

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN Y CONTROL ACTUALIZADO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA DEL CAMPO FANNY 18-B DEL BLOQUE TARAPOA

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

HUGO FERNANDO MONTESDEOCA LAMAR

DIRECTOR: ING. GERARDO BARROS

QUITO, ENERO DEL 2008

DECLARACIÓN

Yo, Hugo Fernando Montesdeoca Lamar declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

HUGO FERNANDO MONTESDEOCA LAMAR

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Hugo Fernando Montesdeoca Lamar, bajo mi supervisión.

Ing. Gerardo Barros
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTOS	V
CONTENIDO	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XII
RESUMEN	XIV
PRESENTACIÓN	XV

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO FANNY-18B

1

1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES	3
1.2.1. GEOLOGÍA DEL CAMPO	3
1.2.1.1. Formación Napo / Zona M-1	3
1.2.1.1.1. Arenisca M-1	5
1.2.2. DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA	5
1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	6
1.3.1. INTRODUCCIÓN	6
1.3.2. INVENTARIO DE POZO DEL CAMPO FANNY	6
1.3.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	7
1.3.3.1. Bombeo Electro Sumergible	7
1.3.4. FACILIDADES DE SUPERFICIE	8
1.3.4.1. Manifold	9
1.3.4.2. Free Water Knockout	9
1.3.4.3. Separadores de gas	10
1.3.4.4. Bota de gas	10
1.3.4.5. Tanque de Lavado de petróleo	10
1.3.4.6. Tanque de Almacenamiento	11
1.3.4.7. Bombas de Transferencia	11
1.3.4.8. Sistema de tratamiento y almacenamiento de agua	11
1.3.4.9. Sistema Sand Jet	12
1.3.5. POZOS INYECTORES Y REINYECTORES	13

CAPÍTULO 2. PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO FANNY-18B, MÉTODOS DE CUANTIFICACIÓN Y TÉCNICAS DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

14

2.1. PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO FANNY-18B

2.1.1. CAUSAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ARENA	14
2.1.1.1. Introducción	14
2.1.1.2. Ángulo de fricción	15
2.1.1.3. Cohesión	16
2.1.1.4. Resistencia	16
2.1.1.5. Esfuerzo efectivo	16
2.1.1.6. Presión de Poro	17
2.1.1.7. Fallas de corte	17
2.1.1.8. Fallas por Tracción	17
2.1.1.9. Fallas Volumétricas	17
2.1.1.10. Formaciones Pobrementemente Consolidadas	18
2.1.1.11. Altas Ratas de Producción	18
2.1.1.12. Inapropiadas Prácticas de Completación	18
2.1.2. PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA PRODUCCIÓN DE ARENA	19
2.1.2.1. Introducción	19
2.1.2.2. Erosión de líneas de flujo y de transferencia	20
2.1.2.3. Reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo	20
2.1.2.4. Altas concentraciones de sólidos producidos	21
2.1.3. ANTECEDENTES DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO FANNY-18B	22

2.2. MÉTODOS DE CUANTIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

2.2.1. INTRODUCCIÓN	23
2.2.2. DETECTORES SÓNICOS DE ARENA	24
2.2.2.1. Sensor Sam 400 Tc/Ciu	25
2.2.2.1.1. Características generales	25
2.2.2.1.2. Instalación del sensor sónico	25
2.2.2.1.3. Preparación de la tubería para la instalación del detector sónico	26
2.2.3. MÉTODO GRAVIMÉTRICO	27
2.2.3.1. Procedimiento del Método Gravimétrico	27

2.3. TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA

2.3.1. EMPACADURAS CON GRAVA	29
2.3.1.1. Selección de la grava para el empaquetamiento	30
2.3.1.2. Empaquetamiento con grava a hoyo revestido	30
2.3.1.3. Empacadura con grava a hoyo abierto ampliado	33
2.3.1.3.1. Completación a hoyo abierto ampliado.	33
2.3.2. FRAC PACK	35
2.3.3. MALLAS PARA ARENA Y LINERS RANURADOS	37
2.3.3.1. Introducción	37
2.3.3.2. Limitaciones de las mallas y liners ranurados.	39
2.3.3.3. Mallas Premium	41
2.3.3.3.1. Estructura de las Mallas Premium	41
2.3.3.3.2. Especificaciones de las Mallas Premium.	42
2.3.4. PRODUCCIÓN LIBRE DE ARENA	43
2.3.4.1. Determinación de la Máxima Producción Libre de Arena	43

2.3.4.2. SandCat	46
2.3.4.3. Válvulas ADV (Automatic Diverter Valve)	49
2.3.5. NUEVAS TECNOLOGÍAS	51
2.3.5.1. Sistema de Geodireccionamiento	51
2.3.5.1.1. Introducción	51
2.3.5.1.2. Funcionamiento de la herramienta	51
2.3.5.2. Disparos Orientados	52
2.3.5.2.1. Perforaciones Orientadas	53
2.3.5.3. Bombas para manejo de arena	56

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS IMPLEMENTADAS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

58

3.1. INTRODUCCIÓN	58
3.2. POZOS COMPLETADOS CON GRAVEL PACK	60
3.2.1. POZO FANNY 3	60
3.2.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny 3	62
3.2.2. POZO FANNY-18B-57	64
3.2.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny 18B-57	66
3.3. POZOS COMPLETADOS CON MALLAS DE ARENA	67
3.3.1. POZO FANNY-18B-49	67
3.3.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-49	69
3.3.2. POZO FANNY-18B-60	72
3.3.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-60	73
3.4. POZOS CON FRAC PACK	76
3.4.1. POZO FANNY-18B-50	76
3.4.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-50	77
3.4.2. POZO FANNY-18B-56 ST-1	79
3.4.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny 18B-56 ST-1	81
3.5. POZOS COMPLETADOS CON MALLAS PREMIUM	83
3.5.1. POZO FANNY-18B-18H RE-1	84
3.5.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-18H RE-1	85
3.6. POZOS DE LOS CUALES SE RETIRÓ EL SISTEMA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.	86
3.6.1. POZO FANNY-18B-28	86
3.6.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-28	88
3.6.2. POZO FANNY-18B-52	91
3.6.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-52	92
3.6.3. POZO FANNY-18B-58	95
3.6.3.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-58	97
3.6.4. POZO FANNY-18B-59	100
3.6.4.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-59	101
3.6.5. POZO FANNY-18B-63	103
3.6.5.1. Análisis Y Evaluación Pozo Fanny-18B-63	105
3.7. POZOS COMPLETADOS CON SANDCAT Y/O VÁLVULA ADV.	108

3.7.1. POZO FANNY-18B-52	108
3.7.2. POZO FANNY-18B-42	108
3.7.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-42	110
3.8. EVALUACIÓN GENERAL	113
3.8.1. POZOS COMPLETADOS CON GRAVEL PACK	113
3.8.2. POZOS COMPLETADOS CON MALLAS DE ARENA	115
3.8.3. POZOS COMPLETADOS CON FRAC PACK	118
3.8.4. POZOS COMPLETADOS CON MALLAS PREMIUM	120
3.8.4.1. Pozos Completados con Liners Cañoneados	121
3.8.5. POZOS DE DONDE SE SACÓ EL SISTEMA DE CONTROL	123
3.8.6. POZOS FANNY-18B 52 Y FANNY-18B 42	127

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO Y SELECCIÓN DE LA MEJOR TÉCNICA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

130

4.1. INTRODUCCIÓN	130
4.2. CAMPAÑA AÑO 2005 - 2006	131
4.2.1. POZO FANNY-18B 28	132
4.2.2. POZO FANNY-18B 52	135
4.2.3. POZO FANNY-18B 58	137
4.2.4. POZO FANNY-18B 59	139
4.2.5. POZO FANNY-18B 63	141
4.2.6. RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO	143
4.3. REACONDICIONAMIENTO DEL POZO FANNY-18B 42	146
4.3.1. CAMBIO DE BES, MÁS VÁLVULA ADV	148
4.3.1.1. Caso 1	148
4.3.1.2. Caso 2	149
4.3.2. CAMBIO DE BES, MÁS CONJUNTO VÁLVULA ADV Y SANDCAT	150
4.3.2.1. Caso 1	150
4.3.2.2. Caso 2	151
4.3.3. CAMBIO DE BES, MÁS GRAVEL PACK	152
4.3.3.1. Caso 1	152
4.3.3.2. Caso 2	153
4.3.4. RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	154
4.3.5. EVALUACIÓN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	156

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

156

5.1. CONCLUSIONES	156
5.2. RECOMENDACIONES	158

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	161
-----------------------------------	------------

TABLAS _____ **163**

ANEXOS _____ **204**

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo 1

PÁGINA

Figura 1.1. Ubicación del Campo Fanny 18B del Bloque Tarapoa.....	2
Figura 1.2. Columna estratigráfica para la Cuenca Oriente.....	4
Figura 1.3. Facilidades de Producción MPF – Campo Fanny 18B.....	12

Capítulo 2

Figura 2.1. Detector sónico de arena.....	24
Figura 2.2. Sensor sónico de arena.....	26
Figura 2.3. Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido.....	31
Figura 2.4. Completación a Hoyo Abierto Ampliado.....	33
Figura 2.5. Diferenciales de Presión Debido a los Diferentes Tipos de Empaque....	35
Figura 2.6. Procedimiento para fracturamiento, Frac Pack.....	36
Figura 2.7. Rejilla o Liner Ranurado.....	38
Figura 2.8. Diagrama, Procedimiento de calibración del sensor sónico.....	44
Figura 2.9. Modelo Bueno de producción libre de arena.....	45
Figura 2.10. Modelo Malo de producción libre de arena.....	46
Figura 2.11. Separador Centrifugo de Arena.....	47
Figura 2.12. Posibles arreglos con SandCat.....	49
Figura 2.13. Válvula ADV.....	50
Figura 2.14. Sarta de Pistolas para disparos orientados.....	54
Figura 2.15. Ensamblaje de la sarta de pistolas.....	55
Figura 2.16. Diseño Difusor Bomba Centurión.....	56
Figura 2.17. Bomba Centurión SND.....	57

Capítulo 3

3.....	Figura 3.1.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-61
3.....	Figura 3.2.	Historial de Producción de arena,	Fanny-61
57.....	Figura 3.3.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-65
57.....	Figura 3.4.	Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-65
49.....	Figura 3.5.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-68
49.....	Figura 3.6.	Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-69
49.....	Figura 3.7.	Índice de Productividad,	Fanny-18B-71
60.....	Figura 3.8.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-72
60.....	Figura 3.9.	Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-73
60.....	Figura 3.10.	Índice de Productividad,	Fanny-18B-75
50.....	Figura 3.11.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-76
50.....	Figura 3.12.	Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-77
50.....	Figura 3.13.	Índice de Productividad,	Fanny-18B-79
56.....	Figura 3.14.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-80
56.....	Figura 3.15.	Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-80
56.....	Figura 3.16.	Índice de Productividad,	Fanny-18B-83
1.....	Figura 3.17.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-18H RE-84
28.....	Figura 3.18.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-87
28.....	Figura 3.19.	Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-87
28.....	Figura 3.20.	Índice de Productividad,	Fanny-18B-90
52.....	Figura 3.21.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-91
52.....	Figura 3.22.	Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-92
52.....	Figura 3.23.	Índice de Productividad,	Fanny-18B-95
58.....	Figura 3.24.	Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-96
58.....	Figura 3.25.	Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-97
58.....	Figura 3.26.	Índice de Productividad,	Fanny-18B-99

59.....	Figura 3.27. Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-
59.....	Figura 3.28. Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-
59.....	Figura 3.29. Índice de Productividad,	Fanny-18B-
63.....	Figura 3.30. Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-
63.....	Figura 3.31. Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-
63.....	Figura 3.32. Índice de Productividad,	Fanny-18B-
42.....	Figura 3.33. Historial de Producción de petróleo,	Fanny-18B-
42.....	Figura 3.34. Historial de Producción de arena,	Fanny-18B-
42.....	Figura 3.35. Índice de Productividad,	Fanny-18B-
Productividad.....	Figura 3.36. Variación del Índice de	114
Arena.....	Figura 3.37. Variación de la Producción de	115
Productividad.....	Figura 3.38. Variación del Índice de	116
Arena.....	Figura 3.39. Variación de la Producción de	117
Productividad.....	Figura 3.40. Variación del Índice de	119
Arena.....	Figura 3.41. Variación de la Producción de	120
Productividad.....	Figura 3.42. Variación del Índice de	125
Arena.....	Figura 3.43. Variación de la Producción de	126

Capítulo 4

28.....	Figura 4.1. Flujo de Caja. Pozo	Fanny-18B
52.....	Figura 4.2. Flujo de Caja. Pozo	Fanny-18B
58.....	Figura 4.3. Flujo de Caja. Pozo	Fanny-18B
59.....	Figura 4.4. Flujo de Caja. Pozo	Fanny-18B
63.....	Figura 4.5. Flujo de Caja. Pozo	Fanny-18B

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo 1

PÁGINA

Tabla 1.1.	Promedio de las propiedades petrofísicas Campo Fanny-18B.....	5
Tabla 1.2.	Producción del Campo Fanny-18B.....	6
Tabla 1.3.	Clasificación de los pozos Campo Fanny-18B.....	7
Tabla 1.4.	Pozos Inyectores y Reinyectores del Campo Fanny-18B.....	13

Capítulo 2

Tabla 2.1.	Análisis Producción de Arena 2003.....	22
Tabla 2.2.	Diámetro de Rejillas para el interior del revestidor.....	41

Capítulo 3

Tabla 3.1.	Pruebas de Presión Pozo Fanny 3.....	62
Tabla 3.2.	Pruebas de Producción Pozo Fanny 3.....	164
Tabla 3.3.	Historial de Producción de arena Pozo Fanny 3.....	179
Tabla 3.4.	Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B 57.....	66
Tabla 3.5.	Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B 57.....	165
Tabla 3.6.	Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B 57.....	181
Tabla 3.7.	Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B 49.....	69
Tabla 3.8.	Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B 49.....	166
Tabla 3.9.	Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B 49.....	182
Tabla 3.10.	Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B 60.....	73
Tabla 3.11.	Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B 60.....	183
Tabla 3.12.	Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B 60.....	168
Tabla 3.13.	Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B 50.....	77
Tabla 3.14.	Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B 50.....	170

50.....	Tabla 3.15. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	184	
1.....	Tabla 3.16. Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B 56 ST-	81	
1.....	Tabla 3.17. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B 56 ST-	185	
1.....	Tabla 3.18. Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B 56 ST-	171	
1.....	Tabla 3.19. Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B 18 RE-	85	
1.....	Tabla 3.20. Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B 18 RE-	172	
1.....	Tabla 3.21. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B 18 RE-	186	
28.....	Tabla 3.22. Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B	88	
28.....	Tabla 3.23. Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B	173	
28.....	Tabla 3.24. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	187	
52.....	Tabla 3.25. Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B	92	
52.....	Tabla 3.26. Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B	174	
52.....	Tabla 3.27. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	188	
58.....	Tabla 3.28. Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B	97	
58.....	Tabla 3.29. Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B	175	
58.....	Tabla 3.30. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	190	
59.....	Tabla 3.31. Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B	101	
59.....	Tabla 3.32. Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B	176	
59.....	Tabla 3.33. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	191	
63.....	Tabla 3.34. Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B	105	
63.....	Tabla 3.35. Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B	177	
63.....	Tabla 3.36. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	192	
42.....	Tabla 3.37. Pruebas de Presión Pozo Fanny-18B	110	
42.....	Tabla 3.38. Pruebas de Producción Pozo Fanny-18B	178	
42.....	Tabla 3.39. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	193	
Pack.....	Tabla 3.40. Análisis General Gravel		196
Arena.....	Tabla 3.41. Análisis General Mallas de		196

Tabla 3.42. Análisis General Frac	
Pack.....	197
Tabla 3.43. Resumen General Mallas	
Premium.....	121
Tabla 3.44. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	
24H.....	195
Tabla 3.45. Historial de Producción de arena Pozo Fanny-18B	
22H.....	194
Tabla 3.46. Cambio de Intervalos	
Productivos.....	124
Tabla 3.47. Análisis General Campaña	
2005.....	197

Capítulo 4

Tabla 4.1. Producción incremental Pozo Fanny-18B	
28.....	132
Tabla 4.2. Flujo de caja Pozo Fanny-18B	
28.....	133
Tabla 4.3. Producción incremental Pozo Fanny-18B	
52.....	134
Tabla 4.4. Flujo de caja Pozo Fanny-18B	
52.....	135
Tabla 4.5. Producción incremental Pozo Fanny-18B	
58.....	136
Tabla 4.6. Flujo de caja Pozo Fanny-18B	
58.....	137
Tabla 4.7. Producción incremental Pozo Fanny-18B	
59.....	138
Tabla 4.8. Flujo de caja Pozo Fanny-18B	
59.....	139
Tabla 4.9. Producción incremental Pozo Fanny-18B	
63.....	140
Tabla 4.10. Flujo de caja Pozo Fanny-18B	
63.....	141
Tabla 4.11. Flujo de Caja del	
Proyecto.....	143
Tabla 4.12. Costo cambio de BES más válvula ADV, Caso	
1.....	146
Tabla 4.13. Costo cambio de BES más válvula ADV, Caso	
2.....	147
Tabla 4.14. Costo cambio de BES más válvula ADV y SandCat, Caso	
1.....	148
Tabla 4.15. Costo cambio de BES más válvula ADV y SandCat, Caso	
2.....	149
Tabla 4.16. Costo cambio de BES más Gravel Pack, Caso	
1.....	150
Tabla 4.17. Costo cambio de BES más Gravel Pack, Caso	
2.....	151
Tabla 4.18. Indicadores Económicos, cambio BES más válvula	
ADV.....	152
Tabla 4.19. Balance general, cambio de BES más válvula ADV, Caso	
1.....	198

2.....	Tabla 4.20.	Balance general, cambio de BES más válvula ADV, Caso	
			199
	Tabla 4.21.	Indicadores Económicos, cambio BES más válvula ADV y	
SandCat.....			153
1....	Tabla 4.22.	Balance general, cambio de BES más válvula ADV y SandCat, Caso	
			200
2....	Tabla 4.23.	Balance general, cambio de BES más válvula ADV y SandCat, Caso	
			201
Pack.....	Tabla 4.24.	Indicadores Económicos, cambio BES más Gravel	
			154
1.....	Tabla 4.25.	Balance general, cambio de BES más Gravel Pack, Caso	
			202
2.....	Tabla 4.26.	Balance general, cambio de BES más Gravel Pack, Caso	
			203
Finales.....	Tabla 4.27.	Indicadores Económicos	155

RESUMEN

El presente estudio surge debido a la necesidad de establecer la eficiencia de los sistemas de control de la producción de arena, que han sido implementados en varios pozos productores de la arena M-1 del Campo Fanny-18B del Bloque Tarapoa.

La producción de arena proveniente de formaciones poco consolidadas y con porosidades superiores al treinta por ciento, como es el caso de la formación M-1, conlleva un sinnúmero de problemas como; la corrosión de las tuberías por erosión, el taponamiento con arena en superficie de separadores y tanques, y lo que es más grave, el rápido deterioro de los equipos electro sumergibles de subsuelo.

Por esta razón es indispensable tratar de controlar la producción de arena, y de allí surge la necesidad de utilizar herramientas de fondo conocidas como sistema de control de la producción de arena, las cuales al ser implementadas en los pozos, en la mayoría de casos controlan eficientemente la producción de arena, pero lastimosamente también producen una marcada reducción del índice de productividad.

Por todo lo mencionado anteriormente es necesario evaluar el desempeño de cada uno de los sistemas de control que se han implementado en los pozos con problemas de producción de sólidos, y de esta manera poder establecer que sistema o sistemas, han tenido un eficiente desempeño, refiriéndose a la eficiencia en el control de la producción de sólidos versus la reducción del índice de productividad.

Finalmente, se establece qué sistema es el más adecuado para controlar eficientemente la producción de arena de la formación M-1, dependiendo de las condiciones y tipo de pozo en el que se pretende implementar una de estas herramientas de control.

PRESENTACIÓN

El presente estudio se enfoca básicamente en la evaluación de cada uno de los sistemas de control de la producción de arena, que se han implementado en varios pozos del Campo Fanny-18B del Bloque Tarapoa, con el objeto de establecer el método de control más eficiente, reduciendo la producción de sólidos con la menor afectación posible a la productividad de los pozos.

En el capítulo 1 se realiza una descripción del Campo Fanny-18B del Bloque Tarapoa, con las características geológicas y petrofísicas de la arena M-1, por ser la formación de interés en el presente estudio.

En el capítulo 2 se describen; los problemas causados por la excesiva producción de arena; las técnicas de cuantificación de la producción de arena, los sistemas de control de la producción de arena que se han implementado en varios pozos del Campo Fanny-18B.

El capítulo 3 contempla el análisis de las pruebas de producción e historial de trabajos de reacondicionamiento de los pozos que han sido completados con sistemas de control de producción de arena, y mediante este análisis conocer el nivel de eficiencia que ha tenido cada uno de estos sistemas durante su funcionamiento, para de esta manera poder compararlos y determinar el sistema de control más eficiente dependiendo de las características y del tipo de pozo.

En el capítulo 4, se evalúan económicamente los resultados de un proyecto realizado por la empresa Andes Petroleum Ecuador Limited, durante el año 2005, por otra parte se desarrolla una comparación entre dos sistemas de control de producción de arena, candidatos a ser implementados en el próximo trabajo de reacondicionamiento de un pozo con un amplio historial de problemas relacionados con la excesiva producción de sólidos.

Finalmente, el capítulo 5 presenta las conclusiones y recomendaciones que se han obtenido durante la realización del presente estudio.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO FANNY-18B

1.1. INTRODUCCIÓN

Fanny-18B es uno de los campos que conforman el Bloque Tarapoa, está ubicado en el lado este de la cuenca oriental en la provincia de Sucumbíos de la República del Ecuador, como se observa en la figura 1.1.

Su geología corresponde a la era Mesozoica y sus límites son: al este el Escudo Guayanés y al oeste la cordillera de los Andes, fue formada por sedimentos cíclicos provenientes principalmente del flanco este, dentro de la cual se encuentra la formación hidrocarburífera Napo formada en el periodo Cretácico.

En 1972 se inicia la perforación con el pozo Fanny 1, el cual produce de la arena M-1 de la formación Napo, a continuación se perfora el pozo Fanny 2 que posteriormente tomaría el nombre de Tarapoa 1 y produce de la arena U inferior. A continuación se perforaron los pozos Fanny 3, Fanny 4, Fanny 5 y Fanny 6, todos ellos productores de la arena M-1.

La operación del Campo Fanny 18-B inició en enero de 1978, siendo uno de los campos de mayor actividad del Bloque Tarapoa.

Inicialmente este campo formaba parte de la concesión que fuese adjudicada a favor de la empresa Cayman Corporation, sociedad formada por City Investing Company y Southern Union Production Company en el año de 1970. Luego, en el año de 1975 la empresa Cayman Corporation se retira y queda en posesión del bloque como única operadora City Investing Company. Posteriormente AEC Ecuador compra las acciones de City Investing Company, AEC Ecuador Ltd., fue

la razón social propietaria del Bloque Tarapoa hasta el 28 de febrero del 2006, fecha en la que empieza a operar Andes Petroleum Ecuador Limited luego de comprar las acciones de AEC Ecuador Ltd.

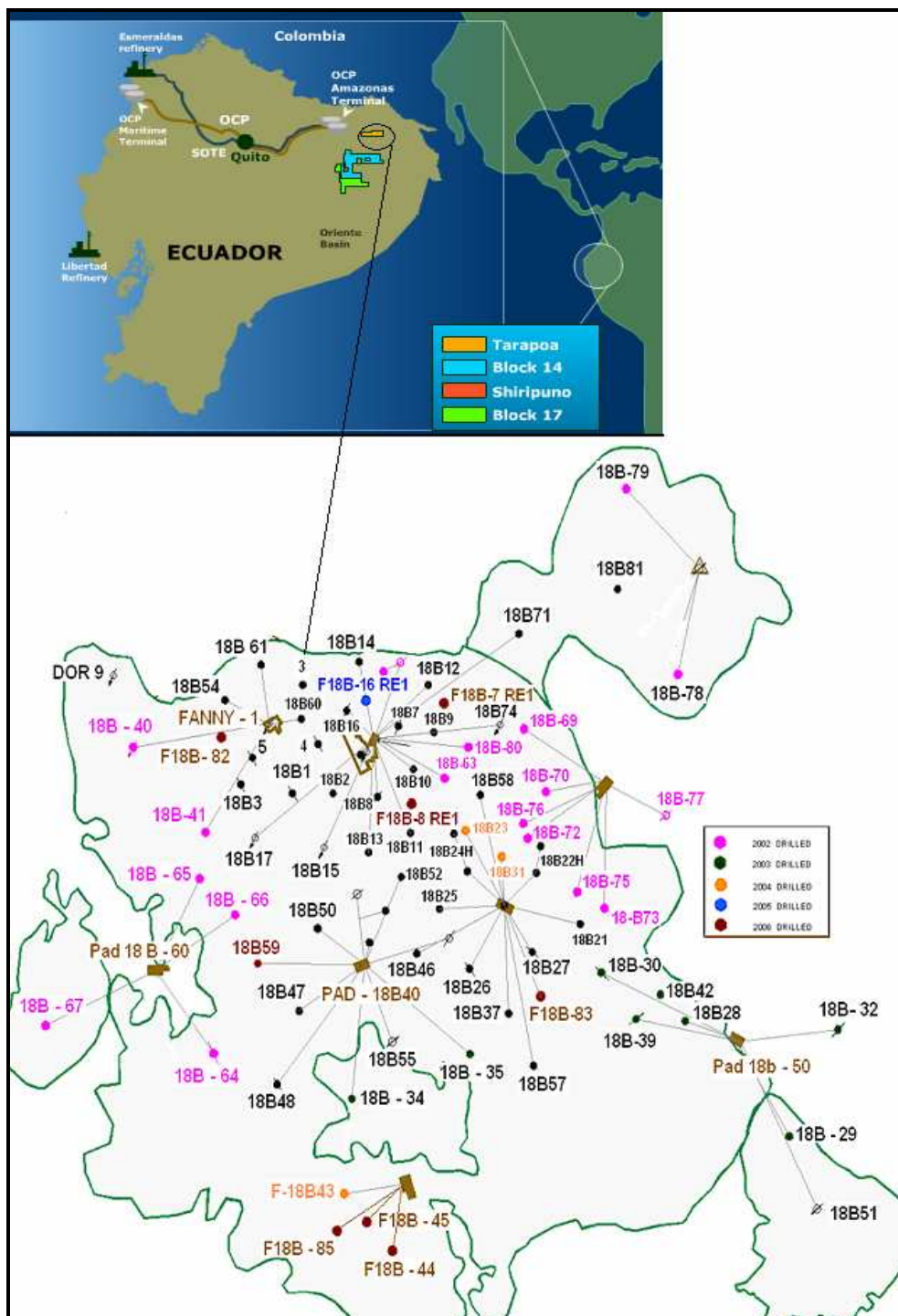


Figura 1.2. Ubicación del Campo Fanny 18B del Bloque Tarapoa.
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Limited.

1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES

1.2.1. GEOLOGÍA DEL CAMPO

La mayor parte de los pozos perforados en el campo Fanny-18B se encuentran sobre una trampa mixta estratigráfica – estructural en el intervalo productivo de la arena M-1, perteneciente a la formación Napo como ya se había mencionado, formada en el periodo Cretácico, esta arenisca se constituye de vario intervalos; incrustaciones de calizas, lentes de lutitas, carbones; los cuales dificultan en cierta forma identificar la continuidad y el espesor de la formación.

La figura 1.2 muestra la columna estratigráfica de la cuenca oriente ecuatoriana haciendo énfasis en las formaciones que se tiene en el subsuelo del campo Tarapoa, y se observa, como es lógico las formaciones productoras del campo Fanny-18B que son las arenisca M-1 y la arenisca U inferior.

1.2.1.1. Formación Napo / Zona M-1

Esta formación está conformada por lutita, arenisca y carbón a la base.

La lutita presenta las siguientes características: gris oscura, negra, y ocasionalmente gris clara, suave a moderadamente firme, localmente textura limosa y no calcárea.

La arenisca presenta las siguientes características: cuarzosa, subtransparente a subtranslúcida, grano muy fino. El carbón presenta las siguientes características: color negro, firme a moderadamente duro e irregular.

En la parte inferior de este intervalo tenemos arenisca intercalada con lutita las cuales se describen a continuación: La arenisca presenta las siguientes características: cuarzosa, tamaño de grano medio, grano grueso a la base, suelta, forma del grano subangular a subredondeada, moderadamente clasificada, no se

visualiza cemento y matriz. Hay presencia de hidrocarburo en forma de puntos de color café oscuro a negro, no presenta fluorescencia natural.

CUENCA ORIENTE		FORMATION	MEMBER	LITHOLOGY	SOURCE RESERVOIRS			
Columna Estratigráfica	TERTIARY			RED BEDS				
				GREY SHALE				
				RED BEDS				
				CONGLOMERATES				
				RED BEDS				
			TENA	BASAL TENA	●	QUARTZ SST'S	R	
				M-1 SAND	●		R	
			CRETACEOUS			DK. GREY SHALE AND MICRITIC LMST	⊖	
				NAPO	M-2 SAND	●	QUARTZ GLAUC. SST'S	R
							MICRITIC LMST	⊖
		U		UPPER	●	QUARTZ GLAUC. SST'S	R	
				MIDDLE	●	AND	R	
				LOWER	●	DK. GREY SHALE	R	
					SHALE / MICRITIC LST	⊖		
			T SAND	●	QUARTZ GLAUC. SST'S	R		
					SHALE / MICRITIC LST	⊖		
		HOLLIN		●	QUARTZ GLAUC. SST'S	R		
					QTZ. SST'S	R		
		PRE-CRETACEOUS						

Figura 1.2. Columna estratigráfica para la Cuenca Oriente.
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Limited.

La lutita presenta las siguientes características: color gris oscuro a negro, firme a moderadamente dura, sublaminaada, textura limosa y no calcárea.

1.2.1.1.1. Arenisca M-1

Esta arenisca presenta las siguientes características: cuarzosa, subtransparente a subtranslúcida, ocasionalmente café clara, tamaño de grano fino a mediano, la forma de grano subangular a subredondeada. Existe la presencia de manchas de hidrocarburo de color café oscuro, no presenta fluorescencia natural. En la parte inferior de esta sección tenemos arenisca intercalada con lutita y el grano de la arenisca ocasionalmente es grueso.

La arenisca M-1 se encuentra cubierta por un intervalo regional de carbón-lodolita y arcillas carbonáceas, con una porosidad de 24,3% y una permeabilidad de 1675 md.

1.2.2. DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA

Las propiedades petrofísicas de la arenisca M-1 que permitirán evaluar la producción actual de arena son: porosidad (Φ), saturación de agua (S_w), grado de cementación.

Luego de analizar los datos obtenidos de reportes del Campo Fanny-18B se obtuvo un promedio de las propiedades petrofísicas mencionadas y el grado API del crudo producido en el campo, estos valores se muestran en la tabla 1.1.

TABLA 1.1

Arenisca	Espesor Efectivo (pies)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	°API
M-1	3.59 – 52.25	19 - 30	6 - 45	20.3 – 22.6

Fuente: Archivo digital Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Para ampliar la información de las propiedades petrofísicas de campo Fanny 18B se ha desarrollado el anexo 1.1.

1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

1.3.1. INTRODUCCIÓN

Las reservas probadas de Fanny M-1 fueron derivadas del análisis de curva de declinación realizado por AEC Ecuador Limited en septiembre del 2004. Se estimó una recuperación de 87,4 MMBF. Se calculó unas reservas probadas sin desarrollar de 26,4 MMBBL y sumadas a las anteriores formaron un total de reservas probadas de 113,8 MMBBL. La producción acumulada de petróleo a esa fecha fue de 61,3 MMBF, como resultado las reservas probadas restantes son 52,5 MMBF.

La tabla 1.2 muestra la producción diaria y acumulada actual de agua, petróleo y gas hasta agosto del año 2007.

TABLA 1.2

PRODUCCIÓN DEL CAMPO FANNY-18B, AGOSTO 2007					
DIARIA			ACUMULADA		
PETRÓLEO (BLS)	AGUA (BLS)	GAS (MPCS)	PETRÓLEO (BLS)	AGUA (BLS)	GAS (MPCS)
16,964	127,973	2,536	80'470,685	259'625,840	11'419,099

Fuente: Archivo digital Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

1.3.2. INVENTARIO DE POZO DEL CAMPO FANNY

En la actualidad el 88% de la producción del campo Fanny 18-B del Bloque Tarapoa corresponde a la arena M-1 y el 12% restante a la arena U inferior (datos obtenidos de la producción acumulada del año 2007 hasta el mes de agosto). El estudio se enfocará en la arena M-1 por ser una formación “poco consolidada”, productora de arena.

En la tabla 1.3 se clasifica a los de pozos del Campo Fanny 18-B de acuerdo a su función, en la figura 1.1 se observa la distribución de los pozos y la configuración del campo Fanny 18-B.

TABLA 1.3

CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS CAMPO FANNY-18B, JULIO 2007					
PRODUCTORES	INYECTORES	REINYECTORES	CERRADOS	ABANDONADOS	TOTAL
60	1	3	14	13	91

Fuente: Archivo digital Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Los pozos inyectoros están completados en la arena M-1, como parte de un proceso de recuperación secundaria o mantenimiento de presión mientras que los pozos reinyectares están completados en la formación Tiyuyacu.

1.3.3. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El campo Fanny 18-B, producía mediante dos sistemas de levantamiento artificial: bombeo hidráulico y bombeo electro sumergible. Desde el año 1997 hasta la actualidad todos los pozos productores han sido completados para el sistema de bombeo electro sumergible.

1.3.3.1. Bombeo Electro Sumergible

Es el tipo de levantamiento de mayor utilización en el oriente ecuatoriano por sus altos caudales de producción, el sistema consta de una bomba eléctrica multietapa, que se encuentra acoplada a un motor mediante sellos de aceite o protectores del motor, es alimentada eléctricamente por un cable trifásico que se baja junto con la completación de fondo enlazado a la tubería de producción desde superficie. La capacidad de levantamiento de la bomba estará dada por el número de etapas que tenga. En dichas etapas se produce la transformación de energía cinética a energía potencial, y la presión de descarga de una etapa es la presión de succión de la siguiente, dimensionada de tal manera que la presión de descarga de la última etapa levante el fluido hasta superficie, y éste llegue hasta la estación de producción.

Ventajas del bombeo electro sumergible:

- Alta producción de fluido.
- Se puede realizar con facilidad pruebas de presión como B'ups o drawdowns sin necesidad de sacar la completación de fondo, ya que en el fondo esta acoplado un sensor de presión y temperatura.
- Se puede subir y bajar la producción variando la potencia del motor, lo que se controla con un variador de frecuencia instalado en la locación del pozo.
- Puede ser controlado mediante sistema Scada.

Desventajas del bombeo electro sumergible:

- Elevados costos de la bomba, reparación y/o mantenimiento.
- Rápido deterioro en presencia de fluidos con alto contenido de arena.
- Se requiere taladro de reacondicionamiento para cambiar la bomba, aumentando el costo y tiempo de operación.
- El sistema se paraliza cuando existen cortes de energía.

A pesar de las desventajas, en la mayoría de los casos se completa para este sistema de levantamiento, pues si bien es más costoso, sus altas tasas de fluido recuperado lo compensan.

1.3.4. FACILIDADES DE SUPERFICIE

Las facilidades de producción en el campo Fanny 18-B del Bloque Tarapoa se concentran casi totalmente en MPF Pad, Main Production Facilities.

Existen nueve plataformas o pads desde donde se direccionan los pozos productores, estas son: Fanny 1 Pad, Fanny Deep, Fanny 10 Pad, Fanny 20 Pad, Fanny 40 Pad, Fanny 50 Pad, Fanny 60 Pad, Fanny 90 Pad, Fanny 100 Pad. Ver anexo 1.2.

MPF es el conjunto de facilidades de superficie que permiten recibir la producción de cada uno de los pozos, separar las tres fases: agua, gas y petróleo. El petróleo

se lo bombea hacia la estación de Lago Agrio con un BSW menor a 0.5%. En tanto el agua producto de la separación del fluido producido, será conducido hacia tanques de tratamiento para luego ser reinyectada a la formación Tiyuyacu o inyectada a la misma formación M-1 para recuperación secundaria. Finalmente, el gas producido es aprovechado como combustible por los generadores eléctricos, de Fanny Generación, que abastece todas las necesidades eléctricas del Bloque Tarapoa: el sistema de bombeo electro sumergible, los equipos de superficie (estación de producción), y el campamento.

El sistema MPF está conformado por los siguientes equipos:

- Manifolds o Múltiples
- Free Water Knockouts
- Separadores de gas
- Bota de gas
- Tanque de lavado
- Tanque de almacenamiento o surgencia para petróleo
- Tanque de almacenamiento de agua
- Tanque desarenador
- Bombas de transferencia

1.3.4.1. Manifold

Conjunto de válvulas, tuberías y accesorios que permiten captar los fluidos producidos de cada uno de los pozos y conducir o direccional los fluidos hacia los separadores o bota de gas. En Fanny 18-B se tiene un manifold en cada plataforma de producción.

1.3.4.2. Free Water Knockout

El Free Water Knockout es un separador de tres fases: agua, gas y petróleo. Además cuenta con un sistema que permite eliminar en gran medida el agua proveniente de la formación, generalmente se lo utiliza cuando se tiene altos

cortes de agua. Tres Free Water Knockout se encuentran operando dentro de MPF (V-100, V-110, V-120), la capacidad de cada uno es 22,500 barriles por día.

1.3.4.3. Separadores de gas

Los separadores de gas cumplen justamente con esa función, separar el gas y el agua que forman parte de los fluidos producidos.

Una vez que los fluidos producidos han pasado por los separadores, la cantidad de gas y agua es mucho menor, pero aun no lo suficiente para que el petróleo cumpla los requerimientos de comercialización por lo que se hace necesario otros procesos de separación, llevados a cabo en la bota de gas y el tanque de lavado. Tres separadores operan en MPF (V-200, V-210, V-220), cada uno tiene una capacidad de 20,000 barriles por día.

Además existen 3 separadores de prueba uno dentro de MPF el V-230.

1.3.4.4. Bota de gas

En este equipo el petróleo entra por la parte superior y a través de un sistema mecánico – gravitacional, que no es otra cosa que el choque del fluido contra una placa metálica, se elimina toda la cantidad de gas presente en el petróleo. El gas se desprende y sale por la parte superior de bota y el petróleo cae y sale por la parte inferior. El siguiente paso es eliminar la fracción de agua aún presente en el petróleo, para lo cual se lo lleva hacia el tanque de lavado y surgencia. En MPF actualmente se encuentran operando dos botas de gas, la V-300 y V-310.

1.3.4.5. Tanque de Lavado de petróleo

El tanque de lavado tiene la función de eliminar toda la cantidad de agua que no pudo ser eliminada en los separadores. El mecanismo de su funcionamiento es mediante un colchón de agua que se encuentra en su parte inferior el cual actúa como imán y atrae todas las partículas microscópicas de agua cuando el petróleo pasa a través de este tanque. Con este proceso y con la ayuda de sustancias químicas se logra cumplir con las exigencias de la DNH para bombear el crudo;

BSW < 1% para el SOTE y BSW < 0.5% para el OCP. En MPF operan actualmente dos tanques de lavado: T-400 y T-420, con capacidad de 15,000 barriles cada uno.

1.3.4.6. Tanque de Almacenamiento

El petróleo llega a este tanque relativamente sin agua listo para ser bombeado hacia el oleoducto de transferencia, pero debido a circunstancias como daño de la bomba de transferencia, daño en el oleoducto de transferencia, o cuando se ha llegado al tope del cupo de transferencia que tiene cada empresa, debe ser almacenado en este tanque. En MPF operan actualmente dos tanques de almacenamiento: T-410 con capacidad para 15,000 barriles y T-450 con capacidad de 10,000 barriles.

1.3.4.7. Bombas de Transferencia

Mediante estas bombas se bombea la producción de petróleo por el oleoducto de transferencia hacia Lago Agrio.

1.3.4.8. Sistema de tratamiento y almacenamiento de agua

El agua proveniente del Free Water Knockout, separadores y tanque de lavado debe ser desalojada del sistema, pero el problema radica en que contienen una serie de elementos contaminantes para el medio ambiente y por ello se debe eliminarla mediante la reinyección o inyección de agua hacia las formaciones Tiyuyacu y la arena M-1 respectivamente, sin antes ser objeto de tratamientos químicos anticorrosivos y de eliminación de sólidos. Para este sistema se cuenta con dos tanque localizados en MPF, el T-430 como tanque de desnatado de agua, y el T-440 como tanque de almacenamiento de agua tratada, cada uno con capacidad de 15,000 bls.

1.3.4.9. Sistema Sand Jet

Este sistema fue incorporado durante el primer bimestre del 2004 para eliminar los sólidos acarreados por los fluidos producidos hacia los separadores, el sistema está formado por un conjunto de bridas, válvulas y accesorios que fueron instalados en la parte interna de los separadores con la finalidad de poder drenar los sólidos acumulados dentro del equipo y permitir su óptimo funcionamiento.



Figura 1.3. Facilidades de Producción MPF – Campo Fanny 18B.
Fuente: Andes Petroleum Ecuador Limited.

Con la implementación de este sistema, se puede drenar los sólidos acumulados sin necesidad de detener completamente el sistema, que generalmente es durante un lapso de tiempo prolongado. El modo de operación de este sistema es

el siguiente: se inyecta un caudal determinado hacia el interior del separador con la ayuda de una bomba con lo que se consigue arrastrar los sólidos, partículas, impurezas, limallas, carbonatos; que finalmente son drenados por un camión vacuum y depositados en un tanque exclusivo para su tratamiento.

La figura 1.6 da una visión general de las facilidades de producción del campo Fanny-18B, aun cuando es una fotografía antigua.

1.3.5. POZOS INYECTORES Y REINYECTORES

Como se puede observar en la tabla 1.4 actualmente existen en el campo Fanny-18B tres pozos reinyectores hacia Tiyuyacu: Fanny-1, Fanny-18B 15, Fanny-18B 17 y cuatro pozos inyectores a M-1, el Fanny-18B 40, Isabel-1, Isabel-2, Isabel-3. En la tabla 1.4 se puede observar las condiciones actuales de operación de los pozos mencionados.

TABLA 1.4

POZO	PRESIÓN DE INYECCIÓN (psi)	PRESIÓN DE LÍNEA (psi)	INYECCIÓN (bbl)	OBSERVACIONES
Isabel 1	1,730	1,750	32,288	Inyector M-1
Isabel 2	1,730	1,750	30,289	Inyector M-1
Isabel 3	1,730	1,750	34,807	Inyector M-1
Fanny 1	1,200	1,380	5,281	Reinyector Tiyuyacu
Fanny 18B-15	1,280	1,380	5,344	Reinyector Tiyuyacu
Fanny 18B-17	1,500	1,600	2,720	Reinyector Tiyuyacu
Fanny 18B-40	1,870	1,900	30,951	Inyector M-1

Fuente: Archivo digital Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

CAPÍTULO 2

PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO FANNY-18B, MÉTODOS DE CUANTIFICACIÓN Y TÉCNICAS DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

2.1. PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO FANNY-18B

2.1.1. CAUSAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ARENA

2.1.1.1. Introducción

Tomando en cuenta el tipo de sólidos que produce la arena M-1 del campo Fanny-18B se debe diferenciar claramente entre lo que se considera como carga bruta, y las partículas finas. Se considera como carga bruta principalmente a los granos de arcilla, limallas de hierro costra de lodo de perforación; y las partículas finas son aquellos sólidos provenientes de una formación poco consolidada (arena).

Saber el porqué los yacimientos producen arena constituye el primer paso y es crucial para el manejo de la producción de arena. El problema de la producción de arena es más común en formaciones poco profundas del terciario, pero incluso se puede tener problemas con arena a profundidades de 10000 pies o más. La formación del presente estudio es la arena M-1 cuya profundidad oscila entre 7500 y 9800 pies en TVD. La instalación de equipos de fondo en el pozo puede ser una parte importante de la solución, pero el logro de un conocimiento más

exhaustivo permite generar una solución más completa y de acción más prolongada. En el subsuelo, los principales factores que determinan si un yacimiento fallará mecánicamente son; la resistencia de la roca y el esfuerzo efectivo ejercido sobre la formación.

La falla se produce, bajo tensión compresión o más comúnmente, cuando la diferencia entre los esfuerzos principales máximos y mínimos se vuelve suficientemente grande como para producir un esfuerzo de corte excesivo.

La resistencia de una roca bajo condiciones de fondo de pozo, depende de diversos factores. Los más importantes son la cohesión, el ángulo de fricción interna, los esfuerzos principales máximos y mínimos, y la presión de poro. El grado de cementación de la roca influye significativamente en la cohesión.

Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser más resistentes, mientras que las rocas no consolidadas pobremente cementadas, son más débiles, se desagregan debido a las fallas de corte, de tracción y volumétricas.^[1]

2.1.1.2. Ángulo de fricción

El ángulo de fricción es la representación matemática del coeficiente de rozamiento, el cual es un concepto básico de la física:

Coeficiente de rozamiento = $\tan \phi$

El ángulo de fricción depende de varios factores (Bilz, 1995) entre ellos algunos de los más importantes son:

- a. Tamaño de los granos
- b. Forma de los granos
- c. Distribución de los tamaños de granos
- d. Densidad

^[1] MÉTODOS PRÁCTICOS DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA, Oilfield Review, Schlumberger, Verano 2004, Volumen 15, Número 1.

2.1.1.3. Cohesión

La cohesión es una medida de la cementación o adherencia entre las partículas de la formación. La cohesión en mecánica de rocas es utilizada para representar la resistencia al corte, producida por la cementación; mientras que en la física este término se utiliza para representar la tensión.

En formaciones eminentemente granulares en las cuales no existe ningún tipo de cementante o material que pueda producir adherencia, la cohesión se supone igual a 0 y a estas formaciones se les denomina rocas no cohesivas.

2.1.1.4. Resistencia

En arenas, gravas y limos no plásticos, las cuales se denominan como rocas granulares, la cohesión puede ser baja y en muchos casos considerarse de valor cero y el ángulo de fricción depende de la angulosidad y tamaño de las partículas, su constitución, mineralogía y densidad. Generalmente, el ángulo de fricción en formaciones granulares varía de 27° a 42°. En arcil las normalmente consolidadas y limos arcillosos se puede considerar la fricción igual a cero y la cohesión como el valor total del esfuerzo de resistencia obtenida.

2.1.1.5. Esfuerzo efectivo

Una roca saturada consiste de dos fases distintas: el esqueleto formado por las partículas sólidas y los poros entre partículas llenos de agua. Cualquier esfuerzo impuesto sobre la roca es soportado por el esqueleto de partículas y la presión en el agua.

Típicamente, el esqueleto puede transmitir esfuerzos normales y de corte por los puntos de contacto entre las partículas y el agua, a su vez puede ejercer una presión hidrostática, la cual es igual en todas las direcciones. Los esfuerzos ejercidos por el esqueleto solamente se conocen como esfuerzos efectivos y los esfuerzos hidrostáticos del agua se los denomina, presión de poros.

2.1.1.6. Presión de Poro

Como se dijo anteriormente la presión de poro es la fracción de los esfuerzos normales y de corte transmitidos por los puntos de contacto entre las partículas de la roca y los líquidos contenidos en ella, denominados esfuerzos hidrostáticos, generando una presión hidrostática que es igual en todas las direcciones. A medida que la presión de poro disminuye existe más riesgo de producir arena.^[2]

2.1.1.7. Fallas de corte

Durante la producción, la ruptura por cizalladura causada por la caída de presión o bien por el agotamiento, puede generar una cantidad catastrófica de arena producida. El incremento de la caída de presión genera mayores esfuerzos efectivos entorno al pozo o al túnel dejado por los disparos, y si tales esfuerzos exceden la resistencia de la roca fallará pudiendo producir arena.

2.1.1.8. Fallas por Tracción

Las fallas por tracción se producen en arenas débiles, fundamentalmente por una elevada velocidad de flujo de fluidos, que es una función de la caída de presión. Este tipo de falla suele ser esporádica, produce volúmenes de arena relativamente pequeños, se agrava por los cambios rápidos producidos en los regímenes de producción de pozos y a menudo se estabiliza con el tiempo.

2.1.1.9. Fallas Volumétricas

La falla volumétrica o colapso de los poros, está asociada con la caída de presión como con el agotamiento que se produce en yacimientos de alta porosidad y baja resistencia. En rocas débiles pero consolidadas este fenómeno causa subsidencia.

^[2] GEOLOGÍA, Vera Terceros, Omar, 1999.

2.1.1.10. Formaciones Pobremente Consolidadas

Areniscas no consolidadas son aquellas donde no hubo una buena cementación a través de los granos, por lo tanto la consistencia es baja y en algunos casos, nula, y este problema se agudiza cuando tenemos un pozo con bombeo electro sumergible y no se lleva un control adecuado de la frecuencia del motor.

La desventaja de tener arenisca no consolidada es que la porosidad y la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo decrecen a medida que la arena fluye con los fluidos del yacimiento por efectos de caída de presión.

En la arena M-1 se encuentra un intervalo no consolidado localizado debajo de una intercalación arcillosa, esta arenisca no consolidada presenta una diagénesis que no es otra cosa que la transformación del sedimento después de ser depositado, o también su paso a roca propiamente dicha.

2.1.1.11. Altas Ratas de Producción

Como se mencionó anteriormente las elevadas ratas de producción y velocidad del flujo de fluidos agravan aún más el problema de la producción de arena debido a que genera un alto draw down. Por ello es necesario emplear un método de regulación de producción, este elemento es el variador de frecuencia.

2.1.1.12. Inapropiadas Prácticas de Completación

La producción de arena además remueve los estratos de arcilla, las partículas de arcilla entonces pueden moverse a través de las perforaciones, reduciendo el tamaño de los canales disminuyendo la productividad de los fluidos del reservorio. La detección temprana, a través del control de rutina, permite identificar problemas e intervenir antes de que los problemas se vuelvan severos. Las inadecuadas prácticas de completación, sin la recopilación de datos y parámetros necesarios y su adecuado análisis, nos conducen a un control de producción de arena obsoleto.

El mal uso de los ácidos para estimulación puede remover el material de enlace calcáreo en algunas formaciones pobremente consolidadas. El pistoneo o swabbing excesivo de un pozo o la puesta en producción muy apresurada de un pozo a la capacidad deseada puede causar un esfuerzo excesivo. Esto conlleva al problema de la producción de arena.

2.1.2. PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA PRODUCCIÓN DE ARENA

2.1.2.1. Introducción

La producción de arena es uno de los mayores problemas que afecta a la industria hidrocarburífera por varios años, problemas que incluso se dieron en la perforación de pozos de agua mucho antes de la perforación de pozos de petróleo. Por varios años la industria petrolera ha gastado millones de dólares limpiando la arena proveniente de los pozos, reparando problemas relacionados con la producción de arena, y ha perdido adicionalmente millones de dólares por la restricción en el caudal de producción, que la producción de arena causa. Las primeras investigaciones fueron publicadas en 1930, y desde allí hasta nuestros días las investigaciones continúan con el afán de mejorar las técnicas de control de producción de arena.

La producción de arena no controlada genera severos problemas y fuertes gastos, en términos de costos operativos adicionales, pérdidas de producción, y la creación de una potencial situación de riesgo. Algunos de los problemas específicos relacionados con la producción de arena se detallan a continuación:

- Taponamiento de los perforados.
- La arena causa daños dentro de la tubería, casing o tubing lo cual hace que se reduzca o pare la producción
- Daños de erosión son causados dentro del pozo en la tubería y equipos de fondo, incluyendo válvulas de seguridad.
- Acumulación de arena en las líneas y equipos de superficie.

- Desgastes abrasivos en los equipos de control de superficie, como en válvulas y líneas de flujo.

2.1.2.2. Erosión de líneas de flujo y de transferencia

El transporte de sólidos en suspensión, en el flujo de fluidos, en este caso fluidos de un yacimiento de petróleo, hace que muchos de ellos con alta energía cinética provocada por el flujo choquen contra las paredes de la línea de flujo. Este fenómeno ocasiona que en determinados puntos exista mayor erosión, generalmente en los sitios donde golpean los sólidos con mayor frecuencia.

Aunque en algunos casos se puede desprestigiar la fricción existente entre los sólidos y la línea de flujo, es evidente que la erosión en la producción de fluidos de un yacimiento de petróleo siempre va a existir debido a la presencia imprescindible de sólidos en suspensión independientemente del sistema de control de arena que se utilice. Por esta razón la vida útil de los equipos de superficie obviamente decrecerá.

2.1.2.3. Reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo

Generalmente esto ocurre cuando se ha realizado una completación de fondo para controlar la producción de arena a hueco cerrado, aunque puede producirse un filtro natural debido a la acumulación de arena en las cercanías del pozo a hueco abierto, generando una relativa disminución de la permeabilidad y de la porosidad en la vecindad del pozo. Aunque en algunos casos ocurre que luego que existe un cierre voluntario o involuntario del pozo, este no reacciona, generalmente es debido al taponamiento ocasionado por este fenómeno. Para poner al pozo a producir se requiere hacer un minucioso trabajo de reacondicionamiento para limpiar el pozo con circulación, generalmente empleando la herramienta Sand Bailer, ya sea con agua salada tratada o con un hidrocarburo de menor densidad. En ciertos casos se opta por fracturar la formación con grava (frac pack) u otro sistema con la finalidad de reactivar la producción.

En otros trabajos, se opta por desempacar la completación de fondo que controla la producción de arena y colocar una nueva, u otro sistema con la finalidad de optimizar el control de arenas y evitar que el pozo pierda aporte de fluidos por la aglomeración de sólidos en el fondo del hueco perforado. Esa relativa disminución de la permeabilidad ocasiona que el pozo pierda producción, y por lo tanto se vea afectado su índice de productividad.

2.1.2.4. Altas concentraciones de sólidos producidos

Generalmente se producen sólidos en algunas fases durante la vida de un pozo. Estos sólidos se originan con los fluidos del yacimiento provenientes de la roca de depósito, y generalmente al perforar un pozo. Identificando qué tipo de sólidos exactamente se están produciendo, y qué parte del comportamiento de la producción lo puede haber causado, es un buen inicio para pensar en el control de la producción de sólidos, para luego pensar en la acción de remediación. Los sólidos de perforación, las sales de la costra de lodo, así como los sólidos generados en las operaciones de reacondicionamiento (compuestos de hierro), se producen generalmente luego de que el pozo inicia o reinicia su producción. Luego de esta fase, el aporte de sólidos puede ser constante o se incrementa conforme se cambie la producción de fluidos del pozo. Este fenómeno es característico en formaciones pobremente consolidadas. Los sólidos orgánicos como ceras y asfaltos pueden precipitar a los hidrocarburos del yacimiento con la temperatura del fluido y los cambios de presión durante la producción.

Algunas partículas de arcilla pueden ubicarse linealmente en los poros de ciertas rocas del yacimiento, y éstas pueden producirse en forma continua, normalmente en bajas concentraciones durante la producción. Grandes partículas de arena del yacimiento ($> 20\text{-}40\ \mu\text{m}$) pueden producirse dependiendo del diseño de los sistemas para control de arena y la producción de fluidos previamente establecida. Si no se controla la producción de arena de un yacimiento, ésta se acumula en los separadores de producción y tanques de almacenamiento, generando un trabajo extra; además se disminuye la capacidad y eficiencia en el proceso de separación de fluidos provenientes del yacimiento.^[3]

^[3] EVALUACIÓN Y CONTROL DE ARENA EN LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS FANNY Y DORINE DEL BLOQUE TARAPOA, Juan Santana, 2004

2.1.3. ANTECEDENTES DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO FANNY.

Se tienen registros de control de la producción de arena del campo Fanny-18B desde el año 1999. El primer análisis de la producción de arena se lo hizo en el 2003, antes y después de la instalación del sistema de control de la producción de arena, en este caso un Gravel Pack, cuyos resultados se observan en la tabla 2.1.

TABLA 2.1

POZO	ANTES (PTB)	DESPUÉS (PTB)	REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA (%)	ANTES (BFPD)	DESPUÉS (BFPD)	INCREMENTO/REDUCCIÓN DE FLUIDOS (%)
Fanny 3	52	0.7	98.6	2,580	1,812	-29.8
Fanny-11 18B	52	1	98.1	3,808	2,530	-33.6
Fanny-13 18B	165	1.1	99.3	4,920	1,576	-68
*Fanny-21 18B	47	2.5	94.7	2,504	2,799	11.8
Fanny-52 18B	130	0.3	99.8	1,824	690	-62.2
*Fanny-59 18B	36	3.1	91.4	446	877	86.6
Fanny-49 18B	82	13	84.2	1,589	316.21	-80.10%
*Fanny-58 18B	-	3.2	-	1,286	1,330	3.40%
Fanny-60 18B	92	3	96.7			
Fanny-63 18B	-	4.4	-	-	247	-

* Recibió un trabajo extra de estimulación luego de emplear el control de arena

Fuente: Archivo digital Andes Petroleum Ecuador Limited.

Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Como se puede ver en la tabla 2.1 luego de la instalación del gravel pack, la producción de arena se ha reducido notablemente, aunque también es notoria la disminución del índice de productividad, que es una de las consecuencias de la instalación de un sistema de control de producción de arena.

Revisando la tabla 2.1 se puede observar que antes de la instalación de los gravel pack se tenía una producción de arena bastante alta, y en algunos casos se debió realizar muchos trabajos de reacondicionamiento a causa de problemas relacionados con la producción de arena. Por lo que se hizo necesaria la implementación en la completación de fondo de un sistema de control de producción de arena.

Se observa también que conforme se aumenta la frecuencia de operación del equipo de fondo (sistema de levantamiento electro sumergible), la producción de

arena tiende a subir, lo que corrobora lo señalado anteriormente, “la producción de arena aumenta con altas tasas de producción de fluido.

En la tabla 2.2 (anexos) se encuentran remarcados todos los trabajos de reacondicionamiento que han sido necesarios a causa de problemas relacionados con la producción de arena.

2.2. MÉTODOS DE CUANTIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

2.2.1. INTRODUCCIÓN

Conocer las zonas productoras de arena y tener un sistema de monitoreo para detectar la presencia de ésta, es vital incluso en formaciones duras donde la decisión inicial sería, no aplicar un tratamiento de control de arena. La medición de la producción de arena permitirá proponer acciones con el fin de remediar o prevenir serios problemas, por ejemplo el daño de equipos importantes e incrementar las probabilidades de un tratamiento exitoso. Las probabilidades de maximizar la productividad del pozo, reduciendo la producción de arena, se incrementan cuando se implementa a tiempo un tratamiento de control adecuado.

Una de las maneras más simple para determinar si un pozo de petróleo está produciendo arena es mediante una muestra de fluido de producción tomada en la cabeza del pozo y centrifugada. La arena y otros sólidos se depositan en el fondo del tubo de prueba, y pueden ser leídos como un porcentaje del fluido producido. Éste no es un método exacto de cuantificación del contenido de arena, pero provee de información útil. La muestra debe ser tomada en un lugar donde sea representativa de la producción, usualmente en la cabeza del pozo siendo representativa dentro de un determinado instante en el tiempo.

Las características de producción de los pozos varían con el tiempo, así, una muestra no es totalmente representativa para toda la historia de producción de arena. Las muestras deberían ser tomadas frecuentemente, y los resultados del contenido de arena deberían ser relacionados versus el tiempo con el objetivo de establecer una tendencia de producción de arena.

2.2.2. DETECTORES SÓNICOS DE ARENA

El detector acústico de producción de arena detecta el ruido de la arena chocando sobre el sensor (micrófono). El sensor transmite una señal que indica la cantidad de la arena de formación producida y depende de algunos factores como el diámetro del liner, densidad del fluido, relación gas petróleo, y el tamaño de las partículas. La sonda es muy buena mostrando los cambios en la producción de arena pero es difícil mantenerla calibrada correctamente debido al número de variables de las que depende. La principal desventaja que se tiene con este tipo de equipos, es que suelen dar resultados erróneos en presencia de flujos multifásicos.



Figura 2.1. Detector sónico de arena
Fuente Roxar Company

Un detector sónico puede ser instalado para uno o múltiples pozos, y puede monitorear constantemente, la cantidad de arena producida de formación, mediante un software adecuado. Cuando una concentración o rata predeterminada de arena es alcanzada, el mecanismo hará sonar una alarma o el pozo parará automáticamente la producción. El uso más práctico del detector sónico de arena es monitorear los cambios en la producción de arena de los pozos y ayudar a determinar la rata de producción de arena. Un cambio en la señal sonora en un pozo productor podría o no indicar que la producción de arena se ha incrementado o decrecido pero si nos indica que se ha producido un cambio en la rata de producción de arena y es necesario hacer un control de arena.^[4]

[4] SAND CONTROL MANUAL, INTERNACIONAL COMPLETION CONSULTANTS INCORPORATED, Houston, Texas, 2000.

2.2.2.1. Sensor Sam 400 Tc/Ciu

El detector SAM 400 TC es una unidad de detección no intrusiva de arena, que se ajusta en el exterior de la tubería de producción.

El detector constan de una sonda que permite captar el ruido que emiten las partículas sólidas al chocar contra la tubería, el detector convierte la data de ruido de las partículas, a datos confiables de la cantidad de partículas que atraviesan por la tubería, el sistema no necesita de una computadora permanente, ya que la data recopilada y el algoritmo para la medición de arena se encuentran recopilados en una memoria flash interna, garantizando el almacenamiento de datos incluso durante un corte de energía eléctrica.

Tiene una capacidad de almacenamiento de hasta 90 días con 10 segundos en promedio, los datos se descargan mediante enlace Modbus. Finalmente la data se procesa mediante un software propio, que se incluye junto con la herramienta.

2.2.2.1.1. Características generales

El detector SAM 400 TC tiene una sensibilidad de partícula igual o mayor a 50 μm , se lo puede conectar a una tubería de diámetro igual o mayor a 2 pulgadas.

Puede trabajar bajo un rango de temperatura de -60° a 115°C en la tubería, y de -40° a 80°C de temperatura ambiente.

Necesita una alimentación eléctrica de 11 a 18 voltios DC y 0.6 A.

La comunicación de datos se la establece mediante un protocolo serial SW revestido en cable.

Para que el software funcione adecuadamente se tiene los siguientes requerimientos: Windows 95/98/NT, 64 MB en RAM, Modbus RTU.

2.2.2.1.2. Instalación del sensor sónico

El sensor acústico preferentemente se instala después de un codo de 90° en la tubería de producción. Cuando el flujo pasa por el codo, las partículas de arena

podrán forzar tangencialmente y golpear el diámetro interior o pared de la tubería generando un pulso ultrasónico.

La señal ultrasónica se transmite a través de la pared de la tubería y es recogida por el sensor acústico. La cabeza ultrasónica requiere de una área pequeña para su instalación en la tubería, en esta pequeña porción de la tubería se quita la pintura y se engrasa con silicona para establecer un mejor contacto entre la cabeza ultrasónica y la pared de la tubería. En la figura 2.2 se puede observar un modelo de instalación del sensor sónico de arena.

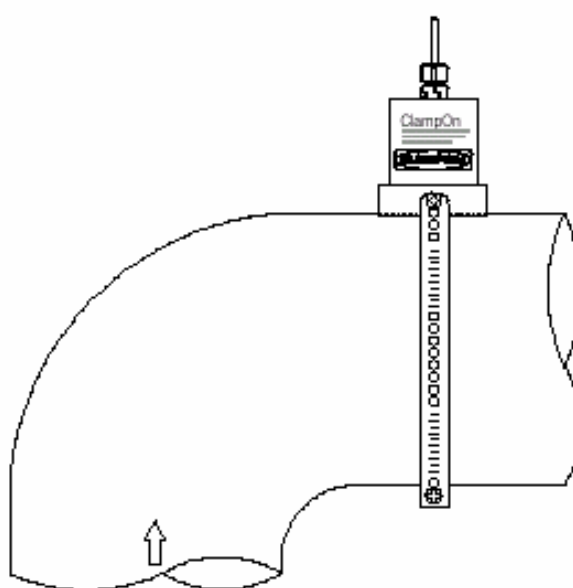


Figura 2.2. Sensor sónico de arena
Fuente: Boletín Informativo Clampon DSP System

2.2.2.1.3. Preparación de la tubería para la instalación del detector sónico

Como el sensor percibe el ruido producido por las partículas al chocar contra las paredes de la tubería es necesario que exista un óptimo contacto entre las paredes de la tubería y el sensor. Se debe limpiar la superficie de la tubería donde se pretende colocar al sensor, sacando cualquier impureza de ella, como óxido y restos de pintura, para luego tratarla con un compuesto de silicio, todo este proceso con el fin de obtener una señal lo más nítida posible.^[4]

2.2.3. MÉTODO GRAVIMÉTRICO

Este método es utilizado con frecuencia para el análisis y control de la producción de arena, generalmente se lo utiliza para corroborar con la data obtenida del sensor sónico, si se lo tiene.

Ventajas:

- No requiere grandes espacios físicos para la instalación de los equipos necesarios.
- No se requiere de sustancias químicas para el proceso.
- La muestra para la prueba es fácilmente tomada.

Desventajas:

- Se requiere de una hora como tiempo mínimo para poder realizar el proceso completo.
- Se manejan altas temperaturas en el proceso.
- Es un método puntual de monitoreo, y no registra un historial de producción de sólidos del reservorio.

2.2.3.1. Procedimiento del Método Gravimétrico

La empresa de servicios contratada por Andes Petroleum Ecuador Limited encargada de esta labor, sugiere los siguientes pasos a seguir para realizar adecuadamente la medición. El objetivo es: “Determinar la cantidad de sólidos existentes en el fluido producido, usando el método gravimétrico”.

1. Colocar una membrana de 47 mm de diámetro en el filtro de alta presión.
2. Ensamblar el equipo de filtración cuidadosamente, teniendo sumo cuidado en la colocación del empaque.

3. Abrir el toma muestras y dejar correr por unos tres minutos para que la línea se limpie de los sólidos acumulados y los datos obtenidos sean reales.
4. Acoplar el filtro al toma muestra.
5. Verificar que la válvula de desfogue del filtro de alta presión se encuentre cerrada.
6. Permitir el paso del fluido de producción a través del filtro de alta presión y por su parte inferior recoger el volumen del líquido filtrado.
7. Continuar filtrando hasta que se tapone el filtro o a su vez hasta que se obtenga aproximadamente un galón del líquido filtrado.
8. Cerrar la válvula para suspender el proceso de filtración.
9. Abrir la válvula de desfogue del filtro de alta presión y permitir que se desalojen los fluidos almacenados en el filtro.
10. Desconectar el filtro de alta presión del toma muestras y llevarlo al laboratorio.
11. Pesar un crisol de porcelana.
12. Desarmar el equipo de filtración, remover la membrana y colocar en el crisol de porcelana.
13. Recoger todos los sólidos posibles existentes dentro del filtro y colocarlos dentro del crisol.
14. Colocar el crisol dentro de la mufla y poner a 800 °C por una hora para incinerar todo el material orgánico.
15. Remover el crisol de la mufla y colocarlo en el desecador con la ayuda de una pinza hasta que se encuentre a temperatura ambiente.
16. Pesar el crisol en una balanza electrónica.
17. Utilizando la diferencia de peso del crisol analizado y el volumen del líquido filtrado calcular la cantidad de sólidos existentes.
18. Con la ayuda de un imán, determinar si los sólidos de la muestra son óxidos o se trata efectivamente de arena.
19. Reportar la concentración de sólidos en PTB, e indicar su composición.

2.3. TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA

2.3.1. EMPACADURAS CON GRAVA

Las empacaduras de grava son en la actualidad las más ampliamente utilizadas entre las técnicas de control de arena. Las empacaduras de grava no siempre son el mejor método para el control de arena, pero han dado buenos resultados en una mayor cantidad de pozos que cualquier otra técnica. Normalmente el único lugar en donde no es aplicable la empacadura de grava o Gravel Pack es en un pozo donde el diámetro interno de la tubería no permita su instalación. Como todas las demás técnicas tiene ventajas y desventajas.

Ventajas del Gravel Pack:

- Más eficiente en el control de arena en intervalos largos, intervalos mixtos de arena y lutita, e intervalos con altos contenidos de arcilla.
- No requiere de arduos tratamientos químicos para ser eficaces.
- Eficiente en el control de arena en pozos que ya tuvieron un tratamiento previo de control.
- No son afectados por la variación de la permeabilidad de formación.
- Generalmente menos costosos que los tratamientos químicos.

Desventajas del Gravel Pack:

- El diámetro interno de la tubería es una de las restricciones que presenta al momento de instalar la empacadura dentro del pozo.
- Reparaciones o cambios en la completación, empacaduras y packers deben ser removidos luego de un trabajo previo.
- Las mallas del gravel pack están expuestas a la erosión y corrosión por las altas velocidades de los fluidos producidos y fluidos corrosivos.
- Presenta mayor dificultad para aislar las zonas productoras de las zonas de gas y/o agua.

Requerimientos para la instalación del gravel pack:

1. Determinar adecuadamente el tamaño de partícula de la grava para detener el movimiento de la arena de formación.
2. Colocar la grava en un lugar compacto, cuyo radio y largo de empacadura sean lo más grandes posibles.
3. Maximizar la producción del pozo minimizando el daño de formación.

2.3.1.1. Selección de la grava para el empaquetamiento

La grava a utilizarse depende de su tamaño, de tal manera que el poro entre granos de grava sea lo suficientemente pequeño para que detenga a los granos de arena de formación y debe colocarse en un arreglo de ensamblaje compacto sobre todo en el intervalo de la formación de interés. Los granos de arena quedan atrapados en medio de la grava.

La grava debe estar colocada de forma compacta en todo el liner de manera que impida el movimiento de arena en medio de sus poros durante el paso de los fluidos. La grava para el empaquetamiento es seis veces más grande que el tamaño de la arena de formación producida, lo más importante en el diseño de una empacadura de grava esta dado por la determinación del tamaño del grano y el calibre de la rejilla que se van a utilizar, por lo que es indispensable determinar el tamaño medio del grano de formación lo cual se obtiene de un análisis por tamiz en húmedo. Con la ayuda de este análisis tendremos un tamaño de partícula de grava adecuado, con muy bajo margen de error.

2.3.1.2. Empaquetamiento con grava a 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 se basa en 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 grano es

colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Los granos 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. La figura 2.3 muestra una completación típica a hoyo revestido con empaque con grava.

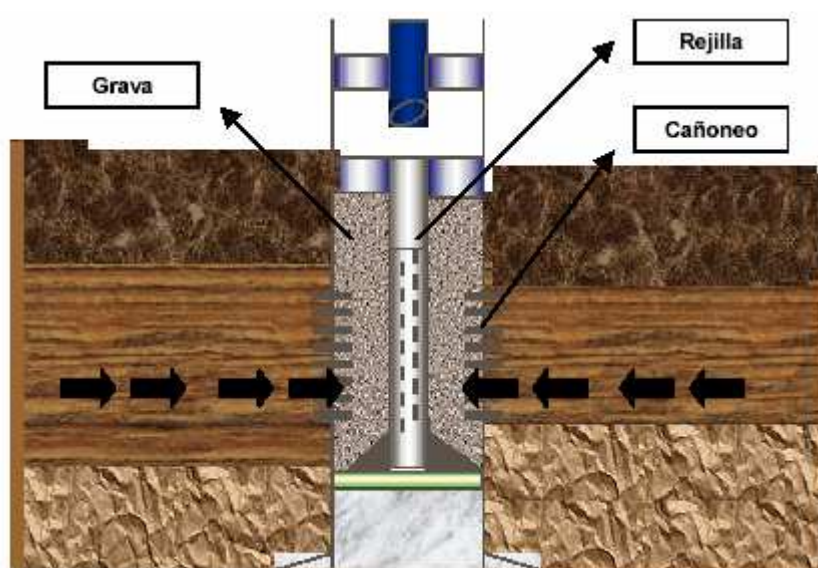


Figura 2.3. Esquema de un Empaque con Grava en Hoyo Revestido.
Fuente: Completación de Pozos Petroleros, Aguirre Eduardo.

Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La elección de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc. Numerosos sistemas de fluidos y herramientas están disponibles para mejorar la producción final del pozo empacado con grava.

Desafortunadamente, la eficiencia de una completación con empaque de grava, independientemente de la técnica que se utilice, genera daño del pozo en muchos casos. El daño cercano a la boca del pozo como un resultado de la completación con empaque de grava podría atribuirse a varios mecanismos o más probablemente, es el resultado acumulativo de una variedad de ellos.

Estos podrían incluir el taponamiento del empaque y la pérdida del fluido durante la completación. El taponamiento del empaque ocurre principalmente por la migración de finos desde la formación, que invaden el empaque de grava cuando el pozo es colocado en producción. Así mismo, la pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daños tales como:

- Problemas de depositación de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación.
- Daño debido a la alta viscosidad de los fluidos perdidos.
- Daño debido a la presencia de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos bombeados antes del empaque de grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos.

Ventajas de una completación a hoyo revestido con empaque con grava:

- Existen facilidades para completación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar con efectividad.
- Es posible hacer completaciones múltiples.
- Compatibilidad del fluido (arcillas, precipitaciones, etc.).

Desventajas de una completación a hoyo revestido con empaque con grava:

- Se restringe las perforaciones del cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.
- Taponamiento debido a la formación de escamas cuando el agua utilizada en el trabajo se mezcla con el fluido de completación a base de calcio usado durante el empaque de grava.

- Pérdida de fluidos durante la completación causa daño a la formación.
- Corrosión por erosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.

2.3.1.3. Empacadura con grava a hoyo abierto ampliado

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. La figura 2.4 muestra un esquema genérico de una completación a hoyo abierto ampliado.

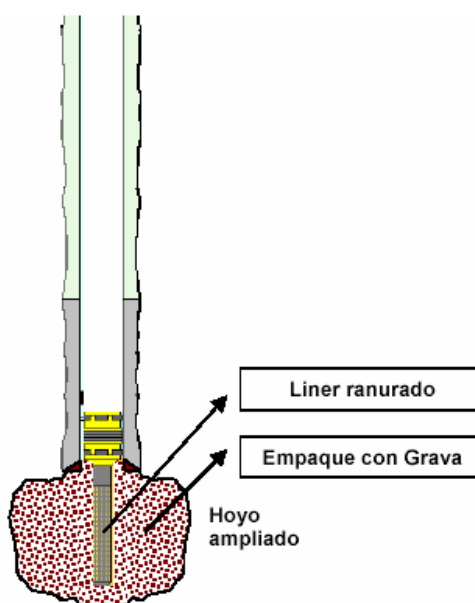


Figura 2.4. Completación a Hoyo Abierto Ampliado.
Fuente: Completación de Pozos Petroleros, Aguirre Eduardo.

2.3.1.3.1. Completación a hoyo abierto ampliado.

La operación descrita, permite aumentar las dimensiones del hoyo. La razón fundamental que justifica esta operación en un hoyo abierto es la de remover el

daño presente en la zona más cercana al pozo. El hoyo de mayor diámetro también aumenta ligeramente la productividad del pozo, pero esta mejora no es muy significativa en la mayoría de los casos. La ampliación del hoyo se puede llevar a cabo simplemente para lograr una mayor holgura entre la rejilla y el hoyo abierto. En cualquier caso, se deberá utilizar un fluido que no cause daño a la formación.

Los empaques con grava en hoyo abierto ampliado permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las perforaciones en hoyos revestidos y reducen las operaciones de colocación de grava a una tarea relativamente simple, de empacar el espacio anular entre el "liner" y el hoyo ampliado. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos de perforación 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. La menor caída de presión que ocurre a través del empaque en un hoyo abierto ampliado prácticamente garantiza una mayor productividad, en comparación con el empaque en hoyo revestido para la misma formación y/o condiciones.

Ventajas de los empaques con grava en hoyo abierto ampliado:

- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad.
- Alta eficiencia.
- No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.
- Menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación.

Desventajas de los empaques con grava en hoyo abierto ampliado:

- 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 pueden ser difíciles de remover para futuros cambios en la completación.
- Es difícil controlar la colocación de tratamientos de estimulación.

La figura 2.5 muestra las caídas de presión teóricas de los empaques con grava en hoyo revestido y hoyo abierto ampliado, suponiendo los siguientes casos: completamente empacado (Pre-empacado), parcialmente empacado (sin pre-empaque), perforaciones que se llenan con arena de formación y hoyo abierto ampliado con empaque con grava. Como se puede ver en la figura 2.7 los empaques con grava en hoyos abiertos ampliados prácticamente no originan ninguna caída de presión adicional, y los fluidos de formación convergen en el pozo, mejorando la productividad en comparación con los casos de pozos revestidos con empaque.^[5]

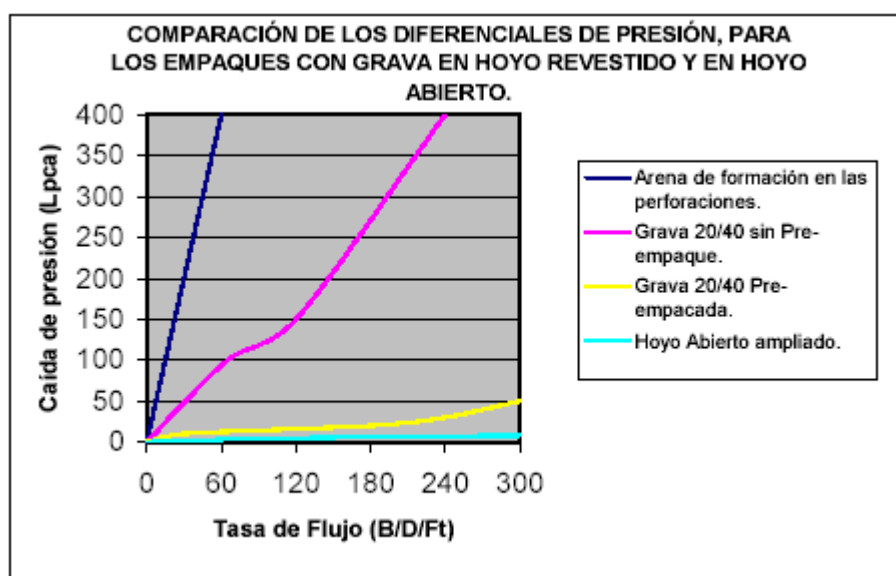


Figura 2.5. Diferenciales de Presión Debido a los Diferentes Tipos de Empaque.
Fuente: Completación de Pozos Petroleros, Aguirre Eduardo.

2.3.2. FRAC PACK

El Frac Pack es un método primario de control de arena, consiste en fracturar un intervalo pequeño de la arena productora para empaquetarlo con grava, esto se lo hace a hueco revestido.

Desde su primera aplicación a comienzos de la década de 1990, la técnica de fracturamiento y empaque se ha convertido en uno de los métodos más utilizados para las operaciones de terminación de pozos en formaciones pobremente consolidadas.

^[5] COMPLETACIÓN DE POZOS PETROLEROS, Aguirre Eduardo, Vivas Joel, Marzo, 2005.

Esta técnica combinada de estimulación y control de la producción de arena ha resultado efectiva en una amplia gama de formaciones con sólidos móviles, especialmente en yacimientos de baja permeabilidad. Los tratamientos de fracturamiento y empaque proporcionan aumento sostenido de la producción. Los tratamientos de fracturamiento y empaque evitan muchos de los deterioros de productividad que son comunes en los empaques de grava en pozos entubados, sorteando en forma efectiva el daño de formación, o daño mecánico, y creando un empaque externo para estabilizar los disparos que no están alineados con la fractura apuntalada. El daño de terminación promedio para los tratamientos de fracturamiento y empaque es típicamente menor que el daño correspondiente a otros métodos de control de la producción de arena, sin embargo existe posibilidad de mejorar este escenario.

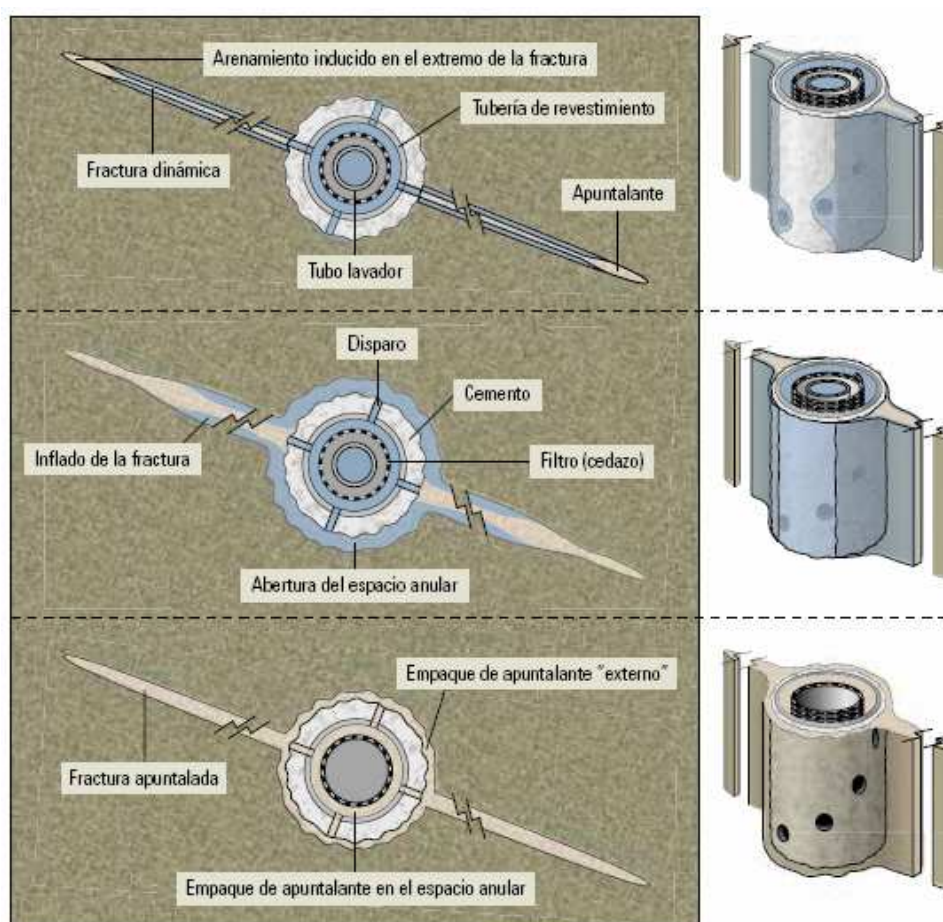


Figura 2.6. Procedimiento para fracturamiento, Frac Pack
Fuente: Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2004.

La productividad resultante de los tratamientos de fracturamiento y empaque puede ser inferior a la esperada debido a la combinación de diversos factores, incluyendo el daño de los disparos, la imposibilidad de lograr el arenamiento inducido en el extremo de la fractura, la cobertura incompleta de la fractura o del empaque del apuntalante, y las grandes caídas de presión a través de los filtros de exclusión de arena y del equipo de terminación de pozos.

La optimización de la técnica de fracturamiento y empaque implica el abordaje de todos estos factores de diseño de la terminación de los pozos para reducir el daño mecánico y mejorar la productividad del pozo, maximizar la producción de hidrocarburos y evitar futuras operaciones de intervención del pozo. La figura 2.6 muestra un diagrama interno del proceso de fracturamiento.^[6]

Ventajas:

- Se pueden producir caudales de fluido más altos.
- Reduce la caída de presión brusca que se suele producirse en las cercanías del pozo.
- Permite penetrar de mejor manera el espesor dañado de la formación.
- Se puede aplicar cuando tenemos arenas laminadas o sucesión de lutitas.

Desventajas:

- No se puede aplicar esta técnica cuando se tiene el contacto agua petróleo o gas petróleo muy cerca.
- Esta limitada su aplicación por la resistencia del casing.
- No se lo puede aplicar en condiciones de mala cementación.^[7]

2.3.3. MALLAS PARA ARENA Y LINERS RANURADOS

2.3.3.1. Introducción

Las mallas de arena constan de algunas capas de mallas tejidas en forma de cuadrícula.

^[6] OPTIMIZACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO Y EMPAQUE, Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2004, Volumen 16, Número 3.

^[7] EVALUACIÓN Y CONTROL DE ARENA EN LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS FANNY Y DORINE DEL BLOQUE TARAPOA, Juan Santana, 2004

Consiste en una envoltura de acero que protege externamente el medio de filtración interno. La envoltura o jaula y el medio de filtración conocidos como chaqueta de la malla (screen jacket) se encuentran ensambladas a una tubería base perforada a través de anillos de acero soldados a cada extremo del screen jacket.^[8]

Las mallas o los 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.

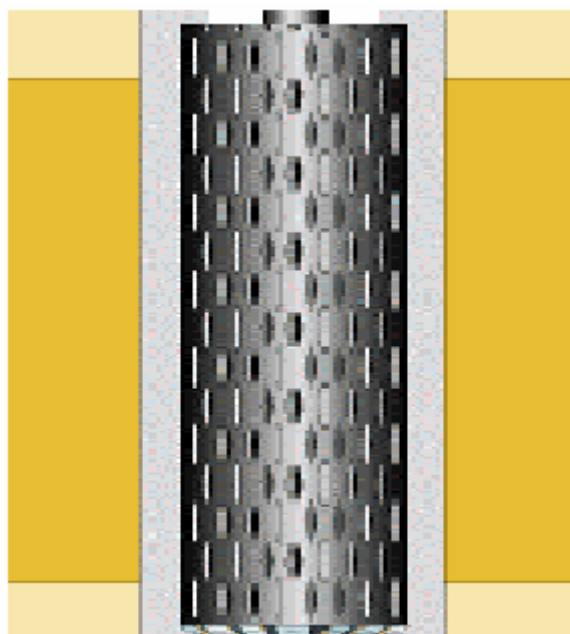


Figura 2.7. Rejilla o Liner Ranurado.
Fuente: Completación de Pozos Petroleros, Aguirre Eduardo.

Los liners actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea o se hace un cúmulo a la entrada del liner. 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.^[9]

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

^[8] SAND CONTROL MANUAL, INTERNACIONAL COMPLETION CONSULTANTS INCORPORATED, Houston, Texas, 2000.

^[9] COMPLETACIÓN DE POZOS PETROLEROS, Aguirre Eduardo, Vivas Joel, 2005.

de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena, en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena. Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó 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 el liner al mismo tiempo.

En otras palabras funcionan como filtros de superficie, puesto que el material de la formación se puentea en su superficie. Los liners ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras. La figura 2.7 presenta un liner ranurado típico.

2.3.3.2. Limitaciones de las mallas y liners ranurados.

Uno de las limitaciones más rápidamente identificables de las mallas solas o liner ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando cambie la tasa de producción o cuando se cierre el pozo. Ahora bien, debido a que los puentes pueden romperse, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción del liner. Por tanto, cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, el diámetro de la rejilla debe ser lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización de los granos que pueda ocurrir. Para que una liner ranurado sea eficaz, deberán utilizarse exclusivamente en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el liner podrían obstruirse. Si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio y/o diverso, es posible que la malla o liner ranurado se obstruya con granos de arena.

Los pozos de petróleo y gas con arenas bastantes sucias y con tamaños de granos pequeños, son normalmente formaciones no uniformes. Esto no permitirá un apropiado puenteo de la arena de la formación sobre la rejilla. En la mayoría de los casos algún puenteo ocurrirá pero con una reducción de la producción debido a la invasión de las partículas más pequeñas en las aberturas de las mallas de alambre enrollado, esto en efecto limita el uso de mallas solas o liner como una técnica para controlar la arena de la formación. Otro factor sería el tipo de formación (friable, parcialmente consolidada ó no consolidada). Las formaciones friables posiblemente nunca colapsarán alrededor de la malla, pero producirán cantidades pequeñas de arena durante la producción del fluido. Las arenas parcialmente consolidadas y las arena no consolidadas se derrumbarán y llenarán las perforaciones y el espacio entre el revestidor y la malla con la subsecuente reducción de la permeabilidad en las perforaciones y en el espacio del revestimiento o liner ranurado.

La productividad inicial de las completaciones con mallas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsecuente es típica. Los liners suelen no ser muy exitosos en muchos pozos a consecuencia del taponamiento de las ranuras de la rejilla y posterior declinación de la producción. El liner ranurado es menos costoso, pero tiene menos área de flujo disponible como limitación. Por su parte, las mallas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas.

Ventajas de las rejillas solas o liners rasurados:

- Fáciles de correr.
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas

Desventajas de las rejillas solas o liners ranurados:

- Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, el “liner” o rejilla puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de formación.
- En pozos con alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla del “liner” o rejilla por erosión antes de que se forme el puenteo.

- Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla.

La tabla 2.3 presenta los diámetros máximos y óptimos de rejillas para los distintos tamaños de revestidor:

Tamaño del Revestidor. Diámetro Externo (pulg).	Diámetro Máximo de Rejilla. Diámetro Externo de Tubería (pulg).	Diámetro Óptimo de Rejilla. Diámetro Externo de Tubería (pulg).
4	1	1
4 ½	1 ¼	1 ¼
5	1 ½	1 ½
5 ½	2 ¾	2 ¾
6 5/8	3 ½	2 7/8
7	3 ½	2 7/8
7 5/8	4	2 7/8
8 5/8	5	2 7/8
9 5/8	5 ½	2 7/8

Tabla 2.3. Diámetros Recomendados de rejillas para el interior del revestidor.
Fuente: Completación de Pozos Petroleros, Aguirre Eduardo.

2.3.3.3. Mallas Premium

Las mallas Premium han sido diseñadas para completaciones a hoyo abierto con y sin un empaquetamiento de grava.

Las pruebas de su funcionamiento han demostrado su fiabilidad, durabilidad, eficiencia en el control de arena y largo tiempo de vida en ambientes severos de producción. Las mallas Premium están diseñadas en una amplia gama de tamaño de poro y metalurgia que se ajustan a una variedad de condiciones de producción. Todas las cargas mecánicas aplicadas a estas mallas durante la instalación, compresión, tensión, y torque son aplicados únicamente a través de la tubería base.

