiales de caucho para aislar las ranuras y presión de bomba para limpiar de adentro hacia afuera.

Explosión pequeña (string shot): Limpia por la fuerza de vibración generada por esta explosión de adentro hacia afuera del liner.

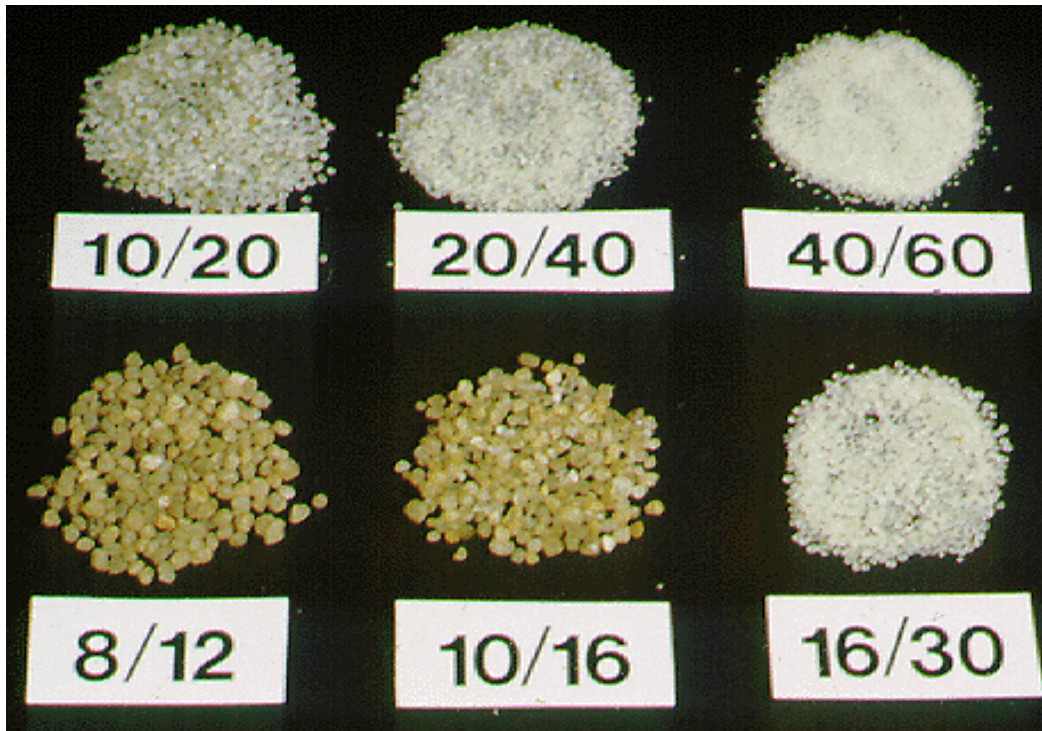
Succión o lavado hidrostático: También utiliza las copas de caucho para aislar las ranuras, pero usa la presión hidrostática del fluido ubicado en el anular para limpiar de afuera hacia adentro del liner.

4.5 EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

Este tipo de técnica de control de arena consiste en colocar un material gradado (grava) en frente de la formación productora de arena para prevenir la producción de material fino cuando hay flujo de fluidos.

Este es el método más usado de control de arena, abarca tres cuartas partes de los tratamientos utilizados. Una lechada con grava de tamaño preciso en un fluido de arrastre es bombeado dentro del espacio del anular entre una pantalla centralizada y cualquiera de los dos, casing perforado o hueco abierto.

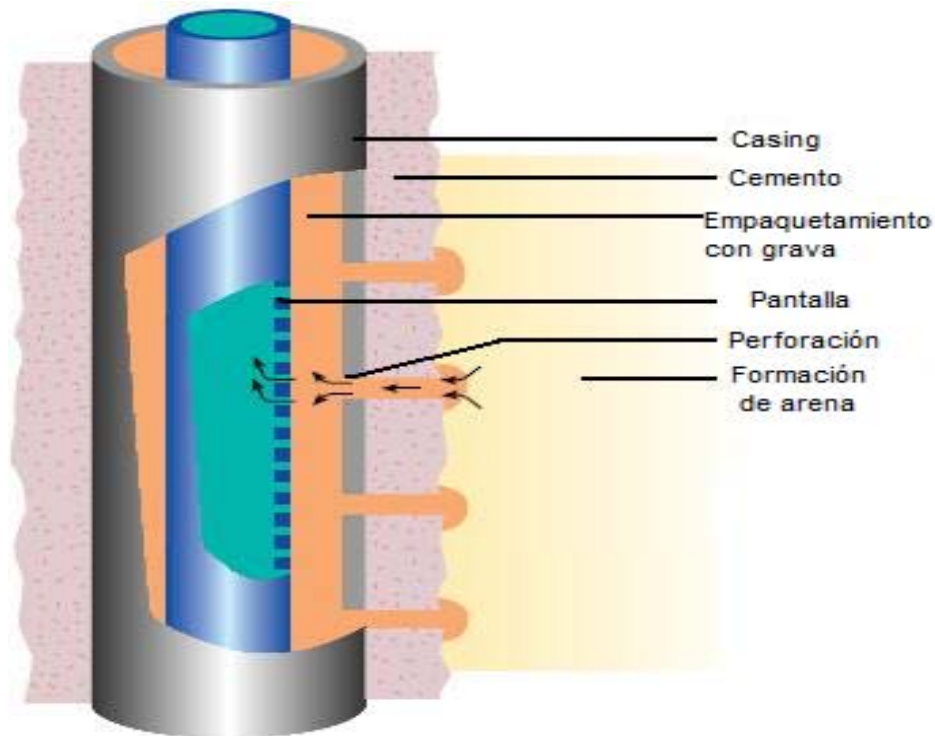
Figura 19. Tamaños de grava



Fuente. <http://www.halliburton.com>.

La grava también entra en una perforación si el empaquetamiento con grava está siendo desarrollado en un hueco con casing. Como el bombeo continúa, el fluido de arrastre fuga dentro de la formación o a través de la pantalla y vuelve a la superficie. El empaquetamiento con grava crea un filtro granular con alta permeabilidad (cerca de 120 darcies) pero previene la formación de arena entrando del pozo. Existen dos tipos de empaquetamiento con grava, los cuales son empaques en hoyo abierto y empaques en hoyo revestido.

Figura 20. Empaquetamiento con grava

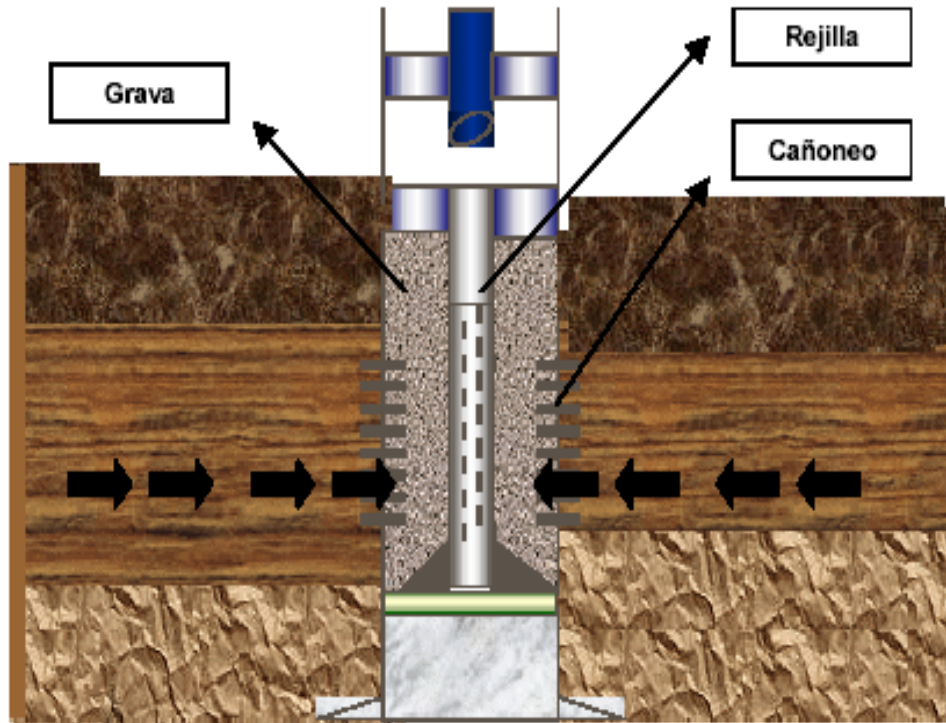


Fuente. Carlson, J, Gurley, D, Sand Control: Why and How?. Paper SPE, 1992.

4.5.1 Empaques en hoyo revestido

El empaque con grava en “Hoyo Revestido” es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizada por la industria petrolera. Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla-revestidor filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava. Este tipo de técnica contribuye alta productividad pero no permite aislar zonas de alta producción de gas o agua. La siguiente figura muestra una completamiento típico a hoyo revestido con empaque con grava.

Figura 21. Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido

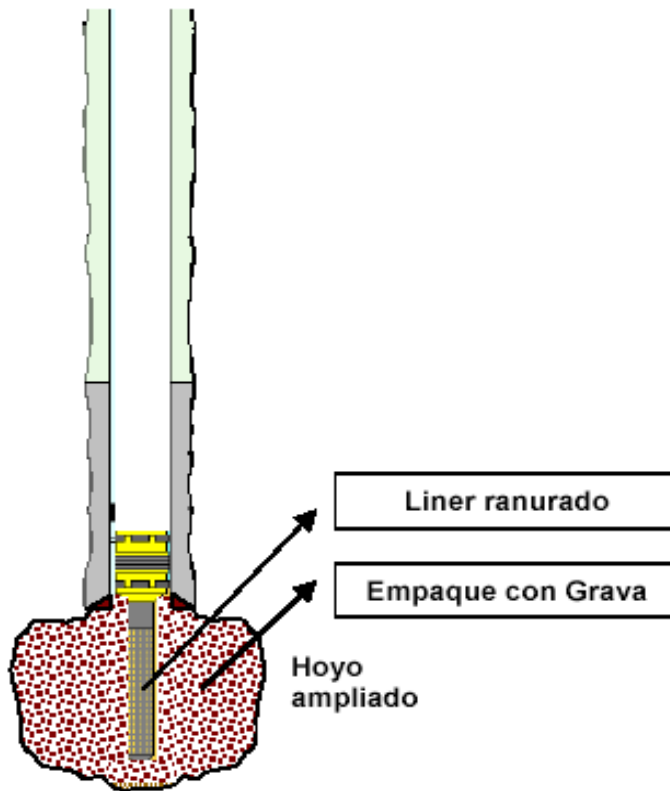


Fuente: Aguirre, Eduardo., Vivas, Yoel., Completación de pozos, Caracas, 2004.

4.5.2 Empaques en hoyo abierto

Este tipo de técnica consiste en mallas o liners ranurados empacados con gravas dentro del revestimiento perforado. El empaque con grava en “Hoyo Abierto Ampliado” implica perforar por debajo de la zapata o cortar el revestimiento de producción a la profundidad de interés, repasar la sección del hoyo abierto, ampliándolo al diámetro requerido, para luego colocar una rejilla frente al intervalo ampliado, y posteriormente circular la grava al espacio entre la rejilla o “liner” ranurado y el hoyo ampliado, de tal forma que la rejilla o “liner” ranurado funcione como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la Formación. Esta técnica no sirve para pozos con alta reproductividad. La siguiente figura muestra un esquema genérico de un completamiento a Hoyo Abierto Ampliado.

Figura 22. Completación a Hoyo Abierto Ampliado



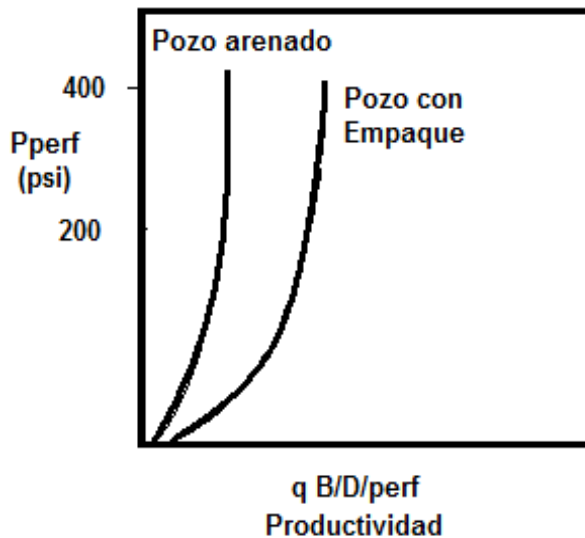
Fuente: Aguirre, Eduardo., Vivas, Yoel., Completación de pozos, Caracas, 2004.

4.5.3 Productividad de los empaques de grava

Los empaquetamientos con grava no restringen la productividad del pozo a menos de que estén taponados, en el caso de pozo revestido al maximizar el tamaño y el número de perforaciones se incrementa la productividad, los pozos preempacados con grava permiten alta tasa y larga vida, por lo cual son de gran utilidad.

Por otro lado la turbulencia en la cara del pozo decrece la productividad en pozos de alta tasa. Los empaques de grava fueron diseñados para no permitir flujo de finos, si la arena producida no es uniforme se dificulta la efectividad del empaque de grava, además si se usa un tamaño inadecuado de grava, esto afecta en gran medida la productividad. Si en los pozos se presenta flujo multifásico causa disturbios de presión que pueden incrementar la producción de finos, arenas y taponamiento de las perforaciones.

Figura 23. Gráfica de P_{perf} vs Productividad



Fuente. Autores del proyecto.

4.5.4 Parámetros a considerar para un buen empaquetamiento

Para que una operación de control de arena sea exitosa deben tenerse en cuenta ciertos factores de diseño tales como los especificados a continuación.

4.5.4.1 Relación tamaño de grava y tamaño de partículas de arena de la formación

Experimentalmente se ha determinado este valor como cuatro ó seis a uno. Por ejemplo, si el diámetro de los granos de arena para el 10% acumulado por peso es de 0,01 pulgadas, la grava a usar debe tener 0,04 a 0,06 pulgadas de diámetro. En cuanto al "Liner", en las operaciones de empaquetamiento con grava, las ranuras solo requieren ser lo suficientemente pequeñas para impedir el paso de los granos de grava. En la industria usualmente se emplean los siguientes tamaños:

Tabla 16. Tamaño de grava y ranuras más usadas

RANURA (PULGADAS)	DIÁMETRO DE GRAVA (PULGADAS)	NUMERO DE MALLA (TYLER)
0,020	0,04 – 0,06	14
0,018	0,03 – 0,04	20
0,016	0,02 – 0,03	28

Fuente. Calderón, Bernardo., Curso de producción II, Universidad Nacional de Colombia.

Sin embargo, en muchos casos es conveniente usar ranuras de 0,01 pulgadas con el fin de obtener un mayor factor de seguridad, especialmente cuando el pozo produce fluidos corrosivos.

4.5.4.2 Espesor del empaquetamiento

Se ha comprobado que el espesor del empaquetamiento no necesita ser muy grande para bloquear exitosamente la entrada de arena, y que un espesor igual a 4 o 5 veces el diámetro de los granos de grava se considera efectivo. Sin embargo, se requiere que el empaquetamiento sea uniforme y compacto para evitar movimiento de la grava. Para compensar el movimiento gradual o volver a arreglar el empaquetamiento que ocurre bajo condiciones normales de producción, se acostumbra dejar una reserva de grava en el espacio anular entre el revestimiento y la parte superior del "liner".

4.5.4.3 Colocación de la grava.

Esta operación presenta una de las mayores fuentes de dificultad. La existencia de un sedimento sobre la formación origina una barrera impermeable entre dos caras permeables (la formación y la grava), reduciendo apreciablemente la producción.

En empaquetamiento sin Liner ranurado (a través de perforaciones) se requiere que el fluido transportador de la grava sea de tipo penetrante (agua de formación) con el fin de que penetre efectivamente en la formación y forme un empaquetamiento apretado detrás del revestimiento.

4.5.4.4 Cañoneo del revestimiento

El tamaño de las perforaciones es importante cuando se va a empaquetar detrás del revestimiento. En pozos viejos se recomienda recañonear con bala o chorro a un tiro por pie para obtener orificios de tamaño mayor que permitan el paso de la grava.

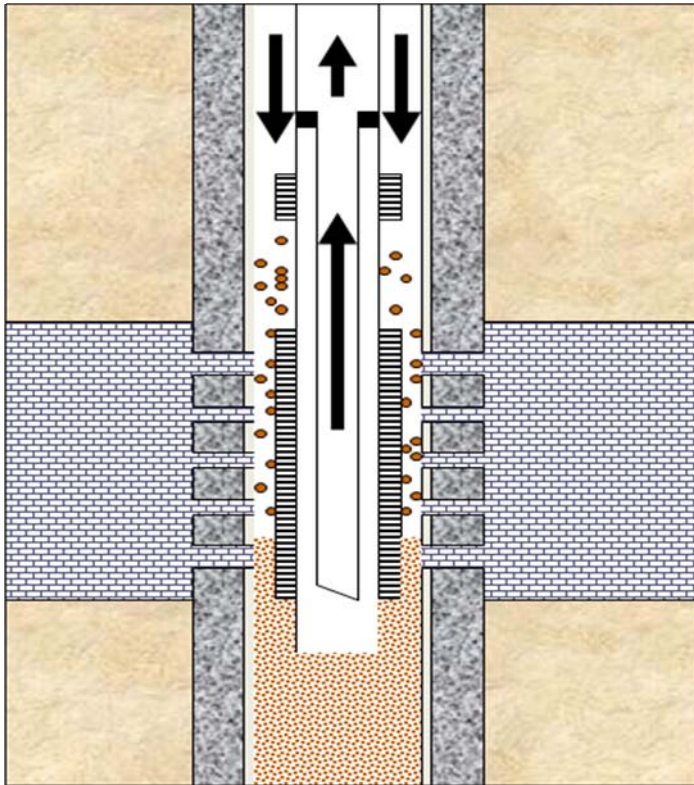
4.5.5 Métodos de empaquetamiento con grava

Existen varios métodos para realizar la operación de empaquetamiento, entre los más comunes se encuentran.

4.5.5.1 Empaquetamiento por circulación en reversa

Es el método más antiguo y todavía en uso en algunas áreas. Como regla general, para aplicar este método y los que se describen posteriormente, la primera operación que ha de realizarse es lavar las perforaciones en el revestimiento por medio de una herramienta de lavado especial; luego se baja el Liner con tubería de cola y se realiza el empaquetamiento bombeando la mezcla de grava y fluido por el espacio anular mientras se recobra por la tubería de producción el fluido limpio, si se desea empaquetar las perforaciones, se pueden cerrar los retornos en superficie mientras se bombea. Las desventajas de este método son: puede producir taponamiento de las ranuras del Liner con las incrustaciones o suciedades del revestimiento, pegarse ocasionalmente con la tubería de producción, requiere de un tiempo considerable.

Figura 24. Empaquetamiento por circulación en reversa



Fuente. <http://www.halliburton.com>.

4.5.5.2. Procedimiento de limpieza de las perforaciones

Herramienta de lavado con circulación reversa. $v_{\text{residuos}} \cong 100 \text{ ft/min}$

Bajar la herramienta colocando las copas de lavado a una distancia igual al intervalo perforado más 10 pies por encima de la zona.

Colocar la copa inferior de lavado en posición de Bypass y mover lentamente la herramienta hasta colocarla 10ft por encima de las perforaciones.

Cerrar el Bypass y probar la herramienta a 500psi aplicando presión por el anular.

Con la preventora anular cerrada aplicar 200psi en el anular y bajar la herramienta hasta la primera perforación. Anotar la caída de presión al llegar a esta o cuando empiece la circulación.

Iniciar la circulación en reversa a la mínima velocidad para llevar a superficie la arena. Filtrar el fluido en superficie.

Lavar las perforaciones usando 10 Bbl/ft de intervalo o hasta que la presión se estabilice.

Lavar todo el intervalo perforado.

Abrir el Bypass inferior y recircule hasta que el pozo este limpio. Repetir el procedimiento.

4.5.5.3 Método de lavado hacia abajo

Consiste esencialmente en las siguientes operaciones: Lavado de las perforaciones, inyección a presión de la mezcla grava, y fluido para llenar todas las cavidades exteriores al revestimiento, bajada del Liner lavado en circulación directa hasta el punto deseado, soltada de la tubería que ha servido para bajar el Liner después de que la grava se ha sedimentado en el espacio anular. Las ventajas de este método son: Se llenan todas las cavidades detrás del revestimiento y por lo tanto se puede evitar taponamientos por derrumbes de arcilla, se produce una sedimentación diferencial de la grava, es decir, el material grueso se deposita primero en el fondo y el material fino (suciedades, incrustaciones, etc) quedan depositados frente al Liner ciego.

4.5.5.3.1 Procedimiento de lavado hacia abajo

- Limpiar las perforaciones.
- Preempaquetar las perforaciones.
- Colocar la grava al frente del intervalo perforado:

$$hg = \frac{C_{an} L_s}{C_c}$$

Hg:	Altura de la grava en el casing
C _{an} :	Capacidad del anular entre la malla y casing
L _s :	Longitud de la malla más el liner de asentamiento
C _c :	Capacidad del casing

- Colocar el liner de asentamiento en este orden: Zapata, malla con centralizador, liner de asentamiento con centralizador, Back-off.
- Colgar la malla y subir la tubería de lavado.
- Colocar el tubing en el tope de la grava.
- Iniciar circulación: 1 a 2 Bls/min.
- Empaquetar lentamente la malla hasta que el fluido salga limpio.
- Parar la circulación por 15 minutos.
- Aplicar presión por el anular y chequear el empaque de grava.
- Con 5000 lbf sobre la tubería rotar el tubing a la derecha y quitar el Back-Off.
- Levantar la malla 304ft y limpiar el pozo en reversa.
- Sacar el tubing del pozo.
- Llevar el empaque al tope de la malla.
- Probar la presión anular y la circulación.
- Sentar el empaque y probar el anular a 1500 psi.

4.5.5.4 Método de flujos cruzados

En este método la mezcla, grava y fluido se bombean por dentro de la tubería de producción o perforación hasta llegar a la herramienta "Cross over tool" donde se produce una desviación en la dirección de los flujos: el fluido bombeado por la tubería pasa al espacio anular por debajo del "Cross over tool" y el retorno obtenido a través de la tubería de cola pasa al espacio anular por encima de la misma herramienta. Esta tiene un empaquetamiento para aislar el espacio anular arriba y abajo del sitio de asentamiento. En este método se usan en el Liner ciego a unos 40 pies aproximadamente por encima de la sección ranurada, unos orificios

denominados "Tell tale holes" los cuales se usan para indicar cuándo se ha terminado el trabajo de empaquetamiento por el aumento instantáneo que se produce en la presión de inyección. Además se usa en el extremo de la tubería de cola un empaque en forma de copa que sirve para dirigir el camino del fluido y ayudar a obtener un empaquetamiento más compacto. La ventaja de este método sobre el anterior es que el viaje de los fluidos por la tubería les impide arrastrar suciedades del espacio anular que podrían tapan las ranuras.

4.5.5.4.1 Procedimiento de método de flujo cruzado

Limpiar y preempaquetar las perforaciones.

Preparar la herramienta con las siguientes partes:

Tapón con cuchillas.

Malla con centralizador.

Liner con centralizador.

Unión de la malla.

Back-Off

Herramienta de flujo cruzado.

Bajar despacio la sarta hasta la profundidad requerida.

Empiezar la circulación.

Circular el Slurry (Grava + Fluido) [1 lb/g al F]

Después del aumento de presión circular un (75%) tapón de Slurry para llenar el liner.

Inyectar un tapón de fluido para desplazar.

Circular 1Bbl de Slurry y desplazar con tapón de fluido.

Repetir el paso anterior.

Colocar el ensamblaje en el tope de la malla y subir el resto 2 ó 3 ft.

Limpiar el pozo con circulación en reversa.

Bajar el Tieback y el empaque.

Localizar en el tope de la malla y probar presión.

Finalmente Sentar el empaque.

4.6 INYECCIÓN DE RESINAS⁹

Con el fin de lograr la cementación de los granos de arena in situ, una resina es inyectada dentro de la formación, generalmente a través de la perforación, y entonces vaciada con un catalizador. El sistema disponible más comercial emplea resinas fenólicas furan ó epoxicas. Estas resinas unen las partículas de roca entre sí creando una matriz permeable estable, con granos consolidados alrededor del casing. El costo de inyección de resinas es mayor que los dos métodos descritos anteriormente, pero se desarrolla para aplicarlo en aquellos pozos en los cuales los problemas de arenamiento no podrían ser resueltos satisfactoriamente por los métodos convencionales.

Para tener éxito en esta clase de trabajos se requiere que las perforaciones no estén taponadas y que la formación sea limpia y permeable. El taponamiento de las perforaciones impide la entrada de la resina plástica a la formación, y si la presión diferencial hacia el pozo durante el período de producción destapa esas perforaciones, el arenamiento es inminente. Este tratamiento debe aplicarse preferiblemente antes de que se inicie el problema de arenamiento.

La concentración de arcilla puede impedir la efectividad del proceso de consolidación, entonces un estabilizador de arcilla es usado a menudo como un pre limpiador. El agua residual también podría interferir con el desarrollo de las fuerzas de consolidación y podría ser necesario el incremento de las cantidades de resina. La cantidad de resina inyectada es una solución entre el fortalecimiento de las fuerzas de consolidación y la reducción de permeabilidad. Si una arena no consolidada de 8 darcies es tratada con resina para obtener una resistencia a la compresión por encima de 3300psi, la permeabilidad podría ser reducida con 25% y la productividad en un 10%.

⁹ Lombard, M., "Resin coated prepacked sand control liner" paper SPE 83480, 2003.

La producción de arena no puede ser prevenida si la inyección de químicos es desigual y algunas arenas expuestas no son cubiertas. Esto se debe a que la técnica tiende a abarcar intervalos cortos hasta de 10 a 15 pies (3 a 4 m), la cobertura de zonas más profundas es difícil a menos que haya una ubicación selectiva de las herramientas usadas. Aunque la consolidación de resina se ha usado con éxito, este tipo de tratamiento no supera más del 10% en los completamientos de control de arena.

Las resinas plásticas más usadas son tipo Fenolítico, compuestas de dos materiales, Formaldehido y Fenol; El Cresol puede sustituir total o parcialmente el Fenol en pozos de baja temperatura. La resina plástica líquida impregna los granos de arena y los consolida formando una red permeable y durable. Después de endurecido, el plástico es inerte y no lo afectan los fluidos producidos (agua, aceite y gas) ni los fluidos usados en tratamientos de estimulación; tampoco se ablanda por la temperatura del pozo. Cada plástico tiene un rango de temperatura para su correcto uso. Si para un caso particular existen varios que llenan el requisito de temperatura, la selección puede basarse en la resistencia compresiva deseada o la técnica de aplicación a usarse. En general, el plástico que va a usarse debe tener un tiempo de endurecimiento tan corto como sea posible, pero también debe tener un margen de seguridad sobre el tiempo necesario para colocarlo en la formación.

Junto con la resina se bombean dos compuestos químicos necesarios para que este tratamiento sea efectivo, dichos compuestos son: un solvente y un catalizador los cuales se especifican a continuación:

- **Solvente**

Es miscible con la resina líquida y asegura la permeabilidad de la estructura una vez consolidada, variando su valor de acuerdo con la relación solvente a plástico. También sirve como agente adelgazante para facilitar el bombeo de

la resina. Si se quiere asegurar una mayor permeabilidad de la arena consolidada se puede lavar la red estructural formada con un aceite refinado liviano, con el fin de arrastrar el exceso de resina de los espacios porosos y hacer llegar ese exceso a los granos de arena no tratados.

- **Catalizador**

Tiene por objeto controlar el tiempo de bombeo del plástico líquido variando la cantidad de catalizador usado, el tiempo en el cual la resina plástica, puede bombearse fácilmente se puede controlar en un rango de dos a cuatro horas (o por un tiempo mayor en algunos casos especiales) a temperaturas entre 100 y 210 °F. Además, actúa como agente humectante para facilitar la adherencia del plástico a los granos de arena.

Figura 25. Granos de arena consolidados



Fuente. <http://www.halliburton.com>.

4.6.1 Factores de los pozos a considerar para diseñar un trabajo de consolidación de arenas

Para que un trabajo de inyección de resina a un pozo sea el adecuado y logre el objetivo principal de consolidar los granos sueltos deben considerarse características importantes inherentes a cada pozo tales como:

4.6.1.1 Presión de fondo

Junto con la permeabilidad efectiva, la presión de fondo afecta la capacidad de producción del pozo y la presión necesaria para inyectar los materiales de consolidación. En algunos pozos, la presión puede ser suficientemente alta para influir en la selección de la clase del equipo requerido para inyectar la resina plástica.

4.6.1.2 Temperatura de fondo

Esta característica es especialmente importante puesto que los tiempos de espesamiento (bombeo) y fraguado de la resina plástica están enteramente controlados por la temperatura del pozo y la cantidad de catalizador usado.

4.6.1.3 Historia de Producción

Permite ayudar a determinar la capacidad productiva actual del pozo, la resistencia original de la arenisca productiva y las posibles causas para que el pozo produzca arena.

4.6.1.4 Historia de los trabajos de reacondicionamiento de pozo

Es importante tener la información de los trabajos de reacondicionamiento realizados a un pozo como estimulaciones y remedio (acidificaciones, fracturamientos, limpiezas, cementaciones forzadas, etc.), ya que estos datos son

de valiosa ayuda al momento de preparar el pozo y para diseñar un trabajo con mejores probabilidades de éxito.

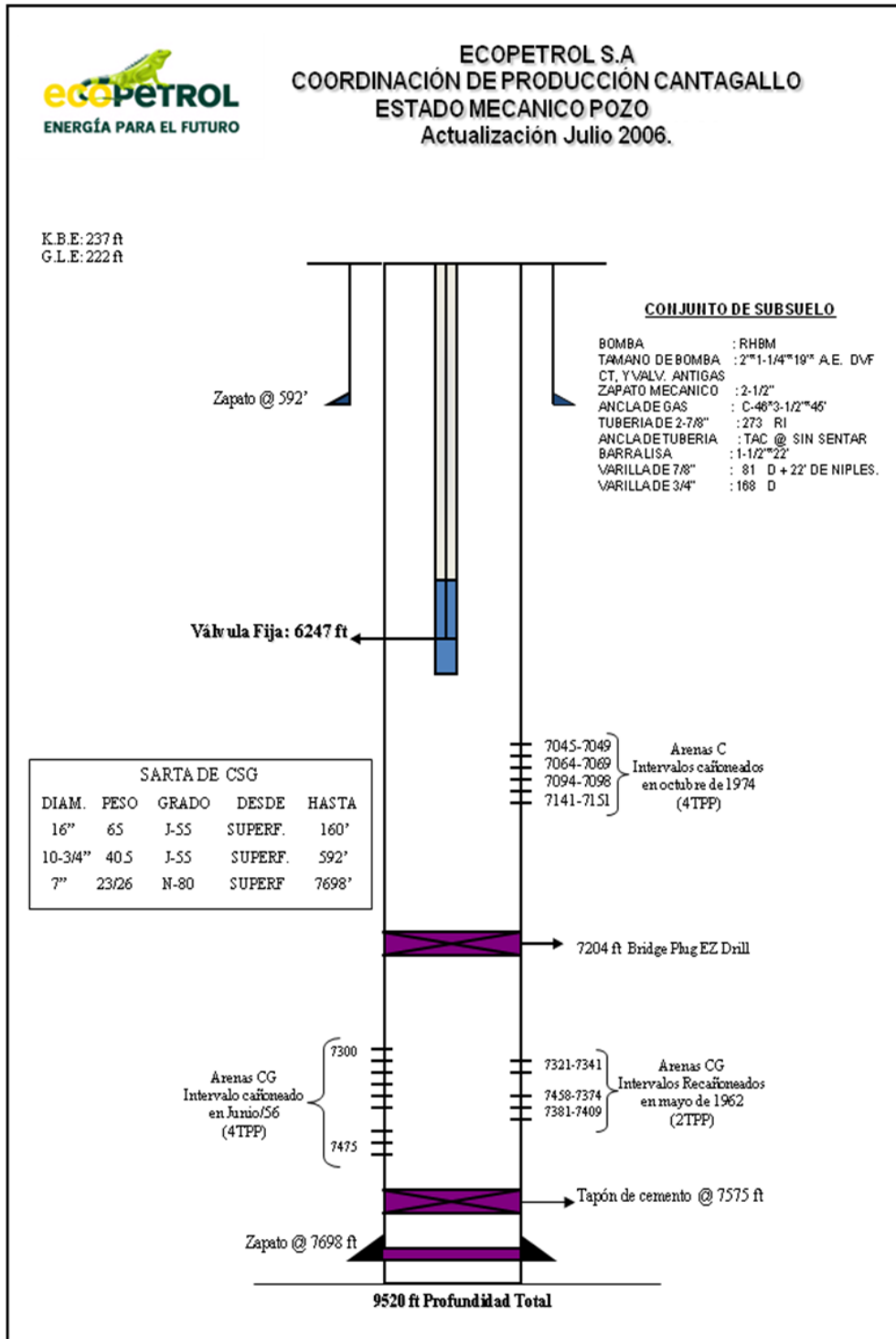
4.6.1.5 Análisis de corazones o registros

Permite disponer de información referente a las propiedades físicas de la formación (porosidad, permeabilidad), el espesor de la zona productiva, saturación de agua, el tipo de formación, como se encuentra el casing y el cemento. Estos datos son indispensables para el estudio de la operación.