2.3.3.3.1. Estructura de las Mallas Premium

Las mallas Premium están compuestas de las siguientes partes:

- Una tubería perforada un 10%, del área de flujo.

- Una capa interna de drenaje para asegurar un empate uniforme entre el elemento de filtración y la tubería base.
- Un cartucho de filtración para la captación de arena. Una capa externa de drenaje para asegurar un empate uniforme entre la cubierta y el elemento de filtración.
- Una cubierta de protección externa.

2.3.3.3.2. Especificaciones de las Mallas Premium.

El cartucho filtro está fabricado en varios tamaños de poros y con varios compuestos de materiales con lo que tiene que ver a la metalurgia, con lo cual se ajustan a una variedad de condiciones de producción.

Las mallas están construidas en diferentes longitudes, la longitud generalmente estandarizada de 32 pies de elemento de filtración ensamblado sobre una tubería base de 38 pies, y 16 pies de elemento de filtración ensamblado sobre una tubería base de 20 pies. La cubierta protectora de la malla puede o no ser perforada.

Características de las mallas Premium:

- Medio de filtración aglomerado con calor.
- Las capas de filtración se encuentran disponibles en las siguientes características: 60 μm , 115 μm , 175 μm y 250 μm .
- La capa de filtración está construida en 316L, aleación 825 o equivalente.
- Capas externas e internas de drenaje para una distribución uniforme de flujo sobre la capa de filtro.

Aplicaciones:

- Empaquetamiento con grava a hoyo abierto.
- Completación a hoyo abierto utilizando solamente la malla.
- En completaciones donde se requiere varios métodos de control de arena.^[10]

[10] EVALUACIÓN Y CONTROL DE ARENA EN LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS FANNY Y DORINE DEL BLOQUE TARAPOA, Juan Santana, 2004

2.3.4. PRODUCCIÓN LIBRE DE ARENA

Como sabemos la producción de arena en pozos de gas y petróleo es un grave y costoso problema, ahora, con esta técnica llamada producción libre de arena no se tiene como objetivo eliminar o detener la producción de arena, sino obtener el modelo óptimo de producción libre de arena capaz de mantener la vida productiva y comercial del pozo como una manera de prevenir daños en caso de que no se haya implementado otra técnica de control de arena propiamente dicha.

Esta técnica requiere la ayuda de un sensor sónico no intrusivo de arena, con el cual se monitorea la producción de arena por un lapso de tiempo no mayor a 48 horas, hasta establecer las condiciones más adecuadas de producción. En todo caso luego del monitoreo y la obtención del punto óptimo de producción, se debe hacer un análisis económico que nos permita definir qué tan conveniente es producir el pozo bajo dichas condiciones.

También es importante anotar que inclusive bajo la técnica de producción libre de arena se tienen situaciones de producción de unas pocas libras de arena al día, lo que nos da una idea de lo grave del problema en condiciones de producción a altas velocidades de fluido, causando daños de erosión muy severos en los equipos en muy poco tiempo.

2.3.4.1. Determinación de la Máxima Producción Libre de Arena

Generalmente un operador preocupado por no estar totalmente enterado de la naturaleza de la producción de arena, reduce innecesariamente la producción. Una reducción de producción en el rango de 20 a 75% es bastante común en pozos de gas y petróleo, esto mediante la estrangulación de la válvula o choke en el cabezal, o disminuyendo la frecuencia en el variador.

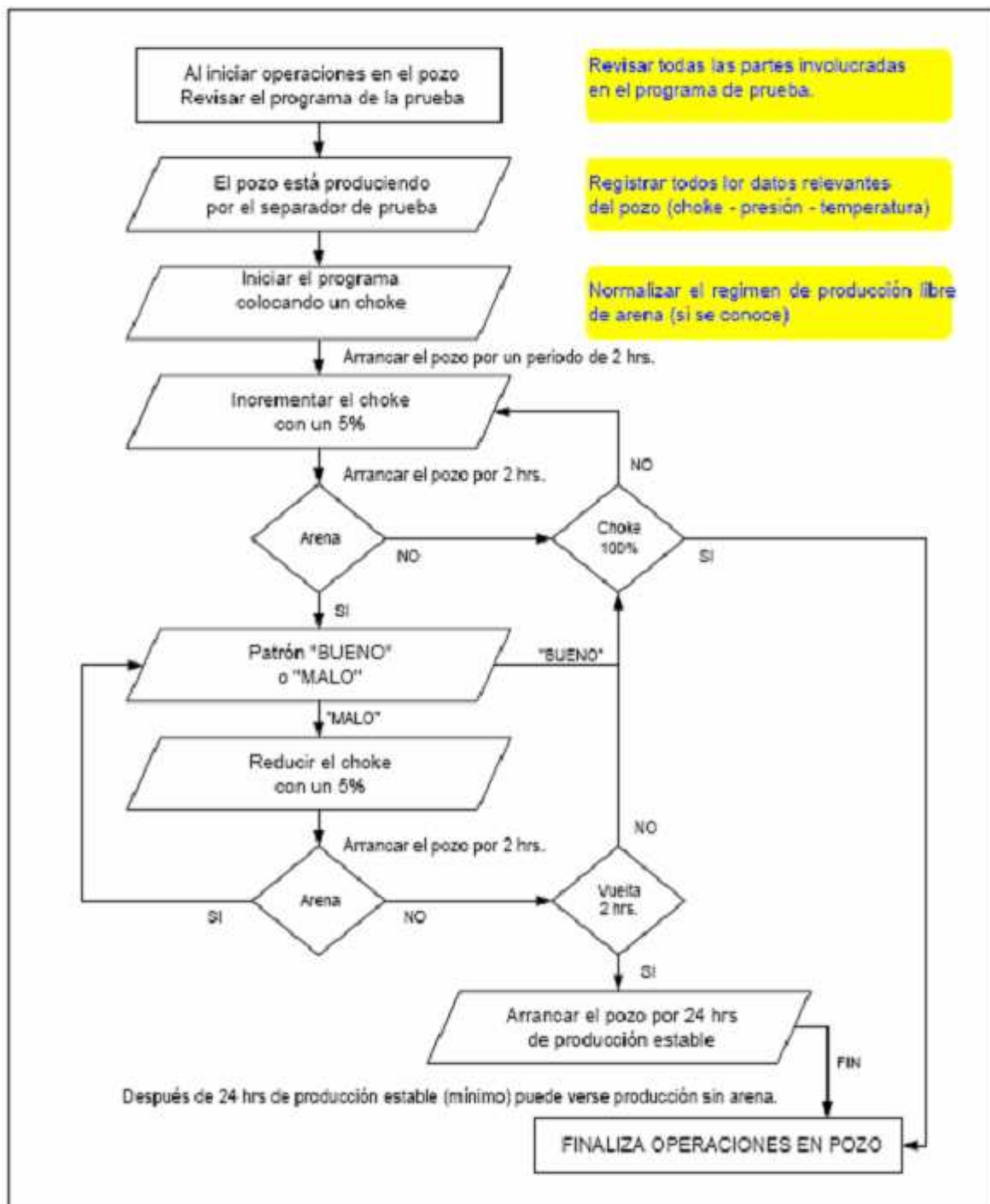


Figura 2.8. Diagrama, Procedimiento de calibración del sensor sónico
Fuente: Boletín Informativo Clampon DSP System

Entonces es de vital importancia determinar la máxima producción libre de arena y de esta manera optimizar el proceso sin tener pérdidas innecesarias en la producción. La figura 2.8 es un diagrama de flujo que nos muestra la forma correcta de determinar la máxima producción libre de arena.

La figura 2.9 muestra un pozo productor en el que la producción de arena declina. La curva representa lo que se conoce como un "BUEN" patrón. Como la figura muestra el aumento en la tasa de producción de arena, está se produjo debido al incremento de producción, apertura de la válvula del estrangulamiento o choke, o el aumento de la frecuencia en el variador.

Sin embargo por un sistema de monitoreo de arena fiable el operador puede supervisar el desarrollo de la producción de la arena. La figura 2.9 muestra cómo se reduce la producción de la arena con el tiempo debido a la consolidación del reservorio productor. Cuando se tiene este patrón podemos decir que la producción de gas y petróleo puede continuar desde este nivel, y muy pronto se tendrá un pozo sin arena.

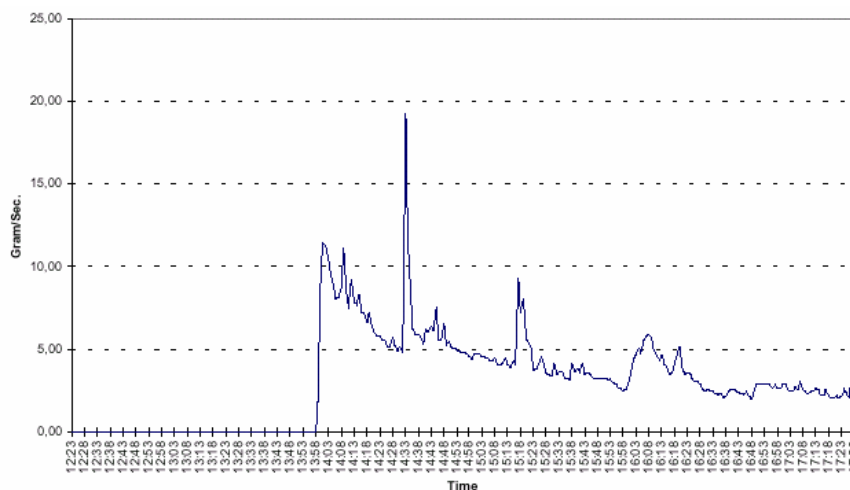


Figura 2.9. Modelo Bueno de producción libre de arena
Fuente: Boletín Informativo Clampon DSP System

Finalmente cuando el pozo fluye sin producción de arena por algún tiempo se puede abrir una vez más la válvula de estrangulamiento o choke, o aumentar la frecuencia en el variador, e incrementar la producción. Esto probablemente resulte en producción de arena como lo muestra la figura 2.10.

Sin embargo se debe permitir la producción continua para ver la tendencia de producción de arena. Se busca un "buen" patrón. Cuando esta curva aparece después de un tiempo, se tiene un reservorio consolidado.

El método precedente de incremento de producción requiere realmente algo de tiempo, normalmente toma un par de días, hasta que se puede ver el patrón opuesto o "malo", lo cual significa que la producción de arena aumenta.

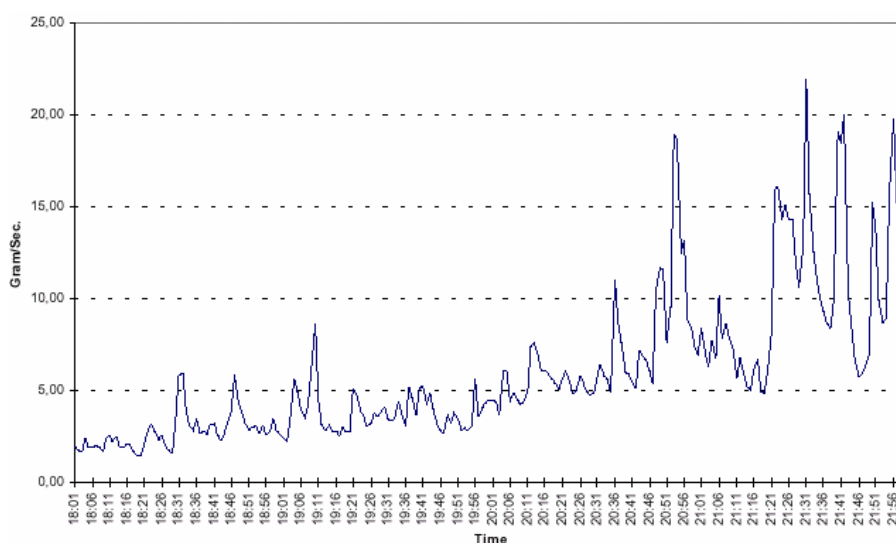


Figura 2.10. Modelo Malo de producción libre de arena
Fuente: Boletín Informativo Clampon DSP System

Cuando se visualiza el patrón "malo" en la pantalla, se debe restringir la producción para volver al grado de apertura previa de la válvula de estrangulamiento o choque, o a la frecuencia anterior en el variador. Entonces se conoce el máximo nivel libre de arena, del pozo y reduce la producción de gas o petróleo al nivel previo libre de arena. Entonces se hace producir al pozo por lo menos 24 horas para asegurar que la formación se consolidó y se estabilizó.^[11]

2.3.4.2. SandCat

El SandCat es una herramienta de fondo, un separador centrífugo de arena, se lo instala antes de la entrada de la bomba electro sumergible. El SandCat puede reducir drásticamente la producción de arena y con ello una reducción de los

[11] BOLETÍN INFORMATIVO CLAMPON DSP SYSTEM, Utilización de sensores ultrasónicos no intrusivos para el monitoreo de erosión y corrosión, 25 abril 2007.

daños y los costos que conllevan este problema, esto se traduce en, mayor tiempo de vida de la bomba electro sumergible y permite mejorar el índice de productividad del pozo. Costosas técnicas como las empacaduras de grava (Gravel Pack) y las mallas de arena (sand screens) pueden ser reemplazadas por el SandCat, puede ser instalado con facilidad en gran variedad de pozos con sistema de bombeo electro sumergible.

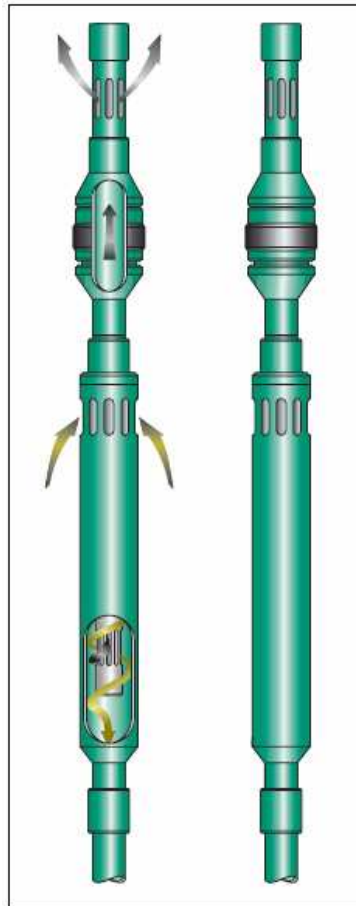


Figura 2.11. Separador Centrífugo de Arena
Fuente: Pumptools Company

Ventajas:

- Separa la arena de los fluidos de formación antes de la entrada a la bomba eléctrica.
- El sistema SandCat puede adaptarse a una gran variedad de características de arena (tamaño).
- Rangos de producción de 100 a 10,000 BPD.

- No tiene partes móviles.
- Su instalación es simple y se la corre o reversa conjuntamente con el sistema electro sumergible.

Desventajas:

- Si la rata de producción de arena es elevada se requiere hacer una extracción de la arena en lapsos cortos de tiempo.
- Las condiciones de diseño del SandCat no permiten la instalación de la misma unidad en otro pozo, se los diseña exclusivamente para las condiciones de producción del pozo en que va a operar.
- Para instalarlo o reversarlo se requiere de taladro de reacondicionamiento.

El sistema SandCat permite a través de un software de cálculo hacer predicciones de la eficiencia del separador de arena de los fluidos de formación, pozo por pozo. Puede manejar ratas de producción de hasta 10,000 BPD y puede ser corrido para un rango de casing de 5 ^{1/2} a 9 ^{5/8} de pulgada.

Es necesario tener información sobre el tamaño de la partícula que se va a manejar con el fin de predecir la eficiencia de la herramienta. La herramienta está diseñada para separar el 100% de las partículas del tamaño que sus especificaciones lo indiquen, pero si se tiene partículas más pequeñas su eficiencia se reduce notablemente.^[12]

Se pueden tener tres arreglos diferentes en la completación con SandCat, son las siguientes:

1. La arena es depositada en una tubería bajo la herramienta (tailpipe).
2. La arena es descargada de la herramienta hacia la parte inferior del pozo, bajo las perforaciones (rat hole).
3. La sección de almacenamiento de arena viene incorporada como parte del SandCat.

La figura 2.12 muestra los tres posibles arreglos del sistema SandCat.

[12] www.pumptools.co.uk

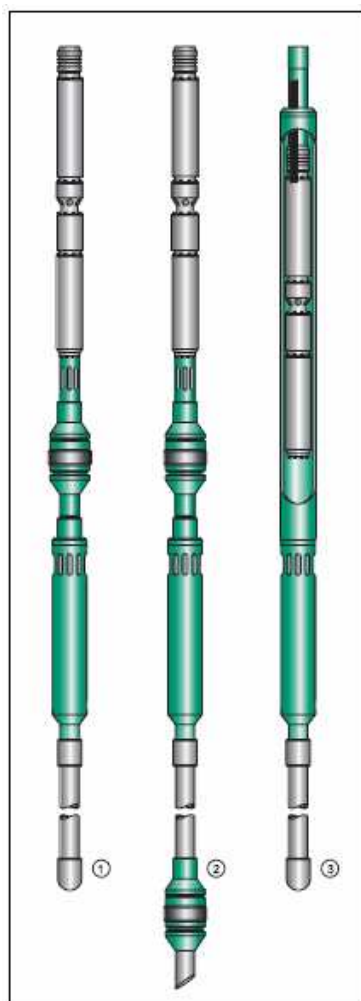


Figura 2.12. Posibles arreglos con SandCat
Fuente: Pumptools Company

2.3.4.3. Válvulas ADV (Automatic Diverter Valve)

La válvula ADV cumple dos funciones, es una válvula check y una válvula de drenaje, se pone en funcionamiento automáticamente después de apagar el pozo o un shut down.

Al poner en operación el equipo de fondo, la válvula ADV opera automáticamente cerrando la comunicación entre tubing y anular, permitiendo reanudar inmediata y normalmente la producción hacia superficie.

Cuando el equipo de fondo se detiene por un shut down o es apagado, la válvula ADV abre la comunicación tubing – casing, permitiendo descargar los

fluidos y sólidos hacia el anular, y al mismo tiempo, la comunicación de retorno entre el tubing y la bomba es cerrado, previniendo que los sólidos que descienden por la tubería de producción entren a las etapas de la bomba.

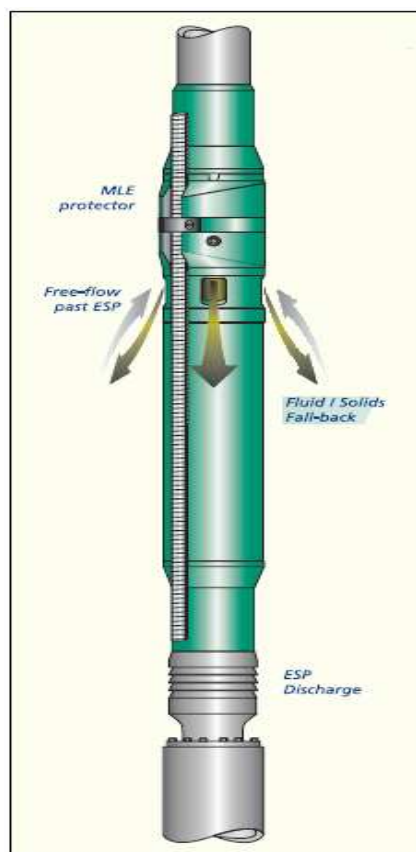


Figura 2.13. Válvula ADV
Fuente: Pumptools Company

Cuando se reinicia el equipo de fondo, BES, la válvula ADV cambia su función automáticamente, esta vez permite el paso de los fluidos de la bomba al tubing, y cierra la comunicación tubing – casing.

La válvula ADV protege al equipo de fondo, evitando que los sólidos retornen a la bomba, descargándolos hacia el anular, luego de un shut down.^[13]

Tomando en cuenta que la falla más común en un equipo electro sumergible, que opera en un pozo con problemas de producción de arena, se da justamente cuando la energía eléctrica se interrumpe y el equipo se apaga, y al reiniciarlo, los sólidos (arena) han descendido desde la tubería de producción y se han alojado en la primeras etapas de la bomba, es clara su aplicabilidad, evitando que se produzca un taponamiento de la BES.

[13] www.pumptools.co.uk

2.3.5. NUEVAS TECNOLOGÍAS

2.3.5.1. Sistema de Geodireccionamiento

2.3.5.1.1. Introducción

Siguiendo el procedimiento convencional, luego de perforar un determinado intervalo se corren registros eléctricos, y esto involucra algunos factores a considerar, principalmente: el ángulo de desviación del pozo, el tiempo necesario para hacer una corrida de registros eléctricos y los gastos que este procedimiento involucran. Con el sistema de geodireccionamiento es posible tomar registros en tiempo real durante la perforación de pozos direccionales y horizontales, esto es posible con la implementación de herramientas como el LWD (logging while drilling) que es capaz de registrar parámetros de la formación, al igual que los registros eléctricos convencionales. Con la ayuda de esta herramienta se puede perforar continuamente sin la necesidad de sacar la sarta de perforación del fondo para tomar registros eléctricos, disminuyendo el tiempo de operación.

El servicio de geodireccionamiento, genera imágenes direccionales profundas durante la perforación, y provee de información necesaria para ubicar eficientemente la zona de interés y poder colocar la mayor parte de la completación en esa zona, a pesar de que la zona en la que se está navegando sea delgada, inclinada, arqueada o tenga una pobre cobertura sísmica. Las mediciones que pueden tomarse en tiempo real son: rayos gamma, resistividad, temperatura, y permite determinar la distancia hacia los límites de la capa.

2.3.5.1.2. Funcionamiento de la herramienta

Direccional y profunda

La caracterización sólida y precisa de los límites es posible gracias a las nuevas técnicas de medición direccional, diseñadas para ser altamente sensibles a los bordes de las capas. Las imágenes tomadas en un radio de 360° y las

mediciones profundas permiten un óptimo direccionamiento evitando posibles condiciones adversas.

Iluminando el yacimiento

Dado que el servicio de geodireccionamiento provee constantemente y en tiempo real imágenes profundas de los bordes alrededor del pozo, la incertidumbre asociada a las estructuras y las propiedades de las formaciones se reducen significativamente (posibles formaciones productoras de arena).

Esto se traduce en modelos de yacimiento más acertados, mejor estimación de reservas y mejor planeación para la perforación de futuros pozos.^[14]

Aplicaciones:

- Maximización de la producción.
- Mejor ubicación de los pozos respecto a los bordes del yacimiento.
- Detección y evasión de zonas de agua.
- Refinación de los modelos del yacimiento.

2.3.5.2. Disparos Orientados

Los disparos orientados son una nueva tecnología que permite optimizar la productividad del pozo, minimizar la producción de arena y reducir los costos totales de terminación de un pozo en ambientes difíciles, rocas poco consolidadas. La producción de arena genera problemas tan serios, que un pozo puede perderse por esta causa, y además la pérdida de la inversión realizada.

Si no se controla la producción de arena erosiona el equipo de fondo del pozo, tapona el mismo y finalmente obstruye el flujo de fluidos.

Mediante la recopilación de datos relacionados con la composición de la formación, el plano de estratificación y la orientación de los esfuerzos, ya sea mediante la toma de registros durante la perforación o con herramientas de adquisición operadas con cable. Se acumula un conjunto de datos y con el análisis de núcleos y el desempeño de los pozos vecinos, se puede establecer el potencial de producción de arena de un yacimiento.

[14] OPTIMIZACIÓN DEL RECOBRO DE PETRÓLEO EN YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRÁULICO ACTIVO DE FONDO MEDIANTE PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES UTILIZANDO LA HERRAMIENTA DE GEODIRECCIONAMIENTO Y COMPLETANDO CON MALLAS PARA EL CONTROL DE ARENA, Marco Muñoz, 2007

En yacimientos que presentan perfiles de esfuerzos anisotrópicos, y probabilidades de producción de arena, la integración de modelado de análisis de esfuerzos, técnicas de bajada de herramientas, nuevas herramientas de disparos y cargas, y la evaluación posterior a la detonación, permite la optimización de la terminación de los pozos en general, mejorando la productividad.

2.3.5.2.1. Perforaciones Orientadas

En pozos que producen de yacimientos de areniscas débiles que requieren que los disparos se ejecuten cerca de la dirección del esfuerzo máximo para minimizar la excesiva producción de arena. El equipo de control de flujo de fondo de pozo, incluyendo los estranguladores, los empacadores son utilizados para controlar los regímenes de producción a lo largo de la terminación del pozo.

Para minimizar la producción de arena se combinan dos tecnologías, una que permita disparar simultáneamente los objetivos a lo largo del tramo horizontal y otra que proporcione una penetración estrecha, ultra profunda, optimizando la estabilidad de los túneles de los disparos y maximizando la comunicación del yacimiento más allá de cualquier daño de formación en la región vecina al pozo.

La utilización de cargas revestidas con acero elimina la precipitación de subproductos de cinc y el daño de la formación asociado en la región vecina al pozo. Los disparos orientados con precisión combinada con un diseño de cargas dan como resultado disparos profundos, correctamente orientados y con un escaso volumen de detritos, eliminando la necesidad de efectuar posteriores tratamientos de reparación y estimulación. Además se limita la producción de arena y se mejora el desempeño del pozo.

Esta nueva técnica ha desarrollado un sistema avanzado de disparos bajado con la tubería de producción capaz de orientar los disparos en una forma precisa, independiente de la tortuosidad, en pozos de gran inclinación.

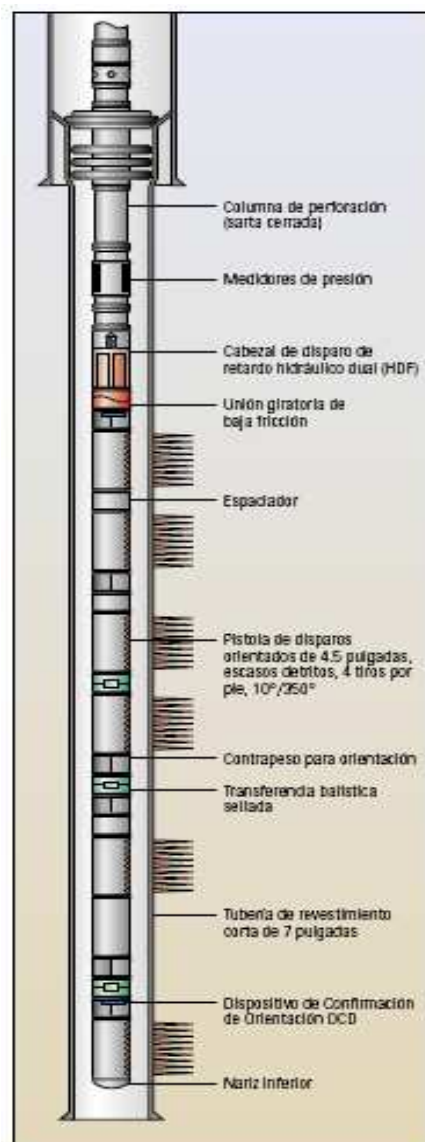


Figura 2.14. Sarta de Pistolas para disparos orientados.
Fuente: Schlumberger Oilfield Review.

En yacimientos geológicamente complejos que corresponden a areniscas débiles con permeabilidades que oscilan entre 300 y 3000 mD y una resistencia a la compresión que fluctúa entre 725 y 2900 psi; los estudios sobre mecánica de roca establecen que es posible mantener suficiente resistencia de los túneles dejados por los disparos (túneles de los disparos) con una desviación máxima de 25° respecto al plano horizontal o respecto del esfuerzo horizontal, sabiendo que ésta desviación, es la máxima admisible antes de inducir a la producción de arena en la formación.

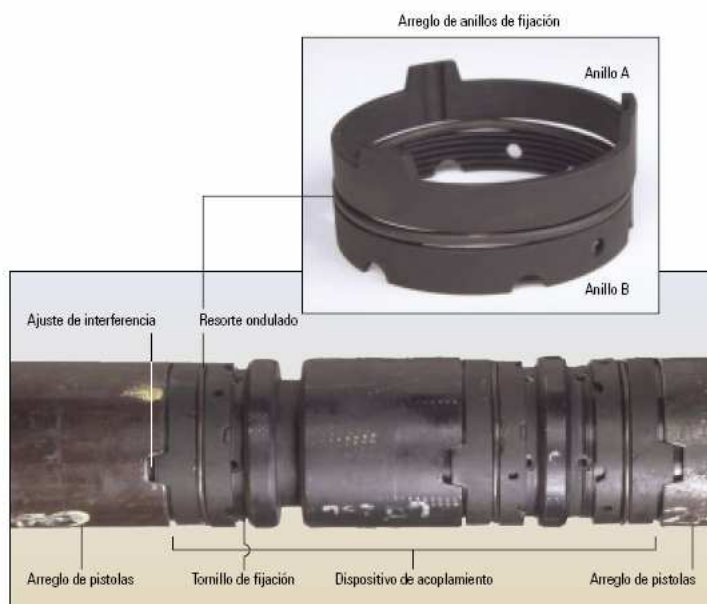


Figura 2.15. Ensamblaje de la sarta de pistolas
Fuente: Schlumberger Oilfield Review.

La utilización de adaptadores de alineación y fijación especiales asegura un incremento mínimo del error de alineación dentro de las secciones de la sarta de las pistolas. Cada tubo de pistola se conecta al siguiente anillo de fijación. El error de alineación promedio se reduce a 0.167° por arreglo de pistolas.

El sistema es capaz de manipular grandes cargas. Se trata de un sistema de orientación automática que requiere espaciadores contrapesados de acuerdo al grado de desviación de los pozos. El diseño de las cargas provee túneles de diámetro reducido e impide el exceso de detritos y la precipitación química posterior a los disparos, evitando la generación de túneles de disparos sucios en el lado bajo del pozo.

La implementación de tecnologías desarrolladas para encarar los problemas relacionados con el daño de formación, la profundidad de penetración de las cargas, la química de las cargas, los detritos de la detonación y el entorno de los disparos minimiza la producción de arena y permite aumentar la producción de hidrocarburos.^[15]

[15] DISPAROS SOBRE EL OBJETIVO, Oilfield Review, Schlumberger, Verano 2004, Volumen 15, Número 1.

2.3.5.3. Bombas para manejo de arena

Se ha diseñado un nuevo tipo de bomba electro sumergible, construidas por medio de software especializado y mediante la simulación de la dinámica de los fluidos dentro del pozo.

Adicionalmente este tipo de bombas tienen mayor capacidad de levantamiento, tiene una mayor abertura entre el rodete y el difusor de las etapas. Como resultado de ello se reduce la posibilidad de que la bomba se tapone cuando el equipo levanta fluidos con alto contenido de escala o arena.

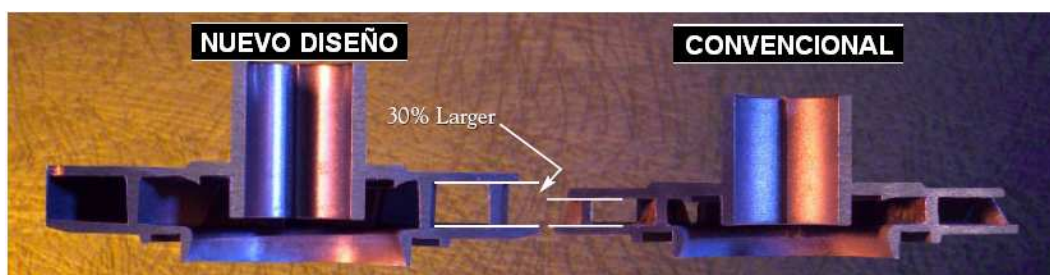


Figura 2.16. Diseño Difusor Bomba Centurión
Fuente: Baker Hughes Centrilift

Este tipo de bomba tiene mayor capacidad de levantamiento por cada etapa, y por esta razón puede levantar la misma cantidad de fluido que una bomba convencional más grande. Esto se traduce en menos problemas en el traslado, menor número de conexiones reduciendo el tiempo de instalación y ampliando la vida útil del equipo.

En este tipo de bombas fue implementado un buje de carburo de tungsteno entre las etapas que disminuye la abrasión producida por los sólidos.

Se han fabricado varios tipos de bombas para manejo de arena:

- SND (Stabilized Normal Duty): Para pozos donde se tiene condiciones de abrasión medianas.
- SHD (Stabilized Severe Duty): Para pozos con condiciones de abrasión moderada y esfuerzo radiales.

- SSD (Stabilized Severe Duty): Para pozos con condiciones de abrasión alta y alta ratas de fluido.
- SXD (Stabilized Extreme Duty): Para pozos con extremas condiciones de abrasión y altas ratas de fluido.^[16]

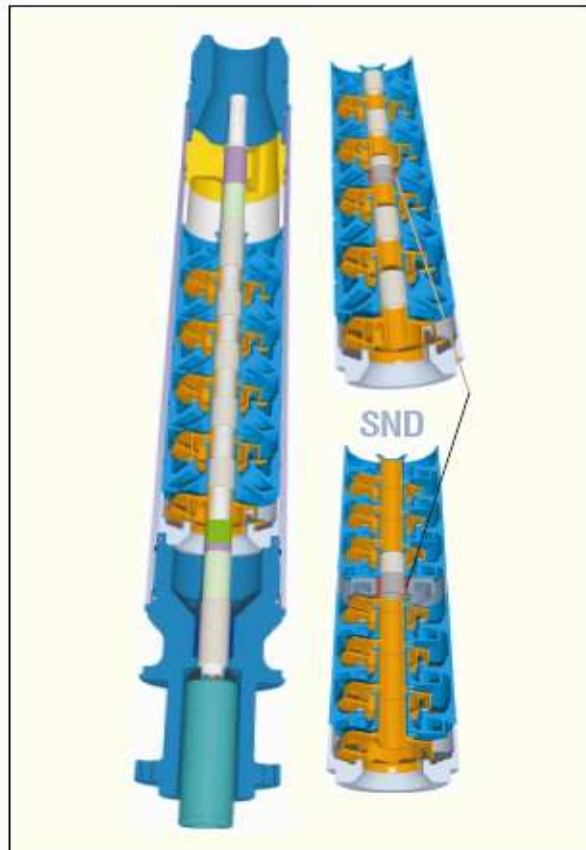


Figura 2.17. Bomba Centurión SND
Fuente: Baker Hughes Centrilift

[16] www.bakerhughesdirect.com

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS TÉCNICAS IMPLEMENTADAS PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

3.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se analizará y evaluará las técnicas de control de la producción de arena que han sido implementadas en el campo Fanny -18B. En este campo se ha implementado desde 1994 hasta la actualidad varios sistemas de control de la producción de arena en diferentes pozos, por esta razón el presente capítulo tendrá la siguiente secuencia:

- Análisis de los pozos completados con Gravel Pack.
- Análisis de los pozos completados con mallas de arena o sand screens.
- Análisis de los pozos con Frac Pack.
- Análisis de los pozos con mallas Premium.

Como se puede observar se desarrollará el análisis según la técnica o sistema de control de arena con que se haya completado los pozos con alto índice de producción de arena.

Finalmente se analizarán los pozos en los cuales fue sacado el sistema de control de la producción de arena en el año 2005, y además los pozos en los cuales se implementó herramientas de fondo, como la válvula ADV y el separador de arena de fondo con el objeto de operar estos pozos mediante la técnica de producción libre de arena.

El análisis de cada pozo en estudio presentará una introducción, y, el análisis y evaluación de la técnica empleada en cada caso. Los gráficos se han desarrollado a partir del historial de pruebas de producción y el historial de controles de producción de arena, este último desarrollado a partir de muestras cuantificadas a través del método gravimétrico (descrito en el Capítulo 2) y expresadas en PTB (Pounds per Thousand Barrels, 1PTB = 1 lb/ 1000bls).

El análisis se enfocará en evaluar la afectación del índice de productividad (ecuación 3.1) producida por la restricción al flujo que producen los sistemas de control de la producción de arena, y consecuentemente la disminución de la producción de petróleo.

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_{wf}} \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde:

Q: rata de producción del pozo (BFPD)

P_R : presión de reservorio (psi)

P_{wf} : presión de fondo fluyente (psi)

El índice de productividad se define como la cantidad adicional de fluido que un pozo puede producir por cada libra (psi) de caída de presión (draw down) obtenida en la formación. En otras palabras, si un pozo tiene un PI igual a 1, por cada libra de presión (1 psi) que alivie en la cara de la formación, el pozo producirá un barril adicional de fluido.

Por otro lado determinar la disminución de la producción de arena y con ello el aumento de la vida útil de los equipos de fondo.

Lamentablemente no se hicieron pruebas de presión antes y después de la instalación de un sistema de control de la producción de arena, y por ello no se tienen datos exactos del índice de productividad por esta razón se lo ha debido calcular a partir de las pruebas de producción, obteniendo valores que si bien no

son exactos, son muy útiles, permitiendo establecer su tendencia y de esta manera analizar su variación después de la instalación de un sistema de control.

3.2. POZOS COMPLETADOS CON GRAVEL PACK

A continuación se presenta el análisis de los pozos Fanny 3 y Fanny-18B 57 los cuales son parte de los pozos que han sido completados con gravel pack como sistema de control de la producción de arena, los pozos Fanny-18B 11, Fanny-18B 13, Fanny-18B 21, Fanny-18B 53 ST-1, Fanny-18B 67 y Fanny-18B 75 han sido analizados con el mismo criterio de análisis de los pozos Fanny 3 y Fanny-18B 57.

Un ejemplo de completación con gravel pack se puede observar en el anexo 3.1.

3.2.1. POZO FANNY 3

Fanny-3 es un pozo vertical, su perforación finalizó el 15 de septiembre de 1974, produce de la arena M-1 del intervalo comprendido entre 7,710 a 7,730 pies. El 8 de julio de 1994 se cambió el sistema de levantamiento de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electro sumergible, y se lo implementó con el sistema de control de producción de arena, Gravel Pack. Actualmente se encuentra operando con una BES GC 4100 de 117 etapas y un motor de 304 HP.

La producción de petróleo, y agua al 3 de septiembre del 2007 fueron 264 BOPD y 2,138 BWPD respectivamente. El último control de sólidos se hizo el 6 de octubre del 2007, se reportó arena más óxido en una concentración de 3.22 PTB. El crudo producido tiene una gravedad promedio de 22.3°API.

En la figura 3.1 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente y BSW desde el 8 de febrero de 1999 hasta el 7 de agosto del 2007.

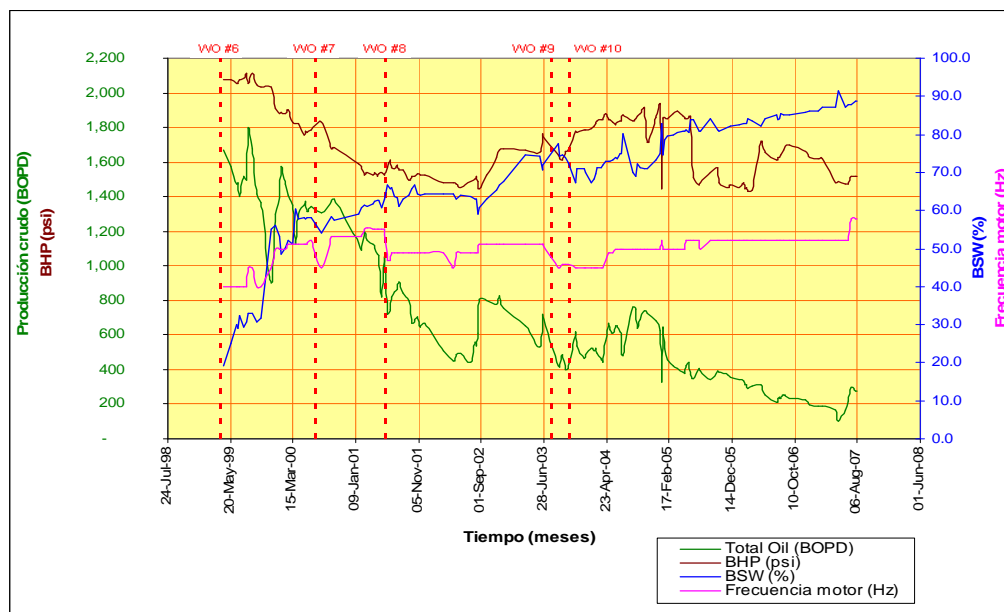


Figura 3.1. Historial de Producción de petróleo, Fanny-3
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.2 se observa la curva de producción de arena desde el 9 de febrero del 2003 al 28 de junio del 2007, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

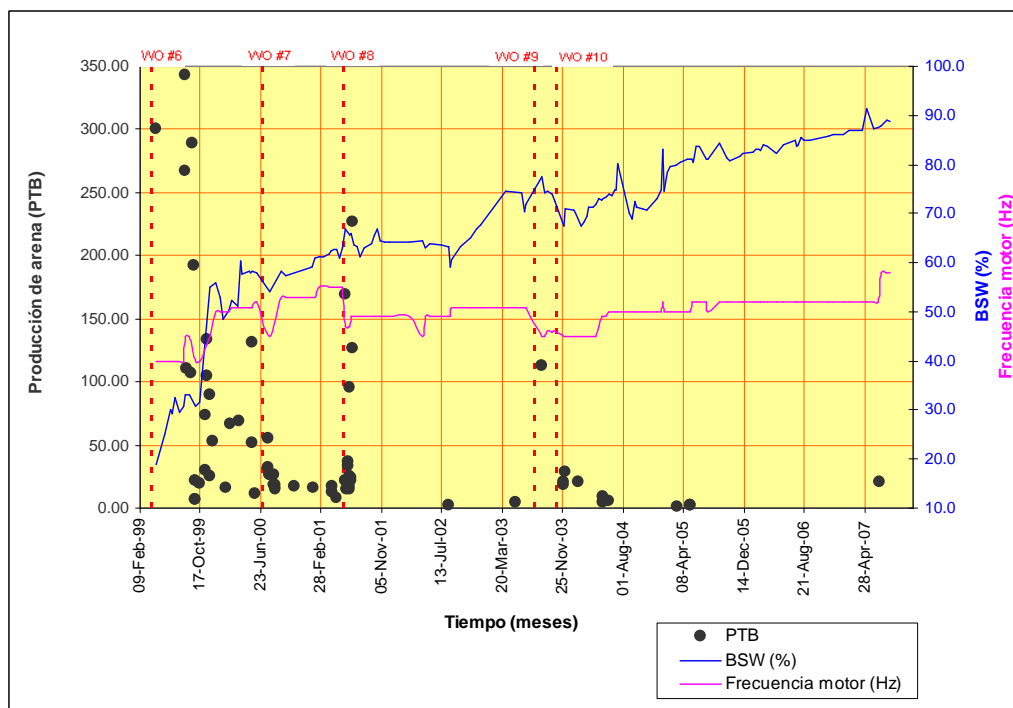


Figura 3.2. Historial de Producción de arena, Fanny-3
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.2.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny 3

- El único Build Up fue tomado el 15 de julio de 1999. Los datos obtenidos de esta prueba de presión se muestran en la tabla 3.1.

TABLA 3.1

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	%API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
3-Oct-93	TAB	1,457	654	30.98	22.3	3,049	-	-	-
12-Sep-94	TAB	1,457	654	30.98	22.3	3,034	-	-	-
25-Oct-95	TAB	1,457	654	30.98	22.3	2,986	-	-	-
15-Jul-99	BUP	1,457	654	30.98	22.3	2,389	2,185	-3.9	10.4
31-Dec-04	TAB	-	-	-	-	2,061	-	-	-
26-Nov-05	ECHO	342	1,604	82.43	22.4	-	1,726	-	-
20-Feb-07	ECHO	189	1,164	86.03	20.9	2,061	1,707	-	3.8
24-Jun-07	ECHO	169	1,151	87	22.3	-	1,586	-	-

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- El sistema de control de la producción de arena, en este caso un gravel pack fue realizado en el pozo en julio de 1994, por lo que no es posible hacer una comparación del índice de productividad, producción de arena y crudo antes y después de la instalación del gravel pack, debido a que tan solo se dispone de datos de producción, pruebas de presión y controles de producción de arena a partir del 8 de febrero de 1999.
- El dato de índice de productividad de la prueba de presión realizada en julio de 1999 fue 10.4, similar al calculado a partir de la pruebas de producción (valor promedio entre abril 1999 a junio 2000) que arrojó un valor de 10.97. Ver tabla 3.2 (anexos).
- Analizando la curva de producción de arena se observa que la producción de arena tiende a subir inmediatamente después de un trabajo de reacondicionamiento hasta picos sobre los 100 PTB. Ver tabla 3.3 (anexos).
- Se puede concluir que el sistema de control de producción de arena ha tenido una eficacia baja, por una posible falla del gravel pack, debido a que las bombas electro sumergibles que han operado dentro de este pozo han tenido

un período de operación bajo a regular como consecuencia de la elevada producción de arena, lo que se detalla a continuación:

1. BES GN 4000/137 etapas, 441 días de operación (abril 1999 - junio 2000).
 2. BES GN 4000/144 etapas, 302 días de operación (julio 2000 - mayo 2001).
 3. BES GN 4000/144 etapas, 585 días de operación (julio 2001 - agosto 2003).
 4. BES GC 4100/117 etapas, 56 días de operación (agosto 2003 - sep. 2003).
 5. BES GC 4100/117 etapas, (Nov. 2003) con más de 1,400 días actualmente en operación.
- La bomba número cuatro es una excepción, que falló en apenas 56 días, el reporte dice que se produjo un excesivo desgaste de la bomba por la producción de arena, lo que se puede explicar ya que ésta era la primera bomba Centrilift que operaba en el pozo y posiblemente no se tomaron todas las provisiones necesarias puesto que el pozo Fanny 3 produce considerables cantidades de arena.
 - El índice de productividad actualmente tiene un promedio de 6.77 (julio - septiembre 2007). Calculado con un valor de presión de reservorio igual a 2,080 psi. La BSW actual es 89% (septiembre 2007), que tiene una tendencia creciente estable desde noviembre de 1999 (55%). La producción actual de crudo se ubica en 264 bpd (septiembre 2007).
 - Se ha establecido que el equipo de fondo, BES, se encuentra perdiendo eficiencia, debido a la gran cantidad de arena que se encuentra manejando y por las condiciones de operación que mantuvo desde junio del 2000 (52 Hz). En junio del 2007 se llegó a un punto crítico con 1,784 BFPD con una frecuencia de operación de 52 Hz. Razón por la cual se decide incrementar la frecuencia a 58 Hz en julio del 2007 incrementando la producción a 2,460 BFPD, manteniéndose estable esta producción durante los últimos meses de operación.