4.6.1.6 Estado Mecánico

Es una información necesaria para la programación de todos los trabajos que deben realizarse en un pozo. Comprende tamaño y tipo de tuberías de revestimiento y de producción, profundidad del collar flotador y la tubería de producción, clase y profundidad de asentamiento de empaques, retenedores, tapones o herramientas especiales, intervalos abiertos a producción, etc.

Figura 26. Estado mecánico de un Pozo



Fuente. Base de datos campo cantagallo, ECOPETROL S.A.

4.6.2 Preparación de los pozos

Antes de llevar a cabo la inyección de la resina al pozo en estudio se necesita realizar ciertos pasos necesarios para que operación sea efectiva.

4.6.2.1 Formación y perforaciones limpias

Para obtener estas zonas limpias se utilizan operaciones de acidificación, inyección de solventes para parafinas o asfáltenos, inyección de fluidos livianos no viscosos (Keroseno, aceite diesel) en aquellos pozos que producen crudos viscosos, esto se hace con el fin de asegurar una unión fuerte entre la resina y los granos de arena.

En general, antes de todos los tratamientos de consolidación de arena se recomienda inyectar un aceite refinado liviano con el objeto de buscar la máxima limpieza de la formación. Si no se dispone de este tipo de aceite, puede emplearse petróleo crudo.

4.6.2.2 Inyección previa de arena

Cuando un pozo ha producido mucha arena, antes del tratamiento de consolidación se debe inyectar un volumen suficiente de arena de tamaño similar a la producida por el pozo, usando preferiblemente aceite como fluido transportador. El tamaño de arena más usado oscila entre 90 y 190 mallas.

4.6.3 Equipos

Para la aplicación de este tratamiento no se requiere un equipo especial, y en la mayoría de los casos, puede hacerse el bombeo de la resina utilizando solo la tubería de producción. Sin embargo, debe utilizarse la unión de circulación, empaque y tubería de cola, en los siguientes casos:

- Cuando la presión de inyección esperada excede la presión máxima que resiste la tubería de revestimiento.
- Cuando la presión de formación es tan baja que el pozo no permanece lleno durante el tratamiento.
- Si hay peligro de contaminación de la resina plástica con fluidos de los anulares.
- Cuando se presentan otros intervalos abiertos en la parte superior o inferior de la zona a tratar (en este último caso se requiere el uso de un retenedor o un empaque inferior).

4.6.4 Procedimiento para la inyección de resinas

Para realizar esta operación el procedimiento recomendado es el siguiente:

Se debe desplazar el fluido del pozo con aceite limpio para evitar la contaminación del plástico con agua o lodo.

Con la tubería de producción situada a la profundidad de las perforaciones inferiores y el espacio anular cerrado se inyecta crudo para saturar los alrededores del pozo con petróleo y desplazar el agua que pueda existir en las cercanías.

Se bombea la resina hasta situarlo en el fondo de la tubería y en el espacio anular por encima de las perforaciones superiores.

Se cierran las válvulas de la cabeza del pozo (espacio anular) y se inyecta a presión en la formación la cantidad remanente de resina.

Se inyecta aceite crudo por la tubería y por el anular para desplazar la resina totalmente fuera del pozo hacia la formación.

4.6.5 Tratamientos de resinas

Hay diferentes clases de resinas, con distintos diseños de sistemas de consolidación. Uno de los retos de la industria es escoger el mejor tratamiento, ya que todos los yacimientos son diferentes e indiscutiblemente no reaccionan igual, a continuación se especifican los diferentes diseños.

4.6.5.1 Sistemas de resinas Epoxídicas

Independientemente del método de recubrimiento de arena, el grado de adherencia obtenido con una resina epoxídica es sensible a la cantidad de agua presente en el espacio de los poros. Por lo tanto, todos los sistemas de resinas epoxídicas incluyen un re-enjuague removido con agua. En algunos sistemas, el crudo del yacimiento es desplazado primero con diesel y luego el agua es removida con un alcohol. Alternamente, un solvente mutual pre enjuagado puede desplazar tanto el crudo como el agua, este solvente debe contener aditivos tales como un agente de acople o un viscosificante.

Las resinas epoxídicas son muy viscosas, por lo tanto requieren de un diluyente tal como acetona o etil-acetato, con el fin de que esta sea bombeable en operaciones de campo. Para endurecer la resina, internamente el sistema catalizado contiene un agente de curado, típicamente es una amina primaria. La reacción de endurecimiento empieza tan rápido el agente es adicionado, pero un diseño típico permite 2 o 3 horas de tiempo de bombeo antes que la viscosidad incremente.

Aunque 12 horas usualmente es requerida antes de que las operaciones de reacondicionamiento sean reiniciadas, la resina debe continuar con el tiempo de curado hasta que la resina llegue a ser más dura durante 24 horas. Temperaturas de yacimiento altas promoverán un curado más rápido.

Epoxicas

Ácido: Preflujo HCl, HF/HCl, Solvente mutual

Neutralizador: H₂O, NH₄Cl, NH₄HCO₃

Preflujo: Diesel, alcohol, aceite aromático

Resina: Epoxica, agente de curado y diluyente

Espaciador: Aceite refinado

Sobreflujo: Aceite refinado

Desplazamiento: Diesel

Tiempo de curado: 12 horas

4.6.5.2 Sistemas de resinas Furano /Fenolicas

Las resinas furano son muy reactivas y aún no se han ideado un metodo práctico para catalizarlas internamente para la consolidación de arena. Todos los procesos comerciales basados en resinas furano-fenolica son catalizadas *in situ*. Sobreflujo de agua y aceite son usados; para sistemas con sobreflujo de aceite es usado diesel mas un surfactante como el preflujo estandar. Esto reduce la saturación de agua residual y debe promover la mojabilidad de la arena por la resina. Salmuera mas un surfactante es comunmente usado como sistema acuoso de preflujo. La salinidad de la salmuera es mantenida alta para prevenir componentes de agua solubles en la resina de la disolución en el preflujo. Un solvente mutual preenjuagado puede además ser efectivo para cualquiera de los sistemas. Independientemente de la elección de la resina, sistemas de sobreflujo de aceite usualmente incluyen un alcohol como un diluyente reactivo al igual que el acuoso, además contiene un agente de acople, el cual ayuda a que haya buena adhesión a la arena. Tambien es usado un espaciador, para sistemas de aceite es utilizado diesel y para sistemas acuosos el recomendada la salmuera con alta salinidad, para los dos sistemas puede ser adicionado un surfactante. Los catalizados de sobreflujo para sistemas de aceite se componen de diesel mas un acido organico, mientras que los sistemas acuosos utilizan HCl como catalizador.

El tiempo de curado usual para las resinas furano es de 12 horas, pero en mucho casos las operaciones de reacondicionamiento pueden reiniciarse en menos tiempo.

Furano – Fenolicas

Ácido: Preflujo.

Neutralizador.

Preflujo: Diesel + surfactante o solventes.

Resina: Furanica o fenolica, alcohol, furfurool, agente de unión.

Espaciador: Diesel + surfactante.

Sobreflujo: Diesel + surfactante ó ácidos orgánicos.

Desplazamiento: Diesel

Tiempo curado: 12 horas

4.6.5.2 Sistemas de resinas Felonicas

En contraste con los sistemas de resinas furano/felonicas, es claro que las resinas felonicas polimerizan lentamente, por esto debe ser usado sobreflujo para estabilizar la permeabilidad.

Varias opciones son disponibles para preparar la arena para ser revestida por la arena. Un preflujo de diese ha sido usado con éxito, y un solvente mutual puede ser usado solo o en combinación con el diesel.

Resina fenológica

Ácido: Preflujo

Neutralizador

Preflujo: Diesel o solventes

Resina: Tipo fenológica, agente de unión y base catalítica

Espaciador: Diesel

Sobreflujo: Diesel

Desplazamiento: Diesel

Tiempo curado: 24 horas.

4.7 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CONTROL DE ARENA¹⁰

Para seleccionar el método adecuado para controlar el arenamiento se muestra a continuación las ventajas y desventajas de las diferentes técnicas.

➤ LINERS RANURADOS

VENTAJAS

- Son una buena opción para pozos Horizontales, dependiendo de la consolidación de las arenas a producir, estas deben ser bien distribuidas y limpias, preferiblemente de tamaño grande.
- Fáciles de instalar
- Pueden controlar la producción de arena en condiciones adecuadas

DESVENTAJAS

- Corrosión de las ranuras
- Obstrucción de la rejilla por reorganización de la arena al variar la tasa de producción del pozo.
- Debe usarse exclusivamente en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que no tenga arcilla o muy poca, granos de arena grandes y bien distribuidos.
- La productividad inicial de los completamientos con rejillas sin grava es generalmente buena, pero la declinación de producción subsecuente es típica.

¹⁰ EVALUACION DE LAS TECNICAS DE CONTROL DE ARENA UTILIZADAS EN LOS POZOS DEL CAMPO CANO LIMON Y CAMPOS ALEDANOS. MANFREDO ANTONIO KLEBER SALGADO, BUCARAMANGA, UIS, 2007

➤ **COMPLETAMIENTO A HOYO REVESTIDO CON EMPAQUE CON GRAVA**

VENTAJAS.

- Es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizadas en la industria petrolera.
- Hay gran cantidad de técnicas usadas para instalar las rejillas frente a las perforaciones y controlar la colocación de grava.
 - a) sistemas convencionales empacados con agua
 - Circulación en reversa.
 - Circulación crossover.
 - Técnica washdown.
 - b) Sistemas de empaque por lechada de cemento.
 - Técnica de squeeze.
 - Técnica de un viaje.
 - Técnica de washdown.
- Existen facilidades para completamiento selectivo y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se pueden controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos se puede controlar con efectividad (gas y agua)
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar de forma efectiva.
- Es posible hacer completamientos múltiples.

DESVENTAJAS

- Taponamiento debido a la formación de escamas cuando el agua de inyección se mezcla con el fluido de completamiento a base de calcio usado durante el empaque con grava.
- Erosión / corrosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.

➤ **COMPLETAMIENTOS A HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE DE GRAVA.**

VENTAJAS

- Es realizado con frecuencia con el fin de remover el daño presente en la zona más cercana al pozo.
- Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos de la formación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente (360°), eliminando la fuerte caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación.
- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad.
- Alta eficiencia
- No hay gastos asociados a tubería o cañoneo
- Menos restricciones debido a la falta de perforaciones ocasionadas por cañoneos.
- Se considera como el más eficiente en el control de arena para tipos específicos de arena, cuando el diseño y la operación han sido realizados en forma adecuada
- Los materiales utilizados son sencillos y no tóxicos.
- Es una técnica conocida y tiene gran difusión en la industria

- Es una técnica económica en pozos verticales de profundidad somera, y el completamiento es sencillo a presiones normales.

DESVENTAJAS

- Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y/o gas.
- No es fácil realizar la técnica en formaciones no consolidadas.
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hoyo abierto.
- Las rejillas o liners pueden ser difíciles de remover para futuros recompletamientos.
- En algunos casos ha producido pérdidas de productividad que van de grados medios a severos.
- Puede llegar a ser muy costosa en casos de pozos direccionales, completamientos múltiples, grandes profundidades y presiones anormales.
- En pozos con presiones anormales surge la necesidad de emplear fluidos costosos para controlar los fluidos de formación sin taponar el empaquetamiento de grava.
- El empaquetamiento de las zonas superiores en completamientos múltiples requiere procedimientos más complejos y demorados y por lo tanto más costosos.
- La grava debe quedar bien empacada en todo el anular y en los túneles de las perforaciones con el fin de obtener un buen control sobre la arena de formación. Una mala distribución de la grava genera zonas de debilidad por donde puede migrar la arena.
- Generalmente, las mallas están diseñadas para retener la grava y no la arena de formación, con el fin de evitar una reducción en la conductividad al reducir el área de flujo.

➤ **INYECCION DE RESINAS**

VENTAJAS

- Provee cementación grano a grano dentro de la formación
- Las técnicas de inyección de resinas son las más sofisticadas en trabajos de completamiento.
- Después del proceso de inyección de resina, se genera una matriz estable, con una permeabilidad definida alrededor de la tubería de revestimiento.

DESVENTAJAS

- En arenas sucias una gran cantidad de resina es requerida para unir las superficies de las partículas grandes con las más pequeñas.
- El procedimiento es recomendado solo para arenas limpias
- La consolidación de la resina se pierde gradualmente cuando está en contacto con agua salada de la formación, puede perder hasta el 50% de capacidad de esfuerzo cohesivo entre los granos de arena.
- Las formaciones con alta cantidad de arcilla requieren un tratamiento especial si se desea hacer control de arena con esta técnica.
- Si se van a tratar múltiples intervalos al interior del pozo, se deben usar empaques o tapones aislantes, si no se realiza este procedimiento se corre el riesgo de tener interferencia en las presiones de inyección repercutiendo en una inyección poco uniforme de fluido al interior de la formación.
- No es recomendable para pozos muy viejos ya que antes del procedimiento se hace necesario inyectar arenas limpias dentro de la formación, debido a que se han producido durante un periodo largo de tiempo y el espacio dejado por éstas hace que el fluido de consolidación se vaya por una zona de pérdida y no cumpla con su objetivo.
- La resina inyectada puede reducir la permeabilidad de la formación hasta un 25% y el corte de productividad hasta en un 10%.

- La técnica es usada en intervalos cortos, 10 a 15 pies (3 a 4 m).
- Este procedimiento se usa solo en el 10% de los procedimientos de control de arena.

Después de observar la ventajas y desventajas de las técnicas anteriormente expuestas, se descartaron las que no se acoplaban a los requerimientos de los pozos estudiados que se encuentran en el campo Cantagallo, que a su vez está ubicado en la zona del Magdalena medio, y se caracteriza por tener arenas productoras poco heterogéneas con espesores productores variados y formaciones poco consolidadas.

Teniendo en cuenta esto, se concluyó que los Liners Ranurados no alcanzaban los requerimientos operacionales, ya que la tasa de producción de los pozos es variable y esto haría que las rejillas se obstruyeran debido a la reorganización de la arena al formar nuevos puentes; otro problema es la necesidad de condiciones estables de permeabilidad y tamaño de arena.

En cuanto a la inyección de resina, se puede ver que se recomienda para arenas limpias, en formaciones con bajo contenido de arcilla, aplicable solo en intervalos cortos y no recomendada en pozos antiguos; por las características de los pozos estudiados se puede concluir que esta técnica de control de arenas no es aplicable, ya que los pozos son antiguos y sus intervalos extensos.

Para el empaquetamiento con grava, en este caso para hoyo revestido, se observó que es una de las operaciones más usadas, hay grandes cantidades de técnicas empleadas para su realización, existen facilidades para el completamiento selectivo, si se requiere, y para mantenimiento y reparaciones posteriores a la operación. Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar la

producción de agua y gas. La producción de fluidos en cada zona puede ser controlada de forma efectiva, y se pueden hacer completamientos múltiples.

Estas ventajas frente a inconvenientes como taponamiento debido a la formación de escamas, daños a la formación causados por pérdidas de fluidos, erosión y/o corrosión de la rejilla, pueden ser evitados con técnicas apropiadas de operación, o en caso de presentarse, pueden ser solucionados de forma eficiente gracias a que la técnica tiene gran cantidad de soluciones aplicables a un mismo problema por ser la más usada en la industria.

5. ANALISIS DE FALLAS

Al estudiar las generalidades del campo y la teoría necesaria para desarrollar este proyecto, es tiempo de seleccionar los pozos del campo que emplean bombeo mecánico, y además presentan fallas repetitivas en el sistema de levantamiento debido a arenamiento. Al realizar la investigación se encontró que la mayor cantidad de fallas en los pozos con alto arenamiento se dan en los equipos de subsuelo, como son la bomba, sus partes y las varillas.

5.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

El criterio para seleccionar los pozos del campo Yariguí – Cantagallo que son tratados en esta tesis se realizó de la siguiente forma.

Se recopiló la información de todos los pozos productores existentes en el campo; dentro de la información obtenida se encuentra el estado mecánico y el historial de eventos de servicios de cada uno de los pozos; el análisis detallado de este reporte ayuda a establecer las fallas más comunes presentadas en los pozos que funcionan con bombeo mecánico. Con base en este estudio se encuentran las fallas ocasionadas principalmente por arenamiento, y de esta manera se determinan los pozos con mayor cantidad de fallas, dichos pozos son los elegidos para este estudio.

5.2 POZOS SELECCIONADOS

Después de realizar el estudio respectivo se escogieron 15 pozos, este estudio se basó principalmente en el reporte de servicios en el reporte de bombas. A continuación se muestran los principales servicios realizados a los pozos seleccionados, además se adicionan datos significativos del reporte de bombas de cada uno de los pozos.

Tabla 17. Servicios realizados al Pozo P1

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
27/01/2007	31/01/2007	NO BOMBEA	4	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
16/02/2007	17/02/2007	NO BOMBEA	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
19/02/2007	20/02/2007	NO BOMBEA	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
03/03/2007	06/03/2007	NO BOMBEA	3	REVISAR CONJUNTO DE SUBSUELO.
19/03/2007	23/03/2007	NO BOMBEA	4	CAMBIAR BOMBA DE 2-1/2 POR 2.
21/05/2007	23/05/2007	NO BOMBEA	2	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
16/08/2007	20/08/2007	CAMBIO DE BOMBA	4	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO POR BAJA EFICIENCIA. (TRABAJO TERMINADO POR F-4120)
21/08/2007	27/08/2007	CAMBIO DE BOMBA	6	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO POR BAJA EFICIENCIA.
19/10/2007	27/10/2007	CAMBIO DE BOMBA	8	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
14/08/2008	15/08/2008	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	2	INTENTO CONECTAR SARTA SIN ÉXITO, SACO ENCONTRANDO VARILLA No. 10 DE 3/4" PARTIDA POR CUERPO, PESCO CON ÉXITO, SACO BOMBA, BAJO NUEVA BOMBA, DEJO POZO BOMBEANDO.
24/08/2008	25/08/2008	VARILLEO	1	ENCONTRO PARTIDA LA VARILLA No. 2 DE 3/4".BAJO BOMBA Y SARTA DE VARILLA DE 3/4" NUEVA.ESPACIO POZO Y DEJO EN PRODUCCIÓN.
26/08/2008	26/08/2008	VARILLEO	1	DESANCLÓ BOMBA Y REALIZÓ LAVADO DE VALVULAS. DEJO POZO EN PRODUCCION.
03/09/2008	03/09/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	TRABAJO SARTA DE VARILLA A 44.000 LBS SIN DESANCLAR BOMBA. DESINSTALO EQUIPO. POZO ASEGURADO.
14/09/2008	22/09/2008	CAMBIO DE BOMBA	8	TOCÓ TOPE DE SUCIO A 7120' (ÚLTIMO FONDO A 7232',20% DE PERF TAPADAS), INTENTÓ LIMPIAR CON ALDANA PERO DURANTE OPERACIÓN QUEDO PESCADO (BOMBA ALDANA MAS TUBERIA), PESCO CON ÉXITO, BAJÓ BHA DE PROD DEJANDO V.F. A 5139'.
29/09/2008	29/09/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	DESANCLÓ BOMBA CON 26 KLBS (PISTÓN PEGADO), BAJÓ NUEVA BOMBA Y DEJÓ POZO EN FUNCIONAMIENTO.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

Durante los últimos años se hicieron varios cambios de bomba debido a arenamiento, el último cambio de bomba que se realizó en este pozo fue el 29 de

Septiembre de 2008. El reporte de bombas proporcionado por Ecopetrol SA muestra la siguiente referencia:

BOMBA 0254 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-16'-3'-2'-2'-DVF-A1C1-C1C1-VV-C1C1-V.SANDCHECK; Al analizar la bomba cambiada se encontró que el pistón estaba pegado por arena compactada.

Es importante mencionar que la mayor parte de fallas encontradas debido a arenamiento se presenta en la bomba de subsuelo y sus partes, pero además de esto se encontraron problemas en las varillas y en la tubería; estas fallas son especificadas en el reporte de servicios de cada uno de los pozos.

Tabla 18. Servicios realizados al Pozo P2

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
08/12/2006	09/12/2006	NO BOMBEA	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
30/04/2007	07/05/2007	VARILLEO	7	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO
09/08/2007	12/08/2007	BOMBA PEGADA	3	REEMPLAZO VARILLA PARTIDA
27/08/2007	01/09/2007	VARILLEO	5	REEMPLAZO BOMBA DE SUBSUELO
08/03/2008	13/03/2008	CAMBIO DE BOMBA	5	SE REANUDA TRABAJO. CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO. DEJO POZO EN PRODUCCION.
21/03/2008	21/03/2008	LAVADO DE VALVULAS	1	LAVADO DE VALVULA FIJA. REALIZO PRUEBA HIDROSTATICA. OK.
26/04/2008	26/04/2008	VARILLEO	1	SACO BOMBA ENCONTRANDO FALLA EN EL ANCLAJE DEBIDO A PRESENCIA DE ARENA. BAJO NUEVA BOMBA.
21/09/2008	22/09/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	POZO NO BOMBEABA DESDE SEP 5/08. CAMBIÓ BOMBA POR UNA RHAC. DESPUÉS DEL SERVICIO DESCARGÓ POZO POR ANULAR POR ALTO FLUJO DE GAS.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

El último cambio de bomba realizado en este pozo fue el 22 de septiembre de 2008, la bomba instalada es la siguiente:

BOMBA 0075 con las estas especificaciones: 25-125-RHAC-16'-3'-2'-1'-DVF-A1C1-C1C1-DVV-A1C1-C1C1-V.ANTIGAS; Encontrándosele pistón pegado por parafina y arena, las copas del anclaje se encontraron destrozadas, la R-11 desgastada por rozamiento en su parte superior cerca de la G-11 y el pistón se encontró severamente rayado en la parte superior cerca de la C-12.

Tabla 19. Servicios realizados al Pozo P3

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
24/04/2008	24/04/2008	NO BOMBEA	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO. PISTON PEGADO POR ARENA.
06/09/2008	09/09/2008	BOMBA PEGADA	3	SACO SARTA DE VARILLA 46 DE 1"+32 DE 7/8", ENCONTRO VARILLA DESCONECTADA POR COPLE, INTENTO PESCAR SIN EXITO.SACO SARTA DE VARILLA EN SENCILLO. DESASENTO ANCLA, SACO SARTA A LA TORRE HASTA PUNTA DE VARILLA, DESASENTO BOMBA, SACO RESTO DE SARTA DE VARILLA

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

El 24 de Abril de 2008 se reemplazó la bomba de subsuelo por la descrita a continuación y se encontraron los siguientes inconvenientes: BOMBA 1582 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-15'-3'-2'-2'-VF-C1C1-V.DARDO; encontrándosele pistón pegado dentro del barril y tapado por dentro con arena, así como también severamente rayado y quemado.

Tabla 20. Servicios realizados al Pozo P4

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
23/04/2005	23/04/2005	NO BOMBEA	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
21/06/2005	21/06/2005	NO BOMBEA	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
31/07/2006	01/08/2006	NO BOMBEA	1	REEMPLAZO POSIBLE VARILLA PARTIDA.
08/08/2006	13/08/2006	NO BOMBEA	5	REEMPLAZO POSIBLE VARILLA PARTIDA. REVISION SARTA DE PRODUCCION
06/09/2006	18/09/2006	NO BOMBEA	12	REEMPLAZO BOMBA DE SUBSUELO
24/12/2006	26/12/2006	VARILLO	2	REEMPLAZO POSIBLE VARILLA PARTIDA.
22/09/2007	22/09/2007	CAMBIO BARRA LISA	1	CAMBIO BARRALISA, DESANCLLO BOMBA, LAVADO DE VALVULAS.
12/09/2008	14/09/2008	CAMBIO DE BOMBA	3	SACÓ SARTA DE VARILLA, ENCONTRANDOSE PARTIDA POR PIN DE LA R-11 (VARILLA DE LA BOMBA). PESCO BOMBA Y CAMBIO POR NUEVA.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

En el pozo P4 el día 12 de Septiembre de 2008 se encontró sarta de varillas partidas y se cambió la bomba, el reporte de bomba mostró lo siguiente:

BOMBA 0682 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-16'-3'-2'-2'-VF-C1C1-VV-C1C1; encontrándosele parafina dentro del barril y alta cantidad de arena, no tenía B-21 y la R-11 tenía la rosca gastada.

Tabla 21. Servicios realizados al Pozo P5

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
15/01/2007	19/01/2007	OPTIMIZACION	4	REEMPLAZAR BOMBA DE VARILLA POR TUBERIA.
26/02/2008	26/02/2008	PISTON PEGADO	1	REEMPLAZAR PISTON
27/08/2008	28/08/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO POR BAJA EFICIENCIA.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

La bomba de subsuelo de este pozo fue cambiada el 27 de Agosto de 2008, el reporte de bombas nos indica las siguientes características:

BOMBA 1582 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-15'-3'-2'-2'-VF-C1C1-V.DARDO; encontrándosele pistón pegado dentro del barril y tapado por dentro con arena, así como también severamente rayado y quemado.

Tabla 22. Servicios realizados al Pozo P6

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
16/05/2008	24/05/2008	SERVICIO BES	8	LAVADO DE ARENA (POZO ARENADO A 8206', FONDO A 8538'). CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO (BES).
02/08/2008	09/08/2008	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	7	SACO SARTA DE VARILLAS Y SARTA DE PRODUCCION TOCO FONDO A 7826' (FONDO 8550'), INTERVALOS ENTRE 7596'-8538' (45% ARENADO).LAVO POR CIRCULACION EN REVERSA HASTA DESDE 7826'HASTA FONDO.ARMO Y BAJO BHA DE PRODUCCIÓN DEJANDO VF A 5375'.
17/08/2008	18/08/2008	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO	2	SACO SARTA DE VARILLAS + BOMBA Y REEMPLAZO POR BOMBA NUEVA.DEJO POZO EN PRODUCCION.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

En agosto de 2008 se realizó cambio de bomba de subsuelo. BOMBA 0219 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-16'-3'-2'-2'-VF-C1C1-V.SANDCHECK. Encontrándosele pistón pegado dentro del barril y no se pudo recuperar, se tuvo que desechar pistón y barril por pega total. Se pudieron recuperar las siguientes piezas: C-31(las dos extensiones), R-11, S-15, S-14, S-13, S-11, G-11, B-21 y C-12. Al revisar las piezas se encontró gran cantidad de

arena, debido a que la profundidad a la que se encuentra la bomba estaba arenada, provocando así el pegado del pistón.

Tabla 23. Servicios realizados al Pozo P7

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
21/04/2008	22/04/2008	VARILLO- CAMBIO DE BOMBA	1	SACO BOMBA CON PISTON PEGADO. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO POS NUEVA. DE IGAL CARACTERISTICAS TECNICAS.-
05/05/2008	09/05/2008	CAMBIO DE BOMBA	4	BACKOFF DE VARILLAS, MIFIO FONDO (FONDO LIMPIO). CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

En el pozo P7 el día 7 de Julio de 2008 se realizó el último cambio de bomba de subsuelo encontrándose en el reporte de bombas estas fallas.

BOMBA 0074 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-16'-3'-2'-0.5'-0.5'-DVFA1C1-C1C1-VV-C1C1-V. SANDCHECK; Presento pistón pegado dentro del barril por arena y parafina. Se encontró gran cantidad de finos en el barril y en el pistón, así como también goma plástica obstruyendo la válvula fija (VF).

Tabla 24. Servicios realizados al Pozo P8

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
15/07/2006	15/07/2006	NO BOMBEA	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
04/06/2007	05/06/2007	VARILLO	1	REEMPLAZAR VARILLA PARTIDA.
29/04/2008	05/05/2008	CAMBIO DE TUBERIA- CAMBIO DE BOMBA	6	LAVO POR CIRCULACION.BOMBEO PILDORA VISCOSA CONTROLADORA DE FILTRADO Y LIMPIO EN DIRECTA. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO, BVF 3983 FT.
16/08/2008	29/08/2008	LIMPIEZA DE ARENA	13	LIMPIO ARENA CON BOMBA DESARENADORA DESDE 7421' HASTA 7587' Y CON CIRCULACION EN DIRECTA HASTA 8204' (INTERVALOS ENTRE 7036'-8334').REPARO COLAPSOS A 7044' Y 7057'.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

En el pozo P8 se realizó el cambio de la bomba de subsuelo el 4 de mayo de 2008:

BOMBA 0250 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-16'-3'-2'-2'-DVF-A1C1-C1C1-VV-C1C1-V.SANDCHECK; presentó parafina y alto porcentaje de arena en la P-12, C-13 y P-21. También presentó corrosión en P-12, C-13 y C-12. En el mes de Agosto de 2008 se realizó limpieza de arena con circulación en directa.

Tabla 25. Servicios realizados al Pozo P9

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
11/01/2008	13/01/2008	CAMBIO DE BOMBA	2	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO
26/01/2008	27/01/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO
05/02/2008	13/02/2008	CAMBIO DE BOMBA	8	CAMBIO BHA DE PRODUCCION. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO.
04/03/2008	07/03/2008	PISTON PEGADO	3	SE DEJA PESCADO CON TOPE A 7880 FT. CAMBIO DE BOMBA DE SUBSUELO.
06/06/2008	07/06/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO POR OTRA DE IGUAL CARACTERISTICAS.
15/06/2008	16/06/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	DESPEGO BOMBA, SACO SARTA DE VARILLA CON PISTON PEGADO. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO.
18/07/2008	19/07/2008	VARILLEO	1	SACO SARTA DE VARILLA ENCONTRANDO BOMBA CON PISTON PEGADO. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO POR UNA DE IGUALES CARACTERISITCAS TECNICAS.
05/08/2008	06/08/2008	PISTON PEGADO	1	PRESENTO PISTON PEGADO DESPUES DE CORTE ELECTRICO.SE INSTALO EQUIPO, DESANCLO BOMBA CON 25 KLB. CAMBIO PISTON, BAJO SARTA DE VARILLAS CON LA BOMBA, ESPACIO, LLENO POZO CON ACEITE Y DISPARO A LAS 19 HR. A LAS 21,30 HR DE REPORTO COMO POSIBLE PISTON PEGADO.

10/08/2008	15/08/2008	PISTON PEGADO	5	SACO SARTA DE VARILLAS CON BOMBA, SARTA DE TUBERIA Y BHA DE PRODUCCIÓN. BAJO CON CUELLO DENTADO ENCONTRANDO TOPE DE ARENA A 7791' (PERF INF A 7848', FONDO A 8130'), BOMBEO 40 BL DE PILDORA CONTROLADORA DE FILTRADO, ESTABLECIO CIRCULACION Y NO PASO DE 7848' (
15/09/2008	16/09/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	LLENÓ Y PROBÓ TUBERÍA, ARRANCÓ BOMBA Y SACÓ. BAJÓ BOMBA DE IGUALES CARACTERÍSTICAS (RHAC 2 1/2"X1-3/4"X20"X186"). DEJÓ POZO EN PRODUCCIÓN.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

En el reporte de bombas se encontró que el último cambio de la bomba de subsuelo se realizó el 15 de septiembre de 2008 y se encontraron las siguientes anomalías.

BOMBA 0268 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-16'-3'-2'-2'-DVF-A1C1-C1C1-DVV-A1C1-C1C1-V.ANTIGAS; Se encontró pistón pegado dentro del barril y tapado por dentro con arena, se encontró barril rayado severamente en su exterior, así como también el pistón severamente rayado y la R-11 con bastante parafina pegada.

Tabla 26. Servicios realizados al Pozo P10

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
09/04/2008	10/04/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO. SE ENCONTRO PISTON PEGADO POR EXCESO DE ARENA.
19/09/2008	21/09/2008	REDISEÑO	2	PROFUNDIZACION VALVULA FIJA

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

BOMBA 0732 con las siguientes especificaciones: 25-125-RHAC-16'-3'-2'-1'-VF-C1C1-VV-C1C1-V.SANDCHECK. Se encontró pistón pegado por alta acumulación de arena. Se encontró pistón rayado y quemado severamente. Esta bomba fue reemplazada en abril de 2008.

Tabla 27. Servicios realizados al Pozo P11

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
13/05/2008	14/05/2008	VARILLEO	1	SACÓ BOMBA CON SARTA DE VARILLAS. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO DE UNA DE 2" POR UNA DE 2 1/2". REALIZO LAVADO DE VALVULAS, ESPACIO BOMBA., CAMBIO RECORRIDO A LA UB. DEJO POZO EN FUNCIONAMIENTO.
17/09/2008	18/09/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	SACÓ SARTA DE VARILLAS + BOMBA Y REPLAZÓ POR UNA DE IGUALES CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS (RHAC 2" x 1-1/4" x 20'). DEJÓ POZO EN PRODUCCIÓN.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

En el pozo P11 se realizó el último cambio de bomba de subsuelo el 17 de septiembre de 2008 y en el reporte de bombas se encontraron estas fallas.

BOMBA 0230 con las siguientes especificaciones: 25-125-RHAC-16'-3'-2'-2'-VF-C1C1-VV-C1C1; Se encontró pistón rayado y quemado severamente, además el pistón estaba pegado debido a presencia de finos y el barril severamente oxidado en su exterior.

Tabla 28. Servicios realizados al Pozo P12

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
20/05/2008	20/05/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	SACO BOMBA CON SARTA DE VARILLAS, ENCONTRO PISTON PEGADO. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO.
24/06/2008	25/06/2008	VARILLO	1	ENCONTRO SARTA DE VARILLAS CON BOMBA PEGADA, TRABAJÓ HASTA 45 KLBS Y DESPUÉS DE 4 HR BRINCÓ LA SARTA. SACÓ VARILLAS DE 1" Y DE 7/8". DEJO POZO ASEGURADO.
27/06/2008	02/07/2008	CAMBIO DE BOMBA	5	SACO SARTA DE TUBERIA CON BOMBA PEGADA, ENCONTRO PARTIDA LA VARILLA DEL PISTON Y UN TUBO DE COLA LLENO DE ARENA. TOCO FONDO A 7980' (FONDO 8300'), LAVO EN REVERSA RETORNANDO ARENA FINA CON PRESENCIA DE CARBOLITA Y ARENA GRUESA. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO.
14/07/2008	15/07/2008	CAMBIO DE BOMBA	1	SACO SARTA DE VARILLAS CON BOMBA (PISTON PEGADO). CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO POR UNA DE IGUAL CARACTERISTICAS.
22/07/2008	29/07/2008	CAMBIO DE BOMBA	7	LAVO ARENA EN REVERSA HASTA 81200' DONDE NO PUDO AVANZAR MÁS. CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

En el pozo P12 se encontró exceso de acumulación de arena, debido a esto se cambió la bomba de subsuelo el 26 de Julio de 2008 y se reportaron las siguientes fallas.

BOMBA 0195 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-16'-3'-2'-2'-DVF-A1C1-C1C1-VV-C1C1-V.ANTIGAS. Se encontró pistón severamente rayado

y quemado y tapado por dentro con arena. La V.ANTIGAS presentó el bronce partido por rozamiento. La C-14 tapada de arena.

Tabla 29. Servicios realizados al Pozo P13

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
23/01/2006	26/01/2006	OPTIMIZACION	3	PROFUNDIZO Y CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO.
03/01/2007	04/01/2007	NO BOMBEA	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
08/01/2008	20/01/2008	CAMBIO DE BOMBA	12	CAMBIÓ BOMBA POR UNA DE IGUALES CARACTERISTICAS
02/10/2008	04/10/2008	VARILLEO	2	ENCONTRÓ PARTIDA POR EL COPLE LA VARILLA No 60 DE 7/8". PESCO, DESANCLÓ BOMBA Y SACÓ SARTA DE VARILLA EN SENCILLO, BAJÓ NUEVA BOMBA, ESPACIÓ Y DEJÓ TRABAJANDO, PEGÓ PISTÓN 1 HORA DESPUÉS, LAVÓ VÁLVULAS Y DEJÓ EN PRODUCCIÓN.

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

El último servicio de cambio de bomba en este pozo se hizo en enero de 2008 instalándose en fondo una bomba 0024 con las siguientes especificaciones: 25-175-RHAC-16'-3'-2'-2'-DVF-A1C1-C1C1-VV-C1C1-V.DARDO-V.SANDCHECK.

Se encontró pistón pegado dentro del barril por arena y al salir se encontró rayado y quemado por fricción.

Otro de los servicios reportados fue un trabajo de varilleo donde se encontró una varilla partida por presencia de arena.

Tabla 30. Servicios realizados al Pozo P14

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	RAZÓN DEL SERVICIO	DURACION (DIAS)	SERVICIO REALIZADO
31/08/2007	01/09/2007	PISTON PEGADO	1	REEMPLAZAR BOMBA DE SUBSUELO.
27/01/2008	09/02/2008	CAMBIO DE BOMBA	13	CAMBIO BOMBA DE SUBSUELO
28/06/2008	02/07/2008	LAVADO DE ARENA	4	LAVADO DE ARENA, CALIBRACION FONDO

Fuente. Informe de servicios de ECOPETROL S.A.

En el pozo P14 se cambió la bomba el 27 de enero de 2008 y se reportaron las siguientes fallas.

BOMBA 0301 con las siguientes especificaciones: 25-125-RHAC-16'-3'-1'-1'-DVF-A1C1-C1C1-VV-C1C1-V.SANDCHECK; Se encontró pistón levemente rayado y quemado por fricción debido a presencia de arena. En agosto de 2007 ya se había cambiado la bomba por las mismas razones.

En Junio se hizo un lavado en directa para limpiar el pozo de arena.

5.3 FALLAS OCASIONADAS POR ARENAMIENTO

Al estudiar minuciosamente el reporte de cada uno de los servicios realizados a los pozos se encuentra que las fallas más comunes por arenamiento se dan en los equipos de subsuelo en el siguiente orden de frecuencia.

1. Falla por cambio de Bomba
2. Falla por Varilla partida
3. Falla por tubería rota

Siendo el cambio de bomba el de mayor frecuencia, esta falla es muy usual ya que al introducirse la arena a la bomba, la abrasión hace que cualquier parte de la

bomba sea afectada, haciendo necesario un trabajo no programado para solucionar esta falla.

Al revisar el reporte de servicio se encuentra que las fallas por varilla partida y tubería rota ocurren pero no con tanta frecuencia como la primera.

Por lo tanto, se complementa la información recopilada con el reporte de bombas de los pozos de estudio. Es importante resaltar que además de estas fallas, se hacen servicios de lavados de arena con agua en directa y en reversa, lo cual también afectan la producción de crudo durante la vida activa de los pozos.

Se tomaron los catorce pozos seleccionados y sus respectivas fallas causadas por el arenamiento registrándose toda la información en la siguiente tabla.

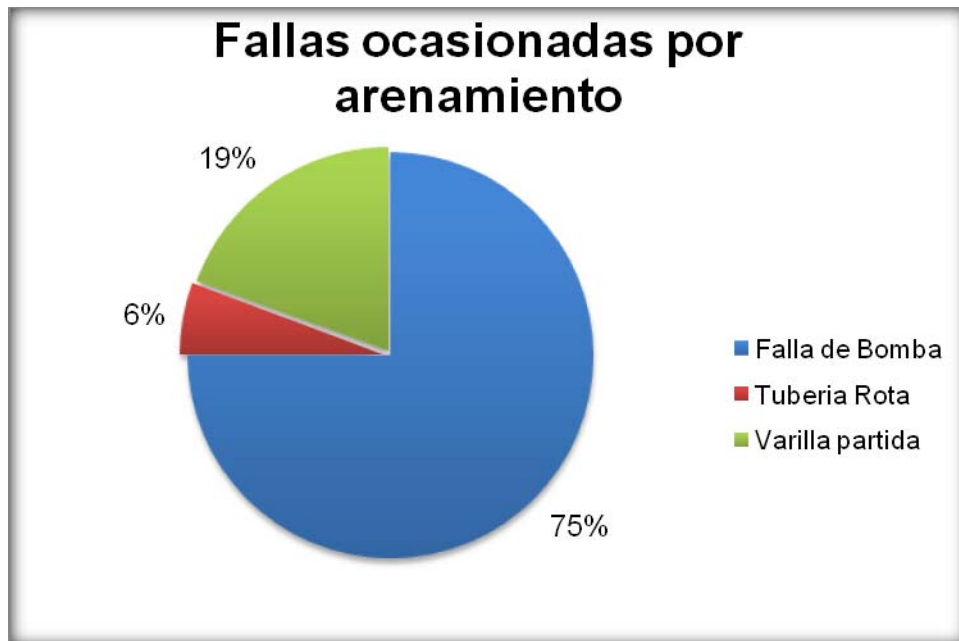
Tabla 31. Fallas causadas por arenamiento y tmf

	Falla de Bomba	Tubería Rota	Varilla partida	Días Parado	Numero Fallas	Tmf (Día)	Tmf (hr)
Pozo 1	10	1	3	47	15	3,13	75
Pozo 2	6		1	24	8	3	72
Pozo 3	2			4	2	2	48
Pozo 4	4	1	4	26	8	3,25	78
Pozo 5	3			6	3	2	48
Pozo 6	2		1	17	3	5,67	136
Pozo 7	2			5	2	2,5	60
Pozo 8	2		1	21	4	5,25	126
Pozo 9	10		2	24	10	2,4	58
Pozo 10	2			3	2	1,5	36
Pozo 11	2			2	2	1	24
Pozo 12	4	1	1	15	5	3	72
Pozo 13	3	1	1	18	4	4,5	108
Pozo 14	2			18	3	6	144
Total	54	4	14	230	71	45,2	1085
Total %	75%	6%	19%				
					Promedio por pozo	3,2	77

Fuente. Autores del proyecto

Con estos datos extraídos del reporte de servicios realizados a cada uno de los pozos se genero la siguiente gráfica.

Figura 27. Fallas ocasionadas por arenamiento



Fuente. Autores del proyecto

Es evidente que la falla que más se presenta en los pozos que utilizan bombeo mecánico en el campo cantagallo con problemas de arenamiento, se da en la bomba de subsuelo con un 75%, seguido por los problemas de varilla rota con 19% y en un menor porcentaje la falla por tubería rota con el 6%.

6. DISEÑO DE UN EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA ¹¹

6.1. TRABAJOS PREVIOS AL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

- Limpiar la arena del fondo del pozo, generalmente es usado el cuello dentado.
- Calibrar el revestimiento con la herramienta Taper Mill.
- Bajar empaque para prueba de revestimiento, si existe rotura se debe localizar para cementarla y posteriormente correrle un registro
- Lavar las secciones cañoneadas usualmente se hace con un flaute tubing
- Limpiar la arena del pozo.

6.2. PRINCIPALES CONSIDERACIONES DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

- Debido a que los tubos enmallados (screen) son costosos, se colocan tubos lisos frente a las zonas no cañoneadas.
- El tapón de fondo (bull plug), se coloca por lo general cinco pies encima del fondo.
- El último tubo enmallado (screen) se coloca generalmente de cinco a diez pies por encima del tope de perforaciones.
- Después del último tubo enmallado se coloca un tubo liso, un tubo indicador (tell tale), un tubo liso para detectar la presión del empaque con grava.

¹¹ Fluido transportador de grava de empaquetamiento a base de almidón de yuca para los pozos productores de campo casabe. Jairo Mejía Velásquez, Wilson Serrano Godoy, Universidad Industrial de Santander. Proyecto de Grado. 1990.

- Los tubos enmallados se colocan frente a los intervalos cañoneados cubriendo una longitud de 5 pies por encima y por debajo de dicho intervalo.
- De acuerdo a las zonas cañoneadas se determina hasta que punto del revestimiento va la primera etapa. Generalmente corresponde al espesor sin cañonear de mayor longitud.

6.3. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

Para la realización de este trabajo se ha escogido un pozo como base para el diseño del empaquetamiento, dicho pozo es el P10. El empaquetamiento se realizará en dos etapas, puesto q el intervalo es mayor a 150 ft; mediante tubos enmallados de cuatro pulgadas y grava 10-20.

6.3.1. Datos de diseño

Con el fin de realizar este diseño se necesitan los datos expuestos a continuación:

- Revestimiento

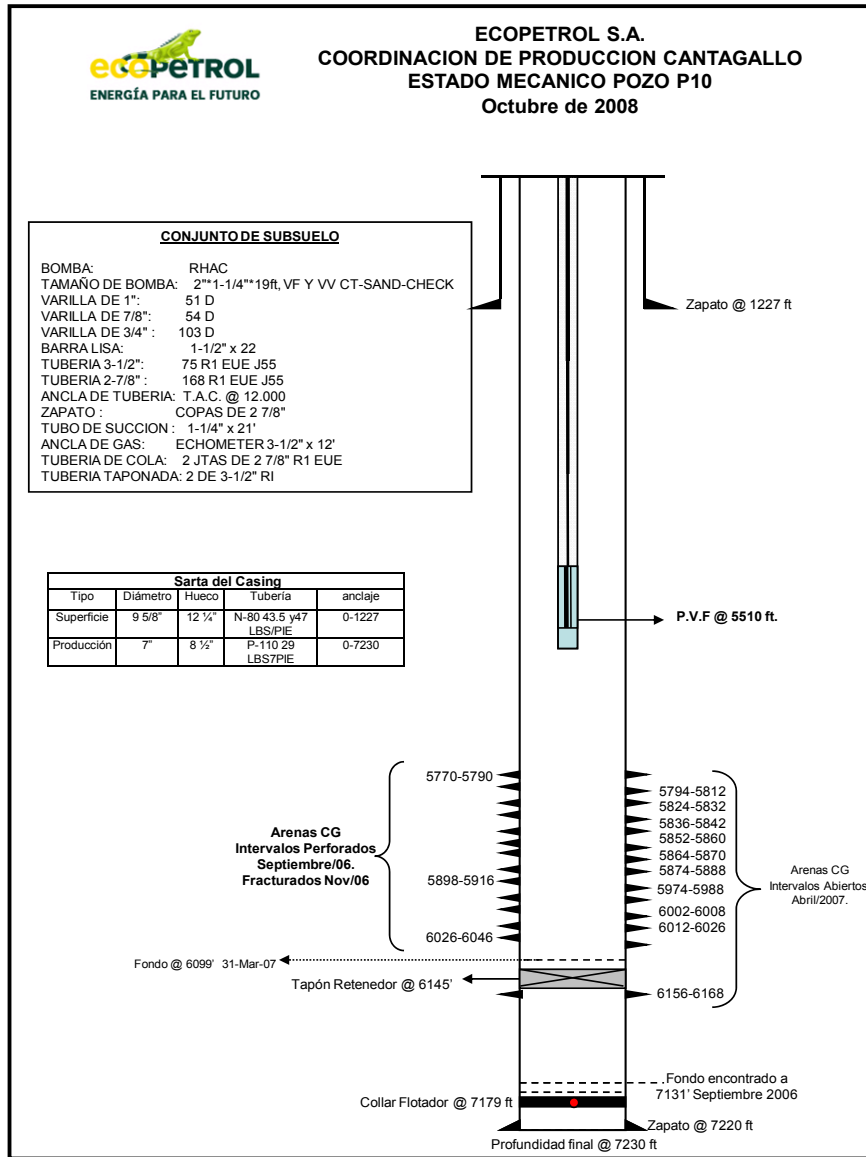
Tabla 32. Sarta de Revestimiento

SARTA DE REVESTIMIENTO				
TIPO	DIÁMETRO	HUECO	TUBERÍA	ANCL AJE
SUPERFICIE	9 5/8"	12 1/4"	N-80 43.5 Y 47 LBS/PIE	0-1227
PRODUCCIÓN	7"	8 1/2"	P-110 29 LBS/PIE	0-7230

Fuente. ECOPETROL.SA

- Estado Mecánico del pozo a empaquetar

Figura 28. Estado mecánico pozo 10



Fuente. ECOPETROL SA

- Profundidad total 7230 pies
- Revestimiento de 7 pulgadas hasta 7230 pies
- Tope del collar 7179 pies

- Datos de Completamiento

En la siguiente tabla se especifican los intervalos cañoneados en el revestimiento de 7pulg, grado P-110

Tabla 33. Intervalos cañoneados

INTERVALOS	ESPESOR CAÑONEADO (PIES)
6046 - 6026	20
6026 - 6012	14
6012 - 6008	Sin cañonear (4)
6008 - 6002	6
6002 - 5988	Sin cañonear(14)
5988 - 5974	14
5974 - 5916	Sin cañonear (58)
5916 - 5898	18
5898 - 5888	Sin cañonear (10)
5888 - 5874	14
5874 - 5870	Sin cañonear (4)
5870 - 5864	6
5864 - 5860	Sin cañonear (4)
5860 - 5852	8
5852 - 5842	Sin cañonear (10)
5842 - 5836	6
5836 - 5832	Sin cañonear (4)
5832 - 5824	8
5824 - 5812	Sin cañonear (12)
5812 - 5794	18
5794 - 5790	Sin cañonear (4)
5790 - 5770	20
Total pies Cañoneados	152

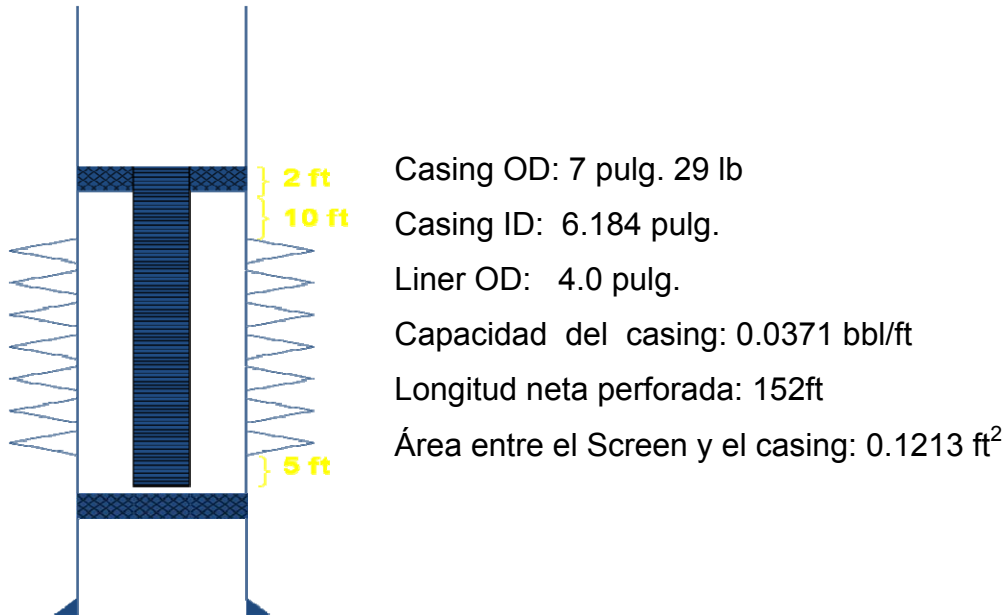
Fuente. Estado mecánico pozo 10. ECOPETROL SA

Como se observa en la anterior tabla, la longitud a empaquetar es superior a 150 pies. Es por esto que se recomienda realizar el empaquetamiento en dos etapas.

- Datos adicionales

A continuación se proporcionan otros datos necesarios para el diseño.

Figura 29. Esquema del pozo con el liner



Fuente. Los autores

6.3.2. Primera etapa.

Tabla 34. Sarta de empaquetamiento primera etapa.

DESCRIPCIÓN	LONGITUD (FT)	DESDE (FT)	HASTA (FT)
Tapón	1	6052	6051
Screen	50	6051	6001
Liso	10	6001	5991
Screen	20	5991	5971
Tell Tale	30	5971	5941
Liso	10	5941	5931
Acople	1	5931	5930
Landing Niple	2	5930	5928

Fuente. Los autores

6.3.2.1. Cálculo de volúmenes de la primera etapa

- Volumen de Grava entre el anular del casing y el liner (V_{anular})

$$V_{\text{anular}} = \text{Área del anular} * \text{intervalo (pies)}$$

$$0.1213 \frac{ft^3}{ft} * (6052 - 5971) ft = 9.83 ft^3$$

- Cálculo de volumen de grava para llenar las perforaciones

Consideramos las siguientes constantes para el cálculo de volumen de grava necesaria para llenar las perforaciones.¹²

✓ Pozos nuevos = $0.25 ft^3 / ft$ perforado

✓ Pozos viejos = $0.50 ft^3 / ft$ perforado

Intervalo Perforado = 54 ft

Pozo Viejo = $0.5 ft^3 / ft$

$$V_{\text{perf}} = \text{Pies perforados} * \text{cte pozo viejo}$$

$$54 ft * 0.5 \frac{ft^3}{ft} = 27 ft^3$$

- Volumen total Primera etapa (V_{T1})

$$V_{T1} = V_{\text{anular}} + V_{\text{perf}}$$

$$9.83 ft^3 + 27 ft^3 = 36.83 ft^3$$

$$36.83 ft^3 * 100 \frac{lb}{ft^3} = 3,683 lb$$

$$= 37 sacos$$

¹² Diapositivas de gravel packer volumen calculations of BJ.

- Volumen total de grava de la primera etapa con exceso de 50%

$$V_{T1} * 1.5 = \text{Volumen de Exceso}$$

$$37 \text{ ft}^3 * 1.5 = 55.5 \text{ ft}^3$$

$$55.5 \text{ ft}^3 * 100 \text{ lb/ft}^3 = 5,550 \text{ lb}$$

$$= 56 \text{ sacos}$$

- Número teórico de sacos de grava a bombear

$$37 \text{ pie}^3 * 1 \text{ saco} / \text{pie}^3 = 37 \text{ sa cos}$$

6.3.2.2. Volumen teórico de fluido gelificado necesario para la primera etapa

Si el bombeo es hecho a concentraciones de 7 lbs grava/gal y teniendo en cuenta que un pie cúbico de grava equivale a un saco de grava que pesa 100 lbs, se tiene:

$$V_{fg} = (37 \text{ sa cos} * 100 \text{ lb} / \text{saco}) / (7 \text{ lb} / \text{gal}) = 529 \text{ galones} = 13 \text{ Bls} \text{ _Fluido_ Gelificado}$$

6.3.2.3. Volumen teórico de la mezcla (fluido gelificado más grava)

$V_{mezcla1}$ = Volumen de fluido gelificado más volumen desplazado por la grava.

- Densidad de la grava = 21.8 lb/gal

$$V_{mezcla1} = 13 \text{ Bls} + 37 \text{ sacos} * 100 \text{ lbs} / \text{saco} * 1.09 * 10^{-3} \text{ Bls} / \text{lb}$$

$$V_{mezcla1} = 13 \text{ Bls} + 4.03 \text{ Bls} = 17 \text{ Bls}$$

6.3.2.4. Volumen de desplazamiento

Delante y detrás de la mezcla se bombean generalmente de 3 a 5 Bls de fluido gelificado como colchón, realizándose el desplazamiento con agua.

Además se tiene en cuenta para este cálculo que la tubería por la cual se bombeara es de 2 3/8 de pulgada.

Capacidad de la tubería 2 3/8: 0.00387 Bbl/ft

$$V_{\text{agua}_1} = 5,928 \text{ ft} * 0.00387 \text{ Bbls} / \text{ft} - 5 \text{ Bbls}$$

$$V_{\text{agua}_1} = 18 \text{ Bbls de Agua}$$

6.3.2.5. Procedimiento para empaquetar la primera etapa

- Bajar tubería de lavado de 1 1/4" (tres pies por encima del tapón) y la sarta de trabajo de 2 3/8", hasta colocar el landing nipple aproximadamente a 5,928 pies.
- Asentar empaque.
- Probar conexiones de superficie con 3,000 psi.
- Bombear 5Bls de fluido gelificado como pre colchón.
- Bombear los 40 sacos de grava 10-20, utilizando como fluido transportador agua gelificada con una concentración de 7 lb de grava/gal de fluido.
- Bombear 5Bls de fluido gelificado detrás de la lechada.
- Desplazar con 18 Bls de agua de formación debidamente filtrada.
- Esperar asentamiento de la grava durante dos horas y verificar presión de llenado. Si bombeado el volumen teórico de grava, no se alcanza la presión de empaquetamiento deseada, se bombean baches viscosos con aproximadamente 8 sacos de grava cada uno, hasta alcanzar la presión de empaquetamiento.
- Circular en reversa, para limpiar la sarta de trabajo.
- Verificar si retorna grava y reportar su cantidad.
- Retirar la sarta de trabajo, soltando el landing nipple de la herramienta de empaquetamiento.

6.3.3. Segunda etapa

Tabla 35. Sarta de empaquetamiento segunda etapa.

DESCRIPCIÓN	LONGITUD (FT)	DESDE (FT)	HASTA (FT)
Ancla	1	5928	5927
Acople	1	5927	5926
Empaque de copas	3	5926	5923
Niple de asentamiento	3	5923	5920
Screen	70	5920	5850
Liso	10	5850	5840
Screen	20	5840	5820
Liso	10	5820	5810
Screen	50	5810	5760
Tell Tale	30	5760	5730
Liso	10	5730	5720
Acople	1	5720	5719
Landing Niple	2	5719	5717
Liner Hanger	4	5717	5713

Fuente. Los autores

6.3.3.1. Calculo del volumen de la segunda etapa

- Volumen de Grava entre el anular del casing y el liner (V_{anular})

$$V_{\text{anular}} = \text{Área del anular} * \text{intervalo (pies)}$$

$$0.1213 \frac{ft^3}{ft} * (5926 - 5720) ft = 25 ft^3$$

- Cálculo de volumen de grava para llenar las perforaciones

$$\text{Intervalo Perforado} = 98 ft$$

$$\text{Pozo Viejo} = 0.5 ft^3/ft$$

$V_{\text{perf}} = \text{Pies perforados} * \text{cte pozo viejo}$

$$98 \text{ ft} \times 0.5 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}} = 49 \text{ ft}^3$$

- Volumen total Segunda etapa (V_{T2})

$$V_{T2} = V_{\text{anular}} + V_{\text{perf}}$$

$$25 \text{ ft}^3 + 49 \text{ ft}^3 = 74 \text{ ft}^3$$

$$74 \text{ ft}^3 * 100 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} = 7,400 \text{ lb}$$

$$= 74 \text{ sacos}$$

- Volumen total de grava de la segunda etapa con exceso de 50%

$$V_{T2} * 1.5 = \text{Volumen de Exceso}$$

$$74 \text{ ft}^3 * 1.5 = 111 \text{ ft}^3$$

$$111 \text{ ft}^3 \times 100 \text{ lb/ft}^3 = 11,100 \text{ lb}$$

$$= 111 \text{ sacos}$$

- Número teórico de sacos de grava a bombear

$$74 \text{ pie}^3 * 1 \text{ saco} / \text{pie}^3 = 74 \text{ sacos}$$

6.3.3.2. Volumen teórico de fluido gelificado necesario para la segunda etapa

$$V_{fg} = (74 \text{ sacos} * 100 \text{ lb} / \text{saco}) / (7 \text{ lb} / \text{gal}) = 1057 \text{ galones} = 25 \text{ Bls Fluido G elificado}$$

6.3.3.3. Volumen teórico de la mezcla (fluido gelificado más grava)

$V_{mezcla2}$ = Volumen de fluido gelificado más volumen desplazado por la grava.

$$V1 = 25Bls + 74sa \cos * 100lbs / saco * 1.09 * 10^{-3} Bls / lb$$

$$V1 = 25Bls + 8Bls = 33Bls$$

6.3.3.4. Volumen de desplazamiento

$$V2 = 5,720 pie * 0.00387 Bls / pie - 5Bls$$

$$V2 = 17 Bls.de.Agua$$

6.3.3.5. Procedimiento para empaquetar la segunda etapa

- Bajar tubería de lavado de 1 ¼" (3 pies por encima del niple) y la sarta de trabajo de 2 7/8", hasta conectar el ancla con el landing niple y colocar el colgador (liner hanger) aproximadamente 5713 pies, ver tabla 34.
- Asentar el liner hanger.
- Probar conexiones de superficie con 3000 psi.
- Bombear 5 Bls de agua gelificada como precolchón.
- Bombear los 35 Bls de lechada.
- Bombear 5 Bls de agua gelificada detrás de la lechada.
- Desplazar con 17 Bls de agua de formación filtrada.
- Esperar durante dos horas el asentamiento de la grava y verificar presión de llenado. Bombear baches viscosos si no se alcanza la presión de empaquetamiento.
- Circular en reversa, para limpiar sarta de trabajo.
- Verificar si hay retorno de grava y reportar la cantidad.
- Retirar sarta de trabajo, soltando el liner hanger del over the top.

6.4 DATOS CALCULADOS

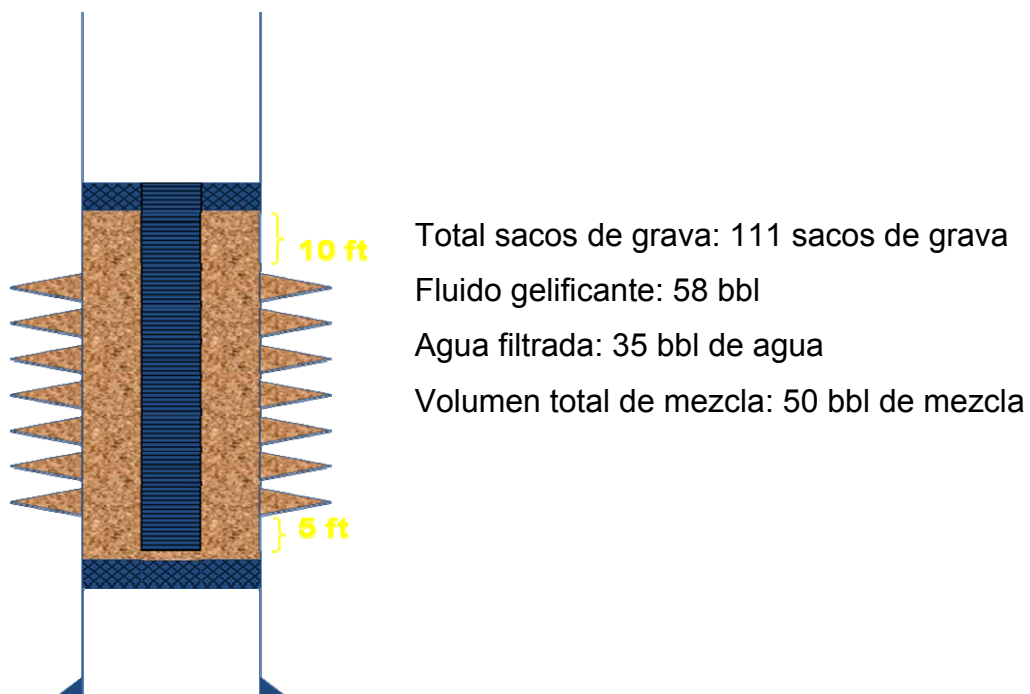
Tabla 36. Cantidad de gel requerida

Descripción	Cantidades (bbls)	
	Primera Etapa	Segunda Etapa
Precolchón	5	5
Gel para Lechada	13	25
Después de la lechada	5	5
Total	23	35

Fuente. Los autores

A continuación se dan los valores totales requeridos en las dos etapas para realizar el trabajo de empaquetamiento del pozo 10.