- En futuros trabajos de reacondicionamiento se recomienda modificar el intervalo productivo si el corte de agua supera el 95% sacar el gravel pack y utilizar un conjunto SandCat más válvula ADV para controlar la producción de arena y proteger el equipo de fondo. Tomando en cuenta que este tipo de trabajo tiene un riesgo de un 40%, ya que dos de cinco trabajos similares realizados anteriormente han fracasado, el sistema de control se atascó en el fondo y se perdió el pozo.
- Las reservas remanentes a diciembre del 2007 son: 646,670 bls.
- Para posibles completaciones se recomienda bajar una bomba P-22 o una P-37 que son diseñadas para trabajar bajo condiciones de producción de arena.

3.2.2. POZO FANNY-18B-57

Fanny-18B-57 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 5 de abril del 2001, produce de la arena M-1, está cañoneado en el intervalo de 9,745 a 9,780 pies en MD. En agosto del 2003 se hace un Gravel Pack como sistema de control de producción de arena. Desde agosto del 2003 se encuentra operando con una BES GC-4100 de 136 etapas y un motor de 380 HP.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 2 septiembre del 2007 fueron 206 BOPD y 4,006 BWPD respectivamente. El último control de sólidos que tuvo arena fue realizado el 28 de junio del 2005 con un valor de 1.01 PTB, se han realizado controles de sólidos hasta el 3 de octubre del 2007, pero no se ha encontrado arena, pero si óxido. El crudo producido tiene una gravedad promedio de 21.4°API.

En la figura 3.3 se observa la curva de producción de petróleo y BSW desde el 16 de mayo del 2001, presión de fondo fluyente y frecuencia del motor desde el 21 de junio del 2001 hasta el 18 de agosto del 2007.

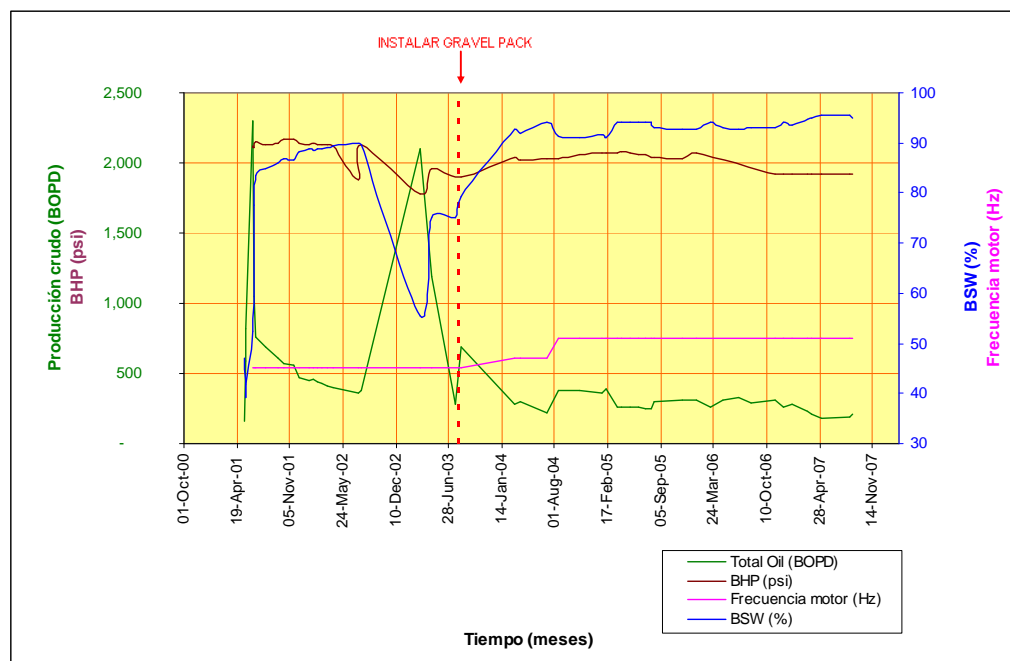


Figura 3.3. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-57
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.4 se observa la curva de producción de arena desde el 23 de marzo del 2003 al 28 de junio del 2005, BSW y frecuencia del motor.

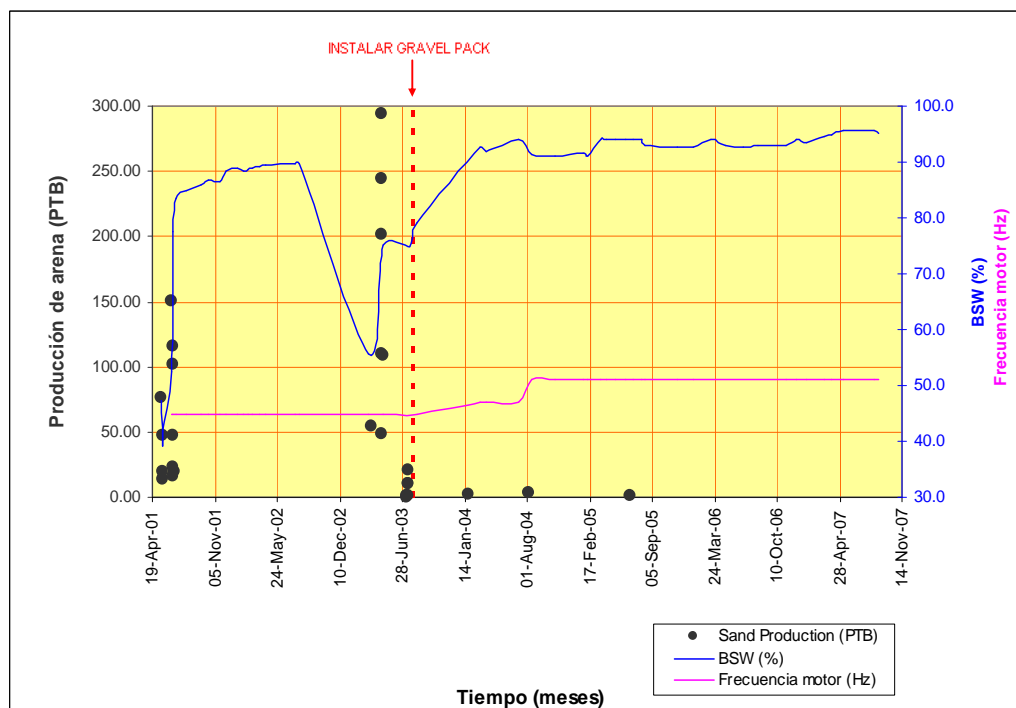


Figura 3.4. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-57
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.2.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny 18B-57

- El pozo Fanny 18B-57 fue completado con un sistema de control de producción de arena en julio del 2003.
- Se dispone de los datos de tres pruebas de restauración de presión (mayo 2001, septiembre 2002, julio 2003) lamentablemente no se han tomado pruebas de presión más recientes, que permitan obtener datos exactos de presión de reservorio. Ver tabla 3.4.

TABLA 3.4

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	°API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
23-May-01	BUP	824	674	45.00	22.3	2,484	2,350	11.7	11.3
23-Jul-03	BUP	274	848	76.00	22.3	2,443	2,283	27.3	7.2
31-Dec-04	TAB	-	-	-	-	2,240	-	-	-
20-Aug-06	ECHO	329	4,124	92.6	22.4	2,240	2,000	-	18.6
9-Jun-07	ECHO	184	3,990	95.6	21.6	2,240	1,984	-	16.3

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- El índice de productividad antes de la instalación del gravel pack era 11.3 (build up tomado en mayo del 2001), y después se reduce en un 36% hasta 7.2 (build up tomado en julio del 2003).
- Los índices de productividad calculados a partir de las pruebas de producción desde marzo del 2004 hasta la actualidad varían entre 10 y 60 lo que hace suponer que existe una falla en el sensor del equipo de fondo (posible descalibración), o que los datos disponibles de presión de reservorio no son los correctos, ver tabla 3.5 (anexos).
- Luego de la instalación del gravel pack la producción total del fluido se mantiene estabilizada en 4,200 bpd aproximadamente, pero la producción de crudo disminuye paulatinamente desde 380 bpd (14 de agosto del 2004), hasta 206 bpd (2 de septiembre del 2007), debido al incremento del corte de agua desde 93.1% hasta 95.1%.
- La producción de arena disminuyó drásticamente luego de la instalación del sistema de control, registrando valores superiores a 200 PTB (abril del 2003), y

luego de la instalación con valores no menores de 10.37 PTB, ver tabla 3.6 (anexos).

- La disminución de la producción de arena se ve reflejada en la vida útil de los equipos de fondo, pues antes de la instalación del control, fallaron dos BES GC 6100 por problemas relacionados con la excesiva producción de arena con apenas 10 y 35 días de operación respectivamente; y luego de la instalación ninguna bomba ha sido cambiada por fallas relacionadas con la producción de arena.
- Las reservas remanentes de este pozo se ubican en: 428,190 bls.
- Debido al elevado corte de agua de este pozo es recomendable analizar la posibilidad de modificar el intervalo productivo, con el objetivo de aislar la zona de agua, lo que significaría sacar el sistema de control de la producción de arena, gravel pack, lo cual implica un riesgo del 40%, ya que de cinco trabajos realizados de este tipo, dos dieron resultados negativos (Fanny-18B 50 y Fanny-18B 67).

3.3. POZOS COMPLETADOS CON MALLAS DE ARENA

A continuación se analizará cada uno de los pozos que operan u operaban con mallas de arena como sistema de control de la producción de arena.

Un ejemplo de completación con mallas de arena se puede observar en el anexo 3.2

3.3.1. POZO FANNY-18B-49

Fanny-18B-49 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 28 de enero del 2001, produce de la arena M-1 en el intervalo de 7,872 a 7,891 pies en MD. En agosto del 2002 se instalaron mallas de arena, como sistema de control de producción de arena. Desde enero del 2006 se encuentra operando con una bomba BES P-31 de 152 etapas y un motor de 380 HP.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 1 septiembre del 2007 fueron 180 BOPD y 2,220 BHPD respectivamente.

El último dato de producción de arena es 2.87 PTB, se lo obtuvo el 25 de junio del 2006, en el último análisis realizado el 6 de octubre del 2007 se encontró muy poca cantidad de arena y óxido en una concentración de 2.33 PTB. El crudo producido tiene una gravedad promedio de 21.2°API.

En la figura 3.5 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente, frecuencia del motor y BSW desde el 21 de febrero del 2001 hasta el 1 de agosto del 2007.

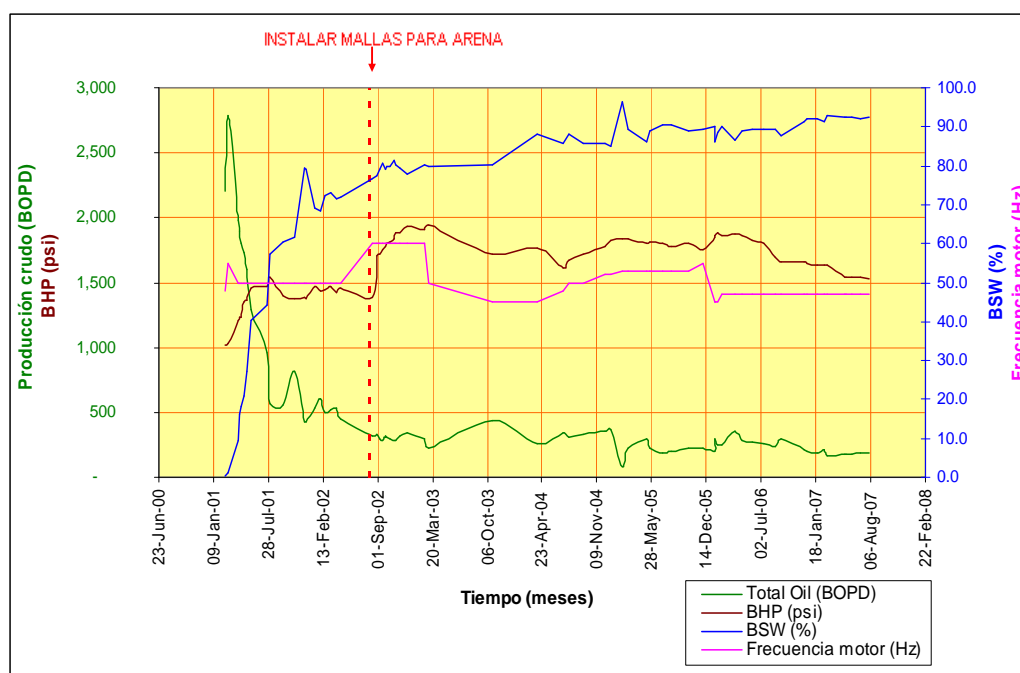


Figura 3.5. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-49
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.6 se observa la curva de producción de arena desde el 23 de octubre del 2003 al 25 de junio del 2006, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

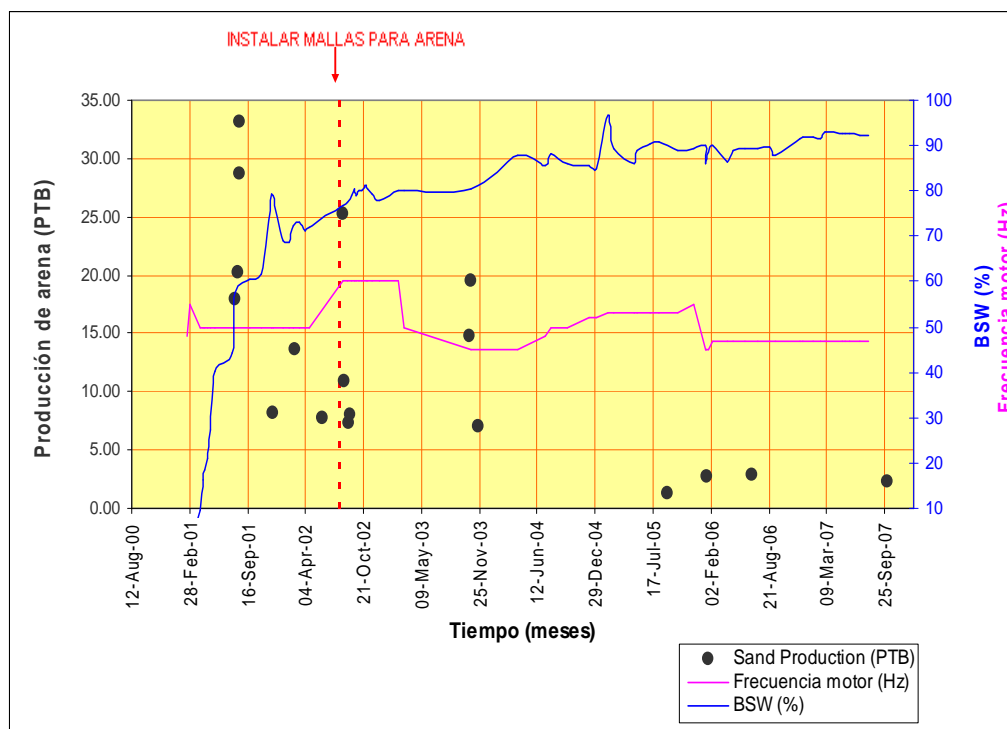


Figura 3.6. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-49
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.3.1.1 Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-49

- Lamentablemente en este pozo no se ha tomado pruebas de presión, tan solo se tiene una prueba de presión estática tomada en enero del 2006, ver tabla 3.7, por lo que para establecer el comportamiento de la presión de reservorio durante el tiempo de vida del pozo se ha correlacionado con los valores de presión del pozo Fanny 18B-50 del cual se posee más información. Por esta razón los valores de IP calculados son referenciales y susceptibles de errores.

TABLA 3.7

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	°API	Pr (psi)	Pwf (psi)
5-Nov-05	ECHO	250	1,962	88.70	21.0	-	1,865
2-Jan-06	PWS	250	1,962	88.70	21.0	1,969	-
29-Jul-06	ECHO	262	2,167	89.21	21.3	1,829	1,697
6-Jul-07	ECHO	188	2,216	92.18	21.2	1,829	1,612

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- Luego de la instalación de las mallas como control de la producción de arena el IP calculado a partir de las pruebas de producción aumenta, desde 3.97 (valor promedio, abril 2001 – abril 2002) a 4.7 (agosto – octubre del 2002), esto está relacionado con el aumento del caudal del fluido producido.
- En octubre del 2002 la presión de fondo aumenta en 50 psi aproximadamente, esto se debe al aumento del corte de agua de 77% a 80.5%, y por esta razón el IP también tiende a elevarse hasta valores de 10 aproximadamente (febrero - marzo 2003).
- Luego de tres trabajos de reacondicionamiento se hace un cambio de BES, se saca una bomba GC 2900 y se baja una P 31, el IP aumenta notoriamente de un valor promedio de 8.8 (entre mayo y diciembre del 2005) hasta 18 (enero – mayo del 2006), esto se ve reflejado en el aumento de producción de petróleo desde 2,050 bpd hasta 2,550 bpd.
- Una segunda caída de presión de fondo se experimenta en marzo del 2007, disminuyendo en aproximadamente 100 psi, produciéndose una reducción de producción de crudo desde 217 bpd hasta 180 bpd (valor promedio mayo – agosto 2007), ver tabla 3.8 (anexos).
- La eficiencia del control de arena ha sido buena o muy buena, ya que ninguna de las bombas que se ha sacado del pozo han fallado por problemas relacionados con la producción de arena, y con tiempos de vida útil aceptables, como se observa a continuación:
 1. BES GN 5200, 463 días de operación (febrero 2001 – junio 2002).
 2. BES GC 1150, 376 días de operación (agosto 2002 – sep. 2003).
 3. BES GC 2900, 791 días de operación (octubre 2003 – dic. 2005).
 4. BES Centurión P 31, instalada en enero del 2006 con más de 600 días de operación actualmente.
- Se debe mencionar también que antes de la instalación del control, la bomba que operaba anteriormente no fue sacada con fallas relacionadas a la producción de arena, esta bomba fue una BES GN 5200, que consta en el párrafo anterior en el número uno.

- Es notorio que el índice de productividad tiende a elevarse luego de salir de un reacondicionamiento, esto se explica fácilmente puesto que la presión de reservorio se recupera y como consecuencia de ello, la presión de fondo se incrementa.
- En cuanto a la producción de arena, se observa que se reduce considerablemente luego de la instalación del control, pues los valores de arena antes de la instalación del control fluctuaban entre 7.3 y 33.18 PTB, con la mayoría de los controles sobre los 10 PTB, y luego de la instalación del control, la gran parte de los controles reportan menos de 7 PTB, ver tabla 3.9 (anexos).
- Las reservas remanentes en la actualidad se ubican en: 329,930 barriles. El corte de agua actual es 92.5% y se produce del intervalo: 7,872' - 7,891' MD.
- Es recomendable para futuros trabajos de reacondicionamiento aislar la zona de agua, con el objetivo de incrementar la recuperación de crudo, lo que significaría sacar las mallas de arena del pozo, procedimiento que conlleva un riesgo mínimo pues los trabajos de este tipo han dado resultados positivos, tales como en los pozos Fanny-18B 58 y Fanny-18B 63, para llevar a cabo esta operación se requiere de una adecuada planeación conjuntamente con las compañías de servicios del procedimiento a seguir.

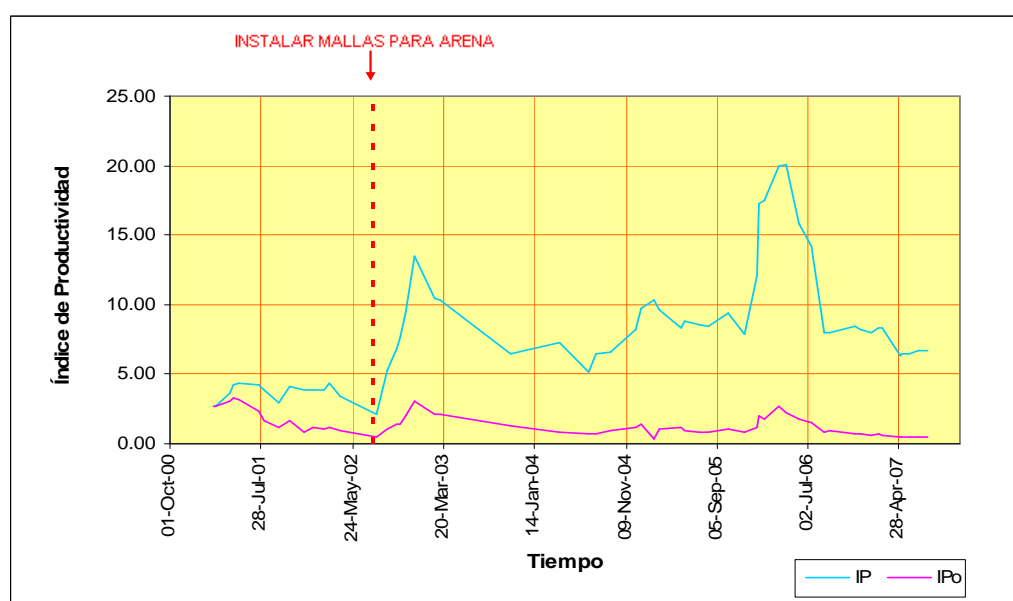


Figura 3.7. Índice de Productividad, Fanny-18B-49
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.7 se observa la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

3.3.2. POZO FANNY-18B-60

Fanny-18B-60 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 25 de julio del 2001, produce de la arena M-1 y está cañoneado en el intervalo de 7,972 a 7,986 pies en MD. En mayo del 2002 se completa con mallas de arena como sistema de control, en agosto del 2003 se sacan las mallas y se hace un Gravel Pack. Desde agosto del 2006 se encuentra operando con una bomba Centrilift P-22 de 252 etapas y un motor de 228 HP.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 6 septiembre del 2007 fueron 353 BOPD y 1,117 BWPD. El último control de sólidos que tuvo arena fue realizado el 11 de febrero del 2006 con un valor de 0.32 PTB, se han realizado controles de sólidos hasta el 1 de octubre del 2006, se ha encontrado solamente óxidos. El crudo actualmente producido tiene una gravedad promedio de 24.2°API.

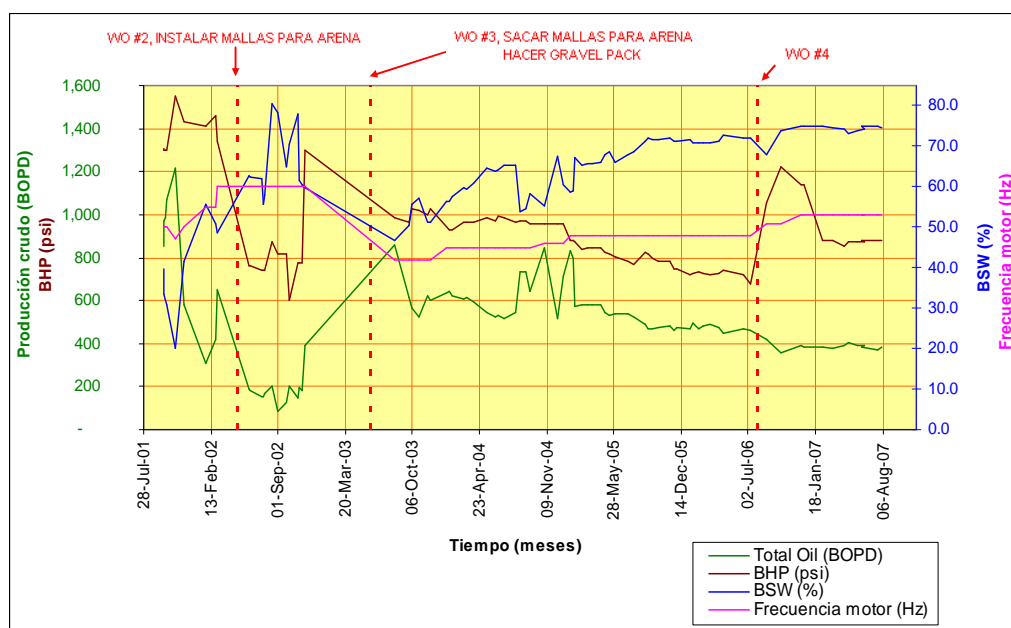


Figura 3.8. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-60
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.8 se observa la curva de producción de petróleo, BSW, presión de fondo fluente y frecuencia del motor desde el 25 de septiembre del 2001, hasta el 2 de agosto del 2007.

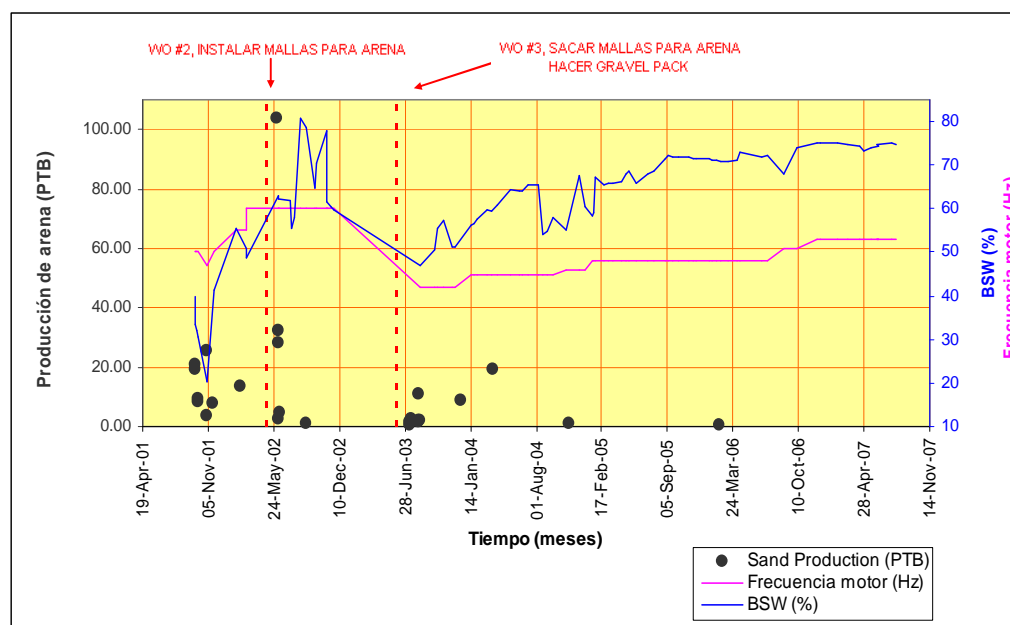


Figura 3.9. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-60
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.9 se observa la curva de producción de arena desde el 12 de julio del 2003 al 11 de febrero del 2006, y las curvas BSW y frecuencia de operación del motor.

3.3.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-60

- Se disponen de dos pruebas de presión tomadas, una en octubre del 2001, y la otra en julio del 2003, los datos que arrojaron estas pruebas se las puede observar en la tabla 3.10.

TABLA 3.10

Fecha	Prueba	BSW (%)	°API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)	EF
4-Oct-01	BUP	30.7	22.9	1,790	1,473	2.7	4.9	0.748
31-Dec-01	TAB	41.4	23.7	1,790	-	-	-	-
23-Jul-03	BUP	50.4	23.7	2,040	1,544	11.0	1.5	0.421
20-Jul-06	PWS	72.05	22.3	1,762	-	-	-	-

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- El intervalo productivo es: 7972´ a 7986´ MD.
- El pozo inicialmente produjo sin control de arena, teniendo un índice de productividad promedio de 4.4 y producciones de arena que fluctuaban entre 9 y 120 PTB, valores tomados entre septiembre del 2001 y marzo del 2003, ver tabla 3.11 (anexos). Por la excesiva producción de arena se producen daños en el equipo de fondo (rotura del intake), lo que obliga a la instalación de un sistema de control de la producción de arena.
- En mayo del 2002 se hace el segundo trabajo de reacondicionamiento, y se baja mallas para control de arena, esto produjo una severa reducción del índice de productividad en un 87%, de igual forma redujo la producción diaria de crudo de 649 bpd (3 de marzo del 2002) a 191 bpd (8 de junio del 2002) a pesar de que el equipo operaba con una frecuencia de 60 Hz, la presión de fondo cae desde 1500 psi a 930 psi (valores promedios). Por otro lado no se logra controlar la producción de arena, pues se tiene valores altos, por ejemplo: de 104 PTB (4 de junio del 2002) y 32 PTB el (7 de junio del 2002), lo que se corrobora con la información del historial de trabajos de reacondicionamiento, la BES GN 1750 que operó durante este lapso de tiempo salió taponada con arena.
- Se puede concluir que las mallas de arena tuvieron una efectividad muy baja, pues no lograron controlar la producción de sólidos, y además causaron grandes pérdidas de producción, por la reducción del índice de productividad.
- En junio del 2003 se pone en operación nuevamente al pozo, se cambia el sistema de control de producción de arena, se saca las mallas para arena y se hace un gravel pack, el índice de productividad incrementa de 0.51 valor promedio (junio 2002 a noviembre 2002) a 1.71 valor promedio (agosto 2003 a julio 2006) y se mantiene relativamente constante durante todo este período, la producción de crudo aumenta desde 179 a 858 bpd, Por otra parte al poner nuevamente en operación el pozo en junio del 2003 ya se notan los efectos del programa de mantenimiento de presión (aumento de la presión de reservorio) ver tabla 3.12 (anexos).
- Con el índice de productividad estabilizado, la producción de fluido también se estabiliza durante todo este período (agosto 2003 – julio 2006) en 1,600 bpd

aproximadamente, y la producción de crudo desciende desde 858 hasta 464 bpd, debido al incremento del corte de agua desde 46.8% hasta 72.1%.

- En agosto del 2006 se cambia el equipo de fondo por presentarse fallas debido a la corrosión, se completa con una BES P-22, la producción de fluido permanece estable con relación al período anterior, pero la producción de crudo se ha reducido desde 419 hasta 381 bpd, a causa del aumento del BSW desde 67.8 a 74.7%, valores del 25 de agosto del 2006 y 2 de agosto del 2007 respectivamente.
- Las reservas remanentes en agosto del 2007 se han calculado en: 824,910 barriles.
- Es recomendable continuar operado el equipo de fondo con la frecuencia actual, 53 Hz.

En la figura 3.10 se observa la variación del índice de productividad, calculado a partir de pruebas de producción.

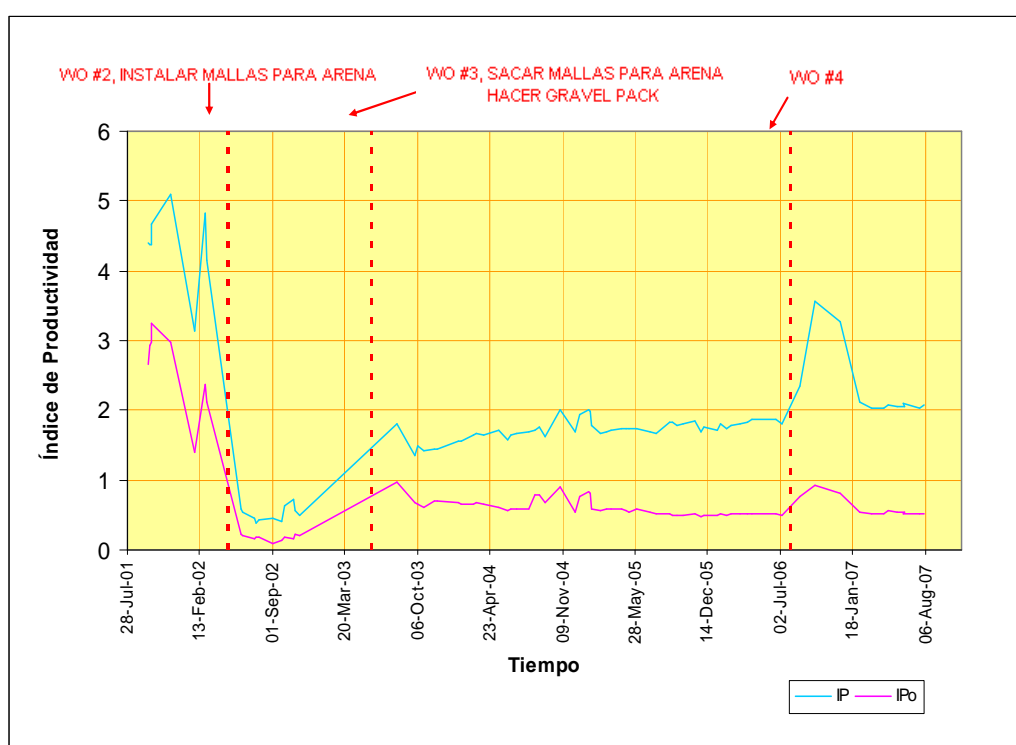


Figura 3.10. Índice de Productividad, Fanny-18B-60
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.4. POZOS CON FRAC PACK

A continuación se analizará cada uno de los pozos en que se hizo un frac pack como sistema de control de la producción de arena.

Un ejemplo de completación con frac pack se puede observar en el anexo 3.3.

3.4.1. POZO FANNY-18B-50

Fanny-18B-50 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 11 de febrero del 2001, produce de la arena M-1 está cañoneado en el intervalo de 8,090 a 8,096 y de 8,104 a 8,114 pies en MD. En noviembre del 2003 se realizó un Frac Pack como sistema de control de producción de arena, en abril del 2006 se intenta retirar el Frac Pack, cementar la zona cañoneada, y recañonear en el intervalo 8,104 a 8,112 pies MD, el procedimiento fue adverso ya que debido a problemas operacionales la malla del Gravel Frac Pack se quedó en el fondo, por lo que se abandonó el pozo.

Los últimos datos de producción que se tienen son 12 BOPD y 317 BWPD tomados el 17 de noviembre del 2004. El último control de sólidos se lo hizo el 13 de febrero del 2004 registrando presencia de arena en una concentración de 2.78 PTB.

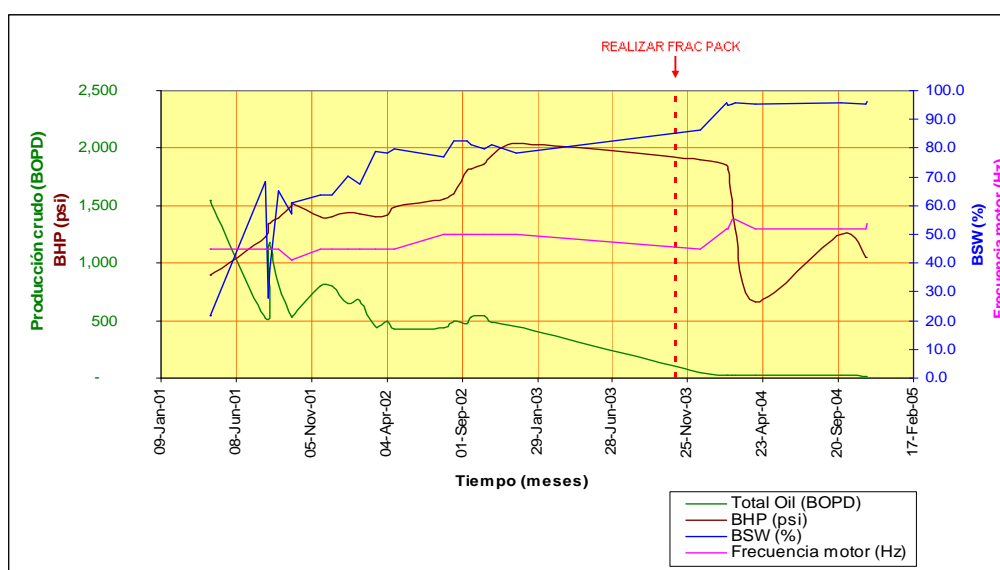


Figura 3.11. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-50
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.11 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente, frecuencia del motor y BSW desde el 17 de abril del 2001 hasta el 17 de noviembre del 2004.

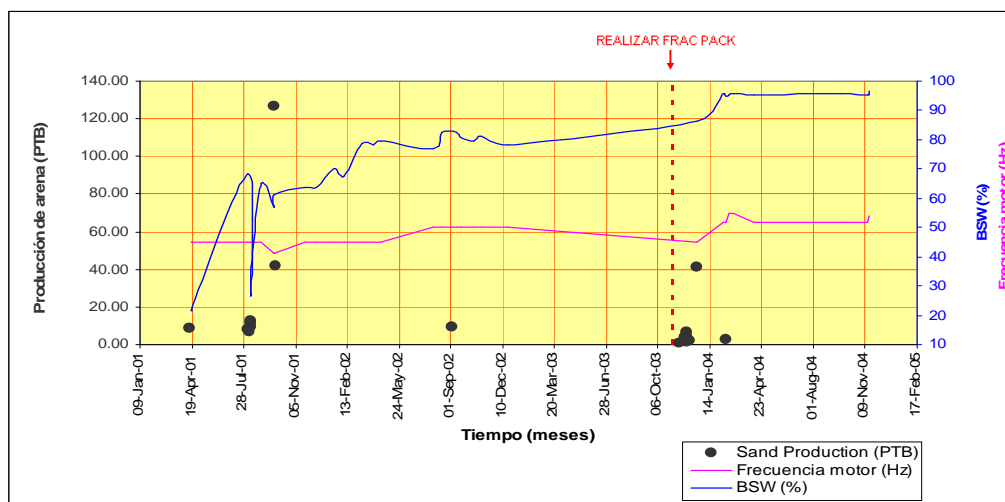


Figura 3.12. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-50
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.12 se observa la curva de producción de arena desde el 15 de noviembre del 2003 al 13 de febrero del 2004, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

3.4.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-50

- Se cuenta con la información de un build up tomado en septiembre del 2001, y varias pruebas de presión de fondo estáticas, esta información se puede ver en la tabla 3.13.

TABLA 3.13

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	%API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
01-Sep-01	BUP	823	1,514	65.00	21.3	1,963	1,573	21.0	6.0
11-Sep-04	ECHO	-	-	-	-	2,164	-	-	-
08-Nov-04	ECHO	19	441	95.9	21.4	2,186	1,172	-	-
30-May-05	PWS	-	-	-	-	2,136	-	-	-
29-Oct-05	PWS	-	-	96.4	21.3	2,080	-	-	-
05-Dec-05	PWS	12	317	96.4	21.3	2,025	-	-	-

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- El índice de productividad obtenido mediante la prueba de restauración de presión tomada en septiembre del 2001 señala un valor de 6; a partir de septiembre del 2002 el IP aumenta hasta un valor promedio de 16 (septiembre - diciembre 2002), este fenómeno se da, debido a que con la bomba bajada al pozo en julio del 2002 (BES GC 4100) se pudo incrementar el caudal de fluido producido, desde 2,160 bpd (valor promedio, noviembre 2001 - abril 2002) hasta 2,600 bpd (valor promedio, agosto – diciembre 2002), ver tabla 3.14 (anexos).
- La producción de arena fluctúa entre 6.52 y 12.84 PTB en agosto del 2002, y en septiembre del mismo año se intensifica el problema, pues la producción de arena fluctúa entre 41.8 y 332.1 PTB, ver tabla 3.15 (anexos). Esto causa que la BES GN 3200 se tapone con arena luego de 303 días de operación (agosto 2001 – junio 2002).
- En noviembre del 2003 se hace un Frac Pack, lo que reduce considerablemente el índice de productividad desde 16 (septiembre – diciembre 2002) hasta 3.2 (diciembre 2004) produciendo una caída drástica de la producción desde 2032 BFPD y 443 BOPD (diciembre 2002) hasta 395 BFPD y 53 BOPD (diciembre 2003).
- Se puede referir que el trabajo de Frac Pack no cumplió de ninguna manera las expectativas por las siguientes razones, a pesar que se redujo considerablemente la producción de arena:
 1. El Frac Pack afectó en un 90% la producción de petróleo.
 2. El Frac Pack produjo un proceso de taponamiento desde que se lo instaló reduciendo paulatinamente el índice de productividad y con ello también la producción de crudo, desde IP = 3.26 y 544 BOPD (valores de febrero del 2004) hasta IP = 0.32 y 12 BOPD (valores de noviembre del 2004).
- En noviembre del 2004 el equipo de fondo falla debido a problemas eléctricos, posiblemente porque venía operando fuera de rango durante 4 meses.
- En abril del 2006 se intenta poner en operación al pozo pero por problemas operacionales la malla del frac pack se queda pescada en el fondo y se

abandona temporalmente, quedando completando como pozo de monitoreo de presión.

En la figura 3.13 se observa la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

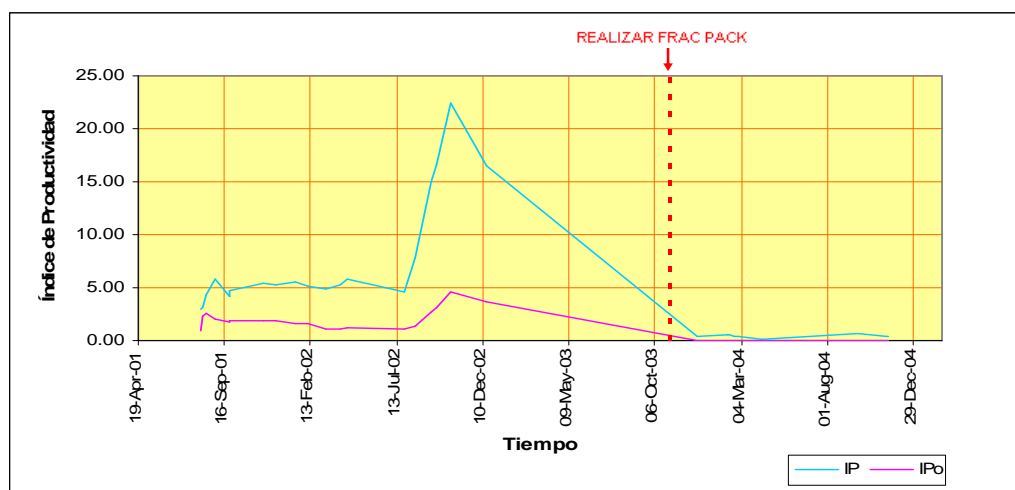


Figura 3.13. Índice de Productividad, Fanny-18B-50
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.4.2. POZO FANNY-18B-56 ST-1

Fanny-18B-56 ST-1 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 26 de abril del 2001, produce de la arena M-1, está cañoneado en el intervalo de 8,216 a 8,226 pies en MD. En septiembre del 2003 se hace un Frac Pack como sistema de control de producción de arena y en noviembre del mismo año se cambia de sistema de bombeo, de hidráulico a electro sumergible, desde abril del 2006 se encuentra operando con una BES P-11 de 136 etapas y un motor de 228 HP.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 11 de septiembre del 2007 fueron 137 BOPD y 1,079 BWPD respectivamente. El último control de sólidos que registró arena fue realizado el 7 de julio del 2005 con una concentración de 2.80 PTB, se han realizado controles de sólidos hasta el 6 de octubre del 2007, pero no se ha encontrado arena, pero si óxido. El crudo producido tiene una gravedad promedio de 21.3°API.