Figura 30. Esquema del pozo empaquetado



Total sacos de grava: 111 sacos de grava
 Fluido gelificante: 58 bbl
 Agua filtrada: 35 bbl de agua
 Volumen total de mezcla: 50 bbl de mezcla

Fuente. Los autores

7. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA PARA LOS POZOS ARENADOS DEL CAMPO CANTAGALLO^{13,14}

Teniendo en cuenta el descenso abrupto en el precio del crudo, se busco la alternativa más eficiente y viable, técnica y económicamente para controlar la producción de arena en el campo Cantagallo, con base en esto se eligió el empaquetamiento con grava, a continuación se hará una introducción a los términos que usaremos en adelante para realizar el análisis económico, concluyendo con el estudio de viabilidad del proyecto.

7.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los que la inversión inicial puede ser calculada: el primero es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso.

¹³ BULLINGER, Clarence E. Engineering Economy. Third Edition, McGraw Hill, Book Company Inc. Tokio, 1958, Chapter 4.

¹⁴ PRIAS, Guillermo. Evaluación técnico económica de los yacimientos de petróleo y gas

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

$$I_n = C_d + C_p + C_c + C_i + G_e - G_{nbu}$$

Donde:

I_n = Inversión Neta

C_d = Costos de desarrollo

C_p = Costos de promoción

C_c = Costos de construcción

C_i = Costos de instalación

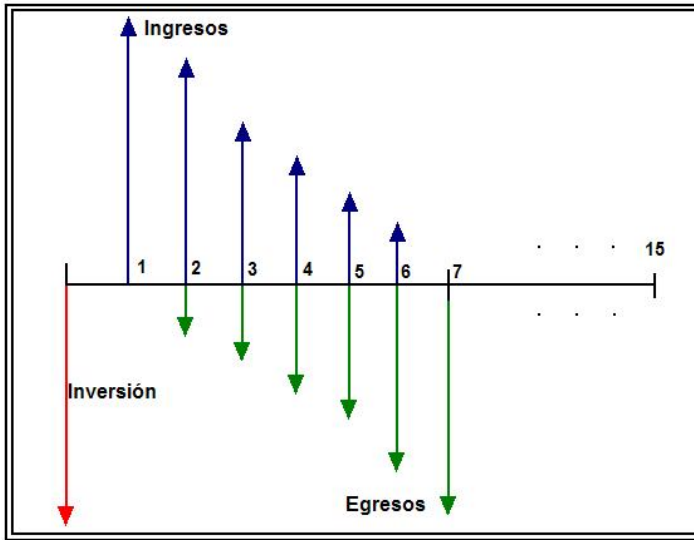
G_e = Gastos de entrenamiento

G_{nbu} = Ganancia neta por la venta del bien usado

7.2 FLUJO DE EFECTIVO.

El flujo de efectivo, es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de representar esta operación, suelen presentarse tales valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dure la operación medido en periodos, como se observa en la **figura 31**. En la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

Figura 31. Representación del flujo de efectivo.



Fuente. Autores del proyecto.

Los ingresos es el dinero que le está entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que representa de mejor manera un flujo de efectivo es la siguiente:

$$F_c = I - E - IMP - DP$$

Donde:

F_c = Flujo de caja.

I = Ingresos.

E = Egresos

IMP = Impuestos

DP = Depreciación

7.3 COSTOS^{15,16}

Para realizar el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital.

7.3.1 Según el área donde se consumen.

- **Costos de Producción:** Son los costos que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados. Entre estos costos se pueden encontrar los costos de la materia prima y materiales que intervienen en el proceso productivo, los sueldos y cargas sociales del personal de producción, las depreciaciones del equipo, el costo de los servicios públicos, y los costos de almacenamiento, depósito y expedición.
- **Costos de Distribución:** Son los que se generan por llevar el producto o servicio hasta el consumidor final.
- **Costos de Administración:** Son los generados en las áreas administrativas de la empresa. Se denominan gastos.

¹⁵ NACIONAL FINANCIERA. Escuela de desarrollo, Nafinsa, 2005. Banca de Desarrollo.

¹⁶ Chapman Petroleum Engineering LTD. Crude Oil Historical, Constant current and futures prices, January 1, 2008.

- **Costos de financiamiento:** Son los que se generan por el uso de recursos de capital. Son los correspondientes a la obtención de fondos aplicados al negocio, entre estos están: los intereses pagados por préstamos, las comisiones y otros gastos bancarios y los impuestos derivados de las transacciones financieras.

7.3.2 Según su identificación.

- **Directos:** Son los costos que pueden identificarse fácilmente con el producto, servicio, proceso o departamento. Son costos directos: el material directo y la mano de obra directa. Por lo general se asimilan a los costos variables.
- **Indirectos:** Son aquellos que no se pueden asignar directamente a un producto o servicio, sino que se distribuyen entre las diversas unidades productivas mediante algún criterio de reparto. En la mayoría de los casos los costos indirectos son costos fijos. Su monto global se conoce para toda la empresa o para un conjunto de productos. Es difícil asociarlos con un solo producto o servicio específico. Para su asignación se requieren base de distribución (metros cuadrados, número de personas, etc.)

7.3.3 Según control que se tiene sobre su consumo.

- **Costos Controlables:** Son aquellos costos sobre los cuales la dirección de la organización (ya sea supervisores, subgerentes, gerentes, etc.) tiene autoridad para que se generen o no. Ejemplo: el porcentaje de aumento en los salarios de los empleados que ganen más del salario mínimo, es un costo controlable para la empresa.

- **Costos no Controlables:** Son aquellos costos sobre los cuales no se tiene autoridad para su control. Ejemplo el valor del arrendamiento a pagar es un costo no controlable, pues dependen del dueño.

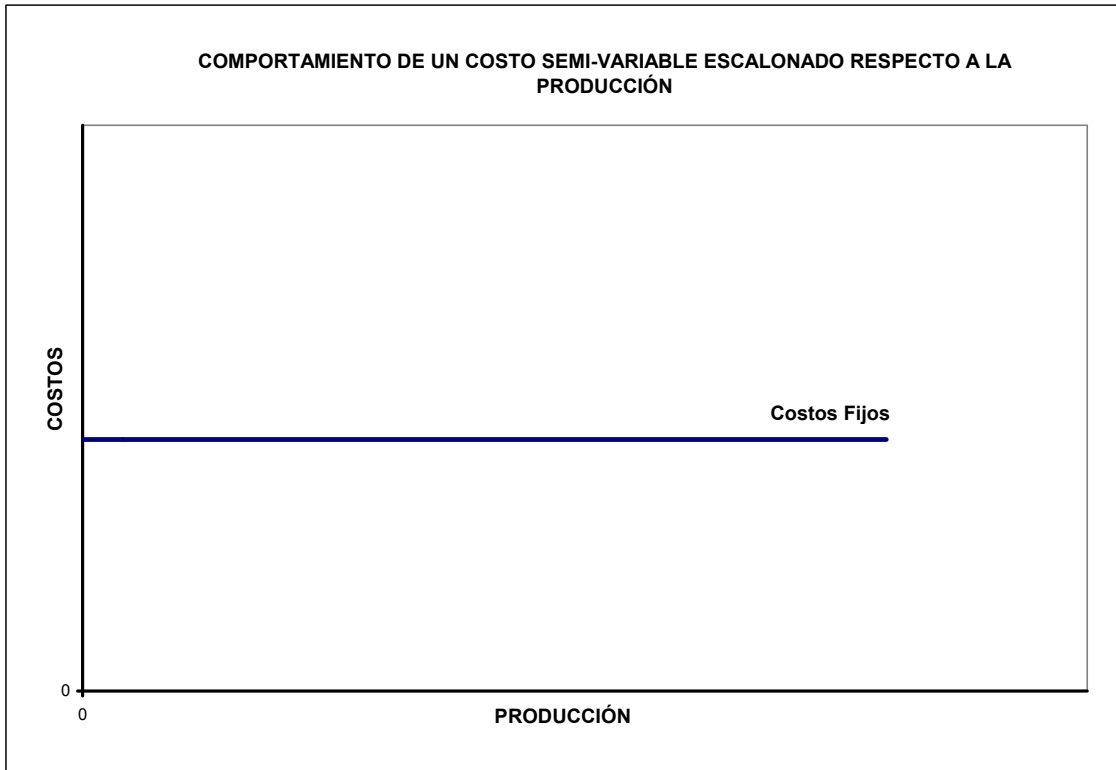
7.3.4 Según su importancia en la toma de decisiones.

- **Costos Relevantes:** Son costos relevantes aquellos que se modifican al tomar una u otra decisión. En ocasiones coinciden con los costos variables.
- **Costos no Relevantes:** Son aquellos costos que independiente de la decisión que se tome en la empresa permanecerán constantes. En ocasiones coinciden con los costos fijos.

7.3.5 Según su comportamiento

- **Costos fijos:** Son aquellos que a corto plazo permanecen prácticamente constantes, sin afectarse por los cambios en el nivel de operación o de producción, como se observa en la **figura 32**. Los costos fijos, tal como están establecidos, incluyen entre otros los siguientes: administración general, impuestos, mantenimiento de instalaciones, seguros, vigilancia, depreciación de equipos, intereses sobre deudas de capital y arriendos. Generalmente los costos fijos se pueden afectar al largo plazo si ocurren cambios en la actividad o en la operación, de apreciable magnitud.

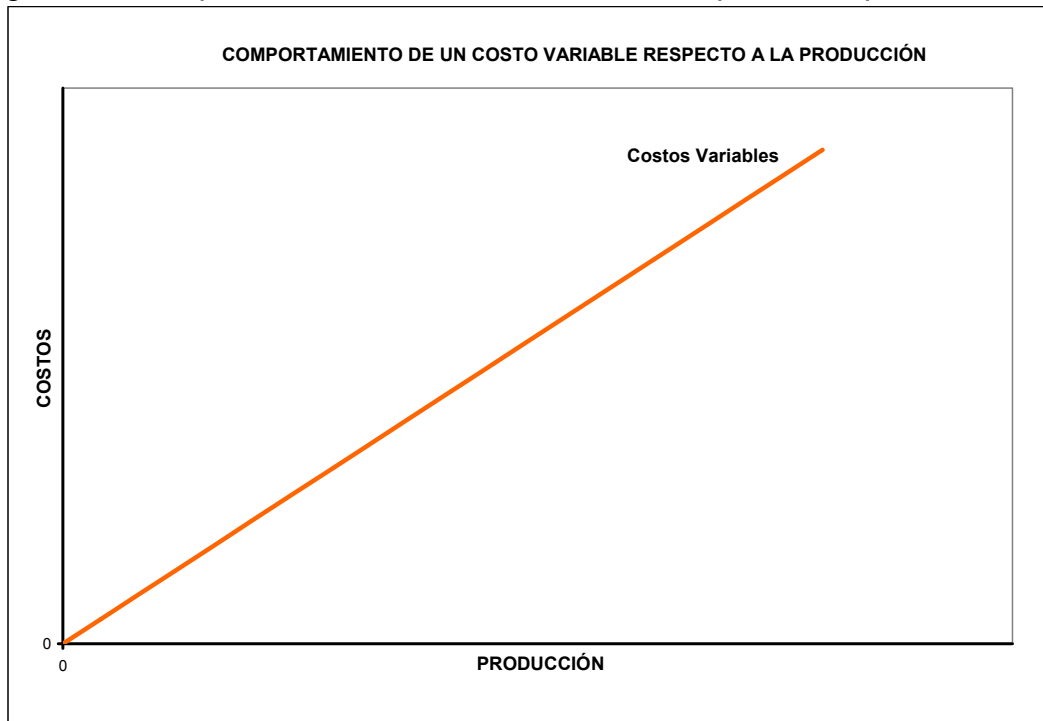
Figura 32. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción



Fuente. Autores del proyecto.

- **Costos variables:** Normalmente son directamente proporcionales a los volúmenes de producción o a los niveles de operación, como se observa en la **figura 33**. Estos costos también cambian con el nivel de actividad de la empresa, es decir, si no hay producción no hay costos variables y si la producción aumenta, el costo variable es alto. Algunos costos variables pueden ser: las materias primas, los salarios directos, la supervisión directa, el almacenamiento, las regalías y los impuestos, si estos se hacen en base a la producción. El costo incremental se reconoce como el costo importante que permite decidir sobre el aumento o no de la producción.

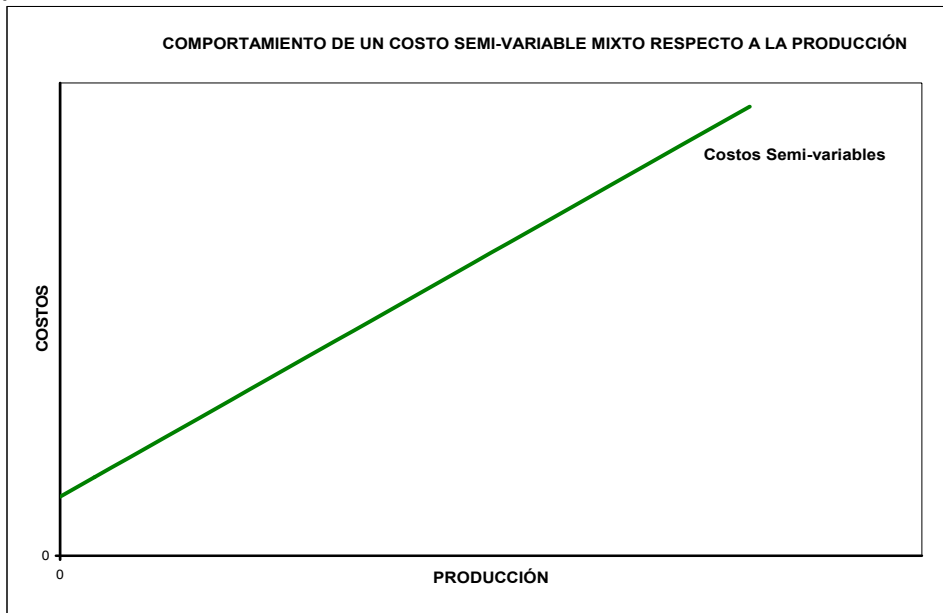
Figura 33. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción



Fuente. Autores del proyecto.

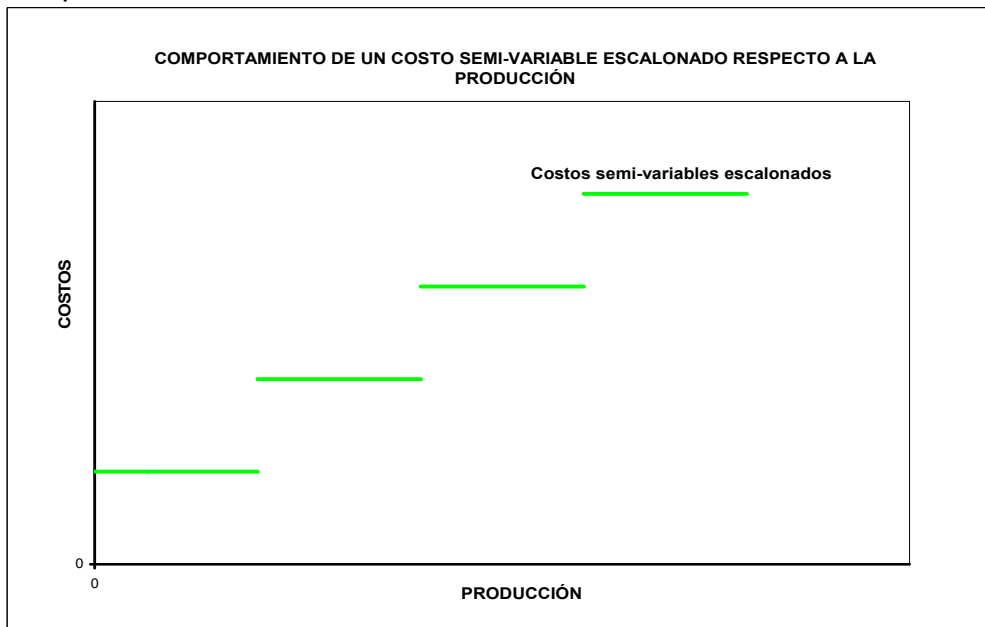
- **Costos semi-variables:** Son aquellos costos que se componen de una parte fija y una parte variable que se modifica de acuerdo con el volumen de producción. Hay dos tipos de costos semi-variables. Los primeros son los costos mixtos, que son los que tienen un componente fijo básico y a partir de éste comienzan a incrementar (**ver figura 34**), los segundos son los costos escalonados, los cuales son constantes en cierto nivel, pero luego crecen hasta un nivel determinado, donde permanecen constantes otra vez y así sucesivamente (**ver figura 35**).

Figura 34. Comportamiento de un costo semi - variable mixto respecto a la producción.



Fuente. Autores del proyecto.

Figura 35. Comportamiento de un costo semi - variable escalonado respecto a la producción.



Fuente. Autores del proyecto.

7.4 IMPUESTOS

Los impuestos son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Se usan generalmente dos tipos de impuestos, los directos y los indirectos.

Los impuestos directos se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación; mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otros términos, la carga de este impuesto se traslada a quienes los adquieren o reciben. Dentro de éstos se encuentran los impuestos al valor agregado (IVA, impuesto al consumo de las personas y empresas) y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de

impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, en los últimos años ha oscilado entre el 30 y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

7.5 DEPRECIACIÓN

La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los mismos, de manera que se conserve su capacidad operativa o productiva. Su distribución debe hacerse empleando los criterios de tiempo y productividad, mediante uno de los siguientes métodos: línea recta, suma de los dígitos de los años, saldos decrecientes, número de unidades producidas o número de horas de funcionamiento, o cualquier otro de reconocido valor técnico.

En todos los casos, la vida útil de un bien depreciable debe definirse en relación con el servicio esperado del activo. Se consideran bienes depreciables, los bienes tangibles adquiridos, que se encuentren registrados contablemente en alguna de las siguientes cuentas: edificaciones, redes, líneas y cables, maquinaria y equipo, equipo de oficina, equipo de comunicación y computación y equipo de transporte, tracción y elevación. En la **tabla 37** se observa un estimado de la vida útil de los bienes depreciables nombrados anteriormente.

Tabla 37. Años de vida útil de los bienes depreciables

BIENES DEPRECIABLES	AÑOS DE VIDA ÚTIL
Edificaciones	50
Equipos y accesorios de generación, transmisión y distribución	20
Muebles, encerres y equipos de oficina	10
Redes, líneas, cables y sus accesorios	20
Maquinaria y equipo	15
Equipos de comunicaciones y accesorios	10
Equipos de transporte y tracción	10
Equipos de computación y accesorios	5

Fuente. Contaduría General de la Nación, Circular externa 011 de 1996.

La depreciación de los bienes usados, se determina a partir del momento en que se adquieren dichos bienes, teniendo en cuenta su vida útil restante, de acuerdo con las condiciones naturales y capacidad de producción o de servicio de los mismos. Los bienes recibidos en cambio, permuta, donación u otra modalidad, son registrados por su costo de adquisición o por un valor determinado mediante avalúo técnico, el cual se tomará como base para calcular y registrar la depreciación.

A los bienes adquiridos mediante contrato de arrendamiento con opción de compra, se les aplica depreciación como si fueran propios, siempre y cuando el plazo del contrato de arrendamiento sea igual o superior a la cuarta parte de los años de vida útil asignada a los bienes depreciables. El bien adquirido en arrendamiento deberá registrarse por una suma equivalente al valor presente

de los cánones pactados en el contrato, más el valor de la opción de compra, la cual servirá de base para el cálculo de la tasa de depreciación.

7.5.1 Métodos de depreciación

Se han desarrollado varios métodos para estimar el gasto por depreciación de los bienes tangibles. Los cuatro métodos de depreciación utilizados son: el de la línea recta, el del número de unidades producidas, el de la suma de los dígitos de los años y el de los saldos decrecientes. Se debe aplicar el que muestre una mejor relación entre los servicios recibidos, la vida útil y el costo del bien depreciable.

La depreciación anual de un bien varía de acuerdo con el método seleccionado, pero la depreciación total a lo largo de la vida útil del activo no puede ir más allá del valor de recuperación. Algunos métodos de depreciación dan como resultado un gasto mayor en los primeros años de vida del activo, lo cual repercute en las utilidades netas del periodo. Por tanto, el contador debe evaluar con cuidado todos los factores, antes de seleccionar un método para depreciar los bienes fijos. Se debe tener en cuenta a la hora de depreciar un bien, su valor de desecho, que es el valor al cual se podría vender el activo después de haber estado algún tiempo en uso.

• **Línea Recta:** Por este método se determina una cuota periódica constante para registrarla como gasto durante la vida útil del bien. Se aplica cuando el bien es utilizado de manera regular y uniforme en cada período. La ecuación para calcularla es la siguiente:

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Años de vida útil del activo}}$$

- **Número de Unidades de Producción:** Se basa en la capacidad de producción estimada del bien, representada en una cuota de costo por unidad producida o por hora de trabajo. Se utiliza cuando pueden estimarse razonablemente las unidades de producción u horas de trabajo y en esta misma forma la producción real del bien. Igualmente, cuando la producción varía significativamente de un período a otro, lo que determina que la vida útil del bien está basada más en función de la producción que en el tiempo

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Unidades de producción}}$$

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Horas de trabajo}}$$

Suma de los dígitos de los años: Se considera como un método de depreciación acelerada y se caracteriza por representar mayor depreciación en los primeros años y menor en los últimos años de vida útil del bien. Para su cálculo se asigna a cada uno de los años de vida útil del bien su dígito correspondiente en forma secuencial, y se determina su suma. El valor a aplicar por concepto de depreciación en cada año se obtiene de dividir el dígito del año entre el valor de la sumatoria de los dígitos de los años y multiplicar el resultado por el costo del bien.

La ecuación que representa esta forma de depreciación es la siguiente:

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Suma de años}} * (\text{total de años} - n)$$

- **Saldos decrecientes:** El método de saldos decrecientes más utilizado es el conocido como "Método doble decreciente", por el cual la depreciación del primer año equivale al doble de la que se calcularía por el método de línea recta. En cada uno de los años siguientes se aplica el mismo procedimiento, tomando como base el saldo del valor en libros existente a la fecha del cálculo. Este método tiene la característica de dejar un valor residual al finalizar el lapso de depreciación programado. Si el bien sigue utilizándose después, puede continuarse con su depreciación hasta que, incluso, el saldo en libros quede en cero.

7.6 AMORTIZACIÓN

La amortización de una obligación o deuda se define como el proceso mediante el cual se paga la misma junto con sus intereses, en una serie de pagos y en un tiempo determinado. Por ejemplo, el pago en cuotas mensuales cuando se adquiere vivienda financiada, las cuotas que se pagan al adquirir un automóvil y otros, cuando parte o toda la deuda original ha sido financiada a un plazo determinado.

Para la amortización de una misma obligación pueden presentarse varios sistemas, todos ellos equivalentes desde el punto de vista financiero, tales como cuotas mensuales iguales, cuotas mensuales que aumentan, cuotas mensuales que aumentan en una tasa constante y la combinación de cualquiera de los anteriores. Los sistemas expuestos anteriormente son equivalentes financieramente cuando las tasas de interés respectivas son equivalentes.

7.7 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO

Una vez conocidas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódico que se espera que el proyecto genere, se utilizan diferentes criterios para determinar si un proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico. Se usan diferentes métodos para el análisis económico de inversiones entre los cuales, los que comúnmente se utilizan por ser efectivos y fáciles de aplicar para los análisis de proyectos son: El valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (Tasa interna de retorno (TIR) y Tasa promedio de retorno (TPR)) y el tiempo de recuperación de la inversión o *paybacktime*.

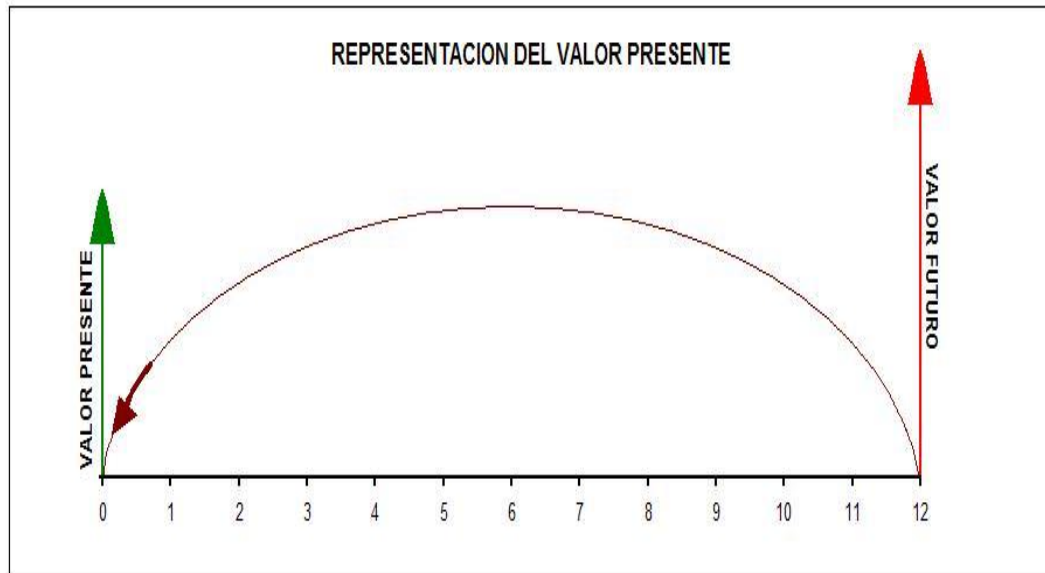
Generalmente se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación económica no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos. Los métodos de análisis económico se pueden aplicar antes o después de considerar el impacto de los impuestos; la forma de evaluación más acorde con la realidad es aquella que considera el impacto de los impuestos.

7.7.1 Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (**ver figura 36**). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Figura 36. Representación del valor presente.



Fuente. Autores del proyecto.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{N=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n}$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

Flujo de caja = Ganancia Neta - Impuestos

$$\text{Ganancia Neta} = I_n - E_n$$

I_n representa los ingresos y E_n representa los egresos. (E_n) se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de períodos considerado (el primer período lleva el número 0, no el 1). El valor $I_n - E_n$ indica los flujos de caja estimados de cada período. El tipo de interés es i , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés, por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, de acuerdo con la **figura 37**.

También se observa, que a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso

Figura 37. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.



Fuente. Autores del proyecto.

7.7.2 Tasa de Rendimiento Económico

El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente y, por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente. Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

7.7.2.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujodecaja}}{(i + 1)^n}$$

Donde C = Inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que i_0 el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_0 el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_0 el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo i_0 la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

7.7.2.2 Tasa Promedio de Retorno (TPR)

La tasa promedio de retorno, es aquella tasa que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a la largo de la vida de este. Es decisión del inversionista, determinar

si la tasa promedio de retorno es la adecuada a la hora de aceptar el proyecto o si es preferible rechazarlo. La fórmula para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\text{Flujodecaja}}{\text{Númerodeañs}(n)}}{\text{inversioninicial}}$$

Donde:

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

La principal ventaja de este método es que es un método simple de usar y no requiere de procedimientos complicados, pero, así mismo presenta desventajas como el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo y dar por supuesto utilidades constantes al establecer un promedio.

7.7.3 Tiempo de la Recuperación de la Inversión o *payback time*

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

7.7.3.1 Tiempo de recuperación simple o *Payback Simple*

Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$PaybackSimple = \frac{Inversioninicial}{Flujodeefectivoanual}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo. Es decir, este método no diferencia entre el valor de un flujo de efectivo de US\$1 durante el primer año, y el valor del mismo flujo de US\$1 en un año posterior, este método no considera los flujos de efectivo operativos netos que se presentan después de que la inversión neta ha sido recuperada, puesto que únicamente indica

cuando se recupera esa inversión. Estos pueden ser muy importantes en la determinación de la rentabilidad de un negocio o proyecto, por lo cual, el que tenga el menor tiempo de recuperación no necesariamente es el más rentable o el que debiera seleccionarse.

7.7.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o *Payback* ajustado

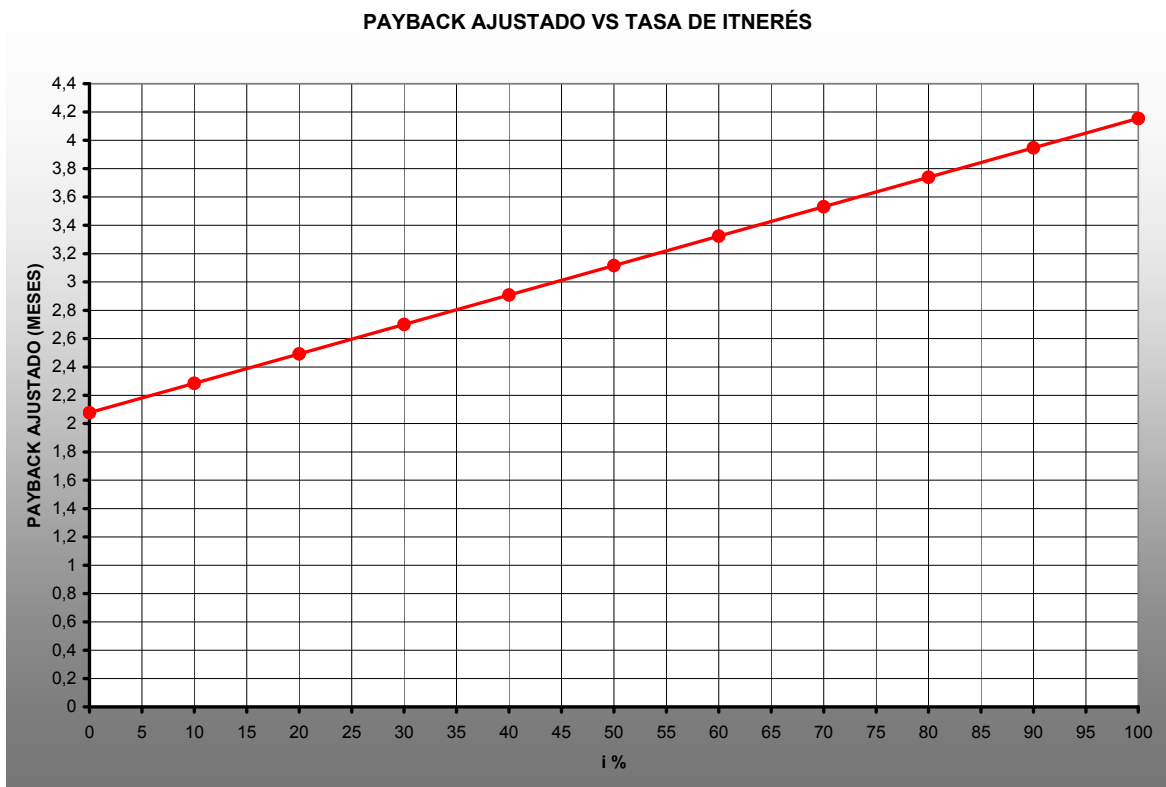
Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo.

El criterio de decisión utilizando este método es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión. Este tiempo depende de la tasa de interés usada para el cálculo del valor presente, ya que a mayor tasa de interés, mayor será el tiempo de recuperación ajustado, como se observa en la **figura 38**.

La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\textit{Paybackajustado} = \frac{VP_{\textit{inversioninicial}}}{VP_{\textit{flujodeefectivoanual}}}$$

Figura 38. Representación gráfica del *Payback* ajustado



Fuente. Autores del proyecto.