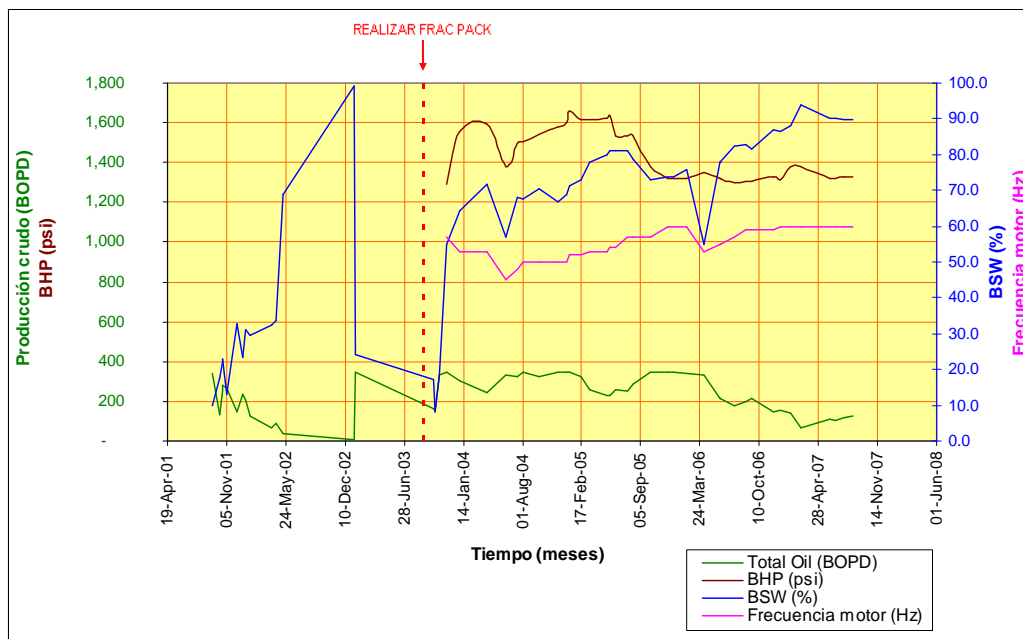


Figura 3.14. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-56
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.14 se observa la curva de producción de petróleo y BSW desde el 17 de septiembre del 2001, presión de fondo fluyente y frecuencia del motor desde el 18 de noviembre del 2003 hasta el 22 de agosto del 2007.

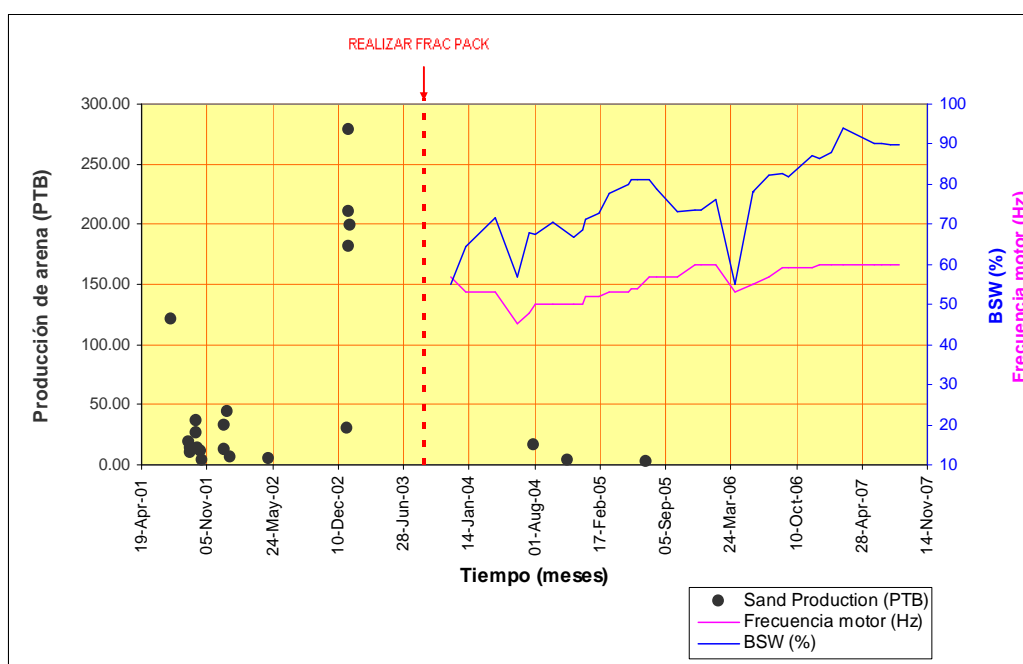


Figura 3.15. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-56
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.15 se observa la curva de producción de arena desde el 9 de enero del 2003 al 7 de julio del 2005, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

3.4.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny 18B-56 ST-1

- El pozo Fanny 18B-56 se hizo Frac Pack como sistema de control de producción de arena en septiembre del 2003.
- Se dispone de los datos obtenidos de dos pruebas de presión, dos build ups que fueron tomados en septiembre del 2001 y en octubre del 2003, los datos obtenidos se muestran en la tabla 3.16.

TABLA 3.16

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	°API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
17-Sep-01	BUP	342	38	9.00	22.3	1,894	1,597	3.4	1.5
27-Oct-03	BUP	330	110	25.00	21.4	2,049	1,615	13.6	1.2
28-Jul-05	ECHO	256	1,090	81.0	21.2	-	1,380	-	1.4
6-Mar-06	PWS	343	1,085	76.0	21.5	1,964	-	-	3.0

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- Antes de la instalación del frac pack se operaba el pozo mediante sistema de levantamiento hidráulico, por lo que no se tienen datos de BHP (Bottom Hole Pressure), por esta razón no se pueden calcular presiones de fondo fluente mediante las pruebas de producción.
- El índice de productividad y el factor de daño antes de hacer el frac pack tenían valores de 1.5 y 3.4 respectivamente (valores de Build up tomado en septiembre del 2001), y luego 1.2 y 13.6 respectivamente (valores de Build up tomado en septiembre del 2003).
- De estos datos se evidencia una reducción del índice de productividad del 20%, y un aumento muy evidente del factor de daño por la restricción al flujo que crea el frac pack dentro del pozo.

- El trabajo de frac pack tuvo complicaciones en su ejecución y por una mala operación no se llegó a fracturar la arena M-1, razón por la cual no se puede establecer totalmente al sistema como un frac pack, sino más bien como un gravel pack.
- No se puede establecer una comparación acertada de la producción de crudo antes y después de la instalación del sistema de control, ya que antes de la instalación del control el pozo operaba con bomba jet, y las condiciones y eficiencia de levantamiento eran totalmente diferentes.
- La producción de arena durante el período, julio 2001 – mayo 2002 se ubica en un promedio de 25 PTB, pero se eleva considerablemente hasta 174 PTB durante el mes de enero del 2003, por lo que se hace necesario la instalación de un sistema de control de producción de arena para poder completar al pozo con un equipo de fondo electro sumergible.
- Después de la instalación del “frac pack” la producción de arena se ha estabilizado en 3.3 PTB aproximadamente, con un solo pico de 16 PTB en julio del 2004, esta información (tabla 3.17, anexos) y conjuntamente con la información del historial de reacondicionamientos (ninguna de las bombas cambiadas tuvieron problemas que involucren problemas relacionados con la producción de arena), se puede afirmar que la producción de arena fue controlada eficientemente por el frac pack.
- Desde junio del 2004 hasta febrero del 2006, el índice de productividad sube desde 1.35 hasta 2.54, esto se debe a los incrementos en la frecuencia del equipo de fondo, desde 45 Hz (8 de junio del 2004) hasta 60 Hz (7 de febrero del 2003).
- Además durante este período el índice de productividad tiende a elevarse conforme el corte de agua aumenta, este fenómeno es más notorio entre enero y agosto del 2005.
- Actualmente el índice de productividad se ubica en 2.2 aproximadamente, y su producción diaria es 1,070 BFPD y 122 BOPD (22 agosto del 2007), con un BSW del 90% y una frecuencia de operación de 60 HZ, ver tabla 3.18 (anexos).

- Las reservas remanentes actualmente se ubican en 195,420 barriles, por lo que se recomienda bajar un equipo de iguales características para futuras completaciones.

En la figura 3.16 se muestra la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

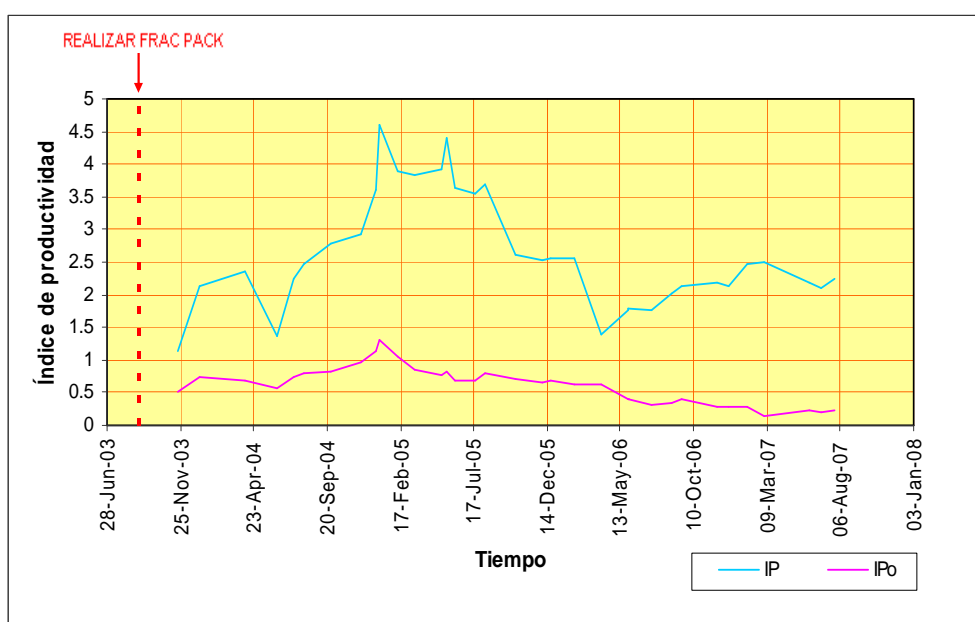


Figura 3.16. Índice de Productividad, Fanny-18B-56
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.5. POZOS COMPLETADOS CON MALLAS PREMIUM

A continuación se presenta el análisis del pozo Fanny-18B 18H el cual es uno de los pozos que han sido completados con mallas Premium como sistema de control de la producción de arena, los pozos Fanny-18B 19H, Fanny-18B 89H y Fanny-18B 98H han sido analizados con el mismo criterio de análisis para el pozo Fanny-18B 18H.

Un ejemplo de completación con mallas de Premium se puede observar en el anexo 3.4.

3.5.1. POZO FANNY-18B-18H RE-1

Fanny-18B-18H RE-1 es un pozo horizontal, su perforación finalizó en junio del 2007, produce de la arena M-1 en el intervalo: 9,480´ a 9,956´ MD, tiene mallas Premium para el control de la producción de arena. Se encuentra operando con una bomba BES P-62 de 141 etapas y un motor de 456 HP. La gravedad promedio del crudo producido actualmente es de 21.4°API.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 21 de septiembre del 2007 fueron 1,167 BOPD y 5,995 BWPD respectivamente. Dos controles de sólidos registraron arena, el primero se los hizo el 25 de julio del 2007 y se reportó en una concentración de 5.3 PTB y el segundo se lo hizo en octubre del 2007, registrando óxido más arena en una concentración de 2.37 PTB.

En la figura 3.17 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente y BSW desde el 11 de julio del 2007 hasta el 25 de septiembre del 2007.

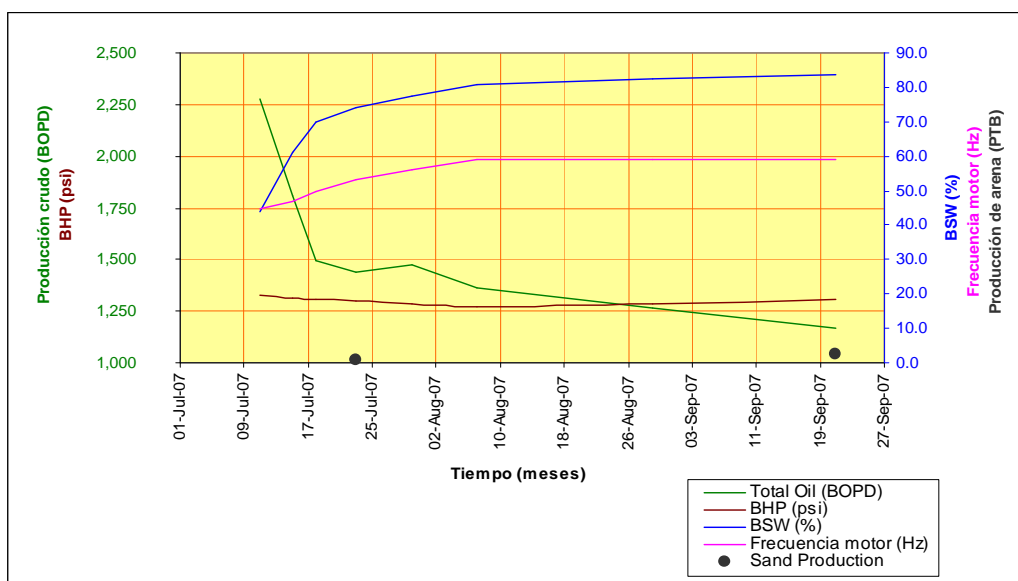


Figura 3.17. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-18H RE-1
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.5.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-18H RE-1

- El pozo Fanny 18B-18H fue perforado en junio del 2007 y completado con mallas Premium como sistema de control de producción de arena.
- Se dispone de datos de índice de productividad y daño que se obtuvo de una prueba de presión tomada en agosto del 2007, con valores de 39 y 3.6 respectivamente, ver tabla 3.19.

TABLA 3.19

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	%API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
13-Aug-07	BUP	1,363	5,738	81	21.2	1,726	1,544	3.6	39.0
24-Sep-07	ECHO	1,363	5,738	81	21.2	1,726	1,558	-	42.2

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- El índice de productividad alto es común en pozos horizontales, y el daño de formación de 3.6 está dado principalmente por la obstrucción causada por el sistema de control de la producción de arena.
- A medida que el corte de agua se incrementa desde 43.8 hasta 83.7% (ver anexos, tabla 3.20) el índice de productividad también tiende a incrementarse, elevándose desde 38 hasta 62, razón por la cual la producción de fluido se incrementa desde 4,051 hasta 7,162 bpd, y debido al elevado corte de agua la producción de petróleo disminuye desde 2,277 hasta 1,167 bpd.
- El aumento del BSW se debe en parte a que este pozo es un pozo de relleno (infill) y se encuentra en una zona que ya ha sido barrida por los pozos cercanos.
- Hasta la fecha se han tomado únicamente cinco muestras para control de sólidos, registrando arena en dos ocasiones, pero en cantidades muy pequeñas. Ver tabla 3.21 (anexos).
- Las reservas de este pozo se calculan en: 1 095,870 bls.

3.6. POZOS DE LOS CUALES SE RETIRÓ EL SISTEMA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

En el Capítulo 4 se analizará el aumento de las reservas técnicamente recuperables como producto de la modificación del intervalo productivo y extracción del sistema de control de la producción de arena en cada uno de estos pozos. Y los réditos generados por el aumento de producción de petróleo.

3.6.1. POZO FANNY-18B-28

Fanny-18B-28 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 5 de mayo del 2003, se disparó en el intervalo de 8,155 a 8,172 pies en MD, frente a la formación M-1. Fue completado inicialmente con Gravel Pack. En mayo del 2004 se cambia la bomba electro sumergible y se hace una limpieza del Gravel Pack con coiled tubing.

En noviembre del 2005 se saca el Gravel Pack, se realiza una cementación forzada frente a M-1 y se recañonea en el intervalo 8,155 a 8,165 pies en MD. Desde esa fecha se encuentra operando con una BES P-21 de 131 etapas y un motor de 228 HP. La gravedad promedio del crudo producido actualmente es 22.4°API.

Las producciones diarias de petróleo y agua el 8 de septiembre del 2007 fueron 192 BOPD y 2,212 BWPD respectivamente. En los últimos controles de sólidos que se hicieron el 26 de mayo y el 3 de octubre del 2007, se reportó, arena en una concentración de 3.73 PTB, y arena más óxido en una concentración de 12.82 PTB respectivamente.

En la figura 3.18 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente y BSW desde el 3 de noviembre del 2003 hasta el 23 de agosto del 2007.

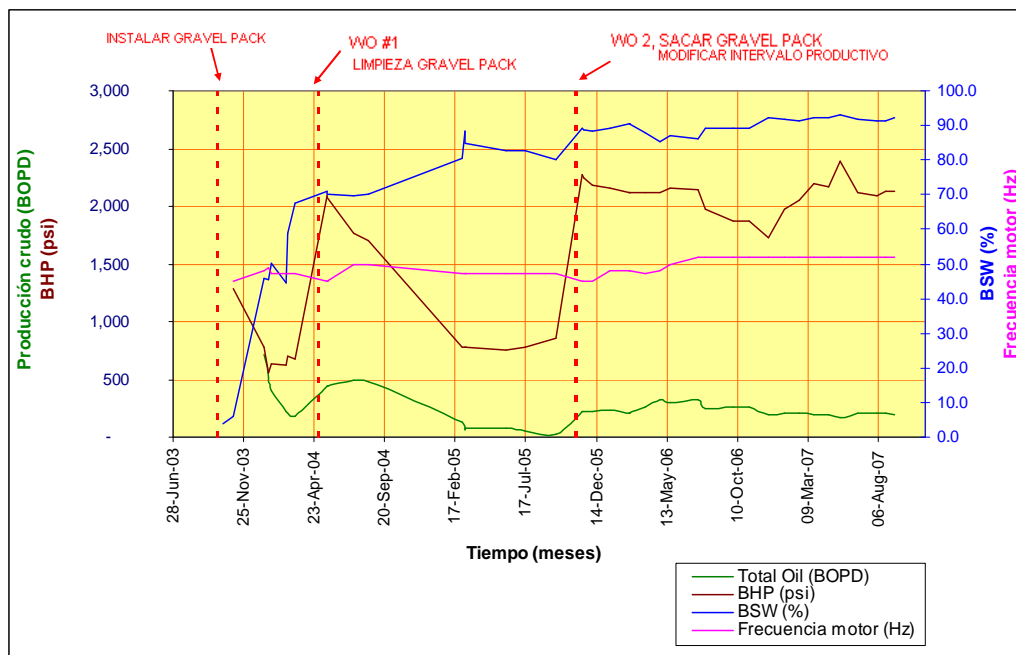


Figura 3.18. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-28
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.19 se observa la curva de producción de arena desde el 28 de diciembre del 2003 al 26 de mayo del 2007, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

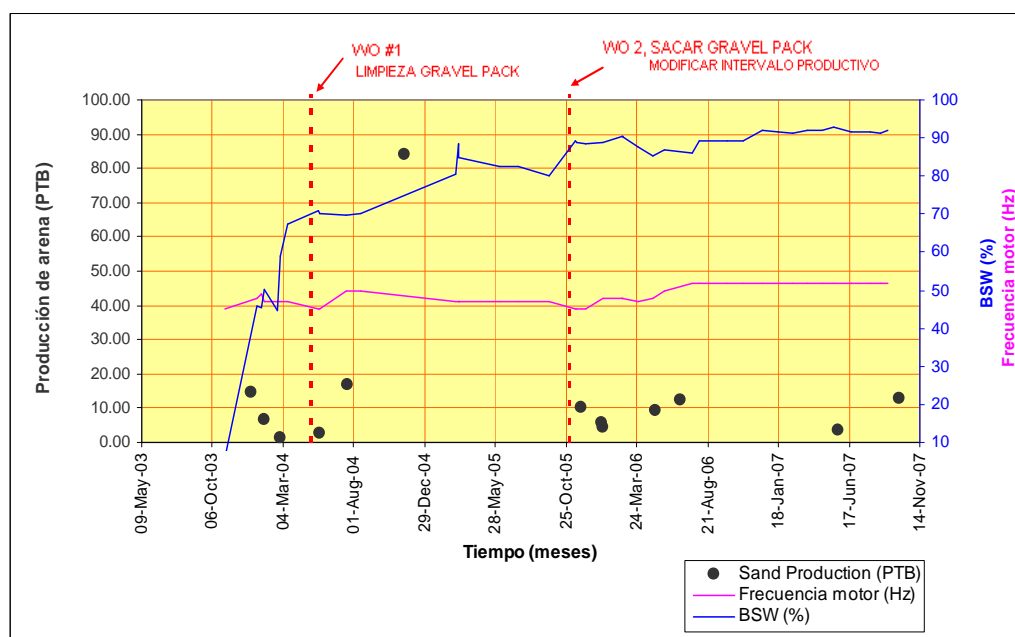


Figura 3.19. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-28
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.6.1.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-28

- Se dispone tan solo de un Build Up, que se lo hizo después de la completación inicial del pozo, en octubre 2003, y los datos obtenidos se los muestra en la tabla 3.22.

TABLA 3.22

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	%API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
16-Oct-03	BUP	958	50	5.00	22.6	2,468	2,029	84.0	2.3
31-Dec-04	TAB	-	-	-	-	2,438	-	-	-
12-Oct-05	ECHO	239	1,937	89	22.6	2,572	-	-	-
24-Nov-05	ECHO	239	1,937	89	22.6	-	2,379	-	-
21-May-06	ECHO	319	1,837	85.20	22.7	-	2,328	-	-
17-Feb-07	ECHO	203	2,237	91.68	22.3	2,586	2,323	-	9.3
10-Jun-07	ECHO	167	2,213	92.98	22.2	2,589	2,298	-	8.2

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- Inicialmente se cañonea en el intervalo: 7,720 a 7,735 pies TVD.
- No se tiene datos de daño e índice de productividad del pozo sin Gravel Pack puesto que el pozo fue completado inicialmente con el sistema de control de producción de arena.
- Es muy notoria la caída de la presión de fondo de 1,466 a 966 psi, esto se debió a un incremento de frecuencia de 45 a 48 Hz, lo que causó un deterioro del índice de productividad de 2 a 0.88 bbl/d/psi, y con ello se redujo la producción diaria de crudo de 1,914 a 711 bpd. (datos tomados el 3 de noviembre del 2003 y el 8 de enero del 2004 respectivamente), es claro que se produjo un taponamiento del gravel pack con arena. Ver tabla 3.23 (anexos).
- Desde el 8 de enero del 2004 el índice de productividad fue decreciendo periódicamente hasta llegar a un valor de 0.36 el 14 de marzo del 2007, es decir que el gravel pack continuaba obstruyéndose con arena. El BSW sube desde 46% (enero 2004) hasta 67.4% (marzo 2004).

- La producción de arena fluctúa entre 14.4 y 1.36 PTB en diciembre del 2004 y febrero del 2003, es decir en un promedio de 7.5 PTB. Ver tabla 3.24 (anexos).
- En mayo del 2004 se realiza una limpieza del Gravel Pack, lo cual contribuye a que el índice de productividad se eleve desde 0.36 hasta un valor de 7 (Mayo 2004) y la producción de crudo aumenta en un 240%.
- Desde mayo hasta agosto del 2004 la presión de fondo decrece paulatinamente desde 2234 a 1,844 psi, ya que el Gravel Pack conforme acumula arena, obstruye cada vez más el flujo; pero entre septiembre del 2004 y enero del 2005 la presión de fondo disminuyó abruptamente hasta 800 psi aproximadamente, de igual forma la producción de petróleo disminuyó de 485 bpd (agosto 2004) a 154 bpd (enero 2005) luego de haber subido la frecuencia de 45 a 50 Hz (mayo 2004), se disminuye la frecuencia de operación de 50 a 47 Hz, pero la presión de fondo no se recupera, esto se produjo debido a un taponamiento con arena del sistema de control o de las perforaciones. Por esta razón el índice de productividad decrece hasta un valor de 0.1 (septiembre 2005) la presión de fondo se mantiene baja en 1,000 psi y la producción diaria de crudo se ubica en 28 bpd.
- Durante el período anterior la producción de arena fluctuaba entre 1.36 y 16.82 PTB con un pico de 84 PTB el 16 de noviembre del 2004 debido a la subida de frecuencia expuesta en el párrafo anterior.
- En noviembre del 2005 se saca el control de arena del pozo y se baja una BES P-21, se modifica el intervalo productivo, se hace una cementación forzada y se cañonea en el intervalo: 7,719 a 7,729 pies TVD. Luego de este trabajo se alcanza un índice de productividad aproximado de 10, que se mantiene hasta la actualidad, esto se reflejó en el aumento de producción de crudo de 28 a 227 (20 de septiembre y 6 de diciembre del 2005).
- El BSW continúa subiendo con la misma tendencia, por lo que el trabajo para aislar la zona de agua no fue exitoso. El BSW en la actualidad es de 92%, y la producción diaria de crudo se ubica en 210 bpd con una tendencia estable, la presión de fondo es 2,386 psi (agosto 2007).
- La producción de arena luego de sacado el control se mantiene estable, con un valor promedio de 8 PTB, siendo una producción manejable.

- Se puede afirmar que sacar el control de producción de arena fue un trabajo exitoso ya que el índice de productividad y la producción de crudo aumentaron.
- Actualmente no es recomendable subir la frecuencia de operación pues observando el comportamiento de las curvas de BSW y BOPD, se nota que cada vez que ésta se eleva, el BSW tiende a subir.
- La producción acumulada de crudo hasta al 31 de agosto del 2005 era 219,240 y al mes de agosto del 2007 es de 354,850 bls, es decir que se han recuperado aproximadamente 135,610 bls, después de sacar el gravel pack y modificar el intervalo productivo.
- Las reservas calculadas para este pozo son: 296,000 barriles. Por lo que si se presentan daños futuros en el equipo de fondo se recomienda completar con una bomba similar a la actualmente en operación, P-21.

En la figura 3.20 se observa la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

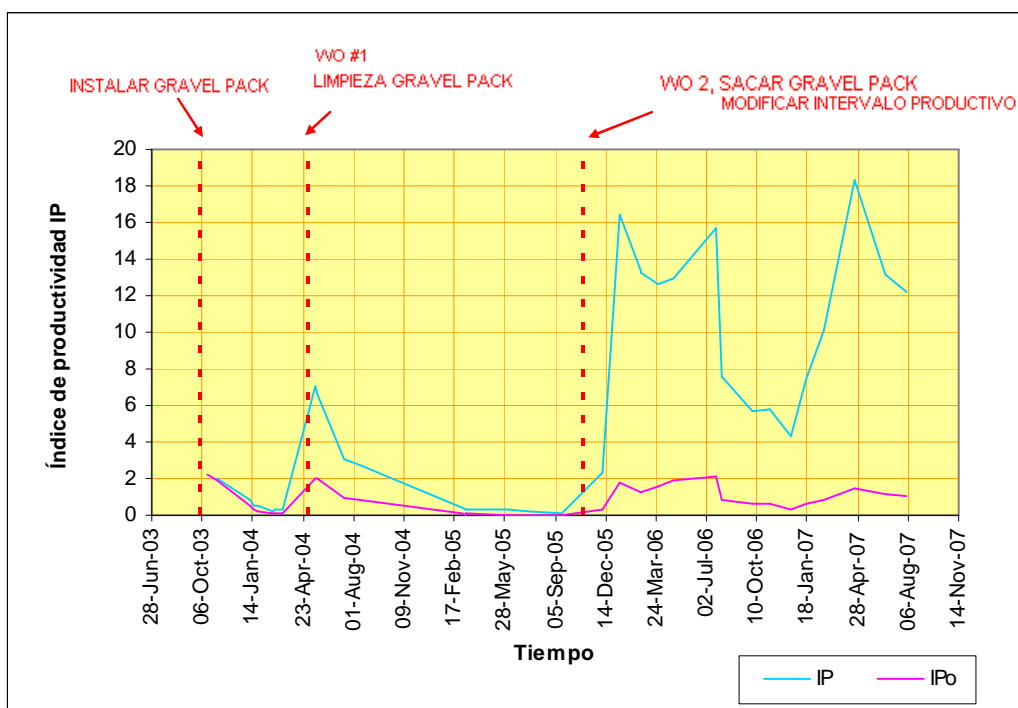


Figura 3.20. Índice de Productividad, Fanny-18B-28
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.6.2. POZO FANNY-18B-52

Fanny-18B-52 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 8 de marzo del 2001, se disparó en el intervalo de 8,522 a 8,548 pies en MD, frente a la formación M-1. En noviembre del 2001 se saca la BES taponada con arena y se hace un Gravel Pack, más tarde en agosto del 2005 se lo saca y se realiza una cementación forzada frente a M-1, se recañonea en el intervalo 8,522 a 8,534 pies en MD. En septiembre del 2006 conjuntamente con un trabajo de cambio de bomba se agrega a la completación de fondo un separador de arena de fondo, SandCat, y una válvula ADV, actualmente se encuentra operando con una BES P-6 de 215 etapas y un motor de 165 HP.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 18 de septiembre del 2007 fueron 292 BOPD y 316 BWPD respectivamente. Los últimos controles de producción de sólidos se los hizo el 12 de septiembre y el 6 de octubre del 2007, y se reportó arena en una concentración de 8.32 PTB y 7.4 PTB respectivamente.

En la figura 3.21 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente y BSW desde el 30 de diciembre de 2001 hasta el 21 de agosto del 2007.

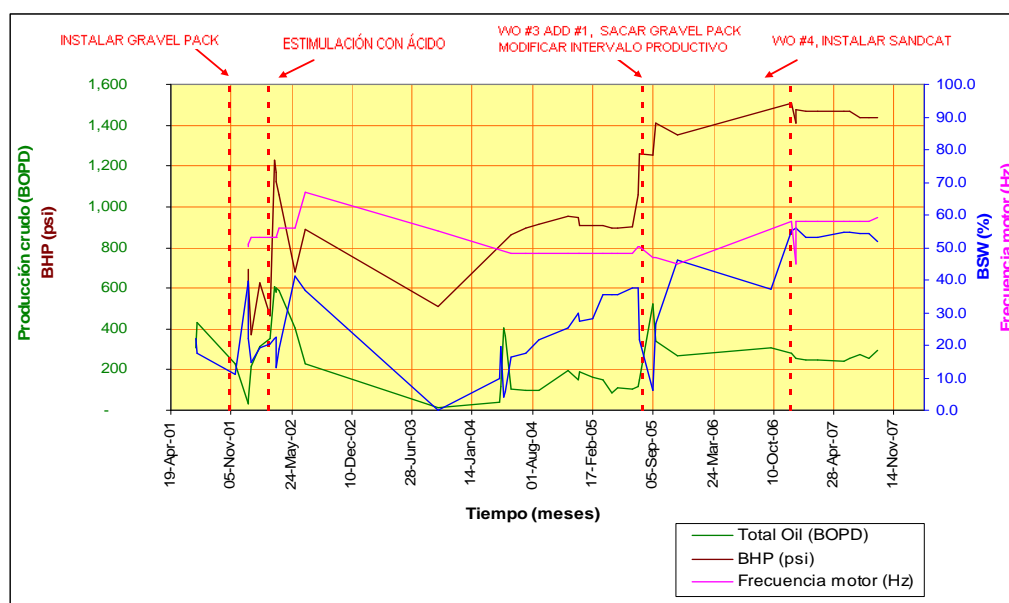


Figura 3.21. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-52
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.22 se observa la curva de producción de arena desde el 23 de abril del 2004 al 12 de septiembre del 2007, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

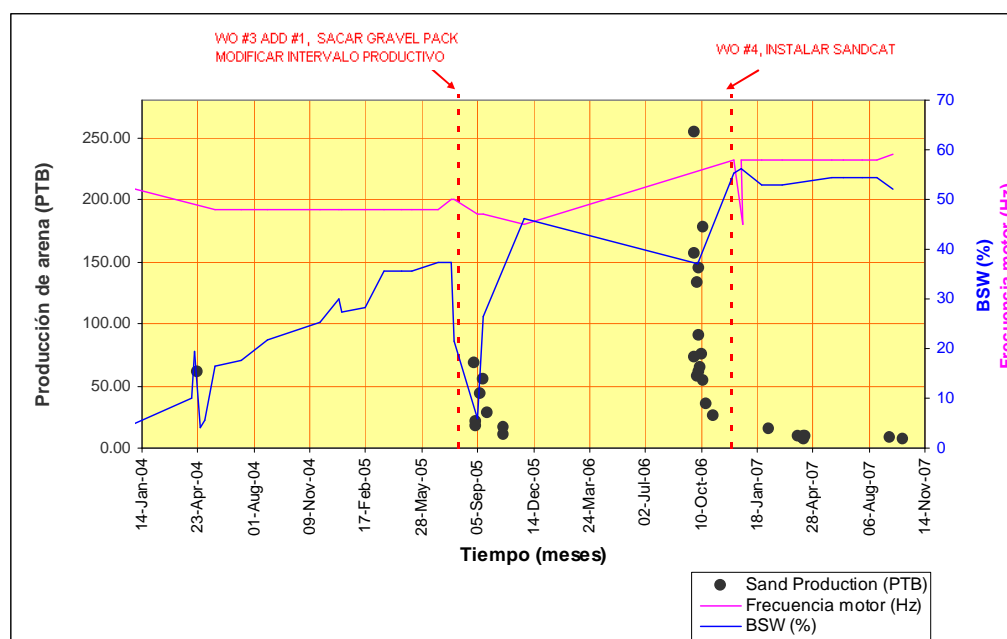


Figura 3.22. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-52
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.6.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-52

- Fueron tomados dos Build ups en el pozo Fanny 18B-52, uno de ellos antes de la instalación del Gravel Pack (junio del 2001), y el otro luego de la instalación del mismo (noviembre del 2001), los datos obtenidos se observan en la tabla 3.25.

TABLA 3.25

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	°API	S	Pr (psi)	Pwf (psi)	PI (bbl/d/psi)
20-Jun-01	BUP	-	-	18	-	-3.4	1,734	-	4
19-Nov-01	BUP	235	29	10.98	23.6	12.7	1,690	1,336	0.7
15-Jul-05	ECHO	102	12	10.5	22.6	-	1,800	1,308	0.2
18-Sep-05	PWS	376	296	44.0	22.6	11.6	1,837	1,534	2.2
22-Oct-05	ECHO	338	121	26.40	22.7	-	1,835	1,538	1.5
25-Nov-06	ECHO	309	181	36.94	22.3	-	1,822	1,616	2.4
06-Jul-07	ECHO	252	302	54.51	22.3	-	1,824	1,584	2.3

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- Antes de la instalación del Gravel Pack el pozo fue completado con una BES GN 4000 / 184 etapas, la cual estuvo en operación tan solo 2 días debido a un problema de atascamiento con arena.
- Al instalar el Gravel Pack, el daño se elevó de -3.4 a 12.74, ya que ésta herramienta de fondo produce restricción al flujo. Además el índice de productividad decayó drásticamente en un 82.5%, desde un valor de 4 hasta 0.7, valores tomados de los datos de BUP de junio y noviembre del 2001.
- El índice de productividad disminuye drásticamente desde un valor de 0.7, hasta valores de 0.35, valor promedio de febrero y marzo del 2002, debido a un taponamiento con arena del gravel pack. Ver tabla 3.26 (anexos).
- En marzo del 2002 se hace una estimulación ácida, revisando las curvas de IP y BHP se observa que el trabajo mejoró notablemente la presión de fondo de 645 a 1,412 psi (14 y 30 de marzo) y el índice de productividad de 0.35 a 1.63 (abril 2002), la producción de crudo se eleva de 355 a 608 bpd, valores correspondiente al 14 y 30 de marzo del 2002, pero el 14 de abril del mismo año se produce un taponamiento de las perforaciones con arena, y la presión de fondo disminuye de 1,238 a 863 psi, y como consecuencia también se produce una reducción en el índice de productividad y la producción de crudo, desde 722 a 358 bpd, valores tomados el 14 de abril y 9 de julio del 2002 respectivamente.
- En agosto del 2003, se pone en operación nuevamente el pozo, luego de cuatro días de operación es apagado por tener un corte de agua del 95%, además persiste el taponamiento de las perforaciones.
- Antes de la instalación del gravel pack la producción de arena era de 44.1 PTB el 14 de julio del 2001 y después de la instalación no se registran datos de producción de arena, por lo que se puede afirmar que el sistema de control evitó la producción de arena hacia superficie, evitando daños en la bomba, pero fue causante de dos caídas de producción, primero por el taponamiento del sistema de control (marzo 2002), y posteriormente contribuyendo para el taponamiento de las perforaciones (abril 2002).
- En mayo del 2004 se enciende nuevamente la BES, manteniendo una frecuencia de operación de 48 Hz, esto evita que el corte de agua se eleve, y

- permite una producción promedio de 130 BOPD. La presión de fondo y el índice de productividad era bajos, 1,044 psi y 0.24 respectivamente (valores promedios tomados entre mayo del 2004 y julio del 2005).
- En agosto del 2005 se saca el Gravel Pack, se realiza una cementación forzada y se modifica el intervalo productivo de: 8,522' - 8,548' a 8,522' - 8,534', el índice de productividad crece desde 0.24 a 1.42 y la producción de crudo se eleva en un 250% aproximadamente, de 152 bpd (julio 2005) a 522 bpd (septiembre 2005). Pero desfavorablemente la producción de arena se incrementa fluctuando entre 20 y 70 PTB, lo que causa que el equipo de fondo sufra daños en apenas 167 días de operación, aún cuando se operaba el equipo de fondo con una frecuencia de 45 Hz. Ver tabla 3.27 (anexos).
- En septiembre del 2006 se hace el cuarto trabajo de reacondicionamiento se completa con la herramienta de fondo SandCat, y desde febrero del 2007 se observa que la producción de arena se estabilizó en aproximadamente 10 PTB. A partir de diciembre del 2006 se observa un PI promedio igual a 2.8 es decir un incremento del 100% con relación al valor obtenido en septiembre del 2005 (PI=1.42), esto se debe a que se incrementó el caudal de producción gracias a la estabilización de la producción de arena (revisar la tabla 3.26). La producción de crudo se ha mantenido estabilizada desde entonces con un valor promedio de 260 bpd,
- El sistema de producción libre de arena SandCat conjuntamente con la válvula ADV ha dado excelentes resultados, ya que el índice de productividad no es afectado, controla eficientemente la producción de arena, y protege a la bomba de arenamientos después de un shut down.
- La producción acumulada de crudo hasta al 30 de junio del 2005 era 95,836 y al mes de agosto del 2007 es de 229,690 bls, es decir que se han recuperado aproximadamente 133,854 bls, después de sacar el gravel pack y modificar el intervalo productivo.
- Las reservas del pozo Fanny 18B-52 actualmente son: 120,000 bls. La presión de fondo se ubica en 1600 psi, con un índice de productividad de 2.5, el BSW es del 55%, condiciones que permitiría completar al pozo con un equipo de

fondo de mayor capacidad de levantamiento, siendo una BES P-8 la más indicada para el caudal a manejarse.

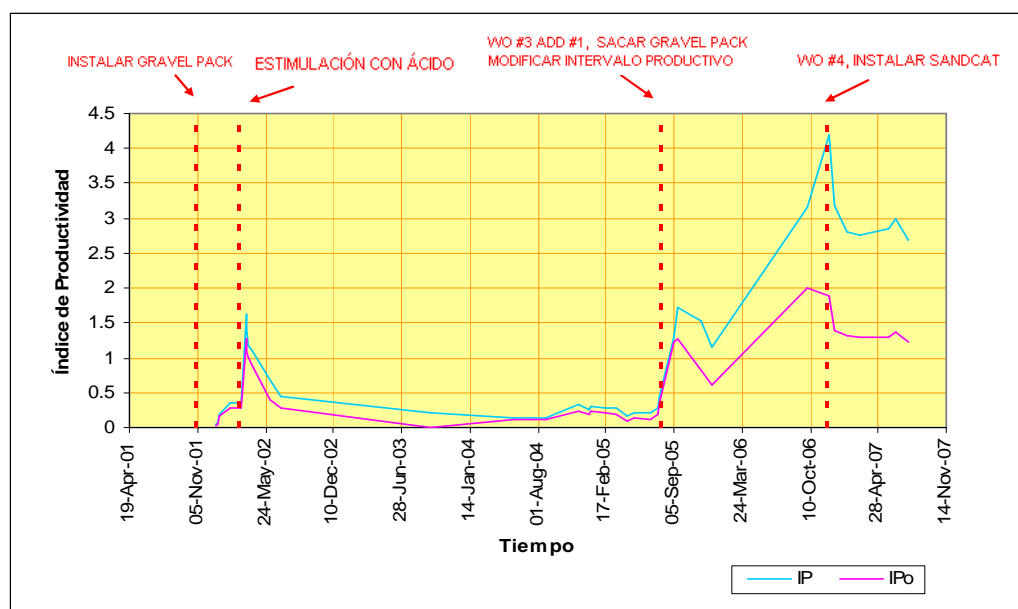


Figura 3.23. Índice de Productividad, Fanny-18B-52
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.23 se observa la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

3.6.3. POZO FANNY-18B-58

Fanny-18B-58 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 28 de abril del 2001, inicialmente se completó en U inferior, posteriormente en febrero del 2003 se aísla U inferior y se cañonea a M-1 en el intervalo de 8,712 a 8,731 pies en MD y se completa con mallas de arena como método de control.

El pozo estuvo cerrado desde julio del 2004 a diciembre del 2005. En enero del 2006 se saca el sistema de control de producción de arena, se realiza una cementación forzada frente a M-1 y se recañonea en el intervalo 8,712 a 8,722 pies en MD. Desde esa fecha se encuentra operando con una bomba BES P-11

de 168 etapas y un motor de 228 HP. La gravedad promedio del crudo producido actualmente es de 22.4°API.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 7 de septiembre del 2007 fueron 159 BOPD y 971 BWPD respectivamente. El último control de sólidos se realizó el 3 de octubre del 2007 y se registró arena en una concentración de 6.81 PTB.

En la figura 3.24 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente y BSW desde el 17 de septiembre del 2001 hasta el 15 de agosto del 2007.

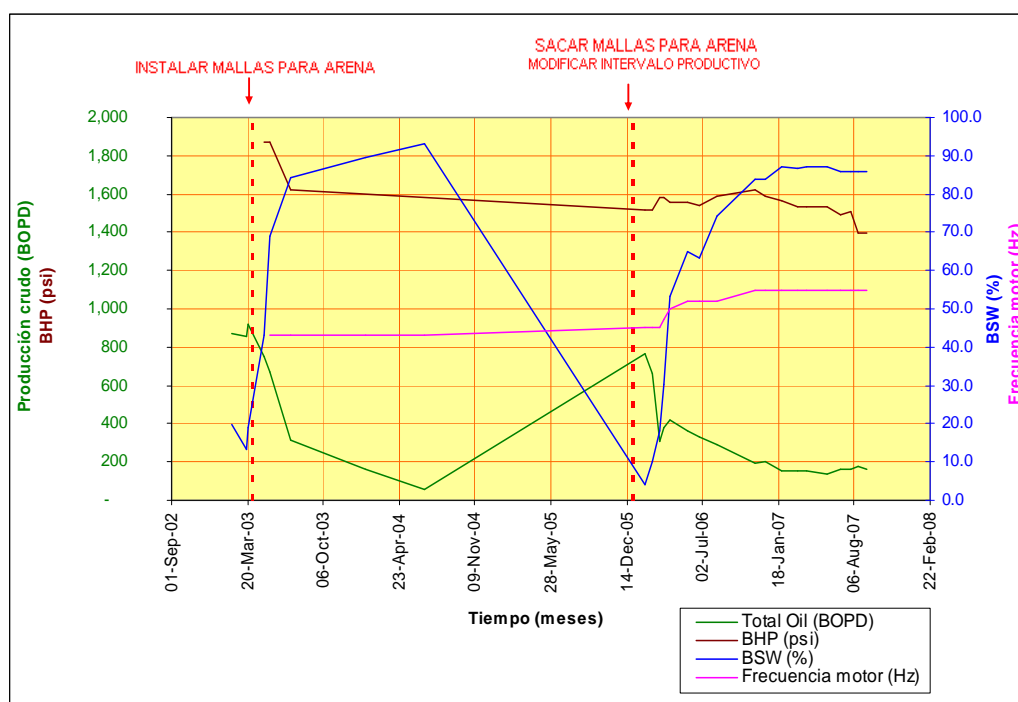


Figura 3.24. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-58
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.25 se observa la curva de producción de arena desde el 29 de enero del 2006 al 7 de marzo del 2007, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

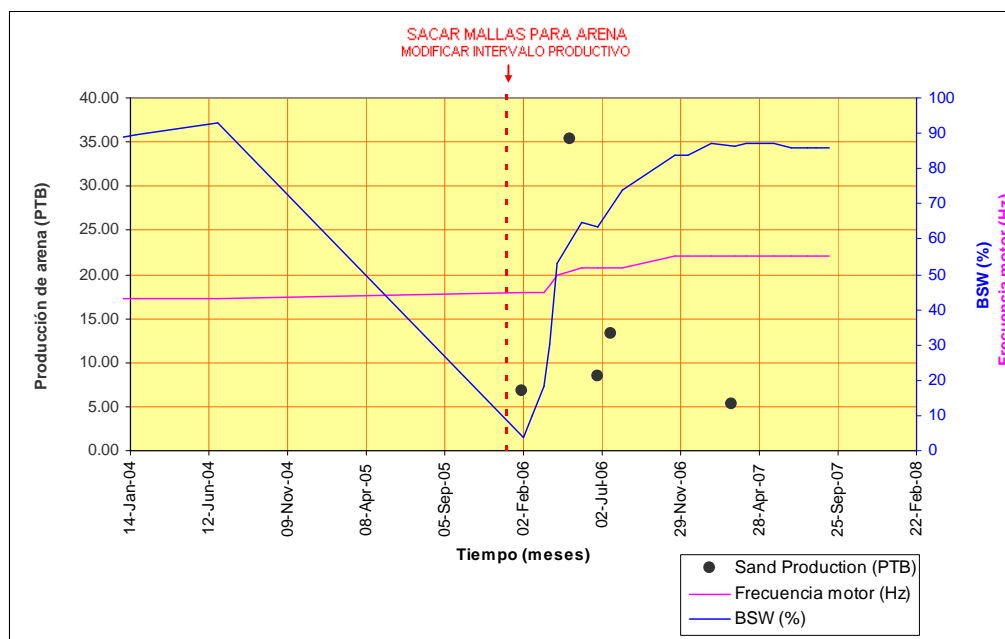


Figura 3.25. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-58
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.6.3.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-58

- Se dispone de la información de dos pruebas de restauración de presión, una realizada en agosto del 2001 para la arena U inferior y la otra en marzo del 2003 para la arena M-1. La información obtenida se la puede ver en la tabla 3.28.
- En la tabla 3.28. Se puede observar que la presión de reservorio luego de tener una tendencia decreciente como es normal, se recupera hasta 2060 psi, esto se debe al programa de mantenimiento de presión.