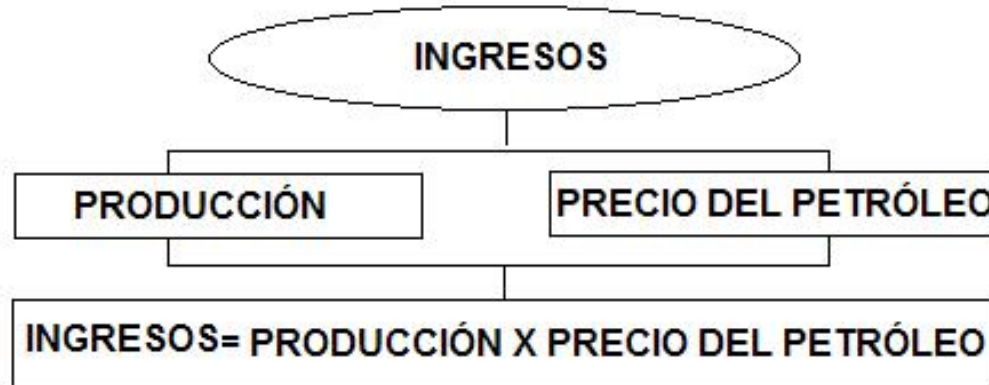
Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida en tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez. A pesar de estas ventajas, el tiempo de recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

7.8 INGRESOS

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del

petróleo (**Ver figura 39**). La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

Figura 39. Cálculo de los ingresos



Fuente. Autores del proyecto.

7.9 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún periodo y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticas como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio.

En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extra pesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H₂S y CO₂ es menor al 0.5 %, y ácido si sobrepasa el 0.5 %.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos:

- *West Texas Intermediate (WTI)*. Es el crudo de referencia para el mercado de Estados Unidos, se cotiza en la bolsa de Nueva York (*Nymex*). Se trata de un crudo de muy alta calidad, es ligero con 39,6 grados API y dulce con un contenido de azufre de sólo 0,24%.

- *Brent Blend*. Comúnmente llamado *Brent*, es el crudo de referencia para el mercado europeo, pero también lo es para el 65% de los diferentes tipos de crudo a nivel mundial, el precio de referencia Brent se cotiza en la Internacional Petroleum Exchange (IPE) de Londres. El Brent debe a su nombre a un yacimiento petrolífero del mar del norte descubierto en 1972 por

Shell. Se trata de un crudo ligero con 38,3 grados API y un contenido de azufre del 0,37% (crudo dulce).

- *Dubai*. Es el crudo de referencia para el petróleo pesado y amargo en Asia, el *Dubai* se cotiza tanto en la *Symex* (Singapur) y en la *Nymex* (EEUU). El *Dubai* ha tomado importancia en los últimos años debido al alto consumo y demanda de economías asiáticas emergentes como China e India. Su producción actual es baja cercana a 200.000 barriles, pero su valor influye sobre todos los crudos pesados que se bombean desde el Golfo Pérsico hacia Asia. Se trata de un crudo de baja calidad con 31 grados API y un alto contenido de azufre del 2,04% que lo hace un crudo amargo.
- Cesta OPEP. Los miembros de la OPEP fijan su política petrolera centrandose en los intereses en la llamada *Cesta OPEP*. Dicha cesta es la referencia que usan los miembros de la OPEP para fijar los precios de sus crudos producidos. La *cesta OPEP* consiste en una media aritmética de siete variedades de crudo que son: Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudita), Dubai (Emiratos Árabes), Tía Juana Light (Venezuela) y Isthmus (México).

El crudo más representativo de la *Cesta OPEP* a través del tiempo ha sido el Arab Light, que alguna vez fue la referencia mundial para el precio del crudo hasta principios de los años 80. Se trata de un crudo medio de 34 grados API y un contenido en azufre del 1,78%. El yacimiento donde se extrae esta variedad de crudo es el mítico Ghawar que posee las reservas más grandes del mundo, la producción del Arab Light en la actualidad está por encima de cinco millones de barriles.

Cabe anotar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex, de acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI. Históricamente el WTI siempre ha estado en precio y calidad por encima del Brent, mientras la cesta OPEP se ha ubicado unos 5-10 dólares por debajo del Brent. Este comportamiento no es una regla del dedo gordo pues los fenómenos geopolíticos y económicos hacen que el Brent pueda estar en precio por encima del WTI.

7.10 IMPUESTOS

En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos, los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

7.10.1 Regalías

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la **tabla 38**. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 38. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos.

PRODUCCION DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción igual o menor a 5KBPD	8%
Para una producción mayor a 5KBPD e inferior o igual 125 KBPD	X%*
Para una producción mayor a 125KBPD e inferior o igual 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400KBPD e inferior o igual 600 KBPD	Y%**
Para una producción mayor a 600 KBPD	25%

* Donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$

** Donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

Fuente. Ley 756 del 2002. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

7.10.2 Impuesto de Renta

Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

7.11 FLUJOS DE EFECTIVO

Los flujos de efectivo netos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este. Antes de establecer estos, hay que tener en cuenta que se pueden realizar desde dos puntos de vista: el primero, el del proyecto y el segundo, el del inversionista.

7.11.1 Flujos De Efectivo Para El Proyecto

Son flujos generalizados para el desarrollo del proyecto. Este no tiene en cuenta, si los recursos necesarios para la implementación del mismo, son propios o provienen de una fuente de financiamiento. En el cálculo de los flujos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

La inversión, solo se encuentra en el primer año o año cero (0) y su valor es negativo, mientras que los valores de los ingresos, las regalías, los costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, el impuesto de renta y la ganancia después de impuesto; se tiene en cuenta desde el primer año de operación hasta el fin del proyecto.

Los costos por operación y mantenimiento, el cual se halla de la forma como se explicó en la parte de los egresos. A esto se le debe sumar el costo de mantenimiento, que también se especifico en la misma parte.

La depreciación, se evalúa por el método de línea recta, tomando como tiempo de vida útil de los bienes cinco años y el valor de salvamento cero. Por lo tanto, en el flujo de efectivo, aplica solo para los primeros cinco años de vida del proyecto. El valor de la depreciación se debe descontar antes de aplicar el impuesto de renta, por efectos de contabilidad; sin embargo, se debe adicionar al final cuando se tiene la ganancia después de impuestos.

El capital de trabajo, es el necesario para iniciar y sostener el proyecto, en caso de tener problemas con la operación. Empieza a contarse desde el año cero y es igual al 5% de los ingresos que se esperan tener el año siguiente. Para los años que siguen, se hace un delta entre el 5% de los ingresos del año

siguiente menos el capital de trabajo de los años anteriores. Por lo tanto, no se tendrá capital de trabajo para el último año.

Los flujos de efectivo se evalúan para toda la vida del proyecto, desde el año cero hasta el final. La forma de realizar su cálculo, se presenta en la **tabla 39**.

Tabla 39. Cálculo del flujo de efectivo para el proyecto.

FLUJO DE EFECTIVO	AÑO				
	0	1	2	3	4
Inversión (US\$) (-)					
Ingresos (US\$) (+)					
Regalías (US\$) (-)					
Mantenimiento (US\$) (-)					
Impuesto de renta (US\$) (-)					
FLUJO DE CAJA TOTAL					

Fuente. Autores del proyecto.

7.11.2 Flujos De Efectivo Para El Inversionista

Estos flujos son específicos, para el caso en el cual, el dinero para el desarrollo del proyecto, se obtiene de una fuente de financiamiento. En el cálculo de estos flujos, se deben tener en cuenta los mismos parámetros que en los flujos de efectivo para el proyecto; la única diferencia radica en: los intereses por la financiación y su respectivo abono a bono a capital.

Los intereses del préstamo se descuentan antes de aplicar el impuesto de renta, para obtener la ganancia antes de impuestos; y luego se resta el abono a capital a la ganancia después de impuesto, para hallar el flujo de efectivo total. La forma de realizar su cálculo, se presenta en la **tabla 40**.

Tabla 40. Cálculo del flujo de efectivo para el inversionista.

FLUJO DE EFECTIVO	AÑO				
	0	1	2	3	4
Inversión (US\$) (-)					
Ingresos (US\$) (+)					
Regalías (US\$) (-)					
Mantenimiento (US\$) (-)					
Impuesto de renta (US\$) (-)					
Abono a capital (US\$) (-)					
FLUJO DE CAJA TOTAL					

Fuente. Autores del proyecto.

7.12 PRESENTACIÓN DE PROPUESTA Y EVALUACION ECONÓMICA

A continuación se presenta en forma tabulada la lista de precios por herramientas, servicios y productos para el control de arena y de los cuales se partirá para realizar el análisis económico de la opción escogida.

Tabla 41. Costos por herramientas.

DETALLE	COSTOS US\$
Taladro contratado (3 días)	\$ 27,462.00
Cabezal y árbol de navidad	\$ 19,792.00
Fluidos de completamiento	\$ 13,903.00
Registros Eléctricos	\$ 24,122.00
Alquiler de equipos de pesca	\$ 2,800.00
Total	\$ 88,079.00

Fuente. Autores del proyecto

Tabla 42. Costos por herramientas y servicios de control de arena 2

COSTOS POR HERRAMIENTAS Y SERVICIOS DE CONTROL PARA ARENA 2			
DESCRIPCIÓN	QTY	UNIT USD	TOTAL USD
51/2X3 Quantum Gravel Packing Assembly			
51/2"x3" 13-18#QUANTUM Packer Nitrile Elements. P/N	1	\$18,206.93	\$18,206.93
51/2"x 3" Quantum Circulating Housing w/ 31/2" EUE Pin	1	\$17,798.22	\$17,798.22
51/2" Safety Shear Sub w/ 31/2" EUE Box x 2 7/8" EUE	1	\$3,540.00	\$3,540.00
X-over 2 7/8" EUE box x 2 3/8" NU pin	1	\$720.00	\$720.00
2 3/8 MESH TEXT, 4.7#/FT., L-80, 20 FT. OF SCREEN ON 25 JOINT, NUE	75	\$183.15	\$13,736.00
2 3/8 Blank Pipe, 4.7 ppf, L-80,30ft / joint	60	\$37.71	\$2,262.40
2 3/8" NU or EUE 8rd Snap in/out Latch with one seal unit	1	\$2,305.49	\$2,305.49
51/2" x 3" Quantum Service Tool Redress Kit	1	\$2,100.00	\$2,100.00
Sump Packer Plug 5.5" (13-23 ppf)	1	\$3,870.00	\$3,870.00
Bridge Plug 5.5" (13-20 ppg)	1	\$3,200.00	\$3,200.00
Bull Plug 2 3/8or 2 7/8	1	\$1,034.63	\$1,034.63
SAND CONTROL ASSEMBLY SUB TOTAL			\$41,299.79
Sand Control Tools & Services			
51/2"x3" Quantum System: Frac Pack Service Tool, base charge (base charge 3days)	1	\$3,600.00	\$3,600.00
51/2"x3" Quantum System: Frac Pack Service Tool, add	2	\$950.00	\$1,900.00
51/2"x3" Quantum Service Tool Redressing charge	1	\$2,250.00	\$2,250.00
Sand Control Tool Specialist per day and add days.	3	\$1,250.00	\$3,750.00
Tool Helper per day and add days.	3	\$500.00	\$1,500.00
Stripper Plate	1	3rd Party (ECOPETROL)	
Screen Table with Handing Plates	1	3rd Party (ECOPETROL)	
Flush Joint Lifting sub	2	3rd Party(ECOPETROL)	
Flush Joint Washpipe (30-ft/Jt), 3jts	1	3rd Party (ECOPETROL)	
Safety Clamp and handling tool	1	3rd Party (ECOPETROL)	
X-over Service Tool to Washpipe	1	\$150.00	\$150.0
Personnel mobilization and accommodation during	1	\$2,150.00	\$2,150.
Equipment Transportation round trip	1	\$3,000.00	\$3,000.
WireLine Adapter Kit to Run Sump Packer	1	\$1,350.00	\$1,350.
SUBTOTAL SERVICES			\$19,650.0
SAND CONTROL TOOLS JOB TOTAL			\$60,949.7
Charges do not include I.V.A.			

Fuente. Costos por herramientas, Schlumberger SA.

Tabla 43. Costos de productos y servicios de bombeo para control de arena

COSTO DE PRODUCTOS YSERVICIOS DE BOMBEO PARA CONTROL DE ARENA			
SERVICE INVOICE REPORT			SIR:
			INVOICE:
			JOB: Gravel Pack
			Date:
QUANTITY	UNIT PRICE	DESCRIPTION	AMOUNT
SERVICIOS			
1	30.000,00	Movilizacion Inicial de Equipos	\$ 30.000,00
1	6.500,00	Movilizacion entre pozos	
1	6.000,00	Equipo de Bombeo para Gravel Pack	\$ 6.000,00
1	2.000,00	Equipo de mezcla WASP y unidad de control	\$ 2.000,00
1	2.000,00	Cargo por personal de operacion	\$ 2.000,00
16700	0,08	Cargo por corte y manejo de propante	\$ 1.336,00
1	6.000,00	Bombeo de Gravel Pack	\$ 6.000,00
1	4.000,00	Prueba de Tuberia	\$ 4.000,00
1	8.050,00	Iron Truck	\$ 8.050,00
1	1.100,00	Unidad de filtracion	\$ 1.100,00
Total servicios			\$ 60.486,00
PRODUCTOS			
16.700	0,60	Arena 20/40 Unifrac	\$ 10.020,00
Total Productos			\$ 10.020,00
TOTAL			\$ 70.506,00

Fuente. Hoja de costos de productos, Schlumberger SA.

Tabla 44. Costo total del empaquetamiento

COSTO TOTAL	
DESCRIPCIÓN	USD
Costos por herramientas	U\$ 88,079.00
Costo de productos y servicios de bombeo para control de arena	U\$ 131.455,79
TOTAL sin iva	U\$ 219,534.79
Total con iva (10%)	U\$ 254.660,77

Fuente. Autores del proyecto.

7.13 EVALUACION ECONÓMICA DEL PROYECTO

Para realizar la evaluación económica se llevan a cabo los siguientes pasos:

1. Se determina la infraestructura requerida para la realización de cada pozo, la inversión total es la suma de todos los elementos mencionados en la **tabla 44**, lo cual da como resultado U\$ 254.660,77
2. Se establece el precio del petróleo y la producción anual para calcular los ingresos. Los ingresos se estiman en la producción que tendría el campo anualmente durante el proyecto de empaquetamiento cuya proyección es de 5 años.
3. Se calculan los flujos de efectivo anuales, con los cuales se determina el flujo de caja del proyecto.
4. Se realiza la evaluación económica de los siguientes métodos: VPN, y PAYBACK AJUSTADO. Y finalmente se presentan los resultados con los cuales se determina la viabilidad económica del proyecto, estos incluyen la relación de tasas de oportunidad con el VPN y el payback ajustado.

7.14 EVALUACION ECONÓMICA DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA

En la **tabla 45** se muestra la producción anual de cada uno de los 14 pozos seleccionados

Tabla 45. Producción 2008

POZO	PRODUCCIÓN ANUAL BARRILES
P1	22645
P2	6767
P3	7099
P4	41340
P5	24399
P6	48527
P7	31570
P8	22832
P9	17569
P10	8641
P11	18731
P12	41225
P13	56303
P14	31634

Fuente. Autores del proyecto.

La **tabla 45** muestra la producción de aceite de cada pozo con una declinación del 10% por año, declinación que se mantendría constante

debido al empaquetamiento con grava, siendo este uno de los objetivos de esta operación. La vida útil de la herramienta se proyecta a 15 años.

Tabla 46. Producción pozos con una declinación exponencial del 10% por año

POZO	PRODUCCIÓN 2008 (BARRILES)	PRODUCCIÓN CON DECLINACIÓN AÑO 1 (BARRILES)	PRODUCCIÓN CON DECLINACIÓN AÑO 2 (BARRILES)	PRODUCCIÓN CON DECLINACIÓN AÑO 3 (BARRILES)	PRODUCCIÓN CON DECLINACIÓN AÑO 4 (BARRILES)	PRODUCCIÓN CON DECLINACIÓN AÑO 5 (BARRILES)
P1	22645,3	20490,4	16776,1	12428,0	8330,8	5052,9
P2	6766,8	6122,9	5013,0	3713,7	2489,4	1509,9
P3	7099,1	6423,5	5259,1	3896,0	2611,6	1584,0
P4	41340,5	37406,4	30625,8	22688,1	15208,3	9224,3
P5	24398,9	22077,0	18075,2	13390,4	8975,9	5444,1
P6	48526,9	43908,9	35949,6	26632,1	17852,0	10827,8
P7	31569,5	28565,3	23387,3	17325,7	11613,8	7044,1
P8	22831,9	20659,1	16914,3	12530,4	8399,4	5094,5
P9	17568,8	15896,9	13015,3	9642,0	6463,2	3920,1
P10	8640,9	7818,6	6401,3	4742,2	3178,8	1928,0
P11	18730,8	16948,3	13876,1	10279,7	6890,7	4179,4
P12	41225,4	37302,3	30540,5	22625,0	15166,0	9198,6
P13	56302,9	50945,0	41710,2	30899,7	20712,7	12562,9
P14	31634,5	28624,1	23435,4	17361,4	11637,7	7058,6

Fuente. Autores del proyecto.

Las tablas a continuación muestran la producción anual de petróleo, costo del barril por año, ingresos, regalías, impuesto de renta y flujo de caja, las regalías fueron calculadas según la tabla 38 con una producción de petróleo del campo cantagallo de 14 KBOPD, dando como resultado el 8.9% de los ingresos, en cuanto al impuesto de renta se usó la depreciación lineal, otorgando una vida útil del empaquetamiento de 15 años y 25000 U\$ anuales por concepto de mantenimiento del empaquetamiento, esto arroja como resultado una depreciación de 16977,38 US\$, y que fue usada en el cálculo del impuesto de renta, el costo de la inversión es el costo de la operación e instalación de la herramienta por pozo. (254660,77 U\$).

POZO 1

Tabla 47. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P1.

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
P1	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
	2009	37	20.490,4	758.143,0
	2010	44	16.776,1	738.147,5
	2011	53	12.428,0	658.685,4
	2012	64	8.330,8	533.168,3
	2013	77	5.052,9	389.070,1

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 48. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P1.

POZO	FLUJO DE CAJA						
1	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		758143,0	738147,5	658685,4	533168,3	389070,1
	REGALÍAS (U\$)(-)		67474,7	65695,1	58623,0	47452,0	34627,2
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		243496,3	236697,9	209680,7	167004,9	118011,5
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	447172,0	435754,6	390381,7	318711,4	236431,3

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 2

Tabla 49. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P2

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
P2	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
	2009	37	6.122,9	226.545,6
	2010	44	5.013,0	220.570,6
	2011	53	3.713,7	196.826,0
	2012	64	2.489,4	159.319,5
	2013	77	1.509,9	116.260,5

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 50. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P2.

POZO	FLUJO DE CAJA						
2	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		226545,6	220570,6	196826,0	159319,5	116260,5
	REGALÍAS (U\$)(-)		20162,6	19630,8	17517,5	14179,4	10347,2
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		62753,2	60721,7	52648,5	39896,3	25256,3
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	143629,8	140218,1	126660,0	105243,7	80657,1

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 3

Tabla 51. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P3

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P3	2009	37	6.423,5	237.669,0
	2010	44	5.259,1	231.400,6
	2011	53	3.896,0	206.490,2
	2012	64	2.611,6	167.142,1
	2013	77	1.584,0	121.968,9

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 52. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P3.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
3	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		237669,0	231400,6	206490,2	167142,1	121968,9
	REGALÍAS (U\$)(-)		21152,5	20594,7	18377,6	14875,6	10855,2
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		66535,1	64403,9	55934,4	42556,0	27197,1
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	149981,3	146402,1	132178,2	109710,4	83916,6

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 4

Tabla 53. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P4

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P4	2009	37	37.406,4	1.384.037,0
	2010	44	30.625,8	1.347.534,0
	2011	53	22.688,1	1.202.470,9
	2012	64	15.208,3	973.331,8
	2013	77	9.224,3	710.271,5

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 54. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P4.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
4	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		1384037,0	1347534,0	1202470,9	973331,8	710271,5
	REGALÍAS (U\$)(-)		123179,3	119930,5	107019,9	86626,5	63214,2
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		456300,3	443889,3	394567,8	316660,5	227220,0
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	804557,4	783714,2	700883,2	570044,8	419837,4

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 5

Tabla 55. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P5

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P5	2009	37	22.077,0	816.850,7
	2010	44	18.075,2	795.306,9
	2011	53	13.390,4	709.691,5
	2012	64	8.975,9	574.454,9
	2013	77	5.444,1	419.198,2

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 56. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P5.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
5	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		816850,7	795306,9	709691,5	574454,9	419198,2
	REGALÍAS (U\$)(-)		72699,7	70782,3	63162,5	51126,5	37308,6
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		263456,9	256132,0	227022,8	181042,3	128255,1
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	480694,1	468392,6	419506,2	342286,0	253634,5

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 6

Tabla 57. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P6

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P6	2009	37	43.908,9	1.624.630,7
	2010	44	35.949,6	1.581.782,3
	2011	53	26.632,1	1.411.502,2
	2012	64	17.852,0	1.142.530,7
	2013	77	10.827,8	833.741,4

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 58. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P6

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
6	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		1624630,7	1581782,3	1411502,2	1142530,7	833741,4
	REGALÍAS (U\$)(-)		144592,1	140778,6	125623,7	101685,2	74203,0
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		538102,1	523533,7	465638,4	374188,1	269199,8
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	941936,4	917470,0	820240,0	666657,3	490338,7

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 7

Tabla 59. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P7

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P7	2009	37	28.565,3	1.056.914,8
	2010	44	23.387,3	1.029.039,5
	2011	53	17.325,7	918.262,6
	2012	64	11.613,8	743.281,3
	2013	77	7.044,1	542.396,3

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 60. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P7.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
7	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		1056914,8	1029039,5	918262,6	743281,3	542396,3
	REGALÍAS (U\$)(-)		94065,4	91584,5	81725,4	66152,0	48273,3
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		345078,7	335601,1	297937,0	238443,3	170142,4
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	617770,7	601853,9	538600,2	438685,9	323980,6

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 8

Tabla 61. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P8

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P8	2009	37	20.659,1	764.387,2
	2010	44	16.914,3	744.227,0
	2011	53	12.530,4	664.110,4
	2012	64	8.399,4	537.559,6
	2013	77	5.094,5	392.274,5

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 62. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P8.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
8	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		764387,2	744227,0	664110,4	537559,6	392274,5
	REGALÍAS (U\$)(-)		68030,5	66236,2	59105,8	47842,8	34912,4
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		245619,3	238764,9	211525,2	168497,9	119101,0
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	450737,4	439225,9	393479,4	321218,8	238261,1

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 9

Tabla 63. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P9

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P9	2009	37	15.896,9	588.185,2
	2010	44	13.015,3	572.672,3
	2011	53	9.642,0	511.023,7
	2012	64	6.463,2	413.644,6
	2013	77	3.920,1	301.849,8

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 64. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P9.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
9	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		588185,2	572672,3	511023,7	413644,6	301849,8
	REGALÍAS (U\$)(-)		52348,5	50967,8	45481,1	36814,4	26864,6
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		185710,7	180436,3	159475,7	126366,8	88356,6
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	350126,1	341268,2	306066,8	250463,4	186628,5

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 10

Tabla 65. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P10

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P10	2009	37	7.818,6	289.287,2
	2010	44	6.401,3	281.657,5
	2011	53	4.742,2	251.336,8
	2012	64	3.178,8	203.442,9
	2013	77	1.928,0	148.458,8

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 66. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P10.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
10	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		289287,2	281657,5	251336,8	203442,9	148458,8
	REGALÍAS (U\$)(-)		25746,6	25067,5	22369,0	18106,4	13212,8
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		84085,3	81491,2	71182,2	54898,3	36203,7
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	179455,3	175098,7	157785,6	130438,2	99042,3

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 11

Tabla 67. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P11

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P11	2009	37	16.948,3	627.087,2
	2010	44	13.876,1	610.548,2
	2011	53	10.279,7	544.822,2
	2012	64	6.890,7	441.002,6
	2013	77	4.179,4	321.813,8

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 68. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P11.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
11	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		627087,2	610548,2	544822,2	441002,6	321813,8
	REGALÍAS (U\$)(-)		55810,8	54338,8	48489,2	39249,2	28641,4
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		198937,3	193314,1	170967,2	135668,6	95144,4
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	372339,1	362895,3	325365,8	266084,8	198028,0

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 12

Tabla 69. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P12

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P12	2009	37	37.302,3	1.380.185,2
	2010	44	30.540,5	1.343.783,9
	2011	53	22.625,0	1.199.124,5
	2012	64	15.166,0	970.623,0
	2013	77	9.198,6	708.294,9

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 70. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P12.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
12	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		1380185,2	1343783,9	1199124,5	970623,0	708294,9
	REGALÍAS (U\$)(-)		122836,5	119596,8	106722,1	86385,4	63038,2
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		454990,7	442614,2	393430,0	315739,5	226547,9
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	802358,1	781572,9	698972,4	568498,0	418708,7

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 13

Tabla 71. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P13

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P13	2009	37	50.945,0	1.884.965,3
	2010	44	41.710,2	1.835.250,7
	2011	53	30.899,7	1.637.684,6
	2012	64	20.712,7	1.325.612,4
	2013	77	12.562,9	967.342,1

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 72. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P13.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
13	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		1884965,3	1835250,7	1637684,6	1325612,4	967342,1
	REGALÍAS (U\$)(-)		167761,9	163337,3	145753,9	117979,5	86093,4
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		626615,9	609712,9	542540,4	436435,9	314624,0
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	1090587,5	1062200,5	949390,2	771197,0	566624,6

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 14

Tabla 73. Producción anual de barriles, costo de barril por año, ingresos P14

POZO	INGRESOS POZO EMPAQUETADO			
	AÑO	PRECIO CRUDO U\$/BL	PRODUCCIÓN BARRILES POR AÑO	TOTAL INGRESOS U\$
P14	2009	37	28.624,1	1.059.090,6
	2010	44	23.435,4	1.031.157,9
	2011	53	17.361,4	920.152,9
	2012	64	11.637,7	744.811,4
	2013	77	7.058,6	543.512,9

Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 74. Regalías, impuesto de renta y flujo de caja P14.

POZO	FLUJO DE CAJA						
	AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013
14	INVERSIÓN (U\$) (-)	254660,8					
	INGRESOS (U\$)(+)		1059090,6	1031157,9	920152,9	744811,4	543512,9
	REGALÍAS (U\$)(-)		94259,1	91773,1	81893,6	66288,2	48372,6
	IMPUESTOS DE RENTA (U\$)(-)		345818,5	336321,4	298579,7	238963,6	170522,1
	FLUJO DE CAJA TOTAL	-254660,8	619013,0	603063,5	539679,6	439559,6	324618,2

Fuente. Autores del proyecto.

Con el flujo de caja por año el interés y la cantidad de periodos, calculamos el VPN (valor presente neto), también con el flujo de caja calculamos la TIR (tasa interna de retorno) para cada uno de los pozos, una vez hecho esto se puede calcular el payback de cada uno.

Una vez obtenidos estos resultados se procede a graficar las tendencias de cada uno de ellos, a continuación se muestra en forma tabulada los resultados.

POZO 1

Tabla 75. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P1		0%	1.573.790,2	0,57	169%
		10%	1.169.775,9	0,63	144%
	-254660,77	20%	895.221,2	0,68	124%
	447172,0	30%	700.116,7	0,74	107%
	435754,6	40%	556.262,8	0,80	92%
	390381,7	50%	446.881,5	0,85	79%
	318711,4	60%	361.525,7	0,91	68%
	236431,3	70%	293.431,8	0,97	58%
		80%	238.071,0	1,05	49%
		90%	192.320,2	1,16	41%
		100%	153.969,5	1,29	34%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 2

Tabla 76. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P2		0%	341.748,0	1,79	42%
		10%	208.920,7	2,09	29%
	-254660,77	20%	118.871,4	2,51	18%
	143629,8	30%	55.016,4	3,10	9%
	140218,1	40%	8.023,5	X	1%
	126660,0	50%	-27.649,1	X	-5%
	105243,7	60%	-55.445,6	X	-11%
	80657,1	70%	-77.592,1	X	-16%
		80%	-95.577,1	X	-21%
		90%	-110.425,1	X	-25%
		100%	-122.860,6	X	-29%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 3

Tabla 77. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P3		0%	367.527,8	1,72	45%
		10%	229.026,0	1,98	32%
	-254660,77	20%	135.116,2	2,37	21%
	149981,3	30%	68.514,8	2,88	11%
	146402,1	40%	19.495,1	3,86	4%
	132178,2	50%	-17.719,8	X	-3%
	109710,4	60%	-46.720,7	X	-9%
	83916,6	70%	-69.828,7	X	-15%
		80%	-88.595,7	X	-19%
		90%	-104.090,3	X	-24%
		100%	-117.068,0	X	-28%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 4

Tabla 78. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P4		0%	3.024.376,2	0,32	311%
		10%	2.301.070,9	0,35	274%
	-254660,77	20%	1.809.282,5	0,38	242%
	804557,4	30%	1.459.647,0	0,41	216%
	783714,2	40%	1.201.750,8	0,44	194%
	700883,2	50%	1.005.586,0	0,47	174%
	570044,8	60%	852.460,8	0,51	157%
	419837,4	70%	730.269,3	0,54	142%
		80%	630.902,6	0,57	128%
		90%	548.767,5	0,60	116%
		100%	479.904,6	0,63	105%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 5

Tabla 79. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P5		0%	1.709.852,6	0,53	182%
		10%	1.275.889,4	0,58	157%
	-254660,77	20%	980.958,5	0,64	135%
	480694,1	30%	771.359,3	0,69	117%
	468392,6	40%	616.808,4	0,74	102%
	419506,2	50%	499.287,0	0,79	88%
	342286,0	60%	407.574,5	0,85	76%
	253634,5	70%	334.406,4	0,90	66%
		80%	274.917,9	0,95	57%
		90%	225.754,3	1,01	49%
		100%	184.541,6	1,12	41%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 6

Tabla 80. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P6		0%	3.581.981,7	0,27	365%
		10%	2.735.940,9	0,30	323%
	-254660,77	20%	2.160.647,8	0,32	288%
	941936,4	30%	1.751.610,6	0,35	258%
	917470,0	40%	1.449.876,4	0,38	232%
	820240,0	50%	1.220.352,1	0,41	210%
	666657,3	60%	1.041.176,3	0,43	191%
	490338,7	70%	898.189,6	0,46	174%
		80%	781.907,2	0,49	158%
		90%	685.785,9	0,51	145%
		100%	605.194,1	0,54	133%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 7

Tabla 81. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P7		0%	2.266.230,5	0,41	237%
		10%	1.709.802,0	0,45	206%
	-254660,77	20%	1.331.550,3	0,49	181%
	617770,7	30%	1.062.680,1	0,54	159%
	601853,9	40%	864.387,9	0,58	141%
	538600,2	50%	713.580,3	0,62	125%
	438685,9	60%	595.874,6	0,66	111%
	323980,6	70%	501.957,1	0,70	98%
		80%	425.590,0	0,74	87%
		90%	362.471,1	0,78	77%
		100%	309.555,3	0,82	68%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 8

Tabla 82. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P8		0%	1.588.261,8	0,56	170%
		10%	1.181.062,1	0,62	146%
	-254660,77	20%	904.340,2	0,68	125%
	450737,4	30%	707.694,0	0,73	108%
	439225,9	40%	562.702,5	0,79	93%
	393479,4	50%	452.455,4	0,85	80%
	321218,8	60%	366.423,5	0,90	69%
	238261,1	70%	297.789,9	0,96	59%
		80%	241.990,0	1,03	50%
		90%	195.876,2	1,14	42%
		100%	157.221,2	1,27	35%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 9

Tabla 83. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P9		0%	1.179.892,3	0,73	129%
		10%	862.579,5	0,80	109%
	-254660,77	20%	647.013,3	0,87	91%
	350126,1	30%	493.870,8	0,95	77%
	341268,2	40%	380.984,5	1,03	64%
	306066,8	50%	295.168,7	1,14	53%
	250463,4	60%	228.215,2	1,27	43%
	186628,5	70%	174.811,2	1,41	35%
		80%	131.399,9	1,57	27%
		90%	95.529,1	1,74	21%
		100%	65.463,8	1,93	15%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 10

Tabla 84. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P10		0%	487.159,4	1,43	58%
		10%	322.325,3	1,63	44%
	-254660,77	20%	210.499,9	1,86	32%
	179455,3	30%	131.154,2	2,18	22%
	175098,7	40%	72.729,2	2,65	13%
	157785,6	50%	28.357,2	3,41	5%
	130438,2	60%	-6.232,7	X	-1%
	99042,3	70%	-33.802,2	X	-7%
		80%	-56.198,3	X	-12%
		90%	-74.693,7	X	-17%
		100%	-90.187,8	X	-21%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO11

Tabla 85. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P11		0%	1.270.052,2	0,68	139%
		10%	932.894,2	0,75	117%
	-254660,77	20%	703.826,0	0,82	99%
	372339,1	30%	541.078,7	0,89	83%
	362895,3	40%	421.104,2	0,96	70%
	325365,8	50%	329.894,5	1,04	59%
	266084,8	60%	258.728,9	1,15	49%
	198028,0	70%	201.962,5	1,28	40%
		80%	155.816,0	1,43	33%
		90%	117.683,7	1,58	26%
		100%	85.722,0	1,75	19%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 12

Tabla 86. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P12		0%	3.015.449,3	0,32	310%
		10%	2.294.108,9	0,35	273%
	-254660,77	20%	1.803.657,4	0,38	242%
	802358,1	30%	1.454.972,9	0,41	215%
	781572,9	40%	1.197.778,4	0,44	193%
	698972,4	50%	1.002.147,8	0,48	173%
	568498,0	60%	849.439,6	0,51	156%
	418708,7	70%	727.581,0	0,54	141%
		80%	628.485,2	0,57	128%
		90%	546.573,9	0,60	116%
	100%	477.898,8	0,63	105%	

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 13

Tabla 87. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P13		0%	4.185.339,0	0,23	424%
		10%	3.206.492,2	0,26	376%
	-254660,77	20%	2.540.842,8	0,28	337%
	1090587,5	30%	2.067.529,9	0,30	303%
	1062200,5	40%	1.718.360,9	0,33	274%
	949390,2	50%	1.452.739,9	0,35	249%
	771197,0	60%	1.245.376,0	0,37	227%
	566624,6	70%	1.079.888,0	0,40	208%
		80%	945.301,7	0,42	191%
		90%	834.046,7	0,44	176%
		100%	740.763,7	0,47	162%

Fuente. Autores del proyecto.