TABLA 3.28

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	%API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
22-Mar-03	BUF	859	317	26.96	23.2	1,904	1,756	6.7	7.9
13-Apr-05	PWS	-	-	-	-	1,853	-	-	-
30-Oct-05	PWS	-	-	93.0	22.5	1,830	-	-	-
8-Sep-06	ECHO	290	827	74.0	22.8	2,061	1,615	-	2.5
9-Jun-07	ECHO	168	885	84.0	22.0	2,062	1,590	-	2.2

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- No se tienen datos de pruebas de presión ni pruebas de producción antes la instalación de las mallas para arena como sistema de control, por lo que no es posible establecer la variación que sufrió el índice de productividad y el caudal de producción luego de implementar el sistema de control de producción de arena.
- Se puede establecer que el sistema de control de arena fue medianamente eficiente durante el tiempo que estuvo en el pozo, pues si bien controló adecuadamente la producción de arena (no se registra producción de arena en los controles), produjo una severa restricción al flujo al taponarse, y el pozo se quedó sin columna de fluido en el fondo, el motor del equipo de fondo se quemó luego de 427 días de operación.
- En enero del 2006 se saca el sistema de control del pozo, se hace una cementación forzada sobre el intervalo productivo y se redispara en el intervalo: 8,712' - 8,722' con el objetivo de aislar la zona de agua.
- Luego del trabajo realizado en enero del 2006 el índice de productividad disminuye en un 60% de 7.9 (datos de build up, marzo 2003) hasta 3.1 (promedio del período febrero 2006 - julio 2007). Ver tabla 3.29 (anexos).
- Esta disminución del índice de productividad está directamente relacionada con la reducción del intervalo productivo, alcanzando uno de los objetivos del trabajo de reacondicionamiento.
- El corte de agua disminuye drásticamente desde 93% (junio del 2004) hasta 3.9% (febrero del 2006) luego de modificar el intervalo productivo.
- La producción de crudo aumenta desde 60 bpd (junio del 2004) hasta 764 (febrero del 2006).
- Entre febrero y diciembre del 2006 se observa un aumento en el índice de productividad, desde 2.25 hasta 4.64, esto se produce principalmente por el aumento del corte de agua desde 3.9% a 84%.
- Después de sacar el sistema de control, la producción de arena se ha elevado desde 0 PTB hasta valores que fluctúan entre 5.3 y 35.38 PTB (ver tabla 3.30), esta producción es tolerada adecuadamente por el equipo de fondo (Centurión P – 11), pues en la actualidad tiene más de 630 días de operación.

- El BSW se ha estabilizado desde enero del 2007 en 84% aproximadamente, y de esta forma la producción de crudo también se ha estabilizado en 150 bpd.
- La producción acumulada de petróleo en diciembre del 2005 era de 140,000 barriles, en tanto que el mismo parámetro en agosto del 2007 se ubica en 302,100 barriles. Es decir que, desde que se sacó el sistema de control de arena hasta la actualidad se han recuperado 162,100 barriles de crudo.
- Las reservas remanente del pozo Fanny 18B-58 en actualidad se ubican en: 48,000 bls, por lo que se recomienda mantener los parámetros de producción actuales (producción de crudo estable en 150 bpd) hasta cuando el equipo de fondo falle, a esa fecha debe ser realizada una evaluación técnica económica con el fin de decidir futuras operaciones en este pozo, como: cambio de zona, hacer un re entry o completarlo como pozo de monitoreo.

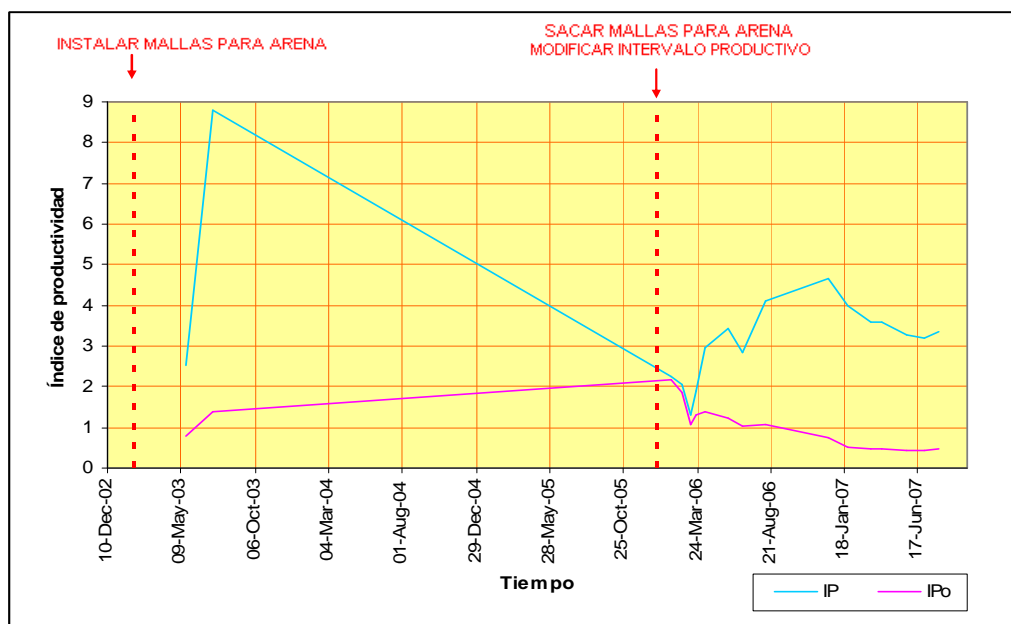


Figura 3.26. Índice de Productividad, Fanny-18B-58
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.26 se observa la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

3.6.4. POZO FANNY-18B-59

Fanny-18B-59 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 21 de mayo del 2001, está cañoneado en el intervalo comprendido entre 8,743 a 8,774 pies en MD, frente a la formación M-1. En octubre del 2001 se hace un Gravel Pack y en octubre del 2005 se lo saca. Fue cerrado el 28 de enero del 2007 por bajo aporte, hasta esa fecha se encontraba operando con una BES P-10 de 230 etapas y un motor de 190 HP.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 28 de enero del 2007 fueron 9 BOPD y 845 BWPD respectivamente. El último control de producción de sólidos se lo hizo el 22 de julio del 2006, y se reportó arena en una concentración de 24.91 PTB.

En la figura 3.27 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente y BSW desde el 29 de agosto de 2001 hasta el 28 de enero del 2007.

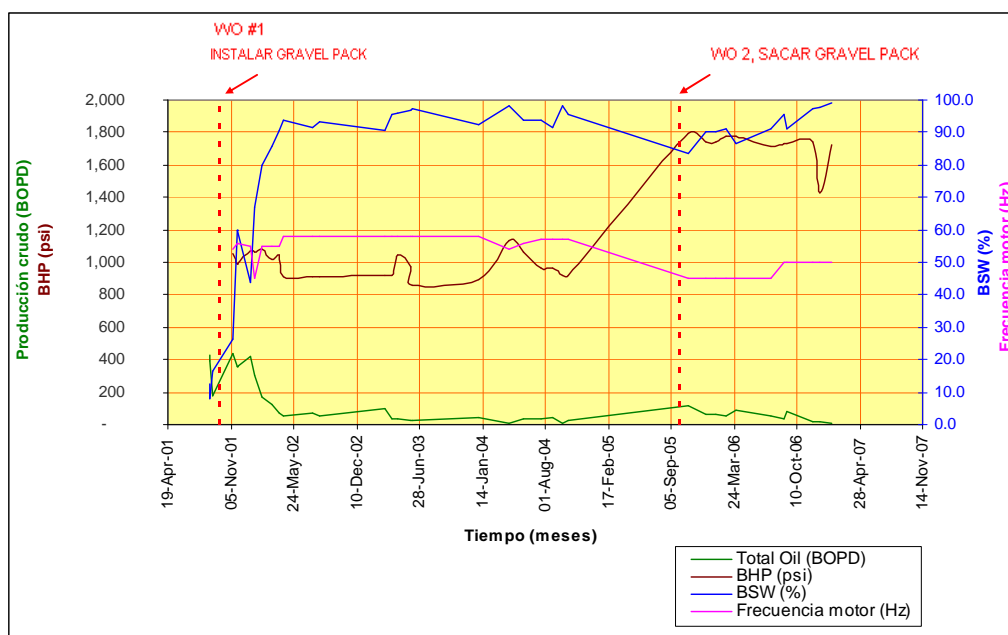


Figura 3.27. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-59
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.28 se observa la curva de producción de arena desde el 24 de octubre del 2005 al 22 de julio del 2006, y las curvas BSW y frecuencia de operación del motor.

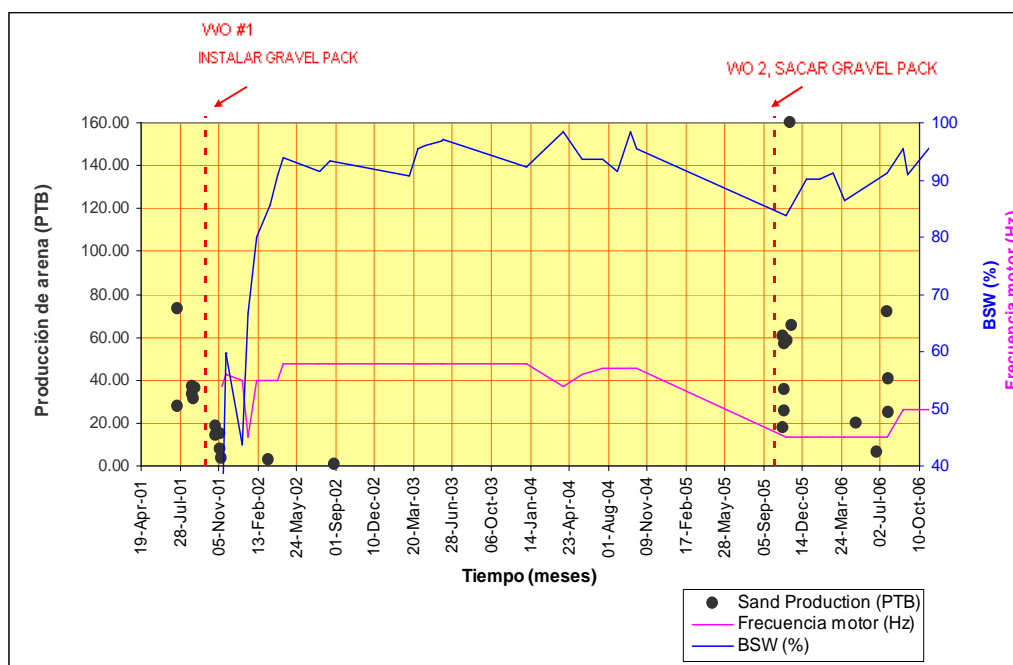


Figura 3.28. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-59
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.6.4.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-59

- Al este pozo se le tomaron dos Build Ups, uno antes de la instalación del Gravel Pack y otro después de la instalación. Los datos obtenidos de estas pruebas de presión se observan en la tabla 3.31.

TABLA 3.31

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	%API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
7-Sep-01	BUP	179	35	16.50	21.5	1,981	1,902	49.0	2.7
14-Nov-01	BUP	426	174	29.00	21.5	2,125	1,557	12.6	1.1
29-Sep-06	ECHO	78	786	91	21.8	2,323	1,906	-	2.1

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- Luego de la instalación del gravel pack en octubre del 2001 el índice de productividad cae desde 2.7 (7 de septiembre del 2001) a 1.1 es decir en un 59.25% (14 de noviembre del 2001), debido a la restricción de flujo producido por el sistema de control de producción de arena. Ver tabla 3.32 (anexos).
- La producción de arena se reduce desde 115 PTB hasta 38 PTB (valores promedios), y tiende a estabilizarse en 10 PTB desde noviembre del 2001. Ver tabla 3.33 (anexos).
- El pozo es cerrado en junio del 2003 por bajo aporte 25 BOPD, y un corte de agua del 97.1%. El índice de productividad en esa fecha era de 0.8 aproximadamente, y no se registra producción de arena.
- Se pone en operación al pozo desde enero hasta octubre del 2004 con un corte de agua del 94.7%, el índice de productividad continúa decayendo desde 0.74 hasta 0.52, es decir el gravel pack continúa taponándose, y la producción promedia diaria de crudo en este lapso de tiempo es de 30 bpd. El pozo es cerrado nuevamente en octubre del 2004 por alto corte de agua.
- En noviembre del 2005 se hace el segundo trabajo de reacondicionamiento, se sacó el gravel pack y se modificó el intervalo productivo, redispinando en el intervalo 8,743' a 8,755' con el objetivo de aislar la zona de agua, el resultado de este trabajo no fue satisfactorio pues si bien se logró incrementar la producción de crudo de 26 bpd (13 de octubre del 2003) a 115 bpd (1 de noviembre del 2004), esta producción empezó a decaer muy rápidamente, el BSW se redujo en apenas un 8%, de 95.4% a 83.7%.
- Al sacar el gravel pack el índice de productividad aumentó de 0.7 a 2.25, la presión de reservorio se recuperó por el tiempo de cierre desde 2245 hasta 2323.
- Luego de sacar el gravel pack del pozo, la producción de arena se incrementó desde 0 a 50 PTB (valores promedios), esto se debe principalmente a los altos cortes de agua, obviamente también por la falta de sistema de control de arena.
- La producción de crudo en noviembre del 2005 era de 115 bpd y decreció hasta 9 bpd el 28 de enero del 2007, el BSW llegó al 99%, lo que forzó a cerrar el pozo en esa fecha.

- La producción acumulada al 31 de agosto del 2005, antes de sacar el control de arena y modificar el intervalo productivo, era 56,283 bls, llegando a 90,620 bls en enero del 2007 (fecha de cierre). Es decir luego de sacar el sistema de control se recuperó 24,337 bls de petróleo.

En la figura 3.29 se observa la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

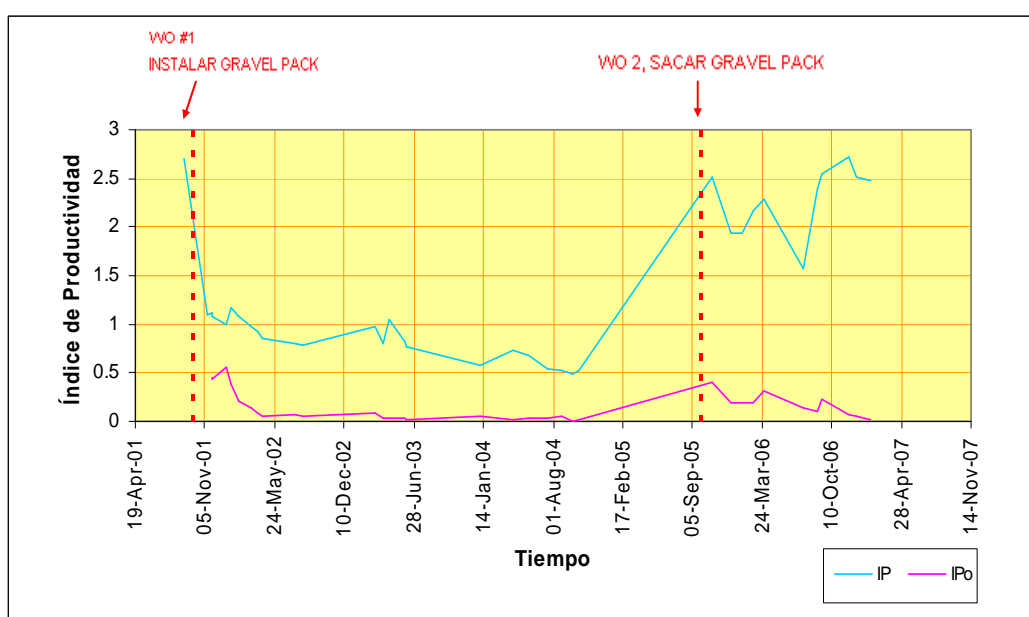


Figura 3.29. Índice de Productividad, Fanny-18B-59
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.6.5. POZO FANNY-18B-63

Fanny-18B-63 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 26 de septiembre del 2002, se disparó en el intervalo de 8,591 a 8,608 y 8,616 a 8,630 pies en MD, frente a la formación M-1. Fue completado con mallas de arena como método de control.

En noviembre del 2005 se saca el sistema de control de producción de arena, se realiza una cementación forzada frente a M-1 y se recañonea en el intervalo 8,591 a 8,606 pies en MD. Desde esa fecha se encuentra operando con una BES P-11

de 136 etapas y un motor de 190 HP. La gravedad promedio del crudo producido es de 23°API.

Las producciones diarias de petróleo y agua el 17 de septiembre del 2007 fueron 138 BOPD y 706 BWPD. El último control de sólidos que registró arena se lo hizo el 24 de junio del 2006 con una concentración de 19.1 PTB, desde esa fecha hasta la actualidad solo se ha realizado dos controles adicionales el 30 de enero del 2007, el cual registró óxido más arena, en una concentración de 16.36 PTB y el 5 de octubre del 2007, y se reportó óxido en una concentración de 1.15 PTB.

En la figura 3.30 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente y BSW desde el 7 de febrero del 2003 hasta el 3 de agosto del 2007.

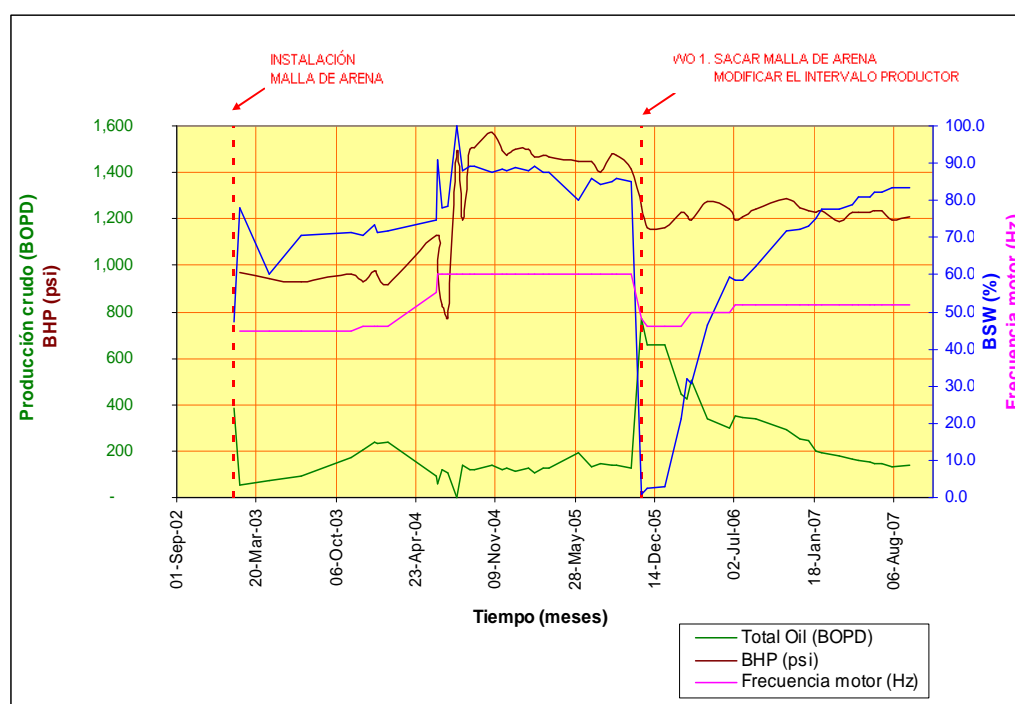


Figura 3.30. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-63
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.31 se observa la curva de producción de arena desde el 22 de enero del 2003 al 24 de junio del 2006, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

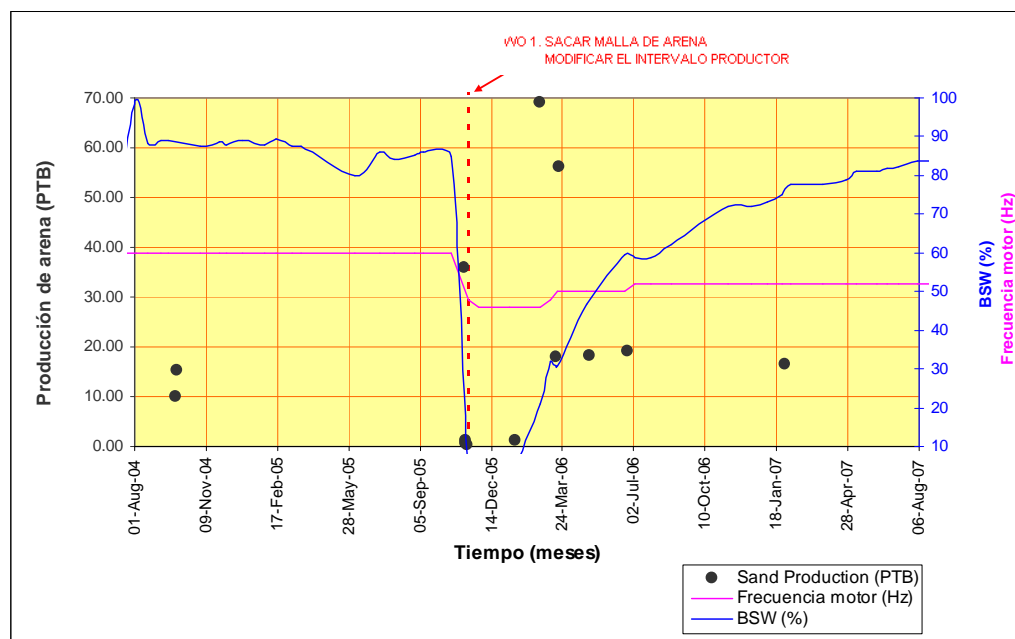


Figura 3.31. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-63
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.6.5.1. Análisis Y Evaluación Pozo Fanny-18B-63

- No se han hecho pruebas de presión con frecuencia, tan solo se tomó un Build Up en enero del 2003, cuyos resultados se muestran en la tabla 3.59.
- El último dato que se tiene de presión de reservorio es 2,540 psi, sabiendo que debido al programa de mantenimiento de presión ésta se ha mantenido relativamente constante, o ha disminuido levemente, se ha trabajado con este valor de presión de reservorio para realizar el presente análisis. Todos estos datos se encuentran tabulados en la tabla 3.34.

TABLA 3.34

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	°API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
23-Jan-03	BUPE	392	350	47.20	21.9	1,847	1,643	32.5	3.7
5-Aug-04	ECHO	-	-	-	-	1,799	1,596	-	-
31-Dec-04	TAB	-	-	-	-	2,528	-	-	-
9-Nov-05	ECHO	656	21	3.1	22.9	-	1,191	-	-
31-Aug-06	ECHO	339	560	62.3	22.3	2,528	1,459	-	0.8
5-Feb-07	ECHO	201	603	75.0	23.1	2,528	1,413	-	0.7
24-Sep-07	ECHO	138	706	83.6	23.0	2,528	1,375	-	0.7

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- El IP en enero del 2003 (datos BUP) fue de 3.7, luego de la instalación de las mallas de arena en el mismo mes, el IP decreció en un 60% teniendo un valor promedio de 1.45 (promedio entre el mes de septiembre y diciembre del 2004) con una frecuencia de operación de 60 Hz.
- El IP aumenta paulatinamente desde 0.5 en julio del 2003 hasta 1.14 en junio del 2004. Durante este período el IP promedio es 0.92. Ver tabla 3.35 (anexos).
- Solamente se realizaron tres controles de sólidos antes de la instalación del sistema de control de la producción de arena, dos de ellos realizados el 28 y 30 de septiembre del 2004 reportaron arena en concentraciones de 9.95 y 15.37 PTB. Ver tabla 3.36 (anexos).
- A partir de agosto del 2004 se nota el efecto del programa de mantenimiento de presión, en la presión de reservorio, y por esta razón el índice de productividad se eleva en un 47%, desde 0.92 hasta 1.17 (valor promedio tomado entre agosto del 2004 y octubre del 2005), lo que no se ve reflejado en un aumento de producción de petróleo, sino en un aumento del corte de agua.
- En noviembre del 2005 se sacan las mallas de arena, se modifica el intervalo productivo para aislar la zona de agua, el IP decreció en un 45%, desde 1.17 (valor promedio) a 0.76 (valor promedio tomado entre noviembre del 2005 y agosto del 2007), lo cual está directamente relacionado con la modificación del intervalo productivo. (antes: 8,591´ a 8,608´ y 8,616´ a 8,630´; después: 8,591´ a 8,606´),
- Al modificar el intervalo productivo se produjo un aumento del 443% en la producción de petróleo, es decir la modificación del intervalo productivo fue altamente efectivo pues se logro aislar la zona de agua, bajando el BSW de 85% (octubre 2005) a 0.9% (noviembre 2005).
- La producción de arena aumentó significativamente luego de sacar el control, fluctuando entre 20 y 60 PTB aproximadamente, pero desde marzo del 2006 se ha estabilizado en 20 PTB aproximadamente.
- En la actualidad no es recomendable volver a colocar un sistema de control de la producción de arena por dos razones; el equipo de fondo viene operando desde noviembre del 2005 sin problemas, y el índice de productividad es bajo.

- Desde noviembre del 2005 hasta la actualidad el BSW ha tenido una tendencia creciente, desde 0.9% en noviembre del 2005 hasta 83.6 en agosto del 2007. Es decir que se está llegando a condiciones similares de BSW pero después de dos años de la modificación del intervalo productivo.
- La producción de crudo tiene una tendencia decreciente desde 771 bpd en noviembre del 2005 hasta 130 bpd en agosto del 2007, producto del aumento del corte de agua, se podría incrementar la producción elevando la frecuencia tomando en cuenta que la producción de arena es estable actualmente.
- La producción acumulada de crudo hasta al 30 de septiembre del 2005 era 103,330 y al mes de agosto del 2007 es de 321,050 bls, es decir que se han recuperado aproximadamente 217,720 bls, después de sacar las mallas para arena y modificar el intervalo productivo.
- La reservas remanentes de este pozo son: 179,000 barriles. De presentarse problemas posteriores con el equipo de fondo se recomienda completar con un equipo de fondo similar o más pequeño.

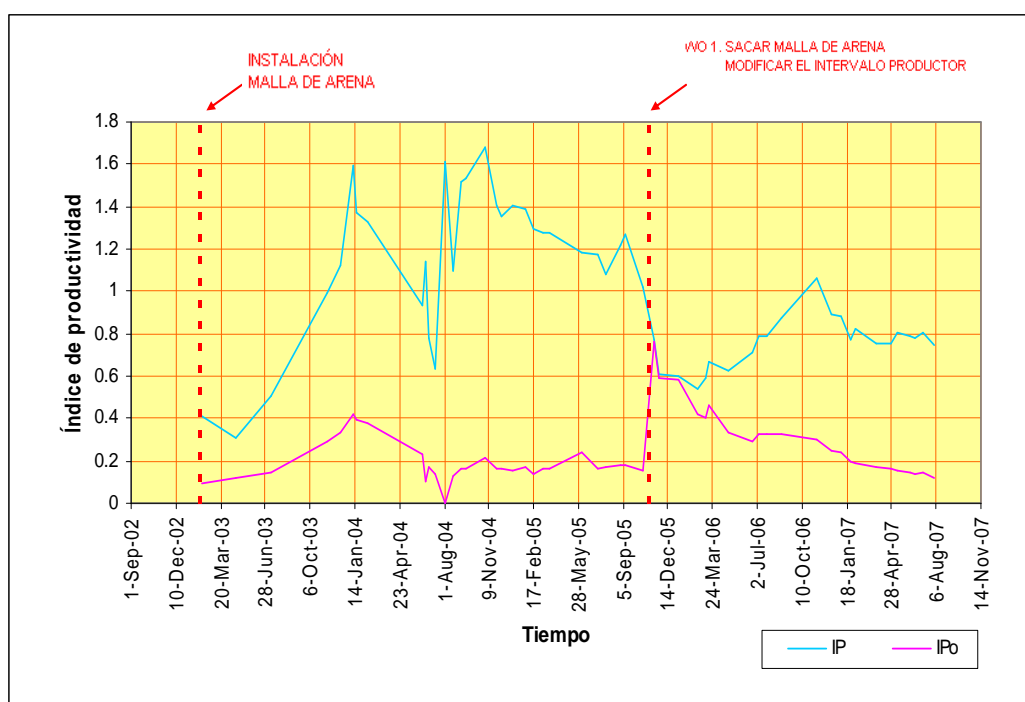


Figura 3.32. Índice de Productividad, Fanny-18B-63
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.32 se observa la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

3.7. POZOS COMPLETADOS CON SANDCAT Y/O VÁLVULA ADV.

3.7.1. POZO FANNY-18B-52

El pozo Fanny 18B-52 fue completado con un conjunto válvula ADV más SandCat, su análisis fue hecho en la sección anterior: *POZOS DE LOS CUALES SE SACÓ EL SISTEMA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA*

En el anexo 3.5 se observa la completación actual del pozo Fanny-18B 52.

3.7.2. POZO FANNY-18B-42

Fanny-18B-42 es un pozo direccional, su perforación finalizó el 15 de julio del 2003, está completado en la arena M-1 en el intervalo comprendido entre 8,586 a 8,600 pies en MD.

En septiembre del 2004 fue cerrado por alta producción de arena. En junio del 2005 se lo pone en operación nuevamente pero en agosto del 2006 la bomba falla por atascamiento con arena.

En octubre del 2006 se baja con la completación de fondo una válvula ADV para evitar la entrada de arena hacia la bomba después de un shut down, pero el eje de la bomba se rompe por causa de un taponamiento con arena, desde enero del 2007 operaba con una BES P-8 de 160 etapas, un motor de 110 HP y sin la válvula ADV por problemas de disponibilidad, hasta el 28 de septiembre del mismo año, presuntamente por atascamiento de la bomba con arena. La gravedad promedio del crudo producido actualmente es de 22.4° API.

Las producciones diarias, de petróleo y agua el 11 de septiembre del 2007 fueron 73 BOPD y 735 BWPD respectivamente. El último control de sólidos que registró arena fue realizado el 3 de octubre del 2007 en una concentración de 8.18 PTB.

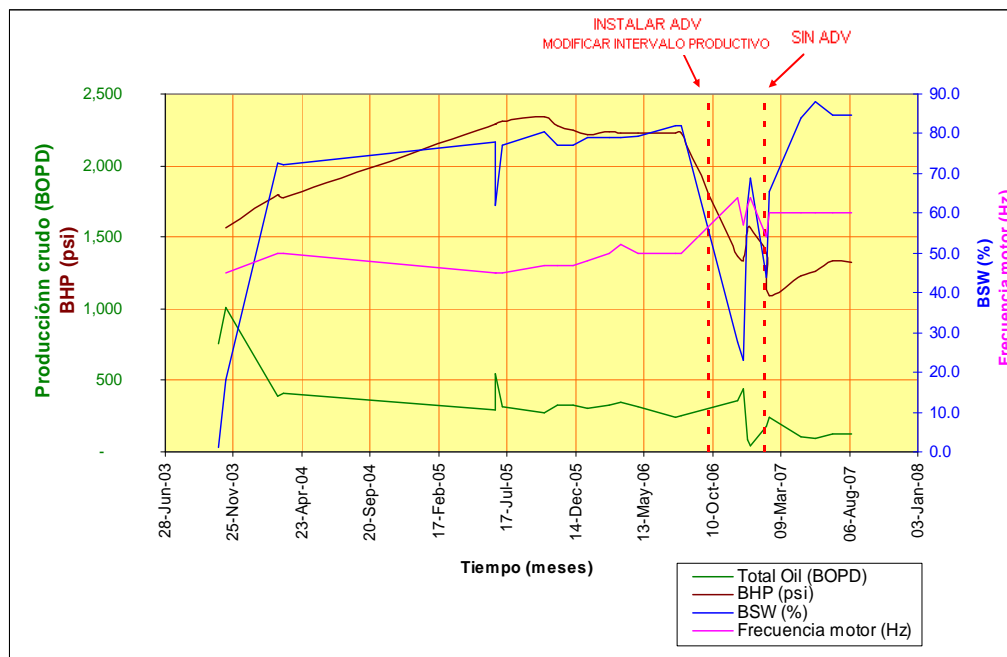


Figura 3.33. Historial de Producción de petróleo, Fanny-18B-42
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.33 se observa la curva de producción de petróleo, presión de fondo fluyente y BSW desde el 22 de octubre del 2003 hasta el 10 de agosto del 2007.

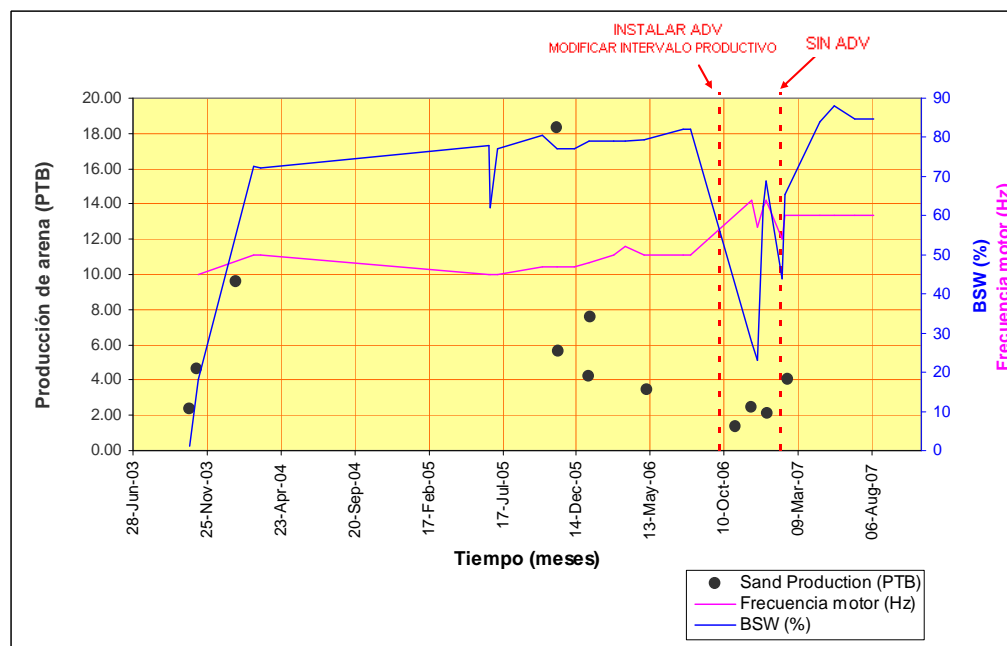


Figura 3.34. Historial de Producción de arena, Fanny-18B-42
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

En la figura 3.34 se observa la curva de producción de arena desde el 20 de octubre del 2003 al 17 de febrero del 2007, y las curvas de BSW y frecuencia de operación del motor.

3.7.2.1. Análisis y Evaluación del Pozo Fanny-18B-42

- Se dispone de una prueba de presión, un Build Up tomado el 26 de octubre del 2003. Los resultados obtenidos de esta prueba se muestran en la tabla 3.37.

TABLA 3.37

Fecha	Prueba	BOPD	BWPD	BSW (%)	%API	Pr (psi)	Pwf (psi)	S	PI (bbl/d/psi)
26-Oct-03	BUP	763	11.00	1.42	22.20	2,456	1,957	16.30	1.55
05-Feb-05	ECHO	-	-	-	-	2,617	-	-	-
07-Aug-06	PWS	243	1097	81.87	22.5	2,752	-	-	-
13-Jan-07	ECHO	-	-	-	-	2,411	-	-	-
18-Nov-07	ECHO	-	-	-	-	2,368	-	-	-

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

- Inicialmente se cañoneo en el intervalo comprendido entre 8,586 y 8,590 pies MD, en la arena M-1.
- El índice de productividad inicial es de 1.55 (BUP), se observa un aumento del IP desde 1.55 hasta 2.85 en el período comprendido entre octubre del 2003 y marzo del 2004, esto se debe a que el BSW se incrementó con rapidez desde 1.4 a 72.2% y la frecuencia de varió de 45 a 50 Hz, con estas dos condiciones la producción de crudo disminuye desde 1,013 hasta 407 bpd. Ver tabla 3.38 (anexos).
- Durante el mismo lapso de tiempo del literal anterior la producción de arena oscila entre 2.38 y 33.18 PTB, con un promedio de 12.13 PTB (revisar tabla 3.39), y esta producción fue la causante del taponamiento de la BES GC 1700, el equipo de fondo se apagó el 11 de mayo del 2004.
- Luego del segundo trabajo de reacondicionamiento en junio del 2005 el índice de productividad se incrementa de un promedio de 2.85 (febrero – marzo 2004), hasta 5.06 (junio 2005 – agosto 2006), este es un incremento relativo,

- pues se debe al aumento de la presión de reservorio por el programa de mantenimiento de presión, pero la producción de fluidos se mantiene en aproximadamente 1420 bpd.
- Entre junio del 2005 y agosto del 2006 el BSW y la producción de crudo permanecen relativamente constante en 78% y 300 bpd respectivamente, la producción de arena entre noviembre del 2005 y mayo del 2006 oscila entre 3.43 y 18.32 PTB con un valor promedio de 7.8 PTB. Ver tabla 3.39 (anexos).
- Debido a la producción de arena la bomba GC 1700 falló por atascamiento con arena, el equipo de fondo se apagó el 8 de mayo del 2006.
- En octubre del 2006 se modificó el intervalo productivo, se realizó una cementación forzada y se recañoneó entre 8,586 y 8,596 pies, además se instaló una válvula ADV como parte de la completación de fondo. El BSW se reduce considerablemente desde 82% en agosto del 2006 a 27.5% en diciembre del 2006. El IP también se reduce desde 4.24 (3 de agosto del 2006) hasta 0.93 (25 de octubre del 2006), esto está directamente relacionado con la variación del tamaño de la bomba (antes: GC 1700, después: P 11) y la modificación del intervalo productivo, la producción de crudo aumenta desde 247 bpd (agosto 2006) hasta 358 bpd.
- A partir de diciembre del 2006 la producción se reduce considerablemente desde 437 BOPD (17 de diciembre 2006) hasta 88 BOPD (27 de diciembre del 2006) lo cual se produjo por dos causas: (1) la eficiencia de la bomba disminuye debido a la producción de arena (finalmente se rompe el eje de la bomba) y el daño causado por escala en la válvula ADV, (2) el BSW se elevó drásticamente desde 23 hasta 62.4%.
- A partir de febrero del 2007 se pone en operación nuevamente el pozo con una bomba P 8, con un índice de productividad promedio de 0.79, pero tiene a elevarse hasta 1.15 (junio del 2007), afectado principalmente por el aumento del BSW hasta 84.6%. La producción de crudo oscila entre 90 y 124 bpd con la variación del BSW.
- El IP entre junio y agosto del 2007 se ubica en 1.15, con una frecuencia de operación del equipo de fondo de 60 Hz

- El 28 de agosto del 2007 el pozo se apaga presuntamente por un nuevo atascamiento de la bomba con arena.
- Las reservas del pozo Fanny-18B 42 son: 177,300 barriles.
- Es necesario que en el próximo WO se complete con un capilar de fondo para la inyección de químicos anti incrustantes, para evitar las incrustaciones de escala.
- En el Capítulo 4 se analizará tres posibilidades de completación para poner en operación nuevamente el pozo, tomando en cuenta su elevado corte de agua y su baja producción de petróleo:
 - a. Completar el pozo con válvula ADV.
 - b. Completar el pozo con el conjunto SandCat más válvula ADV.
 - c. Completar el pozo con otro sistema de control de producción de arena.

En la figura 3.35 se observa la variación del índice de productividad calculado a partir de pruebas de producción.

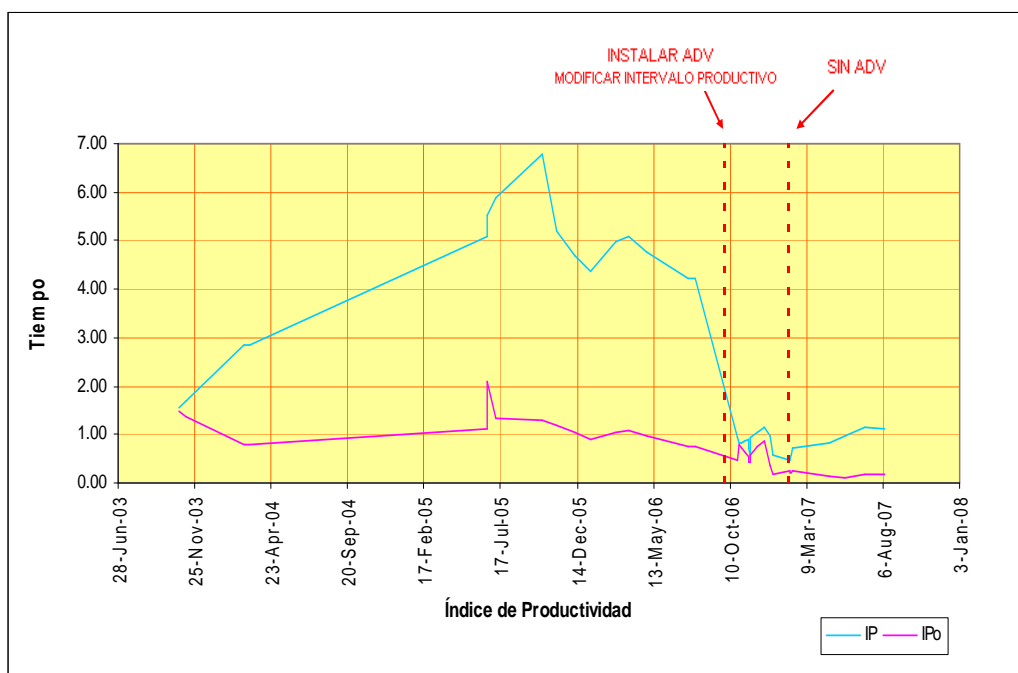


Figura 3.35. Índice de Productividad, Fanny-18B-42
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.8. EVALUACIÓN GENERAL

3.8.1. POZOS COMPLETADOS CON GRAVEL PACK

Después de haber analizado el desempeño de las empacaduras de grava en los pozos del campo Fanny-18B que operaron y operan con este sistema de control de la producción de arena, se puede establecer que el gravel pack es un sistema de control de arena eficiente como tal, con el inconveniente de que reduce el índice de productividad entre el 30 y 80% en la mayoría de los casos, razón por la cual es recomendable realizar un estudio completo de los parámetros del pozo en el cual se pretende implementar un sistema de estos, con el objeto de establecer la factibilidad técnica de su implementación en relación a la afectación de la productividad del pozo.

Una vez en operación el gravel pack tiene la tendencia a taponarse produciendo una mayor reducción al flujo de la que ya produce su instalación en el pozo, de esta manera se reduce también el índice de productividad, por lo que es recomendable hacer una limpieza del sistema de control, una vez que se ha establecido que la presión de fondo ha disminuido abruptamente, reduciendo el caudal de la producción, además cuando la presión de intake sea menor a 1,000 psi, tomando en cuenta que la presión de burbuja es 504 psi en la arena M-1.

Luego de la instalación de un gravel pack la producción de arena se reduce hasta valores inferiores a 5 PTB, lo que se ve ampliamente reflejado en el aumento de la vida útil de los equipos de fondo.

La tabla 3.40 de resultados generales se puede observar en los anexos.

En las figuras 3.36 y 3.37 se observa el comportamiento del índice de productividad y la producción de arena, antes, después de la instalación de un gravel pack y los datos actuales al 2007.

Se observa un aumento en el índice de productividad actual en varios pozos; esto se debe a que se hizo una limpieza del gravel pack en los pozos Fanny-18B 21 y Fanny-18B 75, se modificó el intervalo productivo de los pozos Fanny-18B 28 y Fanny-18B 52. En tanto que los pozos Fanny-18B 13 y Fanny-18B 57 el incremento del índice de productividad está relacionado con el aumento del corte de agua, y la presión de fondo fluente.