POZO 14

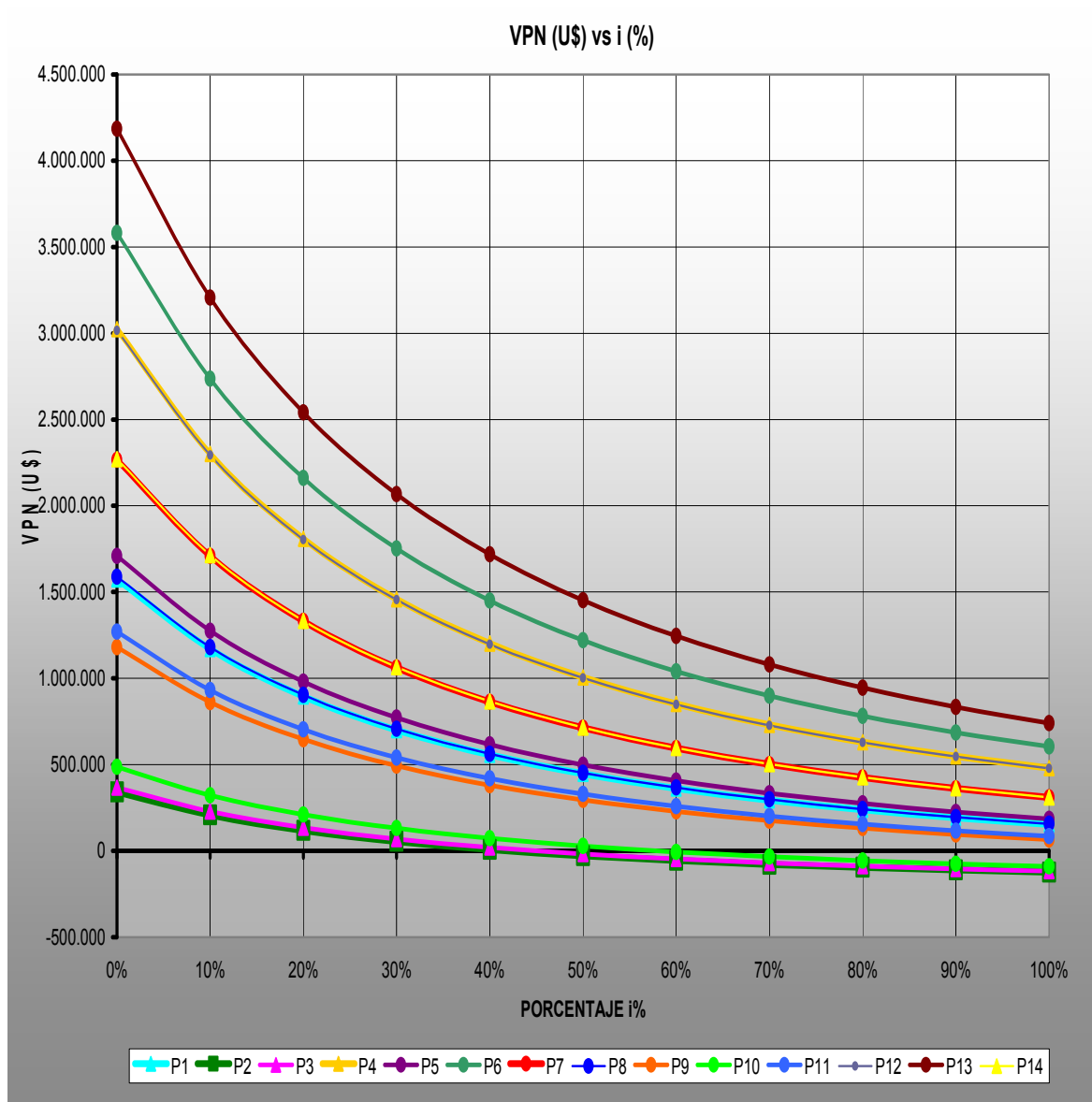
Tabla 88. Valor presente neto (VPN), payback ajustado, y tasa interna de retorno (TIR) a distintas tasas de interés.

POZO	FLUJO DE CAJA U\$	INTERÉS i%	VPN (U\$)	PAYBACK AJUSTADO (AÑOS)	TIR
P14		0%	2.271.273,2	0,41	237%
		10%	1.713.734,7	0,45	207%
	-254660,77	20%	1.334.727,9	0,49	181%
	619013,0	30%	1.065.320,4	0,53	160%
	603063,5	40%	866.631,8	0,58	141%
	539679,6	50%	715.522,5	0,62	125%
	439559,6	60%	597.581,3	0,66	111%
	324618,2	70%	503.475,7	0,70	98%
		80%	426.955,6	0,74	87%
		90%	363.710,2	0,78	78%
	100%	310.688,4	0,82	69%	

Fuente. Autores del proyecto.

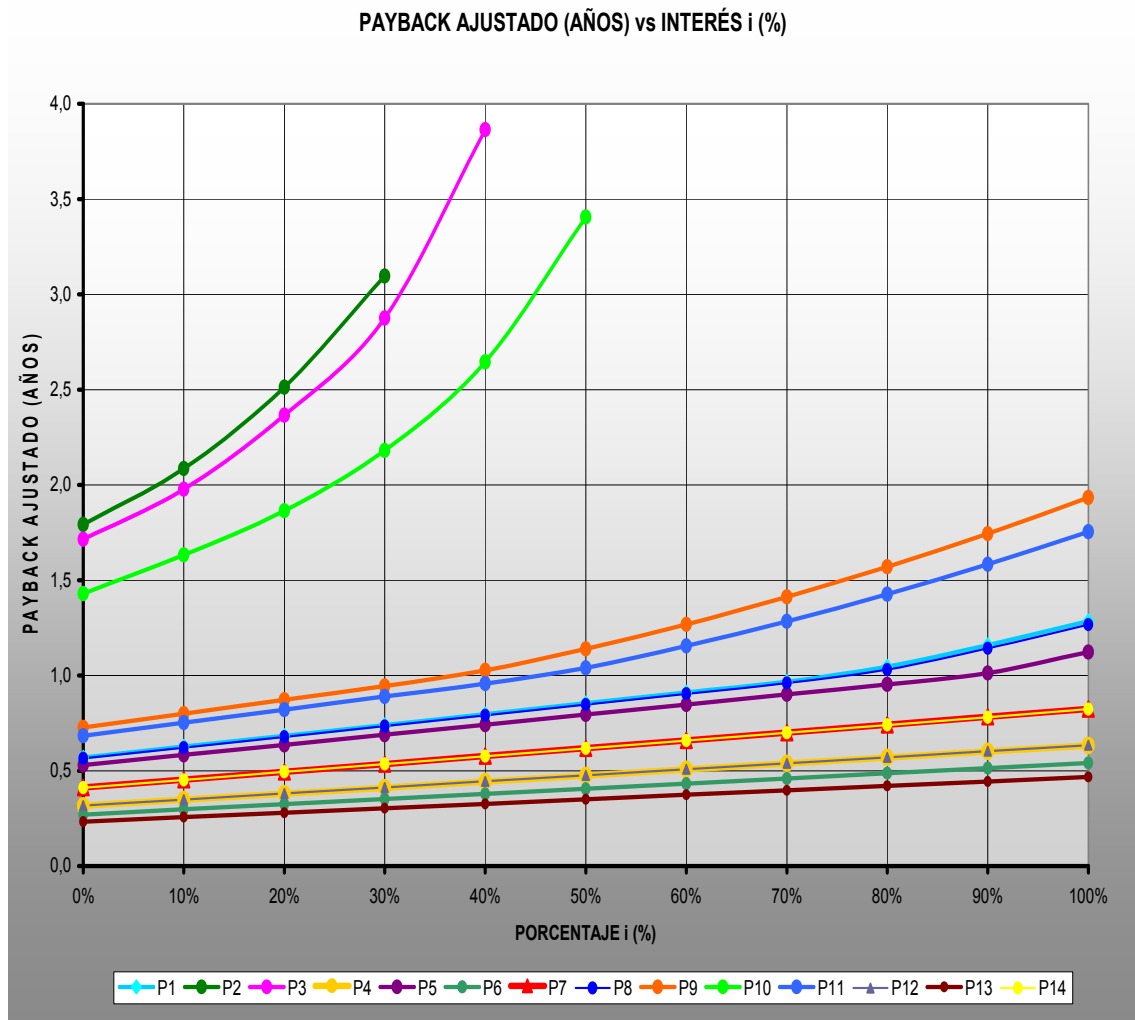
Finalmente graficamos las tendencias de los pozos lo cual nos permitirá hacer un conjunto de interpretaciones y recomendaciones acerca del análisis económico del empaquetamiento con grava. La figura 40 y 41 muestran las tendencias mencionadas de todos los pozos.

Figura 40. Gráfico de tendencias de VPN vs. I% de los pozos estudiados



Fuente. Autores del proyecto.

Figura 41. Payback ajustado vs Interés



Autores del proyecto.

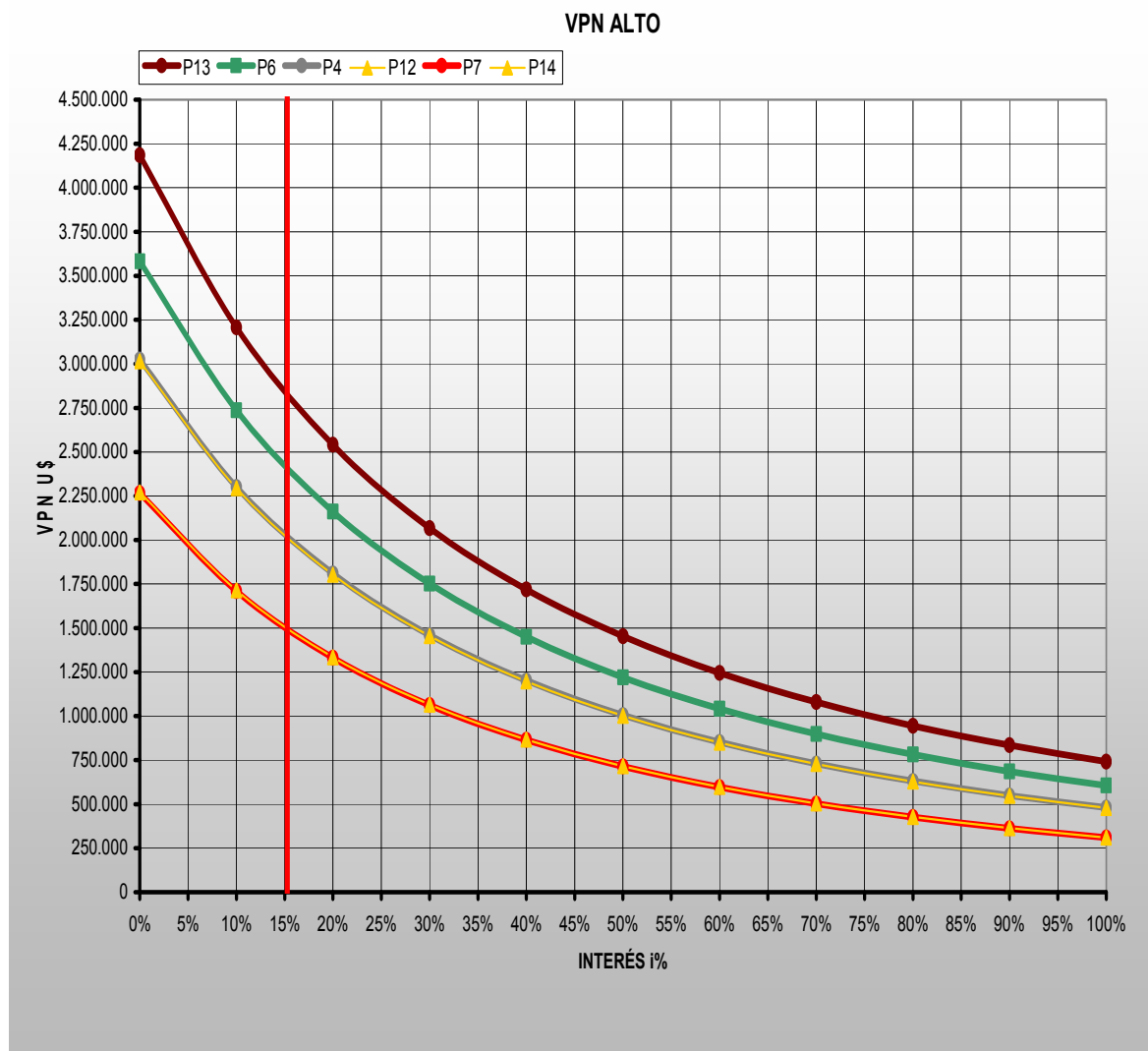
Después de observar los resultados de forma tabulada y gráfica, se procede a dividir los pozos en grupos según su comportamiento, estos grupos son;

Pozos con VPN alto, Pozos con VPN medio, Pozos con VPN bajo, Pozos con payback ajustado inferior a 0,5 años, Pozos con payback ajustado entre 0,5 y 1 año, Pozos con payback ajustado superior a 1,5 años, los cuales serán mostrados en forma grafica junto con una serie de observaciones.

7.14.1 Pozos con VPN alto

Los pozos P-13, P-6, P-4, P-12, P-7, y P-14. Son aquellos en orden descendente con VPN mayor del conjunto de pozos estudiados, esto los hace más viables ya que son rentables, inclusive con una tasa de interés del 100%.

Figura 42. Pozos con VPN alto

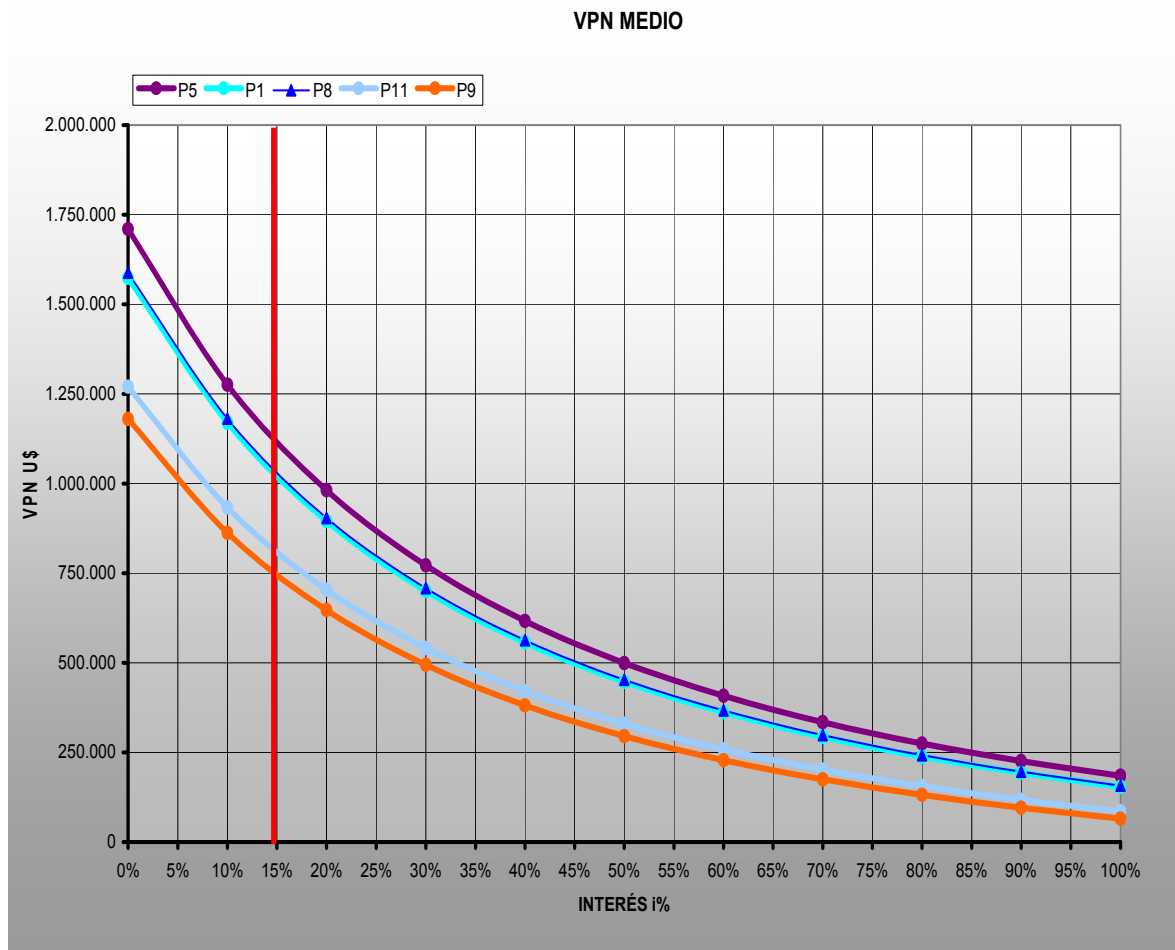


Fuente. Autores del proyecto.

7.14.2 Pozos con VPN medio

Los pozos P-5, P-1, P-8, P-11, P-9. Son en orden descendente aquellos que tienen un VPN medio, estos también son rentables para el proyecto ya que su VPN es mayor que cero, pero no son tan rentables como el primero grupo presentado.

Figura 43. Pozos con VPN medio



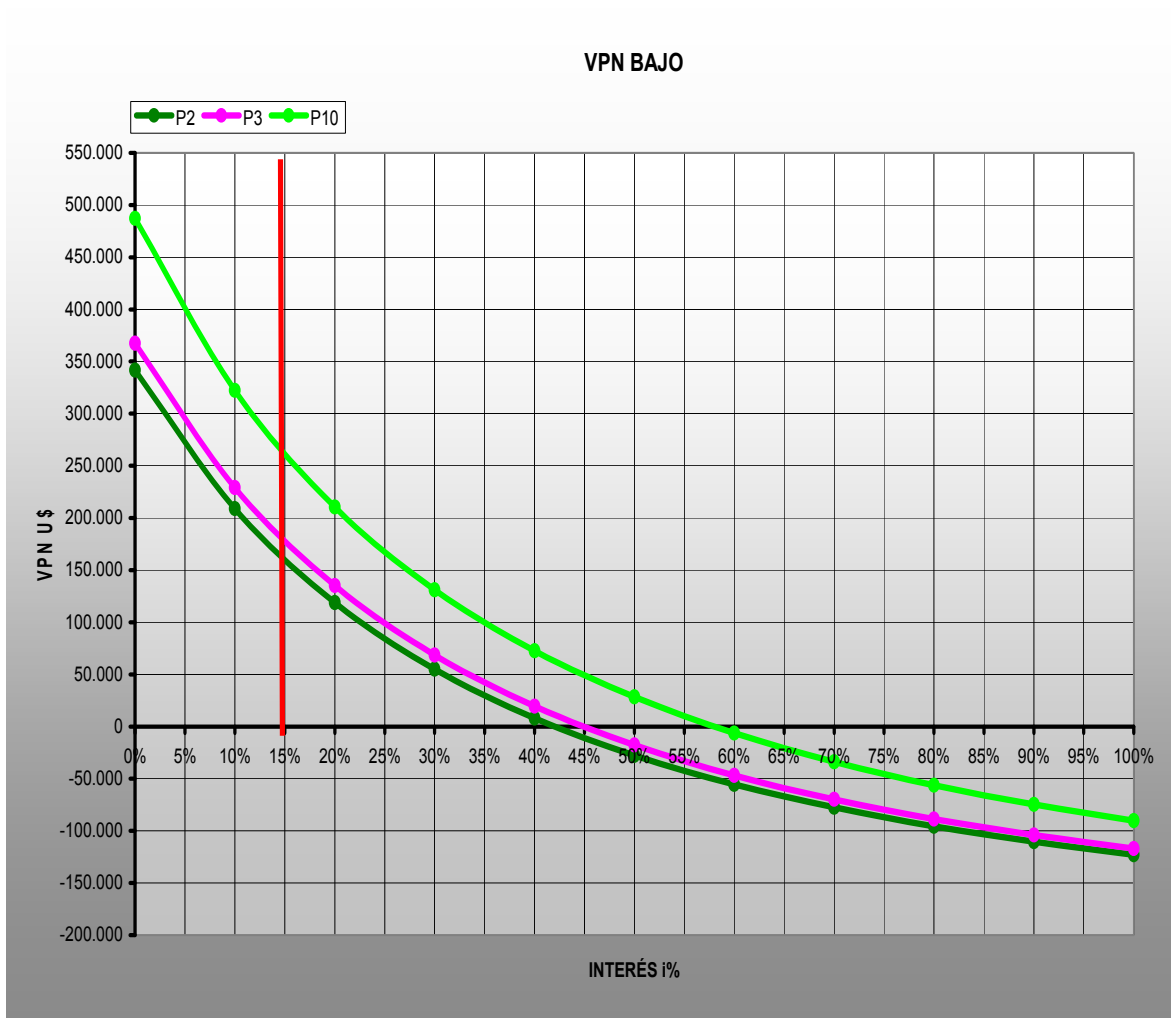
Fuente. Autores del proyecto.

7.14.3 Pozos con VPN bajo

Los pozos P-10, P-3, y P-2. Son en orden descendente aquellos que tienen un VPN bajo, estos pozos si presentan un VPN igual a cero y también un

VPN negativo, esto los hace los menos viables del grupo, en la tabla 89 se muestran las tasas de interés en la que el VPN de cada pozo se hace cero, cabe anotar que a partir de ese valor empieza a tomar valores negativos (pérdidas), pese a esto hay que observar que para tasas de interés de 0 a 60% en promedio, el VPN de los pozos es aún rentable, con otro análisis de gráficas y resultados mostrados más adelante se demostrará que estos pozos son viables para el proyecto.

Figura 44. Pozos con VPN bajo



Fuente. Autores del proyecto.

Tabla 89. Tasa de interés a la que el VPN es igual a cero

POZO	TASA DE INTERÉS EN LA QUE EL VPN=0
2	42%
3	45%
10	58%

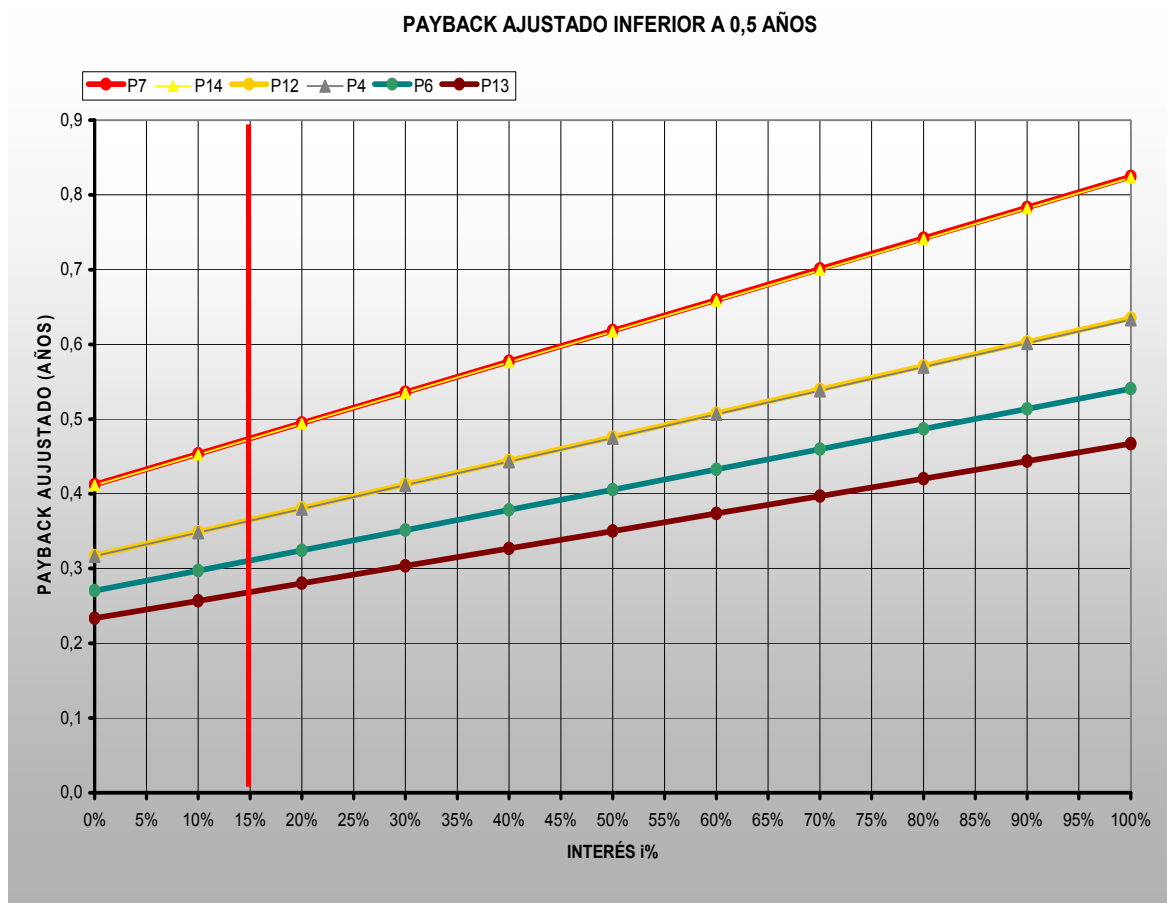
Fuente. Autores del proyecto.

7.14.4 Payback ajustado inferior a 0,5 años.

En este grupo se encuentran los pozos P-7, P-14, P-12, P-4, P-6 y P-13, los cuales pertenecen también al grupo de VPN alto, este grupo de pozos es el más viable ya que retornan la inversión en un tiempo notoriamente menor al resto de los sometidos a estudio, en el intervalo de interés del 15% (tasa de interés usada por ECOPETROL)¹⁷. Estos pozos retornan la inversión en un tiempo de 0.25 a 0.47 años (3 a 5.6 meses).

¹⁷ Parámetros de evaluación económica de proyectos y negocios de portafolio de inversiones, Ecopetrol S.A

Figura 45. Payback ajustado inferior a 0,5 años.

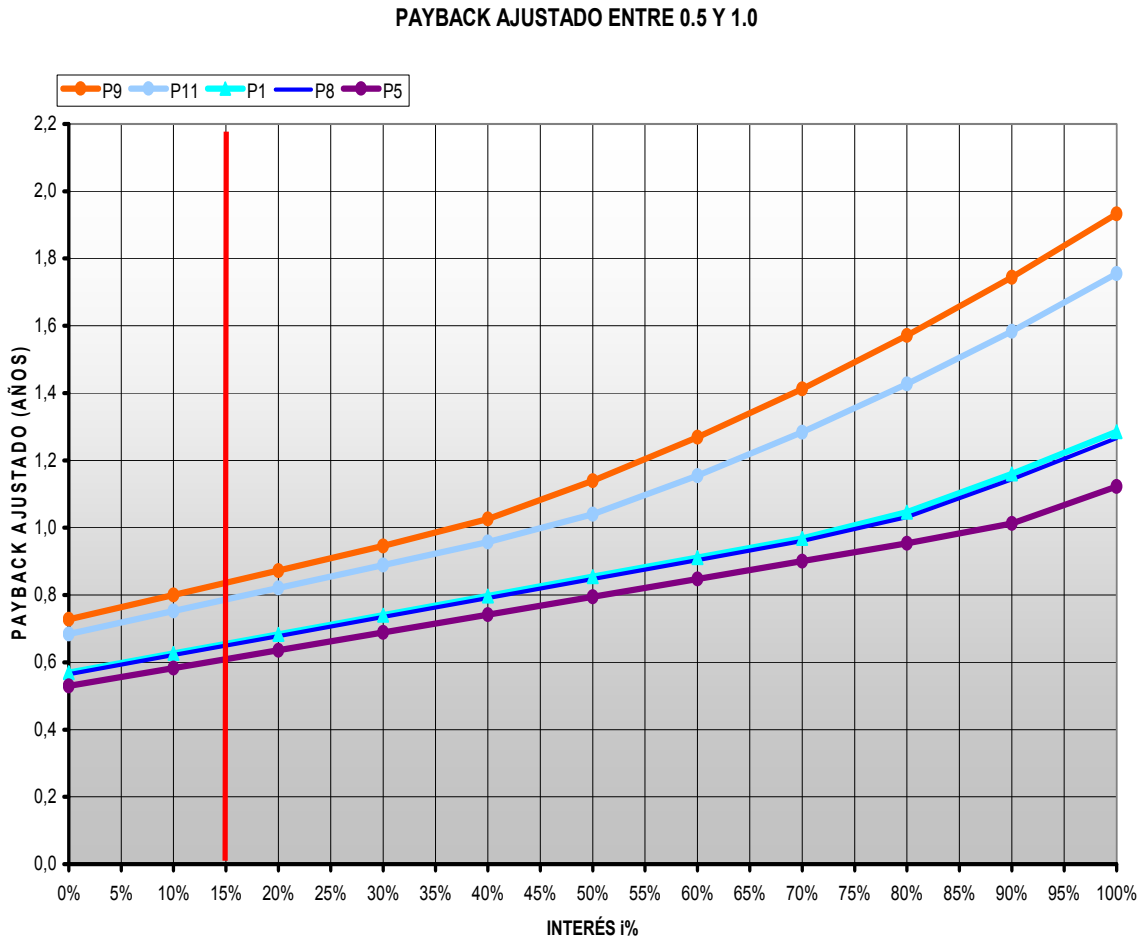


Fuente. Autores del proyecto.

7.14.5 Payback ajustado entre 0,5 y 1 año

Los pozos ubicados en esta categoría son los pozos P-9, P-11, P-1, P-8, P-5. Estos cumplen con el requerimiento de retorno de la inversión en un tiempo menor o igual a 1 año, el intervalo de retorno de estos pozos está entre 0,6 y 0,83 años (7,2 a 10 meses) a una tasa de interés del 15% lo cual los hace viables para el proyecto, pese a esto se han ubicado en la categoría de mediano plazo, ya que los pozos de corto plazo cubren la inversión en menor tiempo.