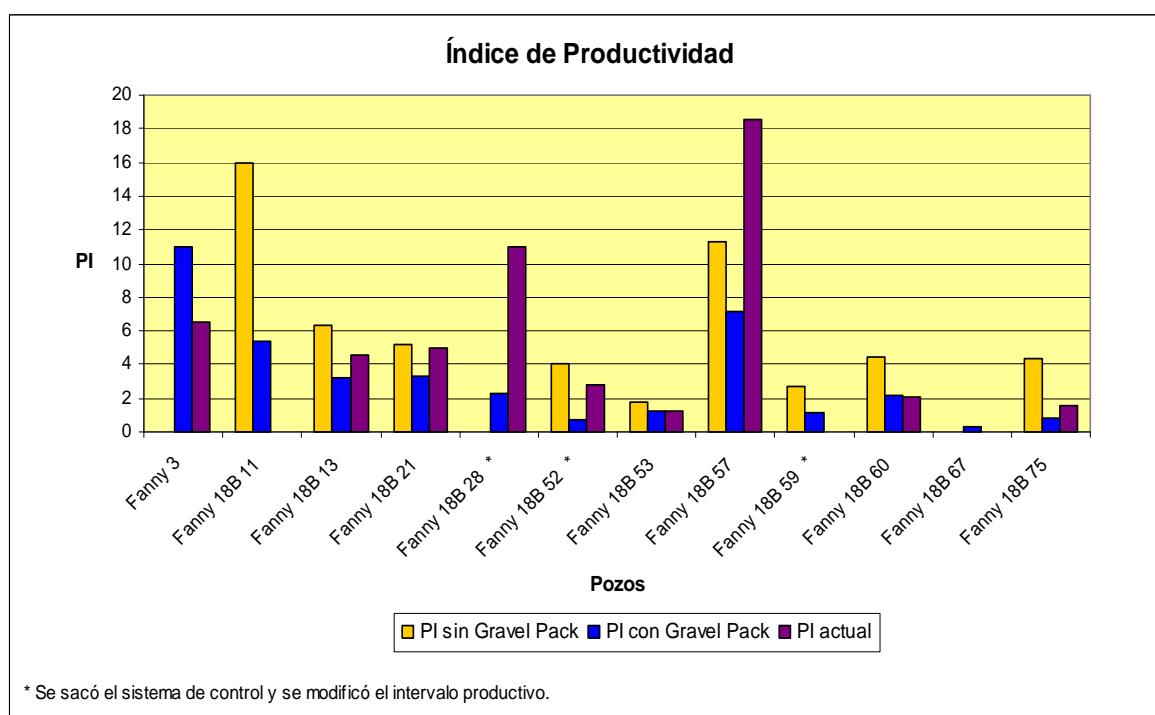


Figura 3.36. Variación del Índice de Productividad.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Los controles de sólidos realizados en el año 2007 no reportan presencia de arena en los pozos: Fanny-18B 13, Fanny-18B 21, Fanny-18B 57, Fanny-18B 60, Fanny-18B 75.

Fanny-18B 11, Fanny-18B 59 y Fanny-18B 67 son pozos actualmente cerrados, por diferentes motivos: problemas de corrosión en el casing, alto corte de agua, gravel pack pescado en el fondo, respectivamente.

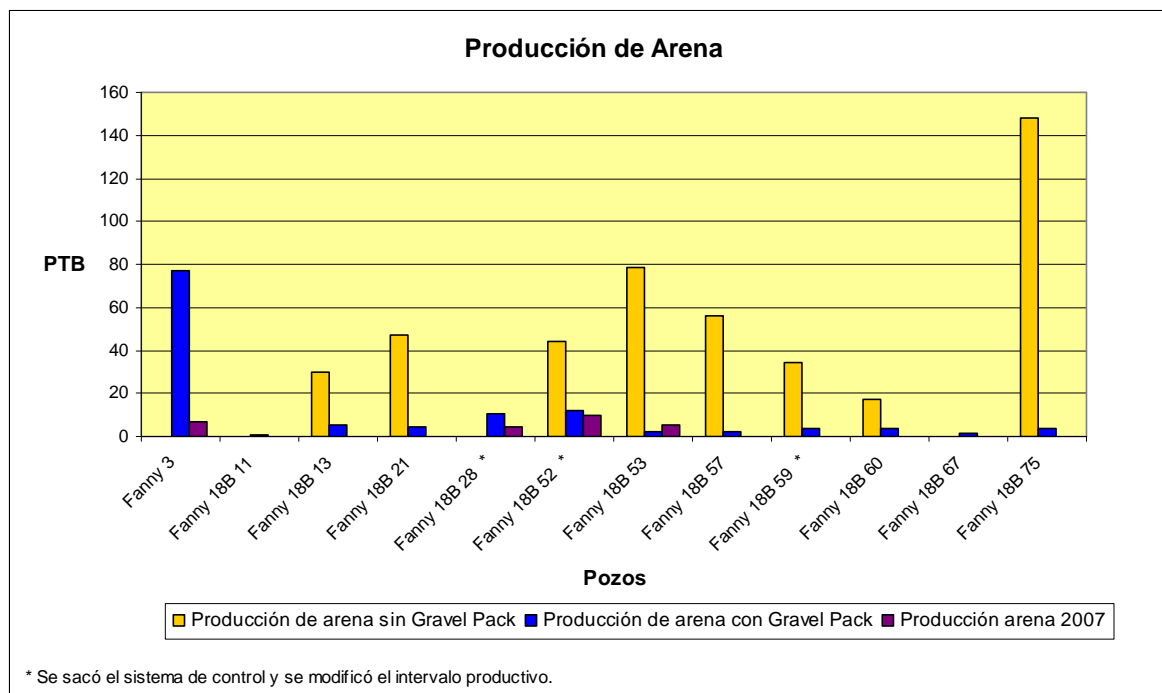


Figura 3.37. Variación de la Producción de Arena.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.8.2. POZOS COMPLETADOS CON MALLAS DE ARENA

El desempeño de las mallas de arena como sistema de control de la producción de arena se lo puede calificar como regular, pues si bien controlaron eficientemente la producción de arena, salvo en un caso (Fanny-18B 60), produjeron severos problemas de restricción de flujo (ver tabla 3.41), disminuyendo considerablemente el índice de productividad de los pozos en donde se aplicó esta técnica.

El pozo Fanny-18B 60 es el ejemplo de más bajo desempeño de las mallas de arena, como se puede apreciar en las figuras 3.38 y 3.39 ya que luego de la instalación del sistema de control se produjo una severa reducción del índice de productividad y no redujo en lo absoluto la tasa de producción de arena. Por esta razón se hizo una recompletación de este pozo, sacando las mallas de arena y colocando un gravel pack.

El desempeño de las mallas para arena es técnicamente inferior al desempeño de un gravel pack, pues si bien la reducción de la producción de arena gracias a las mallas se ubica entre un 67 y 100%, la restricción al flujo producida por las mallas es mayor.

El proceso de empaquetamiento con grava crea un sistema de dos fases de filtración por lo cual la grava en las perforaciones retiene la arena de la formación y la grava en el anular es retenida por el diámetro externo de la rejilla (screen), por otra parte la malla solo provee una fase de filtración directa por lo que su tendencia al taponamiento es mucho mayor.

Se puede afirmar que el patrón general de desempeño de un gravel pack es similar en casi todos los pozos donde se los instaló en tanto que el desempeño de las mallas de arena es muy variable, incrementando la incertidumbre de su funcionamiento antes de la instalación en un pozo.

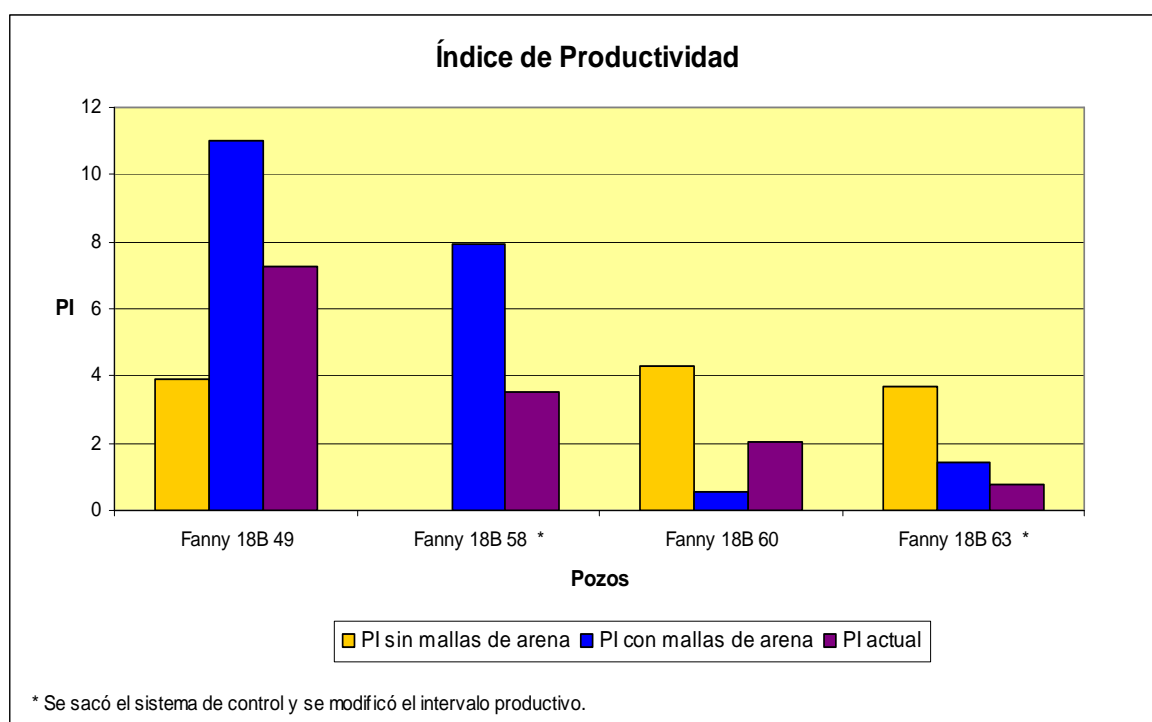


Figura 3.38. Variación del Índice de Productividad.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Se observa un aumento del índice de productividad del pozo Fanny-18B 49 después de implementar el sistema de control debido a que después de que se colocó dicho sistema, se completó el pozo con una bomba más pequeña y como consecuencia se recuperó la presión de fondo; antes de la instalación del sistema de control se operaba con una bomba GN 5000 y después con una bomba GC 1150.

El incremento del índice de productividad en el pozo Fanny-18B 60 se debe al cambio de sistema de control de la producción de arena, disminuyendo la severa restricción al flujo que causaban las mallas de arena por el taponamiento producido dentro de la formación. Actualmente esta completado con un gravel pack.

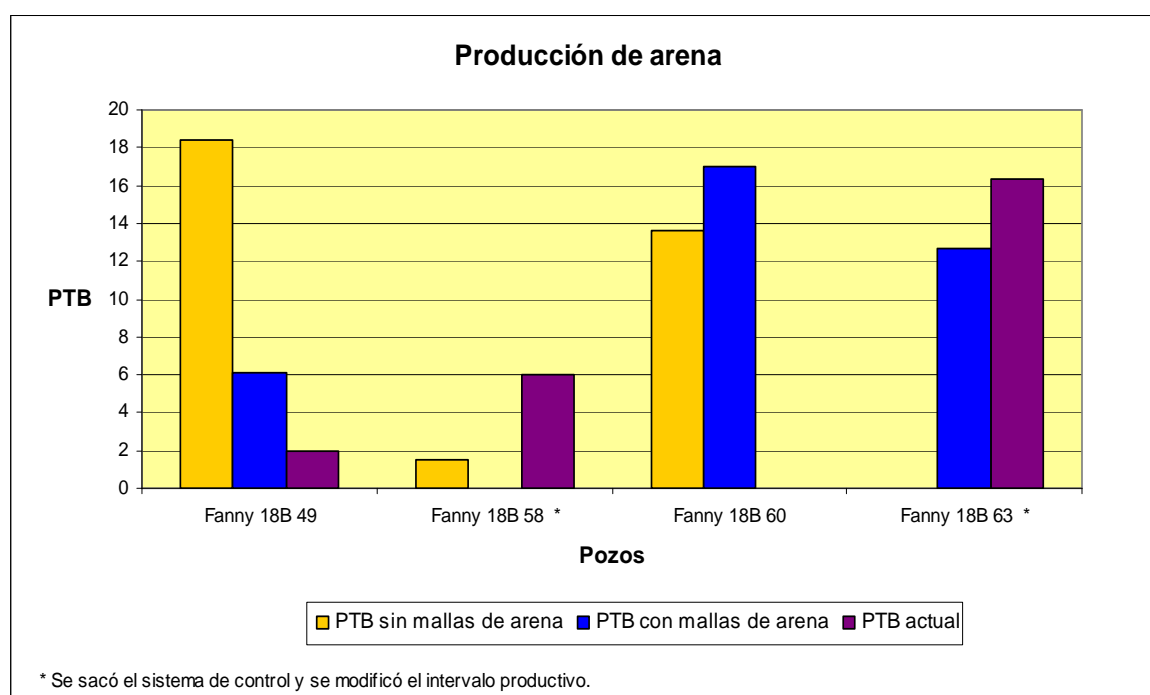


Figura 3.39. Variación de la Producción de Arena.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Los tres controles de sólidos del pozo Fanny-18B 60 realizados en el año 2007 no han reportado presencia de arena.

3.8.3. POZOS COMPLETADOS CON FRAC PACK

No se puede establecer un patrón de desempeño después de la implementación de un frac pack en el campo Fanny-18B pues tan solo en los pozos Fanny-18B 50 y Fanny-18B 56 ST-1 se hizo este trabajo.

El desempeño del frac pack en el pozo Fanny-18B-56 ST-1 es satisfactorio pues redujo la producción de arena en un 92% y el índice de productividad en apenas un 20%, como se puede observar en la tabla 3.42, la producción de fluido y el índice de productividad permanecen estabilizados desde el año 2003 en tanto que la producción de crudo ha disminuido paulatinamente, debido al incremento paulatino del corte de agua.

Es necesario mencionar que el trabajo de frac pack en el pozo Fanny-18B 56 ST-1 tuvo problemas operacionales en su ejecución, razón por la cual no se llegó a fracturar la arena M-1 por lo que se lo puede considerar como un trabajo de gravel pack.

Resultados muy diferentes se obtuvieron con la implementación de un frac pack en el pozo Fanny-18B 50, en donde se produjo una severa restricción al flujo y una disminución del índice de productividad del 80% además de un incremento en el corte de agua desde 82 al 95%. Se estableció que el trabajo de fractura conectó al pozo con el acuífero, la o las causas para que el trabajo de frac pack en el pozo Fanny-18B 50 haya fracasado se detalla en el siguiente párrafo.

No es recomendable hacer un fracturamiento en formaciones donde el contacto agua petróleo se encuentra muy cercano y/o se tiene gran probabilidad de altos cortes de agua. En pozos con altos ángulos de desviación disminuye la probabilidad de que el frac pack cubra las expectativas operacionales. Por todas estas razones no es recomendable hacer un frac pack en pozos donde existe un alto riesgo de que la fractura salga de la zona de interés más aún cuando la remediación de esto es casi imposible.

De las recomendaciones anteriores se establece que la probabilidad de que un trabajo de frac pack en el campo Fanny-18B sea exitoso es muy reducida, tomando en cuenta que el espesor de petróleo es de unos pocos pies y se tiene

muy cercano el contacto agua – petróleo, y la permeabilidad de la arena M-1 es alta.

En diciembre del 2005 se plantea que la fractura que presuntamente conectaba al acuífero con el pozo Fanny-18B 50 se ha cerrado pues la presión de reservorio ha disminuido desde 3,000 a 2,058 psi. Por esta razón se propone realizar un reacondicionamiento para sacar el sistema de control, realizar una cementación forzada y recañonar en un intervalo más pequeño, pero la operación fracasa al no poder recuperar la malla del frac pack del fondo del pozo.

En las figuras 3.40 y 3.41 se observa el comportamiento del índice de productividad y la producción de arena, antes y después de la instalación de un frac pack, y los datos actuales al 2007.

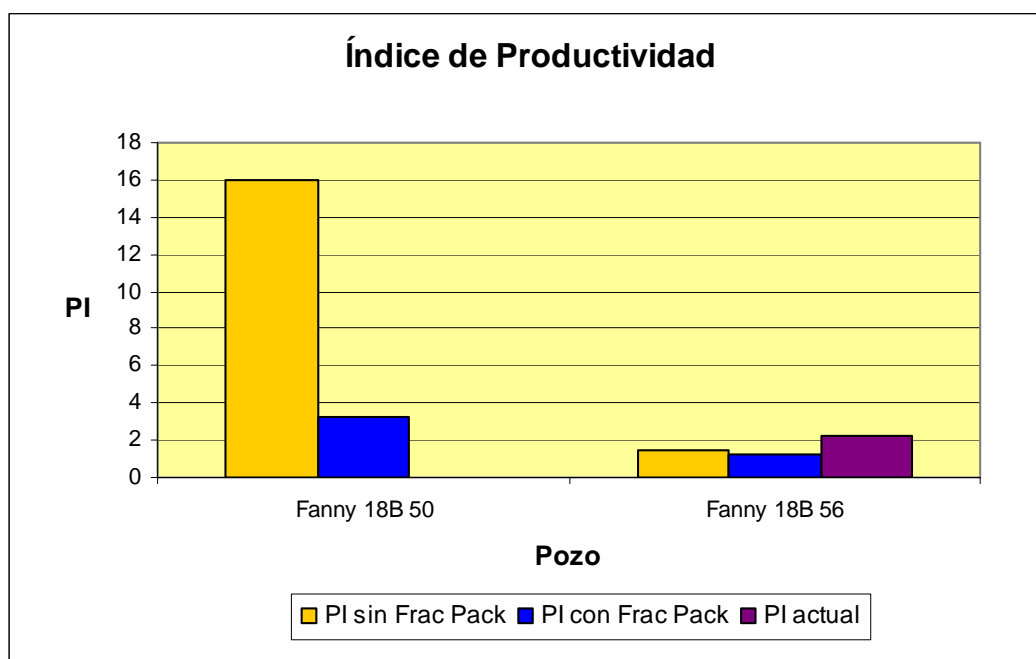


Figura 3.40. Variación del Índice de Productividad.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

El pozo Fanny-18B 50 se encuentra cerrado desde abril del 2006 por bajo potencial, la reducción del índice de productividad posterior al trabajo de frac pack fue de un 80%, en tanto que en el pozo Fanny-18B 56 ST-1 este parámetro se muestra estable, como se observa en la figura 3.40.

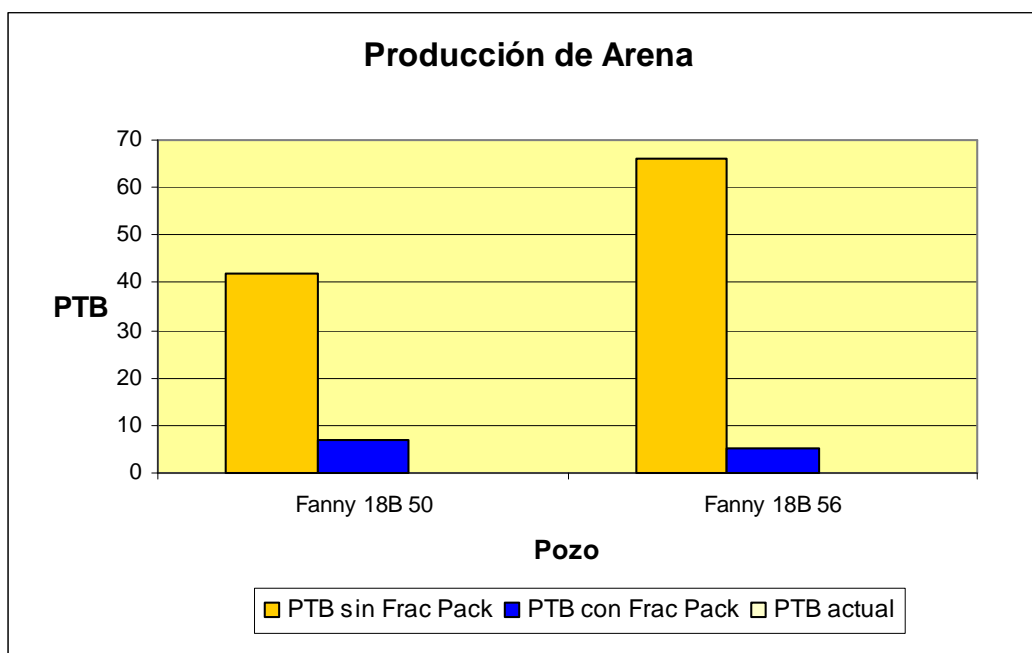


Figura 3.41. Variación de la Producción de Arena.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

3.8.4. POZOS COMPLETADOS CON MALLAS PREMIUM

A mediados del año 2006 se inicia una campaña de perforación de pozos horizontales con el objetivo de incrementar la producción, estos nuevos pozos han sido completados con mallas Premium como sistema de control de la producción de arena. Las mallas que se han corrido en estos nuevos pozos del campo Fanny-18B están construidas en juntas de 38 pies de tuberías con 32 pies como medio de filtración y dependiendo de la longitud de la sección horizontal de cada pozo se han corrido entre 10 y 26 juntas (380 y 912 pies).

Los pozos implementados con mallas Premium fueron inicialmente completados con este sistema de control de producción de arena por lo que no es posible establecer ningún tipo de comparación antes y después de la implementación de las mallas Premium.

Por otro lado los pozos completados con este sistema de control tienen pocos meses de operación por lo que no se puede establecer un juicio de valor acertado

respecto a su desempeño. Lo que sí se puede establecer es que en estos pocos meses de operación la producción de arena ha permanecido bajo los 10 PTB en estos pozos. Ver tabla 3.43.

TABLA 3.43

POZO	Año 2007		Comentario
	IP (bbl/d/psi)	PTB	
Fanny 18B 18H	50	0.9	Pozo perforado en junio del 2007
Fanny 18B 19H	11.3	3.16	Pozo perforado en julio del 2007
Fanny 18B 89H	107.66	2.81	Pozo perforado en diciembre del 2006
Fanny 18B 98H	2.53	7	Pozo perforado en abril del 2007

Resumen General Mallas Premium.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

A continuación se hará un análisis de los pozos horizontales que no fueron completados con ningún sistema de control de la producción de arena, para establecer las diferencias que pudieran existir entre estos pozos, y los pozos nuevos completados con mallas Premium para el control de la producción de arena.

3.8.4.1. Pozos Completados con Liners Cañoneados

Los primeros ensayos para controlar la producción de arena de formación fueron desarrollados en pozos de agua, usando tubería ranurada, los orificios se los hacía con la ayuda de un soplete. Este tipo tubería, fue adoptada por la industria petrolera, y en desarrollos posteriores se introdujo la regulación del diámetro de los orificios de la tubería con el objeto de controlar de mejor manera la producción de arena.

Los pozos Fanny-18B 22H y Fanny-18B 24H fueron completados con liners convencionales de producción en la sección horizontal del pozo, y posteriormente se los cañoneo para ponerlos en producción.

En el pozo Fanny-18B 24H han fallado dos BES por problemas relacionados con la excesiva producción de arena, ver tabla 3.44 (anexos), razón por la cual se han

debido realizar dos trabajos de reacondicionamiento por este motivo, con un costo aproximado de \$550,000.

1. BES JN 13000, 201 días de operación (noviembre 1998 – febrero 1999), taponada con arena.
2. BES HC 12500, 396 días de operación (septiembre 2005 – octubre 2006), falla eléctrica causa por la vibración ocasionada por la producción de arena.

En el pozo Fanny-18B 22H se han debido realizar seis trabajos de reacondicionamiento para cambiar la BES debido a fallas causadas por la excesiva producción de arena, ver tabla 3.45 (anexos). Con un costo total aproximado de 1, 500,000 dólares.

1. BES JN 4000, 33 días de operación (mayo – abril 1999), sacada del pozo por estar taponada con arena.
2. BES GN 4000, 138 días de operación (octubre 1999 – abril 2000), taponada con arena.
3. BES GN 4000, 366 días de operación (abril 2000 – abril 2001), secada para realizar limpieza de perforaciones taponadas.
4. BES GN 4000, 1 día de operación (mayo 2001), sacada para limpiar arena del fondo del pozo.
5. BES GC 4100, 232 días de operación (enero – septiembre 2004), taponada con arena.
6. BES GC 4100, 530 días de operación (octubre 2004 – abril 2006), rotura del eje por arenamiento de la bomba.

Actualmente los liner ranurados son usados en pozos con bajas tasas de producción, especialmente en pozos con largos intervalos de completación, por ello han sido reemplazados por más costosos pero eficientes sistemas de control de la producción de arena como las mallas Premium.

La inversión inicial necesaria para completar un pozo horizontal con mallas Premium asciende en promedio a 175,000 dólares (500 pies de mallas), siendo esta cantidad muy inferior, con relación a los costos que podrían generar los posibles trabajos de reacondicionamiento por problemas relacionados con la excesiva producción de arena.

En la actualidad no es recomendable completar pozos horizontales con liners cañoneados o liner ranurados, pero si se lo hace aún a sabiendas de su pobre eficiencia, se debe asumir el riesgo de futuros problemas relacionados con la excesiva producción de arena como: reacondicionamientos, fallas prematuras del equipo de fondo, daños en los equipos de superficie, etc., y los costos que estos problemas conllevan.

3.8.5. POZOS DE DONDE SE SACÓ EL SISTEMA DE CONTROL

En agosto del 2005 se pone en marcha la recuperación del sistema de control de arena de varios pozos, en los cuales se identificó características como: alto corte de agua, taponamiento del sistema de control y baja productividad; problemas que en conjunto hacían no rentable su producción.

Se desarrolla el proyecto con dos objetivos, el primero y primordial es reducir el corte de agua de los pozos en mención, modificando su intervalo productivo y de esta manera aislar la zona de agua y como consecuencia de esto incrementar la producción de petróleo. El segundo objetivo es evaluar experimentalmente los efectos causados en la producción de arena luego de haber extraído el sistema de control de los pozos.

El trabajo realizado en cada uno de los casos se describe a continuación: sacar el sistema de control de la producción de arena, realizar una cementación forzada del intervalo productivo y recañonear en un intervalo más pequeño, en promedio de diez pies. Ver tabla 3.46.

TABLA 3.46

POZO	Intervalo productivo, pies (MD)		h perforado pies (MD)	BES	Sistema de control
	antes	después			
Fanny 18B 28	8,155-8,172	8,155-8,165	10	P 21 / 131 etapas	gravel pack
Fanny 18B 52	8,522-8,548	8,522-8,534	12	P 6 / 215 etapas	gravel pack
Fanny 18B 59	8,743-8,774	8,743-8,755	12	P 10 / 230 etapas	gravel pack
Fanny 18B 58	8,712-8,731	8,712-8,722	10	P 11 / 168 etapas	mallas de arena
Fanny 18B 63	8,591-8,608 8,616-8,630	8,591-8,606	15	P 11 / 136 etapas	mallas de arena

Cambio de intervalos productivos.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

El proyecto contemplaba el mismo procedimiento en siete pozos, Fanny-18B 28, Fanny-18B 50, Fanny-18B 52, Fanny-18B 58, Fanny-18B 59, Fanny-18B 63 y Fanny-18B 67. No se puede afirmar que las variaciones en el índice de productividad dependen totalmente de la remoción del sistema de control, pues este parámetro también es afectado por la modificación del intervalo productivo y el trabajo de recañoneo.

Tan solo se puede afirmar que el índice de productividad aumentó entre un 200 a 400% en los pozos que se retiró el gravel pack, en tanto que en los pozos de donde se retiraron mallas de arena el índice de productividad se redujo en un 48% y 61%, pero como se mencionó anteriormente no se puede concluir que esta reducción dependa enteramente de la remoción del sistema de control de la producción de arena. Ver tabla 3.47 (anexos).

De los siete pozos que abarcaba el proyecto dos de ellos (se sacó mallas de arena) resultaron enteramente satisfactorios, los pozos: Fanny-18B 58 y Fanny-18B 63, en estos pozos se redujo el índice de productividad pero también se redujo el corte de agua, incrementando la producción de petróleo. En los pozos Fanny-18B 28, Fanny-18B 52, Fanny-18B 59 no se logró disminuir el corte de agua, con resultados muy diferentes en cada uno de ellos, en el pozo Fanny-18B 28 se aumentó la producción de fluido y de petróleo, debido al incremento del índice de productividad. No se logró disminuir el corte de agua y la producción de arena no se elevó a pesar de que se sacó el gravel pack, debido a que para el nuevo intervalo productivo se seleccionó una zona de baja porosidad.

El pozo Fanny-18B 52 incrementó considerablemente su producción de arena, lo que causó el taponamiento de la bomba luego de 167 días de operación, haciendo necesaria la implementación de nuevas herramientas como la válvula ADV y el separador de arena de fondo, SandCat, para evitar el daño de los equipos de fondo por la excesiva producción de arena.

En tanto que los resultados obtenidos en el pozo Fanny-18B 59 fueron desfavorables puesto que no se logró evitar el rápido aumento del corte de agua, razón por la cual se tuvo que cerrar el pozo en enero del 2007, a esa fecha con un corte de agua del 99%.

Los trabajos en los pozos Fanny-18B 50 y Fanny-18B 67 fracasaron totalmente al quedarse en el fondo el sistema de control y perder estos pozos.

Posteriormente a los trabajos de reacondicionamiento (Campaña 2005) se han podido recuperar 675,000 barriles de petróleo de los pozos intervenidos hasta agosto del 2007.

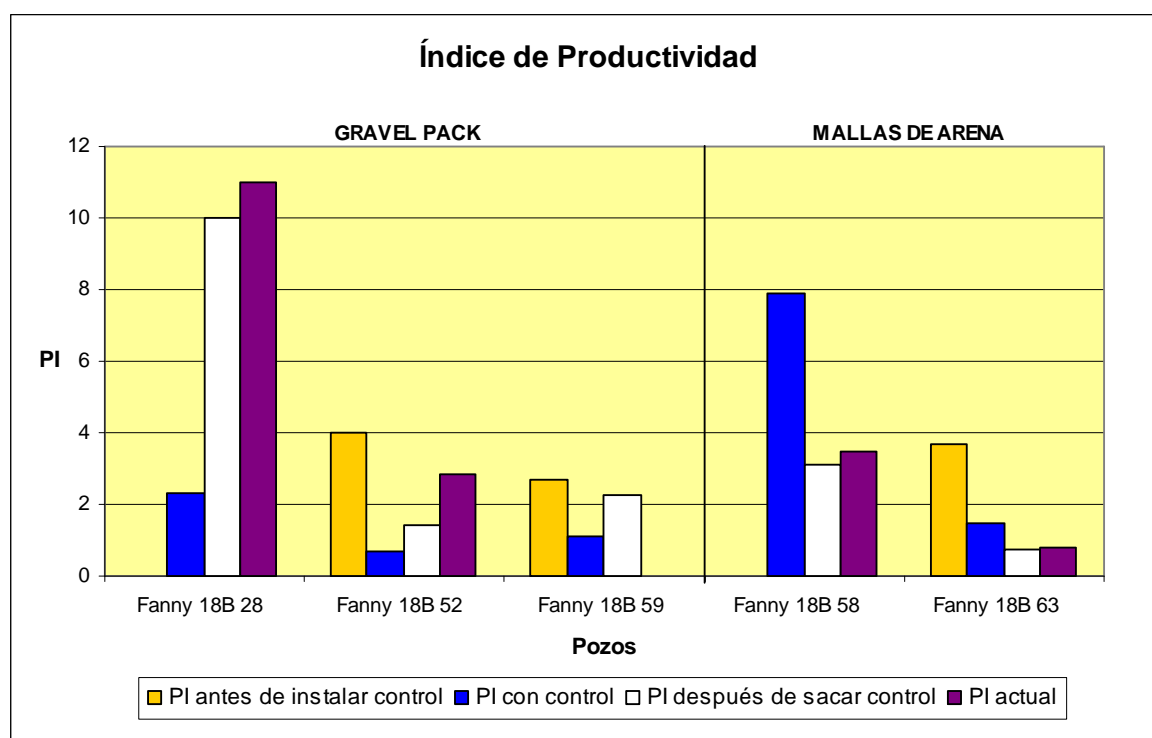


Figura 3.42. Variación del Índice de Productividad.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

El pozo Fanny-18B 59 se encuentra cerrado desde enero del 2007, el índice de productividad actual del pozo Fanny-18B 52 se ha incrementado debido a un aumento en la presión de fondo fluyente desde septiembre del 2006 luego de la instalación del separador de arena de fondo y la válvula ADV.

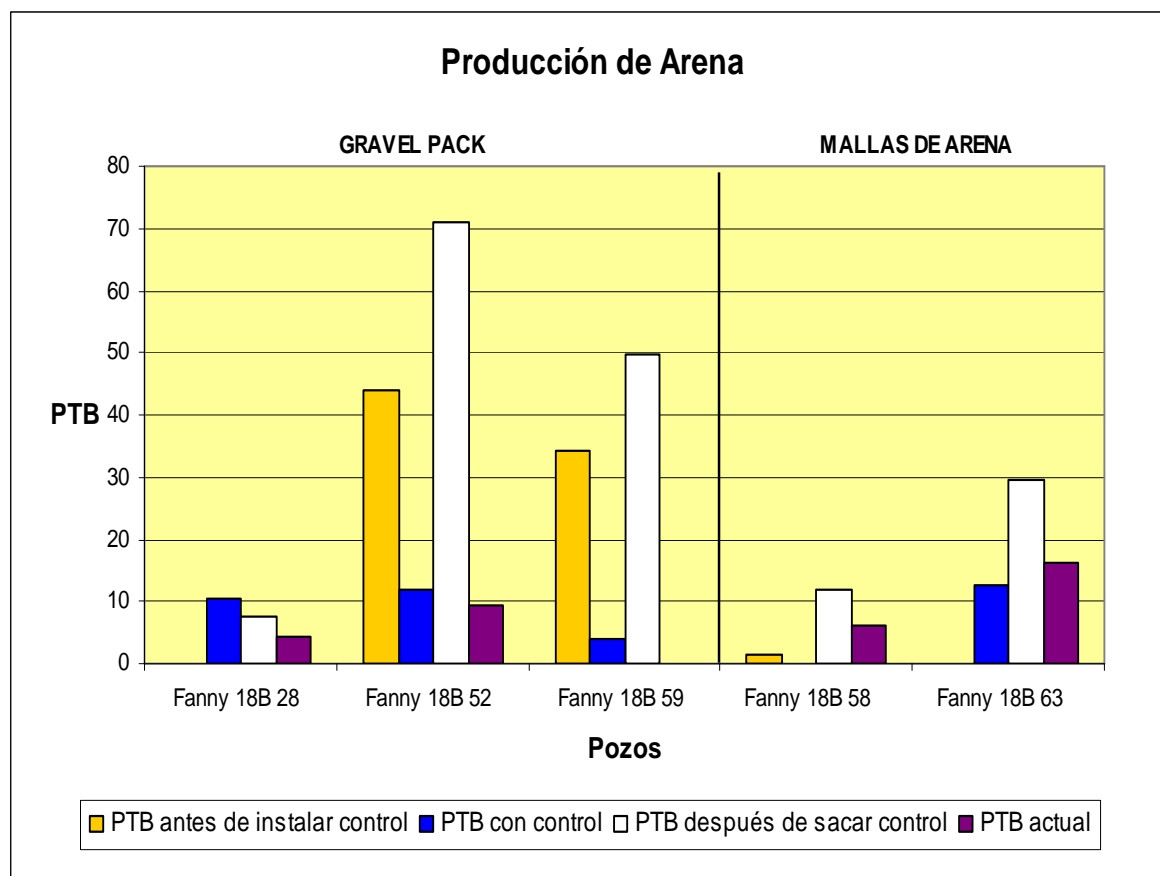


Figura 3.43. Variación de la Producción de Arena.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Después de sacar el sistema de control de la producción de arena de estos pozos, se observa un aumento muy claro en la producción de arena, a excepción del pozo Fanny-18B 28 en donde se pudo seleccionar una zona de baja porosidad para el trabajo de recañoneo.

En los pozos Fanny-18B 52 y Fanny-18B 59 el aumento de la producción de arena fue dramático ocasionado por el alto corte de agua, el segundo en mención

fue cerrado en enero del 2007 por bajo aporte, en tanto que el primero fue completado con el conjunto SandCat más ADV lo que ha contribuido eficientemente en el control de la producción de arena y en la prolongación de la vida operacional del equipo de fondo, esto se ve reflejado en los 370 días de operación del equipo de fondo que opera actualmente versus los 167 días de operación del equipo de fondo anterior.

3.8.6. POZOS FANNY-18B 52 Y FANNY-18B 42

Se hace una mención especial al pozo Fanny-18B 52, pues en él se implementaron nuevas herramientas de fondo con el objetivo de proteger al equipo electro sumergible de la excesiva producción de arena. El pozo en mención está completado con un separador de arena de fondo o SandCat más una válvula ADV, su función y mecanismo se detalla en el Capítulo 2.

El pozo Fanny-18B 52 fue uno de los pozos de donde se sacó el control de arena, se obtuvo el esperado aumento de producción de petróleo pero también se elevó la producción de arena hasta valores superiores a 70 PTB, lo que causó el arenamiento de la bomba luego de 167 días de operación, por esta razón se decide completar el pozo con las herramientas antes mencionadas desde septiembre del 2006.

El conjunto SandCat más válvula ADV ha dado los resultados esperados, pues la producción de arena se ha reducido hasta un valor promedio de 9.36 PTB, lo que ha incrementado la fiabilidad del equipo de fondo que en la actualidad tiene más de 370 días de operación, se debe acotar que las nuevas herramientas de fondo implementadas no han causado restricción al flujo, esto se refleja en la no disminución del índice de productividad. Ver tabla 3.47.

A pesar de que el conjunto SandCat más válvula ADV se encuentra en operación se puede afirmar que este conjunto, ha permitido operar el equipo de fondo sobre

los 55 Hz, actualmente en 59 Hz, sin tener problemas de alta producción de arena, restricción al flujo o taponamiento del sistema de control, por lo que se puede referir a este sistema como un conjunto de alto desempeño.

El pozo Fanny-18B 42 es un pozo con graves problemas de producción de arena, por lo que fue completado con una válvula ADV (siglas en inglés, Automatic Diverter Valve), con el objeto de proteger al equipo de fondo de atascamientos con arena luego de un shut down.

La válvula se coloca sobre la BES y se cierra automáticamente después de un corte de energía o shut down, abriendo una camisa para permitir la comunicación entre la tubería de producción y el anular, su funcionamiento se explica más detalladamente en el capítulo 2.

Es necesario aclarar que esta herramienta no reduce la producción de arena de formación pues no es esa su función, sino evita que luego de un shut down la arena caiga hacia las etapas de la bomba, evitando un arenamiento de la misma.

Lamentablemente un problema de acumulación de escala sobre esta válvula impidió que cumpla su función adecuadamente, por lo que para futuras completaciones se hace necesaria la implementación de un capilar desde superficie hasta el equipo de fondo para la inyección de químicos anti incrustantes.

La bomba eléctrica que operó durante el lapso en que estuvo en el fondo del pozo la válvula ADV, perdió eficiencia muy rápidamente hasta que falló al romperse su eje. En el análisis de falla de este equipo (tear down) se estable la rotura del eje del equipo de fondo, causada por un bloqueo con arena.

Actualmente el pozo se encuentra apagado y se maneja varias posibilidades de completación para el próximo trabajo de reacondicionamiento:

- a. Completar el pozo con válvula ADV.
- b. Completar el pozo con el conjunto SandCat más válvula ADV.
- c. Completar el pozo con otro sistema de control de producción de arena.

El índice de productividad actual se ubica en 1.15 bbl/d/psi, este valor se obtuvo a través de las últimas pruebas de producción de junio y agosto del 2007 y un echo meter estático tomado en noviembre del 2007, con la finalidad de diseñar la bomba para la futura completación de fondo.

En el Capítulo 4 se analizará la factibilidad económica de cada una de ellas.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO Y SELECCIÓN DE LA MEJOR TÉCNICA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.

4.1. INTRODUCCIÓN

Antes de poner en marcha un proyecto de inversión, se deben analizar varios parámetros tales como el aspecto técnico, económico, social, ambiental, etc., para establecer su factibilidad y viabilidad. Por lo tanto la puesta en marcha del proyecto dependerá del equilibrio de cada uno de estos factores.

Uno de los aspectos más importantes en un estudio de factibilidad sin lugar a duda es el aspecto económico, siendo en muchos casos el factor que inclina la balanza hacia un determinado extremo, esta práctica en la toma de decisiones no siempre es la más acertada, ya que reduce la óptica global del conjunto de aspectos a considerarse, y generalmente esto va en desmedro de uno o más factores importantes, incrementando la probabilidad de futuros problemas. De allí la necesidad de establecer un equilibrio entre la partes técnica y la parte económica, con el objeto de incrementar las probabilidades de éxito.

Una vez concluido el análisis y evaluación técnica de los diferentes sistemas de control de la producción de arena, es indiscutible la necesidad de efectuar un análisis económico para establecer la rentabilidad generada, y ha generase por los proyectos de inversión relacionados con la remoción o implementación de un sistema de control de producción de arena.

En este capítulo se evaluará la rentabilidad generada por un proyecto desarrollado en el año 2005 y se analizará económicamente la factibilidad de un proyecto de inversión futuro:

1. Se evaluará económicamente los resultados de la campaña del año 2005, durante la cual se intervinieron siete pozos, sacando el sistema de control de la producción de arena y modificando el intervalo productivo en cinco de ellos; con el fin de reducir el corte de agua y observar el comportamiento de producción sin este tipo de sistemas.
2. Se analizarán los costos de diversas posibilidades para el próximo trabajo de reacondicionamiento del pozo Fanny-18B 42.

4.2. CAMPAÑA AÑO 2005 - 2006

En agosto del 2005 se puso en marcha un proyecto con el objetivo de incrementar la producción de petróleo y reducir el alto corte de agua, para lo cual se intervienen siete pozos del campo Fanny-18B, sacando los controles de arena y modificando el intervalo productivo en cinco de ellos.

Se analizará la rentabilidad generada por este proyecto, tomando en cuenta el aumento de producción y el aumento de las reservas recuperables como producto de los trabajos realizados en cada uno de estos pozos. Inicialmente se establecerá el costo total de cada uno de los trabajos de reacondicionamiento y se podrá calcular la inversión total de este proyecto. Posteriormente se establece los réditos generados por este proyecto al primer año de su ejecución (Diciembre-2006).

Para establecer el volumen de reservas, Andes Petroleum Ecuador Limited utiliza un software especializado de la firma Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. Mediante el cual establece cada año, una proyección de la producción de petróleo para los siguientes años y determina el volumen de reservas de cada pozo. Mediante los datos generados por este software se podrá establecer si se incrementaron reservas técnicamente recuperables en cada uno de los pozos que formaron parte del proyecto, para posteriormente determinar los réditos obtenidos mediante el aumento de la producción de petróleo.

Los flujos netos de caja han sido calculados con una tasa de interés anual del 11%, parámetro establecido por Andes Petroleum Ecuador Limited para el cálculo de la rentabilidad de sus proyectos de inversión.

4.2.1. POZO FANNY-18B 28

En la tabla 4.1 se detalla la producción incremental luego del trabajo de reacondicionamiento realizado en el pozo, y el incremento de las reservas recuperables como consecuencia de dicho trabajo.

TABLA 4.1

AÑO	EUR (MBF)	R. REM. (MBF)	Np Anual (MBF)	Np Total (MBF)
Dic-2004	650	457.02		192.98
Oct-2005	650	429.36	27.66	220.64
Dic-2005	650	419.11	10.25	230.89
Dic-2006	650	343.13	75.98	306.87

PRODUCCION INCREMENTAL (BLS): 86,230
INCREMENTO DE RESERVAS (BLS): -

EUR: Estimated Ultimate Recovery
 Producción y Reservas Incrementales. Pozo Fanny-18B 28
 Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Luego de los trabajos realizados en el año 2005 en el pozo Fanny-18B 28, el EUR se mantuvo en 650,000 barriles, es decir que no se incrementaron las reservas técnicamente recuperables. Ver anexo 4.1 y anexo 4.2.

Como se puede observar el flujo de caja a diciembre del 2006 arrojó un resultado positivo de 1, 070,380 dólares.

Se puede concluir que a pesar de que el trabajo no incrementó las reservas recuperables en este pozo, ha generado un flujo de caja positivo con una buena rentabilidad.

En la tabla 4.2 se detalla el flujo de caja como resultado de la inversión en el reacondicionamiento de este pozo en noviembre del 2005.

Las reservas remanentes a diciembre del 2006 se ubicaron en 343,130 barriles.