Figura 46. Payback ajustado mediano plazo

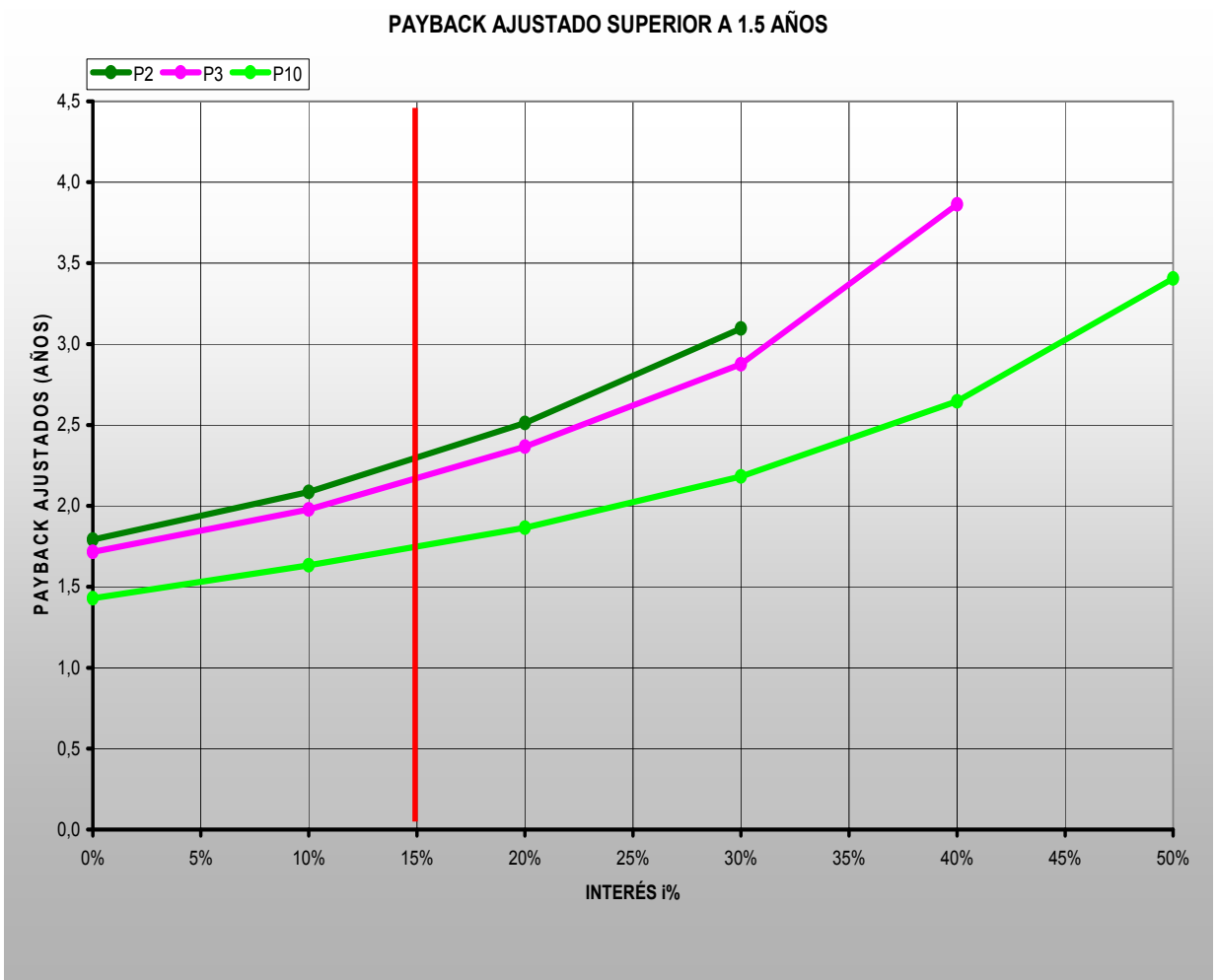


Fuente. Autores del proyecto.

7.14.6 Payback ajustado largo plazo

Los pozos P-2, P-3 y P-10. Son aquellos en los que la inversión realizada tardaría más tiempo en recuperarse, observándose que con una tasa de interés del 15% el tiempo de recuperación está en un rango de 1.8 a 2.3 años (21.6 a 27.6 meses), tiempo que no se ajusta a las expectativas de la industria que busca recuperar el valor invertido en un lapso menor a 12 meses.

Figura 47. Payback ajustado largo plazo



Fuente. Autores del proyecto.

7.15 INTERPRETACION DE RESULTADOS

- El grupo conformado por los pozos P-13, P-6, P-4, P-12, P-7, y P-14 son los más viables para aplicar el empaquetamiento con grava, ya que tienen los mayores VPN y los menores tiempos de retorno de capital invertido (payback ajustado).

- El grupo conformado por los pozos P-5, P-1, P-8, P-11, P-9 también son viables para aplicar el método de control de arenas, ya que cumplen el requerimiento de tener un VPN positivo; pese a esto la desventaja que presentan respecto al primer grupo es que el payback ajustado es mayor, ya que su retorno de inversión demanda mayor tiempo.
- Los pozos P-10, P-3, y P-2 son los menos viables para realizar la operación, ya que aunque cumplen con el VPN en el intervalo de interés con el que trabaja ECOPETROL S.A., su payback o retorno de capital invertido es muy tardío (de 21.6 a 27.6 meses).

8. CONCLUSIONES

- Las fallas más comunes identificadas en los pozos analizados de bombeo mecánico del campo cantagallo ocasionadas por depositación de arena se asocian a las bombas de subsuelo con un porcentaje del 75%, seguido por las fallas causadas por varilla partida y tubería rota con un porcentaje del 19% y 6% respectivamente.
- Al realizar el diseño del empaquetamiento con grava se concluye que para los pozos estudiados es necesario realizar dos etapas de operación debido a la extensión de los intervalos perforados.
- La inversión realizada en el empaquetamiento con grava es viable en los pozos P-13, P-6, P-4, P-12, P-7, P-14, P-5, P-1, P-8, P-11, P-9; ya que todos tienen un VPN por encima de cero y un payback menor a un año a una tasa de interés del 15%.
- El payback de los pozos mencionados anteriormente están en un intervalo de 3 a 10 meses lo cual los ubica como pozos óptimos para desarrollar el proyecto, ya que la inversión se recuperaría en menos de un año.

9. RECOMENDACIONES

- El empaquetamiento con grava es una propuesta viable para ser implementada en los pozos afectados por arenamiento, a los cuales se les ha hecho este estudio de fallas comunes, lo cual representará mayor tiempo de operación sin fallas y menos intervenciones en dichos pozos, lo cual afecta directamente la producción de éstos.
- Aplicar el empaquetamiento con grava a los pozos, que a continuación se enuncian en orden de importancia económica para el proyecto:

P-13, P-6, P-4, P-12, P-7, P-14, P-5, P-1, P-8, P-11 y P-9.

- No aplicar el empaquetamiento con grava al siguiente conjunto de pozos, ya que no son viables económicamente:

P-10, P-3, y P-2

10 BIBLIOGRAFIA

- Estudio de la factibilidad del reemplazo del sistema de bombeo hidráulico por bombeo electro sumergible en el campo Cantagallo-Yariguí. Universidad Industrial de Santander 1988
- Estudio para la prevención y control del arenamiento en la formación mugrosa grupo “B” campo provincia. Universidad Industrial de Santander, 1992.
- Estudio preliminar del método de recobro mejorado a utilizar en las arenas C del campo Yariguí - Cantagallo, Bloque 5. Universidad Industrial de Santander 1991.
- Carlson, J, Gurley, D, Sand Control: Why and How? Paper SPE, 1992.
- Andrew Acock, Tom Orouke, Daniel Shirmboh, Métodos prácticos del manejo de la producción de arena, Oilfield review verano, 2004
- BOLLAND CIA. “Manual de bombas de subsuelo”, Buenos Aires, Mayo 2000
- AFANADOR, C. L. LARA, C. MARTÍNEZ, Alexander. VILLARREAL, J. O. “Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico”. ACIPET. 2003.
- API SPEC 11AX. Components of subsurface pumps. 5th ed., 2005
- Calderón, Bernardo., Curso de producción II, Universidad Nacional de Colombia.

- AGUIRRE, EDUARDO., VIVAS, YOEL, Completación de pozos, Caracas, 2004.
- GENERAL CATALOG LUFKIN: Artificial Lift Nomenclature and application formulas. Texas: 2000. 64p.
- Sand Control Course of BJ.
- Ayres, H. J. & Ramos, J., "Guidelines to Sand Control," Petroleum Engineer, July. Sept. and Oct.1972.
- Vásquez, A.R., Sánchez, M.S., "The Diagnosis, Well Damage Evaluation and Critical Drawdown Calculations of Sand Production Problems in the Ceuta Field, Lake Maracaibo, Venezuela", paper SPE 54011, 1999.
- Dumett J.L., Golbin W.T., "Seeking a Solution to Sand Control", Paper SPE 06210, 1977.
- Sanfilippo, F., Brignoli, M., "Sand production from prediction to management", Paper SPE 38185, 1997.
- Díaz, Jorge., Lopez, Juan., Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación campo Payoa. Universidad Industrial de Santander, 2007
- ORTEGA, Clímaco. Bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS
- Mejía Velásquez, J., Serrano Godoy, W., Fluido transportador de grava de empaquetamiento a base de almidón de yuca para los pozos productores de campo casabe. Universidad Industrial de Santander. Proyecto de Grado. 1990.

- Hernandez, Florencio. Levantamientos artificiales. Bombeo mecánico. Bucaramanga. Publicaciones UIS.
- Lombard, M., “Resin coated prepacked sand control liner” paper SPE 83480, 2003.
- NACIONAL FINANCIERA. Escuela de desarrollo, Nafinsa, 2005. Banca de Desarrollo.
- PRIAS, Guillermo. Evaluación técnico económica de los yacimientos de petróleo y gas
- BULLINGER, Clarence E. Engineering Economy. Third Edition, McGraw Hill, Book Company Inc. Tokio, 1958 ,Chapter 4.
- McRAY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic decisions. Prentice Hall, 1975
- MOORE, J.H. Manual de Matemáticas Financieras. Uteha, 1998.
- Chapman Petroleum Engineering LTD. Crude Oil Historical, Constant current and futures prices, Junary 1, 2008.
- T.E.W Nind. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Editorial Limusa, S.A. México D.F. 1987. Capítulo 12.
- EVALUACION DE LAS TECNICAS DE CONTROL DE ARENA UTILIZADAS EN LOS POZOS DEL CAMPO CANO LIMON Y CAMPOS ALEDANOS. MANFREDO ANTONIO KLEBER SALGADO, BUCARAMANGA, UIS, 2007

ANEXO A



ECOPETROL S.A.
COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P1
ACTUALIZADO OCTUBRE DE 2008

K.B.E: 225 ft
 G.L.E: 214.5 ft

CONJUNTO DE SUBSUELO

BOMBA: RHAC
 BARRA LISA: 1-1/2" X 22'
 VARILLA DE 1": 48x 25' D +18'
 VARILLA DE 7/8": 51 x 25' D
 VARILLA DE 3/4": 104x 25' D
 TUBERÍA DE 2 7/8": 24+1 RI y 80 RII
 TUBERÍA DE 3-1/2": 41RI y 41RII
 ZAPATO DE COPAS : 2 7/8"
 ANCLA DE GAS: 3 SEC DE 4" OD
 ANCLA DE TUB.: AD-1 SG @ 12 KLBS
 ZAPATO MENTIROSO CON TUBO DE SUCCIÓN
 TAPON: 3 1/2" EUE

V.F @ 5137'

"Arenas B". Intervalo cañoneado, Marzo 17/05 y cementado en Marzo 31/05 por presentar aporte de agua y sedimento;

5206
5220

SARTA DE CSG				
DIAM.	PESO	GRADO	DESDE	HASTA
10-3/4"	40.5	J-55	SUPERF.	305'
7"	23/26	J-55/N-80	SUPERF.	7770'

5736-5774
5788-5810

Arenas C3
Intervalos fracturados
en Enero 10/06

5972-5975
5980-5989
5999-6007
6038-6050
6077-6092
6107-6112
6126-6136
6148-6154
6165-6196
6220-6243

Arenas C
Intervalos cañoneados
Septiembre/60
(4TPP)

6243-6257
6332-6352
6262-6328
6355-6370
6376-6434
6440-6573
6587-6611
6634-6656
6728-6764
6769-6823
6826-6869

Arenas CG
Intervalos cañoneados
Febrero/55
(4TPP)

6918-7091
7095-7109
7115-7358

Arenas CG
Intervalos cañoneados
Octubre/52

Fondo @ 7232 ft dejado x limpieza de arena, Octubre de 2008
 Tapón de cemento perforable @ 7392 ft

Tapón de cemento @ 7450 ft

7491-7517
7526-7531
7537-7555
7566-7661
7669-7699

Arenas CG
Intervalos cañoneados
Septiembre/52

TAPON DE CEMENTO @ 7699 ft

Zapato @ 7770 ft

Profundidad total 7864 ft



ECOPETROL S.A.
COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P2
ABRIL DE 2008

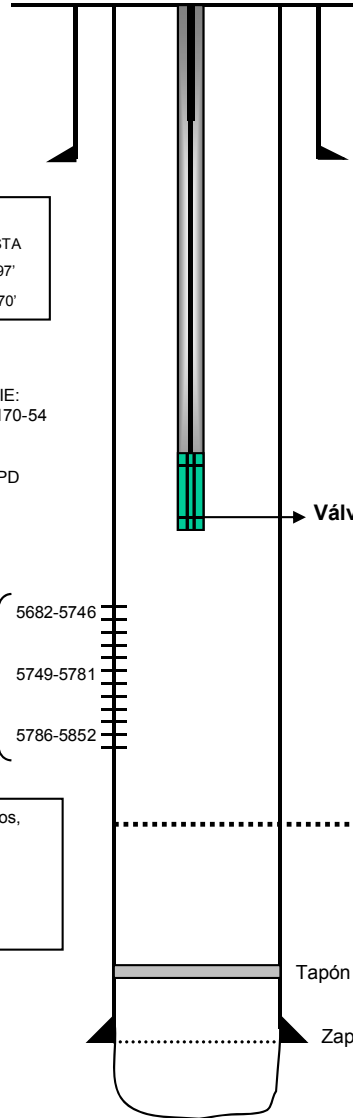
K.B.E: 231 ft
 G.L.E: 220 ft

SARTA DE CSG				
DIAM.	PESO	GRADO	DESDE	HASTA
13-3/8"	68	J-55	SUPERF.	997'
7"	23/26	J-55/N-80	SUPERF.	7770'

-DATOS DEL EQUIPO DE SUPERFICIE:
 UNIDAD DE BOMBEO: LK 322E 144-170-54
 RECORRIDO: 2/3 =41"
 VELOCIDAD DE BOMBEO: 8 SPM
 CAPACIDAD DE EXTRACCION: 48 BPD

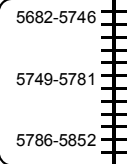
CONJUNTO DE SUBSUELO

- BOMBA : RHAC
- T. BOMBA : 2**1-1/4**19' DVF/CT
VV/CT ANTIGAS
- BARRA LISA : 1-1/2**22'
- VARILLA 7/8" : 21 K + 16' NIPLES
- VARILLA 3/4" : 197 K
- TUB 2-7/8" : 241 EUE RI y 1EUE RII
- ZAPATO DE COPAS: 2-1/2"
- ZAPATO MENTIROSO 2-7/8"x1-1/4"
- ANCLA DE GAS: 2"C-46x3-1/2"
- TUBO DE SUCCIÓN 1 1/4" x 22"
- TUBERÍA TAPONADA : 2Jts DE 3-1/2"



→ Válvula Fija @ 5466'

Arenas CG
 Intervalos
 cañoneados**
 Julio/53



**Intervalos Recañoneados,
 Marzo/55:

- 5684-5738
- 5750-5778
- 5786-5840

Fondo encontrado en
 Agosto/92 @ 5957'

Tapón @ 7204'

Zapato @ 7770'

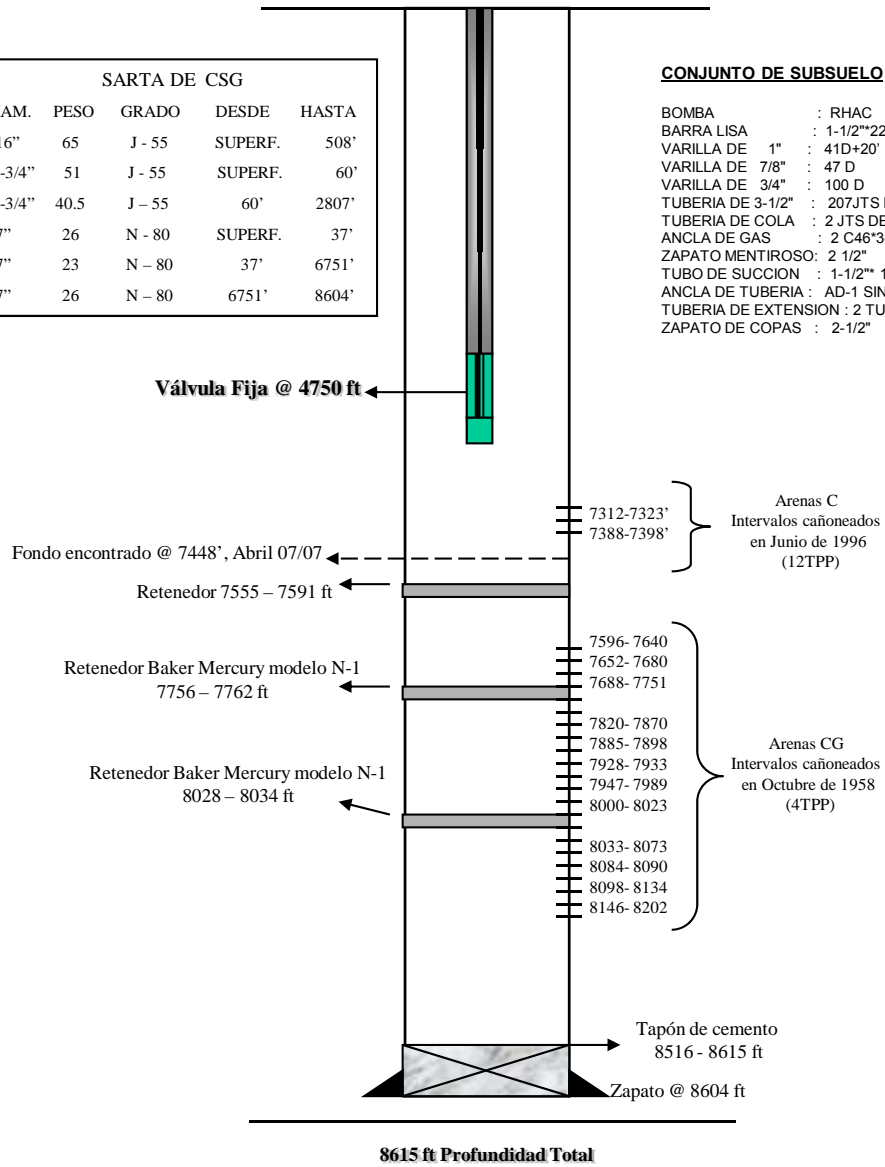
Profundidad Total @ 8284'

K.B.E: 247 ft
G.L.E: 232 ft

SARTA DE CSG				
DIAM.	PESO	GRADO	DESDE	HASTA
16"	65	J - 55	SUPERF.	508'
10-3/4"	51	J - 55	SUPERF.	60'
10-3/4"	40.5	J - 55	60'	2807'
7"	26	N - 80	SUPERF.	37'
7"	23	N - 80	37'	6751'
7"	26	N - 80	6751'	8604'

CONJUNTO DE SUBSUELO

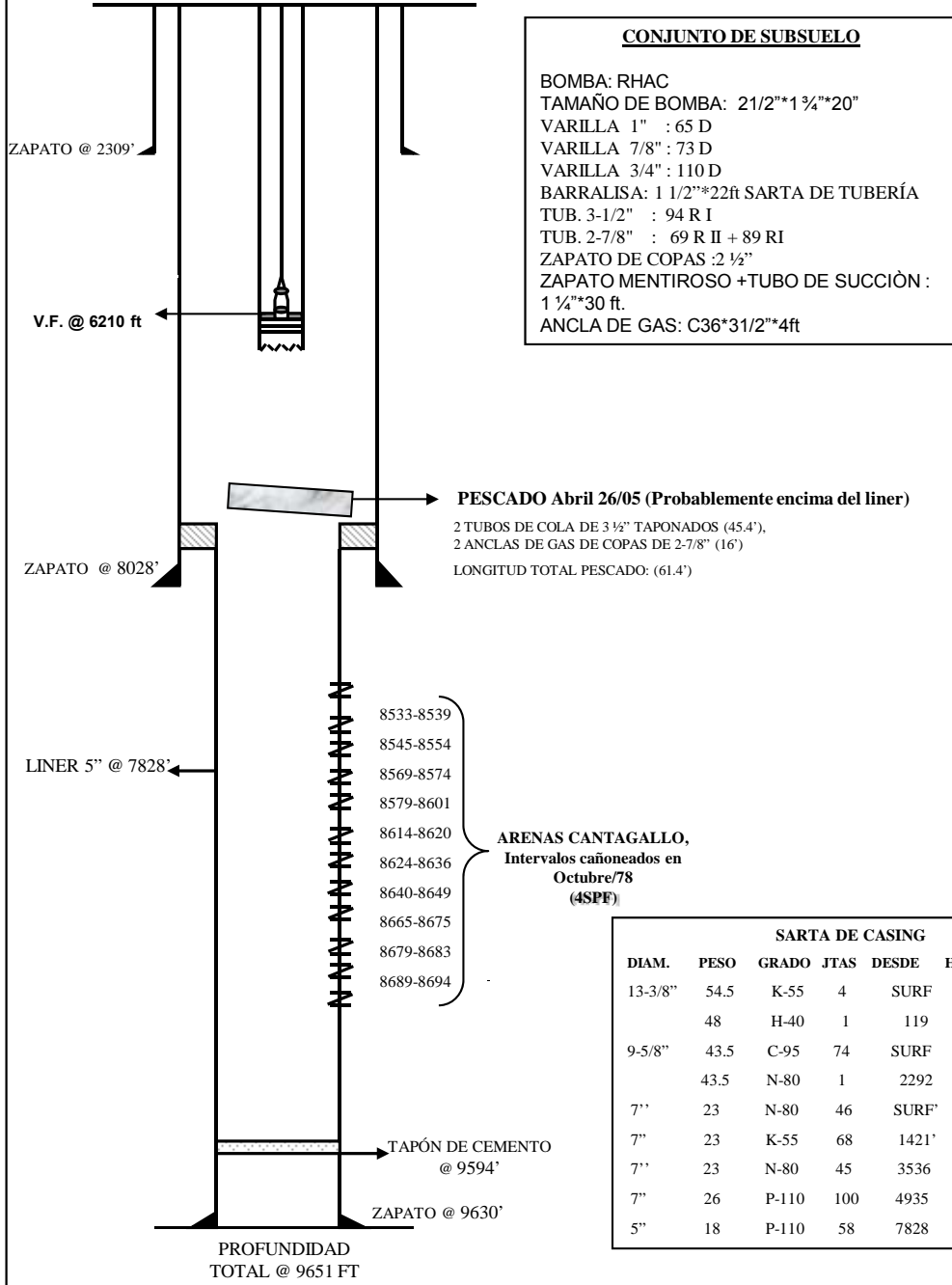
BOMBA : RHAC
BARRA LISA : 1-1/2**22
VARILLA DE 1" : 41D+20'
VARILLA DE 7/8" : 47 D
VARILLA DE 3/4" : 100 D
TUBERIA DE 3-1/2" : 207JTS RI
TUBERIA DE COLA : 2 JTS DE 3-1/2" TAP
ANCLA DE GAS : 2 C46*3-1/2** 2JTS *4'
ZAPATO MENTIROSO : 2 1/2"
TUBO DE SUCCION : 1-1/2** 16'
ANCLA DE TUBERIA : AD-1 SIN GOMAS
TUBERIA DE EXTENSION : 2 TUBOS DE 2 7/8"
ZAPATO DE COPAS : 2-1/2"



ELEVACIÓN
RTE: 245'
GE: 234'



ECOPETROL S.A.
Pozo P4
Actualización: Octubre de 2008





ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P5
Actualizado Octubre 2008.

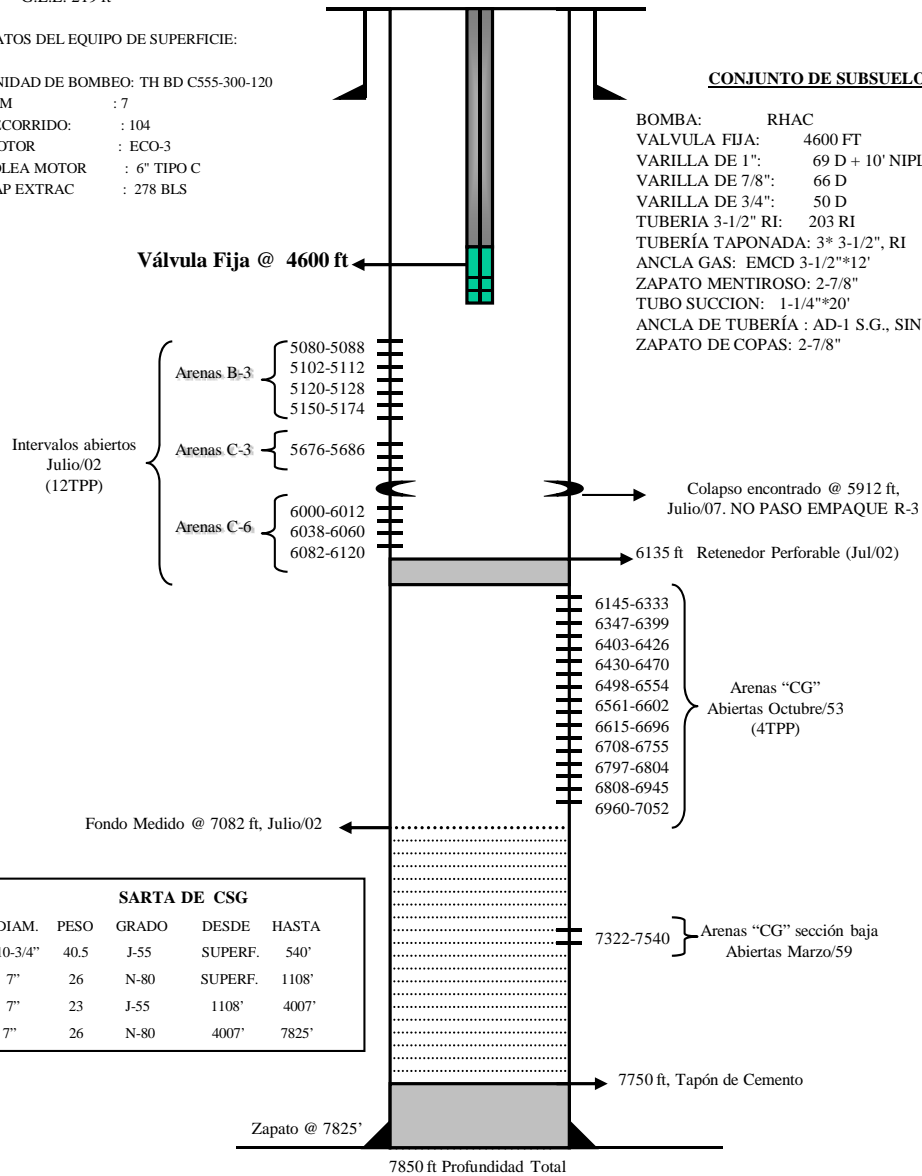
K.B.E: 234 ft
 G.L.E: 219 ft

DATOS DEL EQUIPO DE SUPERFICIE:

UNIDAD DE BOMBEO: TH BD C555-300-120
 SPM : 7
 RECORRIDO: : 104
 MOTOR : ECO-3
 POLEA MOTOR : 6" TIPO C
 CAP EXTRAC : 278 BLS

CONJUNTO DE SUBSUELO.

BOMBA: RHAC
 VALVULA FIJA: 4600 FT
 VARILLA DE 1": 69 D + 10' NIPLES.
 VARILLA DE 7/8": 66 D
 VARILLA DE 3/4": 50 D
 TUBERIA 3-1/2" RI: 203 RI
 TUBERÍA TAPONADA: 3" 3-1/2", RI
 ANCLA GAS: EMCD 3-1/2"*12'
 ZAPATO MENTIROSO: 2-7/8"
 TUBO SUCCION: 1-1/4"*20'
 ANCLA DE TUBERÍA : AD-1 S.G., SIN SENTAR
 ZAPATO DE COPAS: 2-7/8"



SARTA DE CSG				
DIAM.	PESO	GRADO	DESDE	HASTA
10-3/4"	40.5	J-55	SUPERF.	540'
7"	26	N-80	SUPERF.	1108'
7"	23	J-55	1108'	4007'
7"	26	N-80	4007'	7825'



ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCION CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P6
FECHA ACTUALIZACION: Mayo 2008

K.B.E: 240.5 ft
 G.L.E: 212 ft

- 2 BOMBAS:** DN 725 157 ETAPAS, CR CT ARZ GS
 CABEZA DE DESCARGA: SERIE 400 X 3.5" CS
 ADAPTADOR
 DN 725 57 ETAPAS, CR CT ARZ GS
 CABEZA DE DESCARGA: SERIE 400 X 3.5" CS
- SEPARADOR DE GAS:** SEPARADOR DE GAS
 DRS SERIE 400, ARZ CS
- PROTECTOR:** 2 PROTECTORES BSBPB SERIE
 456 CS (CON ADAPTADOR ENTRE ELLOS)
- MOTOR:** 72 HP, 2290 V, 20 A, SERIE 456 RKS CS
 MSB DOM

SENSOR MULTI SENSOR PHOENIX TIPO 0

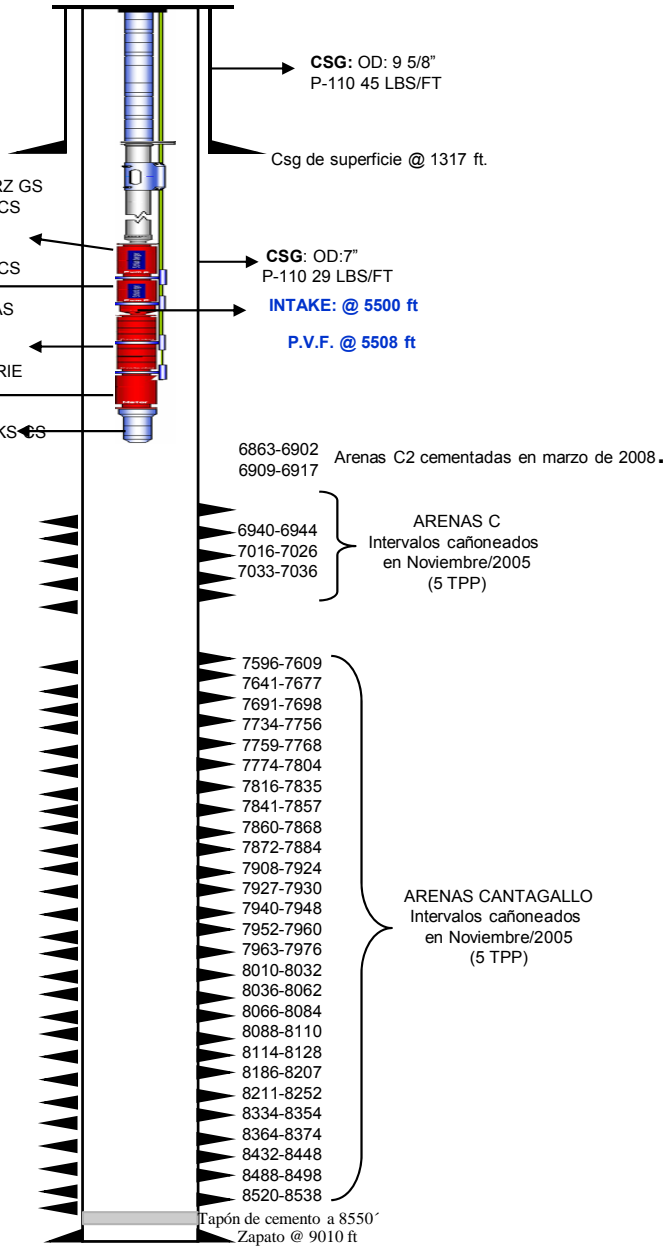
SARTA DE PRODUCCIÓN:

- 240 Juntas 3-1/2" EUE J-55 RI.
- 1 Cross Over 2-7/8" a 3-1/2" EUE.
- 2 Juntas 2-7/8" EUE RI.
- 1 Ancla AD-1.
- 2 Juntas 2-7/8" EUE RI.
- 1 Bomba THC 2-7/8" x 20' #0178.
- 2 Juntas 2-7/8" EUE RI.
- 1 Pup Joint 2-7/8" EUE.
- 1 Zapato Mentiroso con Tubo de Succión.
- 1 Cross Over 2-7/8" a 3-1/2" EUE.
- 1 Ancla de Gas.
- 2 Juntas 3-1/2" EUE RI con Tapón.

SARTA DE VARILLA:

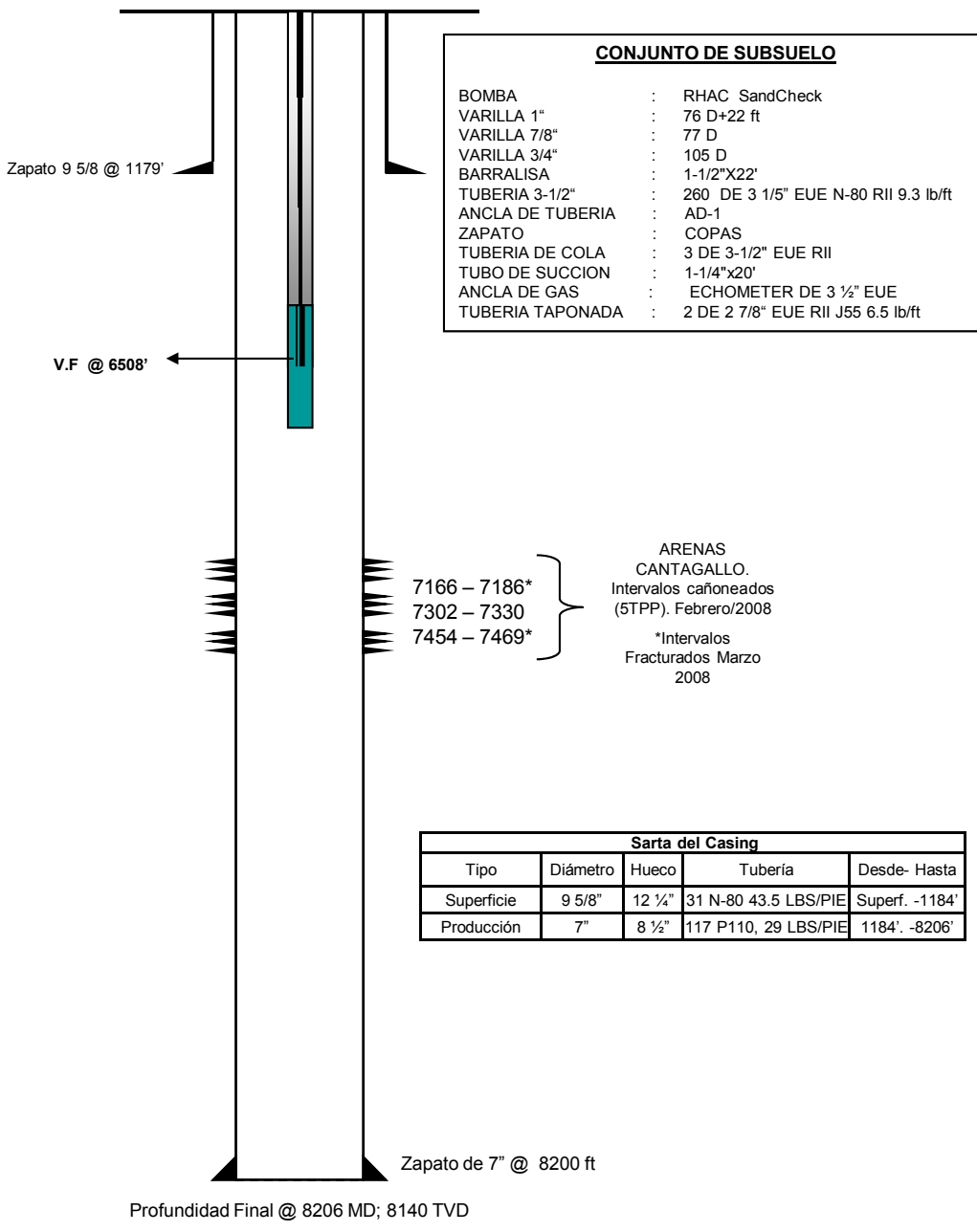
- 1 Barra Lisa de 1-1/2" x 22'.
- 64 Varillas de 1" Grado D + 17 ft de Niples.
- 89 Varillas de 7/8" Grado D.
- 64 Varillas de 3/4" Grado D.
- 1 Pistón 2-1/4" x 3'.

TUBERÍA
244 TUBOS 3-1/2" EUE R1.





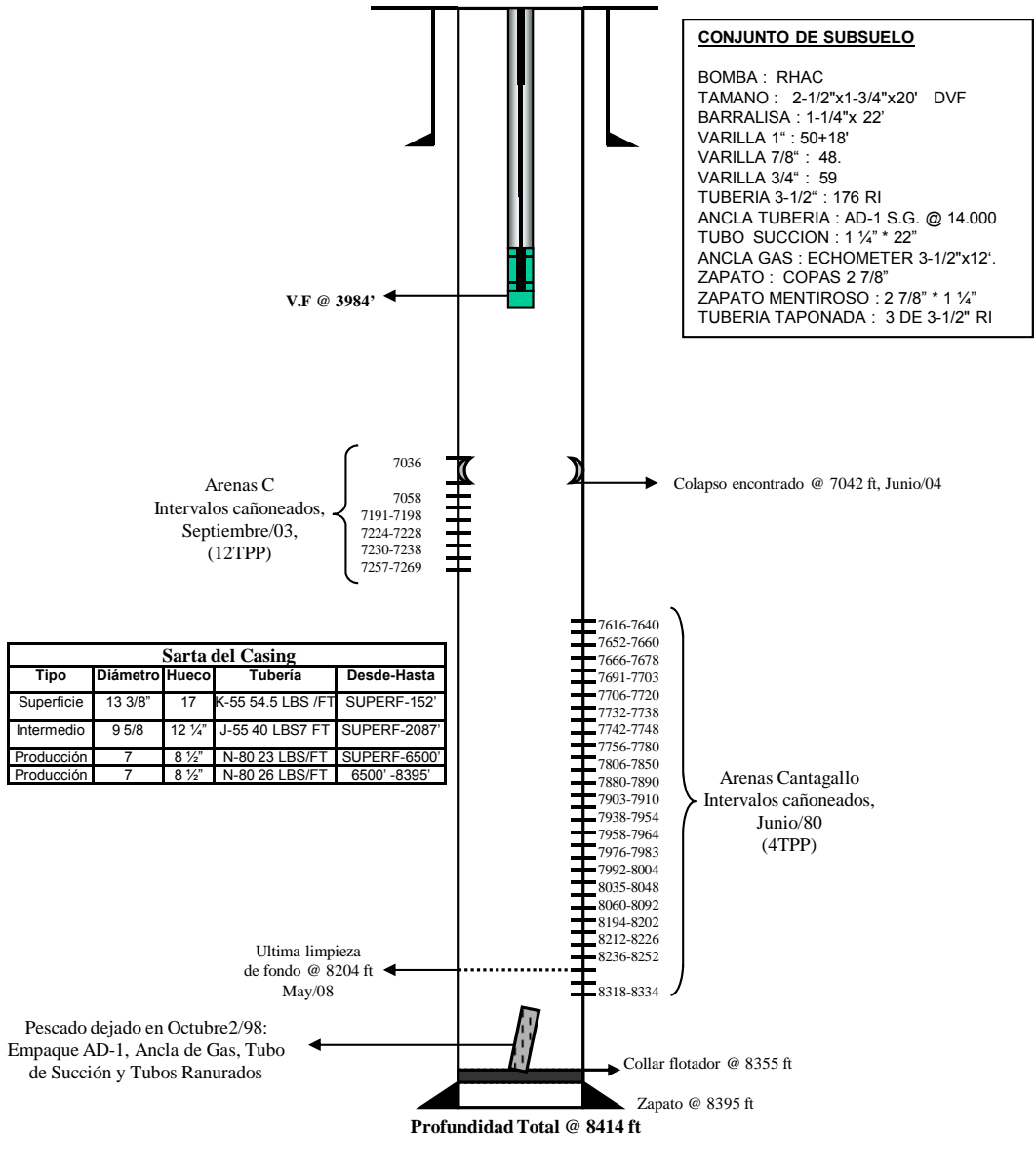
ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCION CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P7
Octubre de 2008



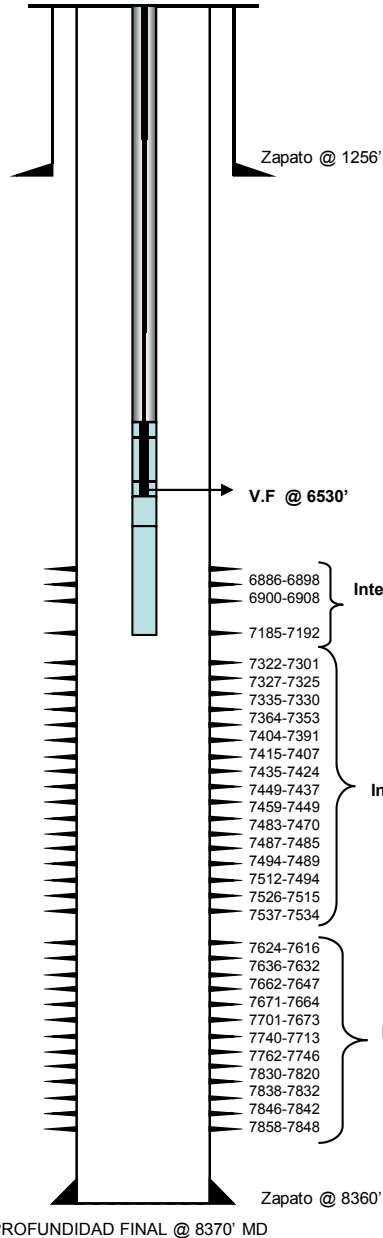


ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCION CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P8
FECHA ACTUALIZACION: Mayo de 2008.

K.B.E: 252.5 ft
 G.L.E: 230 ft



ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCION CANTAGALLO
ESTADO MECÁNICO POZO P9
Octubre de 2008



CONJUNTO DE SUBSUELO

BOMBA	:	RHAC ANTIGAS
TAMAÑO DE BOMBA	:	2 1/2"x1-3/4"x20"x186" DVF DVV CT
- ANTIGAS		
VARILLA 1"	:	60 D + 12'
VARILLA 7/8"	:	65 D
VARILLA 3/4"	:	134 D
BARRA LISA	:	1-1/2"x22
TUBERIA 3-1/2"	:	288 Jts
ANCLA DE TUBERIA	:	AD-1
ANCLA DE GAS	:	Echometer 3 1/2" EUE
TUBO DE SUCCION	:	1-1/4" x 21'
TUBERIA DE COLA	:	1 2-7/8" R1
ZAPATO	:	Copas 2 7/8"

ARENAS B y C
Intervalos Perforados a 12 TPP,
Marzo 10 de 2007.

ARENAS CANTAGALLO
Intervalos Perforados, 5 TPP.
Marzo 10 de 2007

ARENAS CANTAGALLO
Intervalos Perforados, 5 TPP.
Enero 21 de 2007

Sarta del Casing

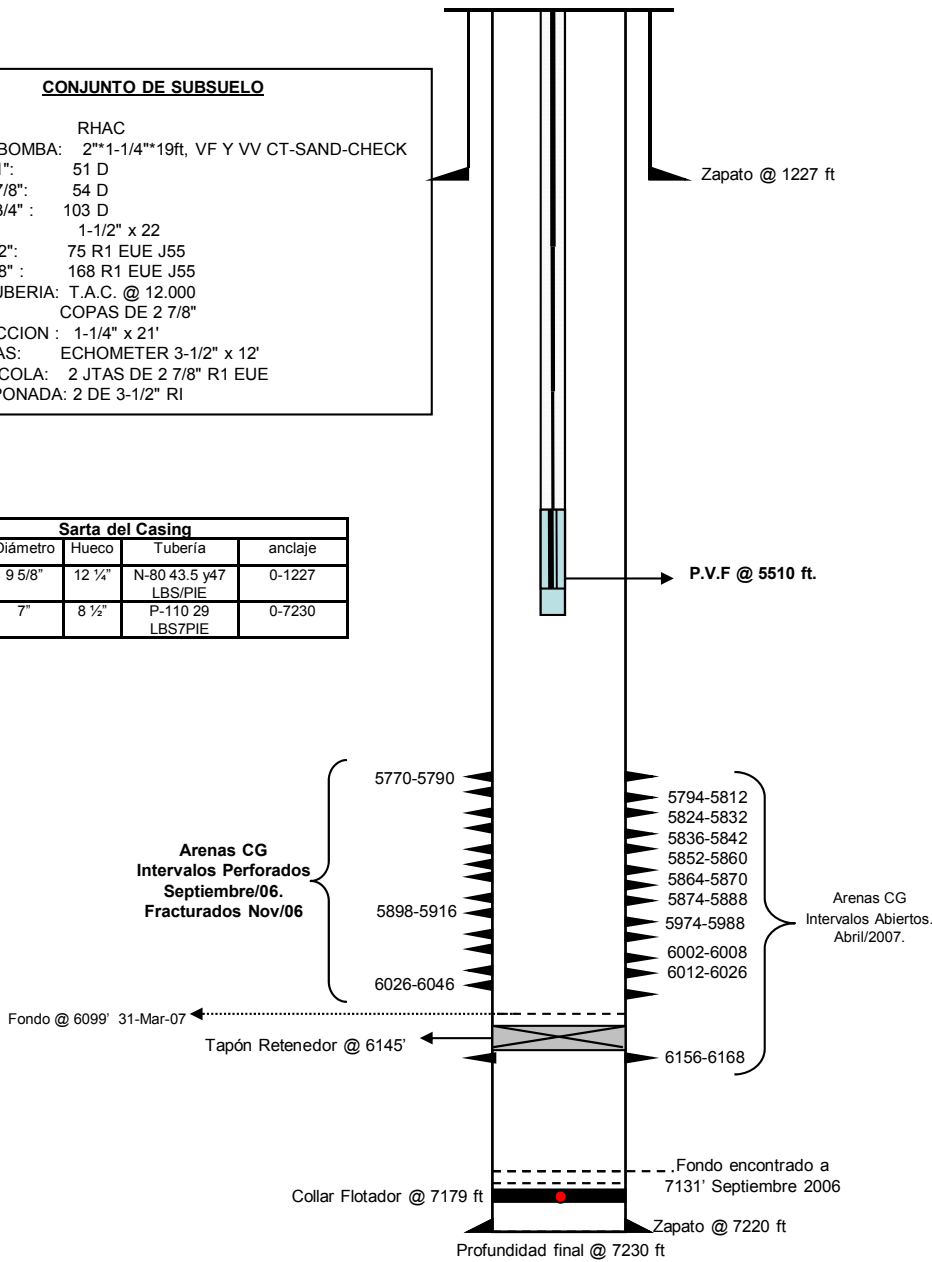
Tipo	Diámetro	Hueco	Tubería	anclaje
Superficie	9 5/8"	12 1/4"	N-80 43.5 LBS/PIE	0-1256
Producción	7"	8 1/2"	P-110, 29 LBS/PIE	0-8360



ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCION CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P10
Octubre de 2008

CONJUNTO DE SUBSUELO	
BOMBA:	RHAC
TAMAÑO DE BOMBA:	2**1-1/4**19ft, VF Y VV CT-SAND-CHECK
VARILLA DE 1":	51 D
VARILLA DE 7/8":	54 D
VARILLA DE 3/4":	103 D
BARRA LISA:	1-1/2" x 22
TUBERIA 3-1/2":	75 R1 EUE J55
TUBERIA 2-7/8":	168 R1 EUE J55
ANCLA DE TUBERIA:	T.A.C. @ 12.000
ZAPATO:	COPAS DE 2 7/8"
TUBO DE SUCCION:	1-1/4" x 21'
ANCLA DE GAS:	ECHOMETER 3-1/2" x 12'
TUBERIA DE COLA:	2 JTAS DE 2 7/8" R1 EUE
TUBERIA TAPONADA:	2 DE 3-1/2" RI

Sarta del Casing				
Tipo	Diámetro	Hueco	Tubería	anclaje
Superficie	9 5/8"	12 1/4"	N-80 43.5 y47 LBS/PIE	0-1227
Producción	7"	8 1/2"	P-110 29 LBS7PIE	0-7230

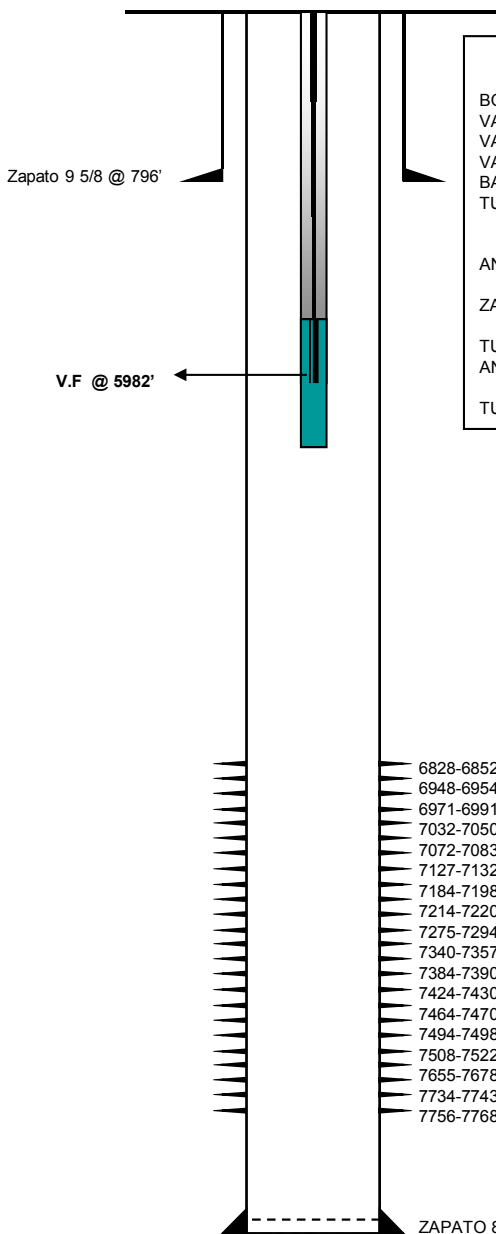




ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCION CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P11
Octubre de 2008

E.M.R:23 FT

UB : TOMH 456 – 308 – 168 REC 2/3



CONJUNTO DE SUBSUELO

BOMBA	:	RHAC
VARILLA 1"	:	63 D+20 FT DE NIPLE.
VARILLA 7/8"	:	65 D
VARILLA 3/4"	:	109 D
BARRALISA	:	1-1/2"X22'
TUBERIA	:	111 DE 3 1/2" EUE RI 1 1 CROSS OVER 2-7/8" x 3-1/2" EUE
	:	155 DE 2 7/8" EUE RI
ANCLA DE TUBERIA	:	1 EMPAQUE AD-1@ 5952 ft 2 JTS 2-7/8" EUE RI'
ZAPATO	:	COPAS @ 5996 ft 1 CROSS OVER 2 7/8" X 3 1/2" EUE
TUBERIA DE COLA	:	2 JUNTAS DE 3 1/2" EUE
ANCAL DE GAS	:	ECHOMETER DE 31/2" 1 CROSS OVER 31/2" X 2 7/8" EUE
TUBERIA TAPONADA	:	3 JUNTAS DE 2 7/8 " eue

- 6828-6852 , 6874-6884
- 6948-6954 , 6959-6966
- 6971-6991 , 6996-7006
- 7032-7050 , 7063-7070
- 7072-7083 , 7094-7109
- 7127-7132 , 7138-7142
- 7184-7198 , 7202-7210
- 7214-7220 , 7238-7262
- 7275-7294 , 7315-7323
- 7340-7357 , 7362-7380
- 7384-7390 , 7394-7419
- 7424-7430 , 7452-7460
- 7464-7470 , 7473-7484
- 7494-7498 , 7500-7506
- 7508-7522 , 7614-7636
- 7655-7678 , 7713-7728
- 7734-7743 , 7747-7752
- 7756-7768

ARENAS CANTAGALLO
INTERVALOS
CAÑONEADOS (5TTP)
Noviembre/07

INFORMACIÓN DIRECCIONAL
 KOP1 @ 873' MD
 EOB 1 @ 2390' MD
 KOP 2 @ 5692' MD
MÁXIMA DESVIACIÓN: 14°

Profundidad Final @ 8322 MD; 8180 TVD



ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCION CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P12
Octubre de 2008

E.M.R:23 FT

CGS: OD: 9 5/8"
 25 JTAS N-80
 43.5 LBS/FT

Zapato @ 1078 ft

CSG: OD: 7"
 P-110 29 LBS/FT

Válvula Fija @ 5012 ft

Intervalos
 Perforados Arenas B
 y C a 12 TPP
 (88ft - 14-Abr-07)

- 5565-5580
- 5594-5606
- 6094-6098
- 6154-6176
- 6198-6212
- 6321-6327
- 6422-6431
- 6476-6482

- 6831-6838 , 6844-6864
- 6900-6910 , 6914-6929
- 6932-6953 , 6956-6984
- 6988-6997 , 7039-7055
- 7059-7064 , 7094-7106
- 7192-7201 , 7204-7207
- 7210-7220 , 7226-7233
- 7240-7257 , 7260-7281
- 7286-7305 , 7310-7321
- 7331-7337 , 7342-7347
- 7352-7382 , 7424-7443
- 7448-7450 , 7464-7471
- 7481-7488 , 7533-7536
- 7540-7542 , 7549-7560
- 7562-7574 , 7712-7738
- 7881-7893 , 7899-7906
- 7908-7932 , 7952-7965
- 7972-7978 , 7981-7984
- 8008-8018 , 8020-8025
- 8028-8037 , 8040-8058

Fondo encontrado @ 8033'
 Abril 1 / 2008

PROFUNDIDAD FINAL @ 8369' MD

CONJUNTO DE SUBSUELO

BOMBA : RHAC
 TAMAÑO DE BOMBA : 2 ½" x 1 ¼" x 20 DVF CT VV CT
 FIT-8
 VARILLA 1" : 58 D+10 FT DE NIPLE.
 VARILLA 7/8" : 59 D
 VARILLA 3/4" : 81 D
 BARRALISA : 1-1/2"X22'
 ANCLA DE TUBERIA : 1 EMPAQUE AD-1 @ 4990 FT
 1 JTS 2-7/8" EUE RI'
 ZAPATO : COPAS @ 5996 ft
 1 NIPLESILLA 2 7/8" EUE
 TUBERIA DE COLA : 2 JUNTAS DE 2 7/8" EUE RI 6.5#
 1 CROSS OVER 31/2" X 2 7/8"
 ANCAL DE GAS : 3 1/2" EUE CON TUBO DE
 SUCCION
 TUBERIA TAPONADA : 3 JUNTAS DE 3 1/2" EUE RI 9.3#

TUBERÍA

160 JTAS 3 1/2 EUE RII N-80 9.3# 8 RD.
 PROFUNDIDAD PUNTA DE SARTA: 5134.63 FT,
 PROFUNDIDAD NIPLESILLA: 5012.71 FT,
 PESO SARTA: 48 - 45 KLB

BHA DE PRODUCCIÓN

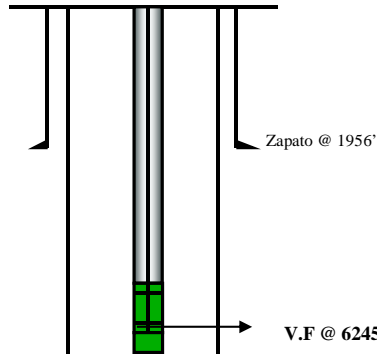
BOMBA: SERIE 400, D725N, 212
 ETAPAS, CR-CT-ARZ-CS
AGH: Serie 400 D5-21 CR-CT-ARZ-
 RLOY
INTAKE: SERIE 400, TIPO DRS
 GS-ES-RA- M-TRM
PROTECTOR: SERIE 400/456
 BPBSBPB RA
MOTOR: SERIE 456 RA-S-CS-
 DOMIN, 108 HP, 2520 V, 27.5 A.
SENSOR: PHOENIX XT1

Intervalos Perforados
 Arenas CG a 5 TPP.
 (20-Feb-07)



ECOPETROL S.A.
COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P13
Octubre de 2008

ELEVACIÓN
 RTE: 253'
 GE : 233'



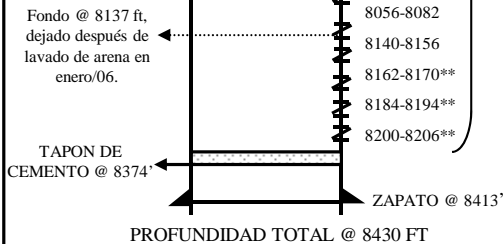
SARTA DE CASING					
DIAM.	PESO	GRADO	JTS	DESDE	HASTA
13-3/8"	54.5	K-55	6	SURF	235'
9-5/8"	40	J-55	52	SURF	1956'
7"	26	K-55	57	SURF	2203'
7"	23	C-95	73	2203'	5072'
7"	26	N-80	84	5072'	8413'

ARENAS C,
 Intervalos
 cañoneados en
 Diciembre/97
 (12 SPF)
 7299-7308
 7316-7326

7411-7421 } Arenas C5, intervalos
 7445-7451 } cañoneados en Dic/97 y
 fracturadas en Dic 15/05.

7780-7792 }
 7800-7810 }
 7827-7832 }
 7840-7858 }
 7863-7874 }
 7880-7898 }
 7924-7930 }
 7936-7948 }
 7964-7990 }
 8008-8017 }
 8026-8032 }
 8040-8046 }
 8056-8082 }
 8140-8156 }
 8162-8170** }
 8184-8194** }
 8200-8206** }
ARENAS CANTAGALLO,
 Intervalos cañoneados en
 Octubre/80
 (4 SPF)
 &
 Re-cañoneados en Octubre/95
 (4SPF)
 **No incluidos

CONJUNTO DE SUBSUELO	
BOMBA	: RHAC
VARILLA 1"	: 70D+6'
VARILLA 7/8"	: 77 D
VARILLA 3/4"	: 102 D
BARRALISA	: 1-1/2"x22"
TUBERIA 3-1/2"	: 105 RI
TUBERIA 2-7/8"	: 121RII + 6 RI
ZAPATO DE COPAS	: 2-7/8"
TUBERIA DE COLA	: 2 DE 2-7/8"
ANCLA DE TUBERIA	: AD-1 S.G. @ 12.000
ZAPATO MENTIROSO	: 2-7/8"x1-1/4"
TUBO DE SUCCION	: 1-1/4"x15'
ANCLA DE GAS	: ECMD 3-1/2"x12'
TUBERIA TAPONADA	: 3 DE 3-1/2" R1





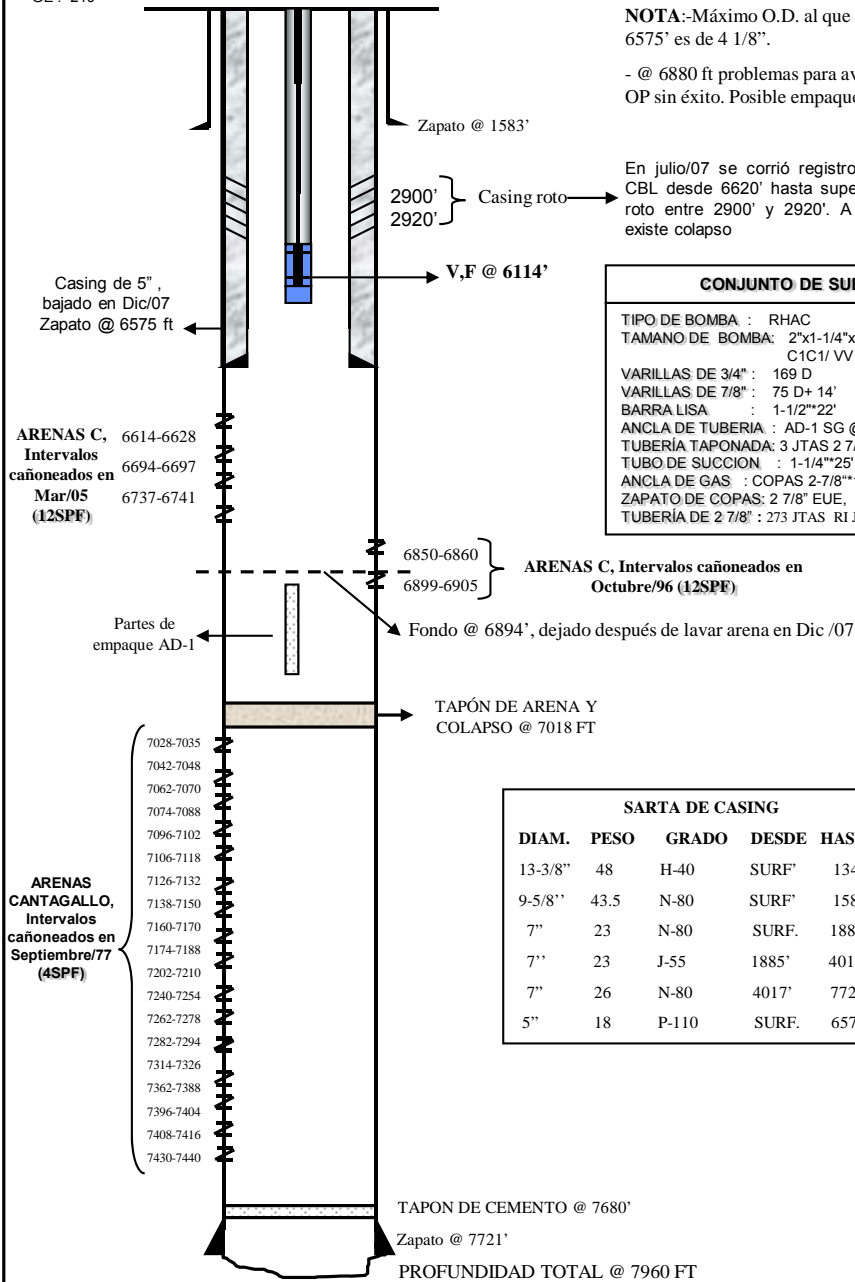
ECOPETROL S.A.
COORDINACION DE PRODUCCION CANTAGALLO
ESTADO MECANICO POZO P14
FECHA ACTUALIZACION: Enero de 2008.

ELEVACIÓN
 RTE: 220'
 GE: 210'

NOTA:-Máximo O.D. al que podrá pasar por debajo de 6575' es de 4 1/8".

- @ 6880 ft problemas para avanzar; se aplicaron 50K lbs de OP sin éxito. Posible empaque AD-1 como pescado.

En julio/07 se corrió registro USIT modo corrosión y CBL desde 6620' hasta superficie encontrando casing roto entre 2900' y 2920'. A esta misma profundidad existe colapso



CONJUNTO DE SUBSUELO

TIPO DE BOMBA : RHAC
 TAMAÑO DE BOMBA: 2"x1-1/4"x16' DVF A1C1-C1C1/VV C1-CIFIT
 VARILLAS DE 3/4": 169 D
 VARILLAS DE 7/8": 75 D+ 14'
 BARRA LISA : 1-1/2"22'
 ANCLA DE TUBERIA : AD-1 SG @ 6150'
 TUBERÍA TAPONADA: 3 JTAS 2 7/8" EUE RI J55,
 TUBO DE SUCCION : 1-1/4"25'
 ANCLA DE GAS : COPAS 2-7/8"10'
 ZAPATO DE COPAS: 2 7/8" EUE,
 TUBERÍA DE 2 7/8" : 273 JTAS RI J-55

SARTA DE CASING

DIAM.	PESO	GRADO	DESDE	HASTA
13-3/8"	48	H-40	SURF"	134'
9-5/8"	43.5	N-80	SURF"	1583'
7"	23	N-80	SURF.	1885'
7"	23	J-55	1885'	4017'
7"	26	N-80	4017'	7721'
5"	18	P-110	SURF.	6575'