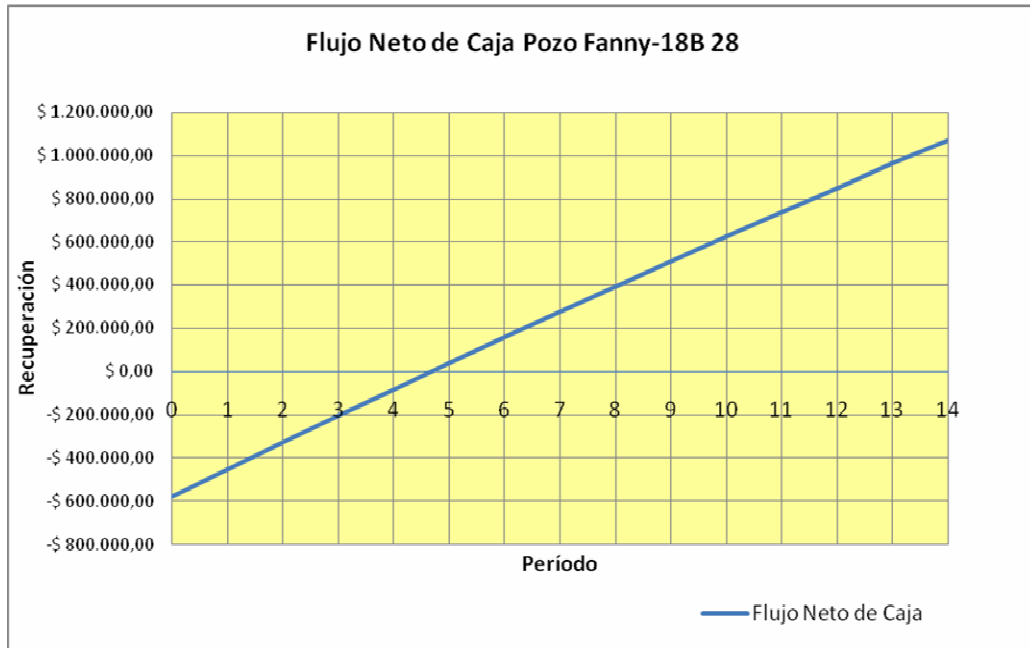


Figura 4.1. Flujo de Caja. Pozo Fanny-18B 28
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.2.2. POZO FANNY-18B 52

En la tabla 4.3 se detalla la producción incremental luego del trabajo de reacondicionamiento realizado en el pozo, y el incremento de las reservas recuperables como consecuencia de dicho trabajo.

TABLA 4.3

AÑO	EUR (MBF)	R. REM. (MBF)	Np Anual (MBF)	Np Total (MBF)
Dic-2004	350	279.15		70.85
Jul-2005	350	250.62	28.53	99.38
Dic-2005		222.00	28.62	128.00
Dic-2006	350	183.32	38.68	166.68

PRODUCCION INCREMENTAL (BBLs): 67,300
INCREMENTO DE RESERVAS (BBLs): -

EUR: Estimated Ultimate Recovery
 Producción y Reservas Incrementales. Pozo Fanny-18B 52
 Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Luego de los trabajos realizados en el año 2005 en el pozo Fanny-18B 52, el EUR se mantuvo en 350,000 barriles, es decir que no se incrementaron las reservas técnicamente recuperables.

Se puede observar que el flujo de caja a diciembre del 2006 arrojó un resultado positivo de 648,150 dólares. Las reservas remanentes a diciembre del 2006 se ubicaron en 183,320 barriles de petróleo.

Los datos de reservas, se obtuvieron de las proyecciones realizadas por Andes Petroleum Ecuador Limited, las curvas de estos estudios se observan en los anexos 4.3 y 4.4.

En la tabla 4.4 se detalla el flujo de caja como resultado de la inversión en el reacondicionamiento de este pozo en agosto del 2005.

TABLA 4.4

Mes	Período (meses)	Inversión (dólares)	Np (barriles)	Ingreso neto (dólares/barril)	Ingresos (dólares)	FNC (dólares)
Ago-05	0	-661,777		-	0	-745,125
Sep-05	1	0	7,155	22.00	157,410	175,625
Oct-05	2	0	7,155	22.00	157,410	174,030
Nov-05	3	0	7,155	22.00	157,410	172,449
Dic-05	4	0	7,155	22.00	157,410	170,883
Ene-06	5	0	4,298	17.45	75,000	80,680
Feb-06	6	0	4,298	17.45	75,000	79,947
Mar-06	7	0	4,298	17.45	75,000	79,221
Abr-06	8	0	4,298	17.45	75,000	78,501
May-06	9	0	4,298	17.45	75,000	77,788
Jun-06	10	0	4,298	17.45	75,000	77,082
Jul-06	11	0	4,298	17.45	75,000	76,381
Ago-06	12	0	4,298	17.45	75,000	75,688
Sep-06	13	0	4,298	17.45	75,000	75,000
TOTAL						648,150

COSTO DEL WORKOVER (USD). \$ 661,777
FLUJO NETO DE CAJA DIC-2006 (USD): \$ 648,150

Flujo de Caja. Pozo Fanny-18B 52
 Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

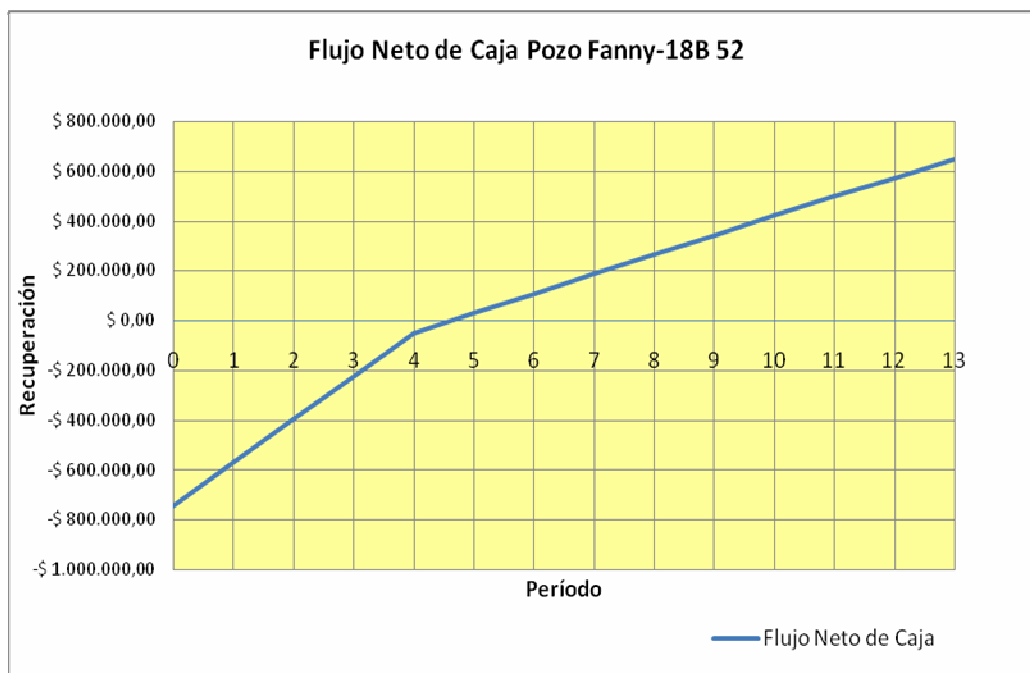


Figura 4.2. Flujo de Caja. Pozo Fanny-18B 52
 Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.2.3. POZO FANNY-18B 58

En la tabla 4.5 se detalla la producción incremental luego del trabajo de reacondicionamiento realizado en el pozo, y el incremento de las reservas recuperables como consecuencia de dicho trabajo.

TABLA 4.5

AÑO	EUR (MBF)	R. REM. (MBF)	Np Anual (MBF)	Np Total (MBF)
Jun-2004	141	0.56		140.44
Ene-2006		0.56	0	140.44
Dic-2006	350	85.62	123.94	264.38

PRODUCCION INCREMENTAL (BBLs): 123,940

INCREMENTO DE RESERVAS (BBLs): 209,000

EUR: Estimated Ultimate Recovery
Producción y Reservas Incrementales. Pozo Fanny-18B 58
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Luego de los trabajos realizados en el año 2005 en el pozo Fanny-18B 58, el EUR se ubicó en 350,000 barriles, es decir que se incrementaron las reservas técnicamente recuperables en 209,000 barriles de petróleo.

Como se puede observar el flujo de caja a diciembre del 2006 arrojó un resultado positivo de 1, 748,189 dólares. Por lo que se puede referir a este trabajo como altamente exitoso, pues se produjo un incremento de las reservas recuperables y ha generado un gran volumen de ingresos.

Las reservas remanentes de este pozo calculadas a diciembre del 2006 se ubican en 85,620 barriles de petróleo.

En la tabla 4.6 se detalla el flujo de caja como resultado de la inversión en el reacondicionamiento de este pozo desarrollado en enero del 2006.

Los datos de reservas, se obtuvieron de las proyecciones realizadas por Andes Petroleum Ecuador Limited, las curvas de estos estudios se observan en los anexos 4.5 y 4.6.

TABLA 4.6

Mes	Período (meses)	Inversión (dólares)	Np (barriles)	Ingreso neto (dólares/barril)	Ingresos (dólares)	FNC (dólares)
Ene-06	0	-467,094	0	-	0	-516,412
Feb-06	1	0	11,267	17,45	196,609	215,394
Mar-06	2	0	11,267	17,45	196,609	213,437
Abr-06	3	0	11,267	17,45	196,609	211,498
May-06	4	0	11,267	17,45	196,609	209,577
Jun-06	5	0	11,267	17,45	196,609	207,674
Jul-06	6	0	11,267	17,45	196,609	205,787
Ago-06	7	0	11,267	17,45	196,609	203,918
Sep-06	8	0	11,267	17,45	196,609	202,066
Oct-06	9	0	11,267	17,45	196,609	200,230
Nov-06	10	0	11,267	17,45	196,609	198,411
Dic-06	11	0	11,267	17,45	196,609	196,609
TOTAL						1,748,189

COSTO DEL WORKOVER (USD).

\$ 467,094

FLUJO NETO DE CAJA DIC-2006 (USD):

\$ 1,748,189

Flujo de Caja. Pozo Fanny-18B 58
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

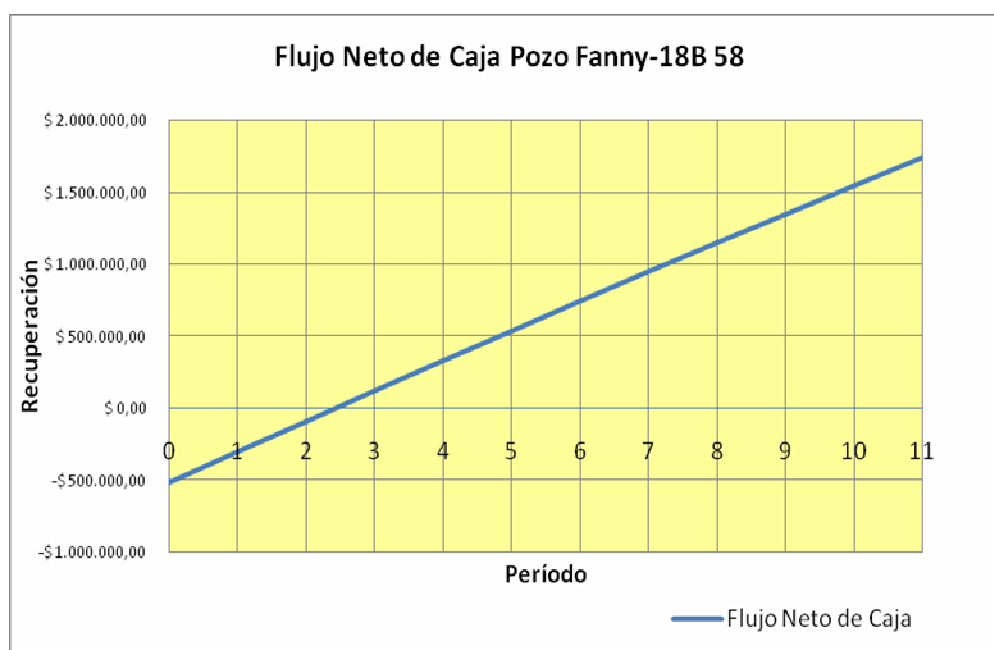


Figura 4.3. Flujo de Caja. Pozo Fanny-18B 58

Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.2.4. POZO FANNY-18B 59

En la tabla 4.7 se detalla la producción incremental luego del trabajo de reacondicionamiento realizado en el pozo, y el incremento de las reservas recuperables como consecuencia de dicho trabajo.

TABLA 4.7

AÑO	EUR (MBF)	R. REM. (MBF)	Np Anual (MBF)	Np Total (MBF)
Oct-2005	56	-0.28		56.28
Dic-2005			6.93	63.21
Dic-2006	100	10.20	26.59	89.8

PRODUCCION INCREMENTAL (BBLs): 33,520

INCREMENTO DE RESERVAS (BBLs): 44,000

EUR: Estimated Ultimate Recovery
Producción y Reservas Incrementales. Pozo Fanny-18B 59
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Luego de los trabajos realizados en el año 2005 en el pozo Fanny-18B 59, el EUR se ubicó en 100,000 barriles, es decir que se incrementaron las reservas técnicamente recuperables en 44,000 barriles. Como se puede observar el flujo de caja a diciembre del 2006 arrojó un resultado positivo de 211,382 dólares, El pozo fue cerrado el 28 de enero del 2007 por bajo aporte, con un corte de agua del 99%.

Desde el punto de vista económico el proyecto arroja un resultado positivo de 222,486 dólares, cubriendo los valores invertidos en el trabajo de reacondicionamiento realizado en octubre del 2005, a pesar de no haber logrado reducir el corte de agua.

Los datos de reservas, se obtuvieron del las proyecciones realizadas por Andes Petroleum Ecuador Limited, las curvas de estos estudios se observan en los anexos 4.7 y 4.8.

En la tabla 4.8 se detalla el flujo de caja como resultado de la inversión en el trabajo de reacondicionamiento de este pozo realizado en octubre del 2005.

TABLA 4.8

Mes	Período (meses)	Inversión (dólares)	Np (barriles)	Ingreso neto (dólares/barril)	Ingresos (dólares)	FNC (dólares)
Oct-05	0	-393,970	0	-	0	-447,655
Nov-05	1	0	3,465	22.00	76,230	85,831
Dic-05	2	0	3,465	22.00	76,230	85,051
Ene-06	3	0	2,216	17.45	38,669	42,752
Feb-06	4	0	2,216	17.45	38,669	42,364
Mar-06	5	0	2,216	17.45	38,669	41,979
Abr-06	6	0	2,216	17.45	38,669	41,598
May-06	7	0	2,216	17.45	38,669	41,220
Jun-06	8	0	2,216	17.45	38,669	40,845
Jul-06	9	0	2,216	17.45	38,669	40,474
Ago-06	10	0	2,216	17.45	38,669	40,107
Sep-06	11	0	2,216	17.45	38,669	39,742
Oct-06	12	0	2,216	17.45	38,669	39,381
Nov-06	13	0	2,216	17.45	38,669	39,024
Dic-06	14	0	2,216	17.45	38,669	38,669
TOTAL						211,382

COSTO DEL WORKOVER (USD). \$ 393,970

FLUJO NETO DE CAJA DIC-2006 (USD): \$ 211,382

Flujo de Caja. Pozo Fanny-18B 59
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

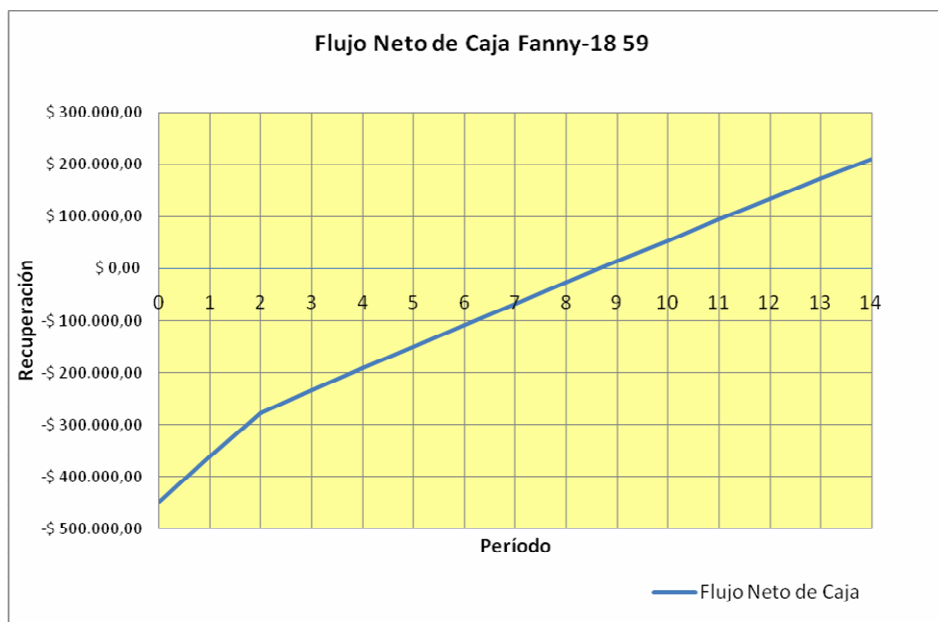


Figura 4.4. Flujo de Caja. Pozo Fanny-18B 59
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.2.5. POZO FANNY-18B 63

En la tabla 4.9 se detalla la producción incremental luego del trabajo de reacondicionamiento realizado en el pozo, y el incremento de las reservas recuperables como consecuencia de dicho trabajo.

TABLA 4.9

AÑO	EUR (MBF)	R. REM. (MBF)	Np Anual (MBF)	Np Total (MBF)
Dic-2004	175	105.12		69.88
Oct-2005	262	68.74	36.38	106.26
Dic-2005		126.7	29.04	135.3
Dic-2006	500	229.78	134.92	270.22

PRODUCCION INCREMENTAL (BBLs): 163,960

INCREMENTO DE RESERVAS (BBLs): 238,000

EUR: Estimated Ultimate Recovery
Producción y Reservas Incrementales. Pozo Fanny-18B 63
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Luego de los trabajos realizados en el año 2005 en el pozo Fanny-18B 28, el EUR se ubicó en 500,000 barriles, es decir que se incrementaron las reservas

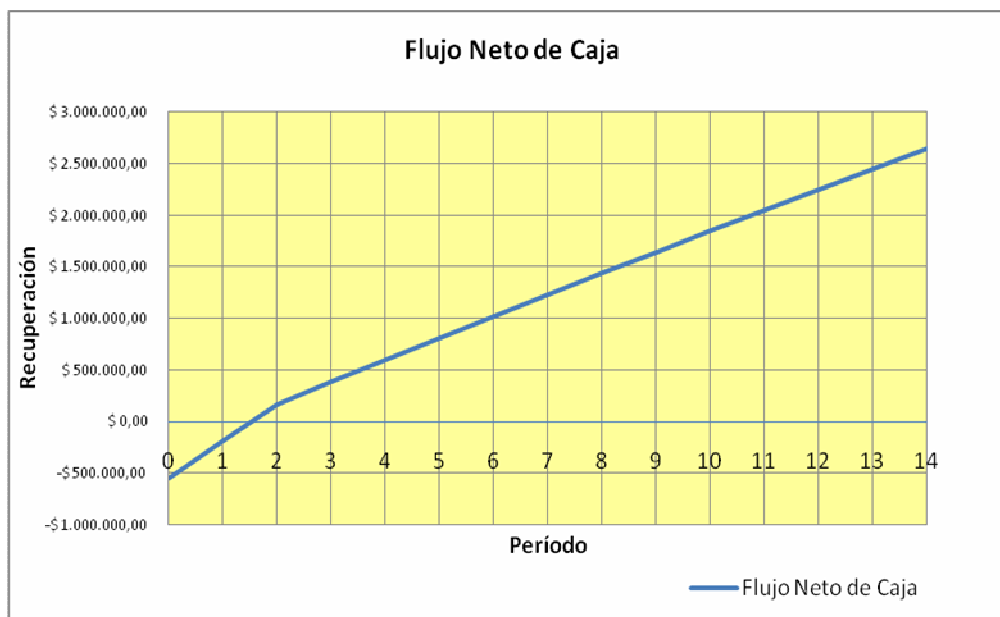


Figura 4.5. Flujo de Caja. Pozo Fanny-18B 63
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.2.6. RESULTADOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

El proyecto desarrollado entre agosto del 2005 y abril del 2006, con la finalidad de reducir el alto corte de agua e incrementar el potencial de los siete pozos a intervenir mediante un trabajo de reacondicionamiento que tuvo los siguientes propósitos:

1. Analizar el comportamiento de producción de los pozos sin la presencia del método de control de arena.
2. Reducir el corte de agua.
3. Optimizar el recobro de reservas remanentes retardando el avance del agua en el yacimiento a través de cementaciones forzadas.

Se obtuvo diferentes resultados en cada uno de los pozos que se intervino, en forma global se puede afirmar que el procedimiento realizado en los pozos intervenidos ha arrojado un saldo positivo, refiriéndose a los réditos generados y al aumento de las reservas técnicamente recuperables. Ver tabla 4.11.

De forma similar al análisis técnico, los pozos con mejores resultados luego del procedimiento son aquellos de donde se retiró las mallas de arena, Fanny-18B 58

y Fanny-18B 63, en donde se logró incrementar las reservas recuperables en: 209,000 y 238,000 barriles de petróleo respectivamente, además son los pozos que han generado mayores réditos luego de los respectivos trabajos de reacondicionamiento.

El pozos Fanny-18B 28 es el que ha generado mayores réditos de los pozos de donde se sacó un gravel pack, obteniendo un flujo de caja a diciembre del 2006 de: 1, 070,380 dólares.

Por otro lado los resultados en el pozo Fanny-18B 59 han sido medianamente satisfactorios, no se logró incrementar las reservas técnicamente recuperables, ni aislar la zona de agua, pero el flujo de caja a diciembre del 2006 arroja resultados positivos de: 211,382 dólares. Este pozo debió ser abandonarlo por alto corte de agua en enero del 2007.

Desde el punto de vista económico el pozo Fanny-18B 52 arrojó un resultado positivo de \$648,150 a diciembre del 2006, aun cuando no se logró incrementar las reservas recuperables, la producción acumulada en el período comprendido entre enero y agosto del 2005 fue: 28,530 barriles de petróleo (8 meses), luego del trabajo de reacondicionamiento, en un período de 4 meses (septiembre – diciembre 2005), la producción acumulada fue de 57,150 barriles de petróleo, es decir, que en cuatro meses produjo la mitad del volumen acumulado del año 2005 (28,620 barriles de petróleo).

En los pozos Fanny-18B 50 y Fanny-18B 67 debido a problemas operacionales durante los trabajos de reacondicionamiento no se pudo recuperar los respectivos métodos de control de la producción de arena, razón por la cual dichos trabajos de reacondicionamiento tuvieron que ser suspendidos, con el fin de realizar un evaluación técnica y económica.

Como resultado de aquel análisis, se disidió no continuar con los trabajos de reacondicionamiento para sacar las mallas de los respectivos sistemas de control atascadas en el fondo de los pozos, y se los abandonó definitivamente. En su

reemplazo se procedió a la perforación de los pozos Fanny-18B 93H y Fanny-18B 89H respectivamente, con el fin de optimizar el recobro de petróleo en el área de influencia de los pozos anteriormente abandonados.

TABLA 4.11

Pozo Fanny-18B	28	50	52	58	59	63	67	Total
Reservas Incrementales Barriles	0	0	0	209,000	44,000	238,000	0	491,000
Costo Workover Dic-2006 USD	577,223	332,885	745,125	516,412	447,655	549,331	408,990	3,577,621
Ingresos Dic-2006 USD	1,647,603	0	1,393,275	2,264,601	659,037	3,192,760	0	9,157,276
Flujo de Caja Dic-2006 USD	1,070,380	-332,885	648,150	1,748,189	211,382	2,643,429	-408,990	5,579,655

Flujo de Caja del Proyecto
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

El flujo de caja para este proyecto hasta el mes de diciembre del 2006 arrojó un resultado positivo de 5, 579,655 de dólares como se puede ver en tabla 4.11.

Los ingresos netos proveniente de los pozos Fanny-18B 58 y Fanny-18B 63 son los que aportan en un 69.47% al total de réditos generados, mientras que el pozo Fanny-18 28 aporta con un 16.93% a los ingresos netos totales.

El proyecto dio como resultado un aumento en las reservas técnicamente recuperables por 491,000 barriles de petróleo, dicho aumento proviene en un 91% del incremento en las reservas de los pozos Fanny-18B 58 y Fanny-18B 63.

4.3. REACONDICIONAMIENTO DEL POZO FANNY-18B 42

Del análisis técnico se concluye que los sistemas de control de la producción de arena más confiables por su desempeño y más adecuados para la completación de este pozo son, la empacadura de grava y el conjunto; válvula ADV más el separador de arena de fondo SandCat, por otro lado existe la posibilidad de completar al pozo sin ningún elemento que evite la excesiva producción de arena, pero teniendo claro el riesgo que esto conlleva (reducida vida útil de los equipos de fondo).

Actualmente el pozo Fanny-18B 42 se encuentra cerrado por una falla en el equipo de fondo posiblemente producto de un atascamiento de la bomba con arena. Como se mencionó anteriormente se analizan tres posibilidades para el próximo trabajo de reacondicionamiento a realizarse en este pozo, con el objetivo de establecer cuál de las opciones da la mayor rentabilidad de acuerdo a las diferentes alternativas técnicas:

- d. Cambio de BES, más válvula ADV.
- e. Cambio de BES, más conjunto válvula ADV y SandCat.
- f. Cambio de BES, más gravel pack

Revisando los informes de reacondicionamiento de los pozos con problemas de producción de arena del campo Fanny-18B, se encuentra que en muchos de estos trabajos se tuvo que limpiar la arena del fondo del pozo, siendo esto, un trabajo adicional y potencialmente necesario.

Tomando en cuenta lo anterior, se debe prever que en el próximo reacondicionamiento del pozo Fanny-18B 42 es probable que se deba realizar adicionalmente una limpieza del fondo del pozo, y por este motivo para cada una de las tres opciones para el próximo reacondicionamiento se tomará en cuenta el costo del alquiler de las herramientas necesarias (Sand Bailer) para realizar este trabajo.

De cada una de las tres posibilidades se analizará dos casos:

Caso1. Asumiendo que no sea necesaria la limpieza del pozo.

Caso 2. Asumiendo que sea necesaria la limpieza del pozo.

A pesar de la asunción del caso 1, se debe considerar el costo de la renta del equipo para limpieza (Sand Bailer), ya que este equipo se lo rentará al inicio del reacondicionamiento y no sobre la marcha.

El tiempo de trabajo necesario para el caso 2, será de dos días adicionales que para el caso 1, tomando en cuenta que éste es el tiempo promedio para realizar la limpieza del fondo del pozo.

En conclusión se analizarán tres posibilidades y cada una de ellas tendrán dos casos, y cada caso tres escenarios diferentes, basado en las siguientes consideraciones:

1. BOPD optimista.
2. BOPD esperada.
3. BOPD pesimista.

4.3.1. CAMBIO DE BES, MÁS VÁLVULA ADV

4.3.1.1. Caso 1

De la experiencia de Andes Petroleum Ecuador Limited se estable que el tiempo necesario para realizar este tipo de trabajo es de seis días, asumiendo que no sea necesario realizar una limpieza de arena en el fondo.

En la tabla 4.12 se establecen detalladamente los costos del trabajo de reacondicionamiento para este caso.

TABLA 4.12

Concepto	Costo total USD
Alquiler del taladro	40,557
Alojamiento y Alimentación	11,880
Supervisor	9,900
Camión Vacuum	660
Tanquero de fluidos	1,782
Camión elevadora	1,518
Camión cisterna	1,122
Camión plataforma	1,188
Transporte	660
Seguridad	5,280
Coordinador	1,221
Comunicaciones	858
Movilización del taladro	16,500
Sand Bailer	27,500
BES (modalidad renta)	17,600
Válvula ADV	22,000
Inspección y reparación juntas	19,800
Renta del equipo Slickline	1,980
Servicios aéreos	1,650
Mantenimiento de la locación	880
Combustible	3,300
Brocas	3,850
Impuestos	2,750
TOTAL USD =	194,436

Costo estimado del un reacondicionamiento, cambio de BES más válvula ADV, Caso 1
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.3.1.2. Caso 2

El tiempo necesario para realizar este tipo de trabajo es de seis días más dos días de limpieza de arena un total de ocho días aproximadamente.

En la tabla 4.13 se establecen detalladamente los costos del trabajo de reacondicionamiento para este caso.

TABLA 4.13

Concepto	Costo total USD
Alquiler del taladro	54,076
Alojamiento y Alimentación	15,840
Supervisor	13,200
Camión Vacuum	880
Tanquero de fluidos	2,376
Camión elevadora	2,024
Camión cisterna	1,496
Camión plataforma	1,584
Transporte	880
Seguridad	7,040
Coordinador	1,628
Comunicaciones	1,144
Movilización del taladro	16,500
Sand Bailer	27,500
BES (modalidad renta)	17,600
Válvula ADV	22,000
Inspección y reparación juntas	19,800
Renta del equipo Slickline	1,980
Servicios aéreos	1,650
Mantenimiento de la locación	880
Combustible	3,300
Brocas	3,850
Impuestos	2,750
TOTAL USD =	219,978

Costo estimado del un reacondicionamiento, cambio de BES más válvula ADV, Caso 2
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.3.2. CAMBIO DE BES, MÁS CONJUNTO VÁLVULA ADV Y SANDCAT

4.3.2.1. Caso 1

El tiempo necesario para realizar este tipo de trabajo es de seis días, asumiendo que no sea necesario realizar una limpieza de arena en el fondo.

En la tabla 4.14 se establecen detalladamente los costos del trabajo de reacondicionamiento para este caso.

TABLA 4.14

Concepto	Costo total USD
Alquiler del taladro	40,557
Alojamiento y Alimentación	11,880
Supervisor	9,900
Camión Vacuum	792
Camión de agua potable	1,848
Camión elevadora	1,518
Camión cisterna	1,122
Camión plataforma	1,188
Transporte	660
Seguridad	5,280
Coordinador	1,221
Comunicaciones	858
Movilización del taladro	16,500
Sand Bailer	27,500
BES (modalidad renta)	17,600
Válvula ADV	17,600
SandCat	26,400
Inspección y reparación juntas	19,800
Renta del equipo Slickline	1,980
Servicios aéreos	1,650
Mantenimiento de la locación	880
Combustible	3,300
Bits, Reamers, Mills	3,850
Impuestos	2,750
TOTAL USD =	216,634

Costo estimado del un reacondicionamiento, cambio de BES más válvula ADV y SandCat, Caso 1
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.3.2.2. Caso 2

El tiempo necesario para realizar este tipo de trabajo es de seis días más dos días de limpieza de arena un total de ocho días aproximadamente.

En la tabla 4.15 se establecen detalladamente los costos del trabajo de reacondicionamiento para este caso.

TABLA 4.15

Concepto	Costo total USD
Alquiler del taladro	54,076
Alojamiento y Alimentación	15,840
Supervisor	13,200
Camión Vacuum	1,056
Camión de agua potable	2,464
Camión elevadora	2,024
Camión cisterna	1,496
Camión plataforma	1,584
Transporte	880
Seguridad	7,040
Coordinador	1,628
Comunicaciones	1,144
Movilización del taladro	16,500
Sand Bailer	27,500
BES (modalidad renta)	17,600
Válvula ADV	17,600
SandCat	26,400
Inspección y reparación juntas	19,800
Renta del equipo Slick line	1,980
Servicios aéreos	1,650
Mantenimiento de la locación	880
Combustible	3,300
Bits, Reamers, Mills	3,850
Impuestos	2,750
TOTAL USD =	242,242

Costo estimado del un reacondicionamiento, cambio de BES más válvula ADV y SandCat, Caso 2
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.3.3. CAMBIO DE BES, MÁS GRAVEL PACK

4.3.3.1. Caso 1

De la experiencia de Andes Petroleum Ecuador Limited se estable que el tiempo necesario requerido para la realización de este reacondicionamiento incluyendo la instalación del sistema de control de arena, gravel pack es de diez días, asumiendo que no sea necesario realizar una limpieza de arena en el fondo. En la tabla 4.16 se establecen detalladamente los costos del trabajo de reacondicionamiento para este caso.

TABLA 4.16

Concepto	Costo total USD
Alquiler del taladro	67,595
Alojamiento y Alimentación	19,800
Supervisor	16,500
Camión Vacuum	1,320
Camión de agua potable	3,080
Camión elevadora	2,530
Camión cisterna	1,870
Camión plataforma	1,980
Transporte	1,100
Seguridad	8,800
Coordinator	2,035
Comunicaciones	1,430
Movilización del taladro	16,500
Sand Bailer	27,500
BES (modalidad renta)	17,600
Empacadura de grava	165,000
Inspección y reparación juntas	19,800
Renta del equipo Slickline	1,980
Servicios aéreos	1,650
Mantenimiento de la locación	880
Combustible	3,300
Bits, Reamers, Mills	3,850
Impuestos	2,750
TOTAL USD =	388,850

Costo estimado del un reacondicionamiento, cambio de BES más gravel pack, Caso 1
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.3.3.2. Caso 2

El tiempo necesario para realizar este tipo de trabajo es de diez días más dos días de limpieza de arena, un total de doce días aproximadamente.

En la tabla 4.17 se establecen detalladamente los costos del trabajo de reacondicionamiento para este caso.

TABLA 4.17

Concepto	Costo total USD
Alquiler del taladro	81,114
Alojamiento y Alimentación	23,760
Supervisor	19,800
Camión Vacuum	1,584
Camión de agua potable	3,696
Camión elevadora	3,036
Camión cisterna	2,244
Camión plataforma	2,376
Transporte	1,320
Seguridad	10,560
Coordinator	2,442
Comunicaciones	1,716
Movilización del taladro	16,500
Sand Bailer	27,500
BES (modalidad renta)	17,600
Empacadura de grava	165,000
Inspección y reparación juntas	19,800
Renta del equipo Slickline	1,980
Servicios aéreos	1,650
Mantenimiento de la locación	880
Combustible	3,300
Bits, Reamers, Mills	3,850
Impuestos	2,750
TOTAL USD =	414,458

Costo estimado del un reacondicionamiento, cambio de BES más gravel pack, Caso 2
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

4.3.4. RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

A continuación se presentan los resultados de la inversión de cada una de las tres posibilidades para el próximo trabajo de reacondicionamiento del pozo Fanny-18B 42. Todos los indicadores económicos han sido calculados en base a una tasa de interés del 11%, un ingreso neto de \$17.45 por barril de petróleo, y un período de amortización de 12 meses, parámetros establecidos por Andes Petroleum Ecuador Limited para el cálculo de la rentabilidad de sus proyectos de inversión.

En la tabla 4.18 se observan los indicadores económicos resultados de la inversión en el reacondicionamiento del pozo Fanny-18B 42, tomando en cuenta para el trabajo de reacondicionamiento un cambio de BES y una válvula ADV.

Para cada caso se muestran tres posibles escenarios: optimista, esperado y pesimista.

La producción de petróleo esperada si el pozo es completado con la válvula ADV o el conjunto ADV más el separador de arena de fondo, SandCat, es de 130 BOPD, este valor se estableció tomando en cuenta los últimos datos de producción diaria de petróleo de las pruebas de producción. Ver tabla 3.38 (anexos). La producción de petróleo optimista y pesimista bajo los mismos parámetros de completación serán 170 y 90 BOPD respectivamente.

TABLA 4.18

Fanny 18B-42 Completado con válvula ADV								
Caso	Tiempo días	Costo Total USD	Producción esperada BOPD	Tiempo retorno días	FNC USD	VAN USD	PIR	TIR
1	6	194,436	90	123	165,338	147,240	0.76	13%
			130	85	293,912	269,346	1.39	21%
			170	65	422,485	391,452	2.01	29%
2	8	219,978	90	140	149,055	130,491	0.59	10%
			130	97	277,629	252,597	1.15	18%
			170	74	406,202	374,703	1.70	25%

Indicadores Económicos de la Inversión del trabajo de reacondicionamiento, Cambio de BES más válvula ADV

Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Las tablas 4.19 y 4.20 (anexos) muestran detalladamente el cálculo de todos estos parámetros, para los escenarios de producción “esperada”.

En la tabla 4.21 se observan los indicadores económicos resultados de la inversión en el reacondicionamiento del pozo Fanny-18B 42, tomando en cuenta para el trabajo de reacondicionamiento un cambio de BES, una válvula ADV y un separador de arena de fondo SandCat.

Para cada caso se muestran tres posibles escenarios: optimista, esperado y pesimista en relación a las posibles producciones diarias de crudo, se utilizarán los mismos valores que para el caso anterior.

TABLA 4.21

Fanny 18B-42 Completado con SandCat más válvula ADV								
Caso	Tiempo días	Costo Total USD	Producción esperada BOPD	Tiempo retorno días	FNC USD	VAN USD	PIR	TIR
1	6	216,634	90	138	151,187	132,684	0.61	11%
			130	95	279,760	254,790	1.18	18%
			170	73	408,334	376,896	1.74	26%
2	8	242,242	90	154	134,862	115,892	0.48	9%
			130	106	263,435	237,998	0.98	16%
			170	81	392,009	360,104	1.49	22%

Indicadores Económicos de la Inversión del trabajo de workover, Cambio de BES más válvula ADV y SandCat
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Las tablas 4.22 y 4.23 (anexos) muestran detalladamente el cálculo de todos estos parámetros, para los escenarios de producción “esperada”.

En la tabla 4.24 se observan los indicadores económicos resultados de la inversión en el reacondicionamiento del pozo Fanny-18B 42, contemplando para el trabajo de reacondicionamiento un cambio de BES y la instalación de un sistema de control de la producción de arena, gravel pack.

Para cada caso se muestran tres posibles escenarios: optimista, esperado y pesimista de acuerdo a la producción de petróleo. Tomando en cuenta que la implementación de un gravel pack en un pozo de petróleo reduce el índice de

productividad generalmente un 45%, de allí que se deben calcular estos valores tomando en cuenta una reducción del 45% en cada uno de ellos, por lo tanto la producción de petróleo optimista, espera y pesimista para esta opción son: 105, 80 y 55 BOPD respectivamente.

TABLA 4.24

Fanny 18B-42 Completado con Gravel Pack								
Caso	Tiempo días	Costo Total USD	Producción esperada BOPD	Tiempo retorno días	FNC USD	VAN USD	PIR	TIR
1	10	388,850	50	444	-87,175	-102,350	-0.26	-4%
			72	309	-16,459	-35,192	-0.09	-1%
			94	236	54,256	31,966	0.08	2%
2	12	414,458	50	474	-103,500	-119,142	-0.29	-5%
			72	329	-32,784	-51,984	-0.13	-1%
			94	252	37,931	15,174	0.04	2%

Indicadores Económicos de la Inversión del trabajo de workover, Cambio de BES más gravel pack
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

Las tablas 4.25 y 4.26 (anexos) muestran detalladamente el cálculo de todos estos parámetros, para los escenarios de producción “esperada”.

4.3.5. EVALUACIÓN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

De los resultados del análisis económico se puede concluir que la implementación de un sistema de control de la producción de arena como es el gravel pack en el pozo Fanny-18B 42 arroja resultados negativos en la parte económica, por lo que a pesar de que técnicamente su rendimiento es muy bueno no se lo puede implementar en este pozo, tomando en cuenta su reducida producción de petróleo y el precio de referencia actual del crudo. Las reservas del pozo Fanny 18B-42 actualmente son: 177,300 barriles.

Por lo tanto nos quedan las dos primeras opciones completar al pozo solamente con una válvula ADV como ya se lo hizo anteriormente o completarlo con el conjunto válvula ADV más el separador de arena de fondo, SandCat.

Revisando el análisis económico la opción que nos da la mayor rentabilidad es la de completar al pozo únicamente con la válvula ADV.

Ahora, comparando el aspecto económico versus el aspecto técnico la opción más conveniente sin lugar a duda es la implementación del conjunto válvula ADV más SandCat, ya que si bien el VAN se reduce entre un 5 y 6%, y el TIR entre un 2 y 3%, con relación a la opción anterior, el riesgo de la inversión se reduce considerablemente. Tomando en cuenta que el pozo Fanny-18B 42 ya estuvo completado únicamente con una válvula ADV y luego de 72 días de operación fue sacado del pozo por un atascamiento de la bomba con arena y rotura del eje, como consecuencia de esto se tuvo que realizar un reacondicionamiento en el pozo con un costo de \$157,233.

Razón suficiente para asegurar que la completación más idónea para este pozo debe incluir una válvula ADV y el separador de arena de fondo, siendo esta opción el punto de equilibrio entre la parte económica y la parte técnica.

En la tabla 4.27 se muestran los indicadores económicos de la inversión necesaria para realizar el próximo trabajo de reacondicionamiento del pozo tomando en cuenta la válvula ADV y el SandCat, además un posible trabajo de limpieza del pozo a causa de la arena y suponiendo una producción diaria de crudo de 130 BPD (producción esperada).

TABLA 4.27

Tiempo recobro (días) =	106
FNC (USD)=	263,435
VAN (USD) =	237,998
PIR =	0.98
TIR =	16%

Indicadores Económicos Finales.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Los pozos completados frente a formaciones poco consolidadas y con porosidades superiores al 30% son potenciales productores de arena y en el caso del campo Fanny-18B del Bloque Tarapoa los pozos completados frente a la arena M-1, con porosidades mayores al 27% ya presentan problemas de producción de arena.
- La cuantificación de la producción de arena mediante el método gravimétrico provee de datos puntuales, razón por la cual son susceptibles de errores debido a que la producción de arena no es constante durante toda la vida productiva del pozo ya que generalmente la arena se produce en baches, sin embargo estas mediciones proveen de información útil si se los hace periódicamente, permitiendo establecer una tendencia de producción de arena en cada pozo.
- Las consecuencias del incremento del corte de agua de los pozos productores de la arena M-1 son: un aumento en la producción de arena y un incremento en el índice de productividad.
- Las empacaduras de grava reducen la producción de arena entre un 73 y 97% manteniéndola por debajo de los 5 PTB, pero producen una restricción al flujo ocasionando una reducción del índice de productividad entre un 32 y 82%.

- Un incremento brusco en la frecuencia de operación de los equipos de fondo crea un elevado diferencial de presión que puede provocar un taponamiento acelerado del sistema de empacadura de grava.
- Como resultado del presente estudio en campo Fanny-18B se establece que remover una empacadura de grava de un pozo reviste un riesgo del 40% ya que de cinco trabajos de este tipo, dos fracasaron al quedarse atascada la malla de la empacadura en el fondo, perdiendo estos pozos.
- Las mallas de arena controlan eficientemente la producción de arena, reduciéndola entre un 67 y 100%, pero los taponamientos que suelen producirse en el sistema de control y posteriormente en la cara de la formación productora por su causa suelen ser mucho más severas que las que se producen a causa de las empacaduras de grava.
- La implementación de mallas Premium en pozos horizontales ha dado excelentes resultados en el control de la producción de arena, en general la producción de arena en estos pozos se ha mantenido por debajo de los 5 PTB, desde su implementación.
- Los nuevos diseños de bombas electro sumergibles construidas para operar bajo condiciones de producción de arena, han tenido un mejor desempeño y mayor tiempo de vida útil con relación a las bombas electro sumergibles convencionales.
- De los siete pozos en los cuales se retiró el sistema de control y se modificó el intervalo productivo, dos pozos tuvieron resultados enteramente satisfactorios y por otro lado se perdieron dos pozos, como consecuencia de los trabajos de reacondicionamiento antes mencionados se produjo un incremento de las reservas técnicamente recuperables en 491,000 barriles de petróleo, el 91% de este incremento se logró en los pozos Fanny-18B 58 y Fanny-18B 63.

- El flujo de caja a diciembre del 2006 del proyecto desarrollado entre agosto del 2005 y abril del 2006, arrojó un resultado positivo de 5, 579,655 dólares, estos réditos provienen en un 69.47% de la producción incremental de los pozos Fanny-18B 58 y Fanny-18B 63.
- El conjunto formado por un separador de arena de fondo “SandCat” más una válvula ADV (Automatic Diverter Valve), ha dado excelentes resultados en el pozo Fanny-18B 52, en donde la producción de arena se redujo en un 86.8% desde 70.95 PTB a 9.38 PTB y se ha protegido eficientemente el equipo de fondo lo que se ve reflejado en el incremento de la vida útil de la BES que actualmente tiene más de 400 días de operación, en comparación con los 167 días de operación de la BES que anteriormente operaba en este pozo.
- El costo del último trabajo de reacondicionamiento en el pozo Fanny-18B 52 ascendió a 481,266 dólares (septiembre 2006), y su producción en el año 2007 hasta el mes de agosto se ubica en 63,000 barriles de petróleo, lo cual ha generado un ingreso de 1, 099,350 dólares, por lo que a agosto del 2007 se obtiene un balance positivo de: 618,084 dólares, siendo económicamente satisfactoria la implementación de las herramientas de fondo “SandCat” y la válvula ADV.

5.2. RECOMENDACIONES

- Realizar controles de cuantificación de la producción de arena de forma más frecuente con el objetivo de poder establecer tendencias de producción más acertadas.
- Implementar nuevamente el uso del sensor sónico no intrusivo el cual permite establecer una tendencia de producción de arena, con el objeto de

tener un control más eficiente y tener información con la cual corroborar los valores obtenidos con el método gravimétrico.

- Analizar la posibilidad de cambiar algunos equipos utilizados en el proceso de cuantificación de la producción de arena mediante el método gravimétrico, especialmente tomar en cuenta la necesidad de tener una mufla de mayor tamaño que permita analizar una mayor cantidad de muestras en el mismo lapso de tiempo.
- En pozos nuevos es recomendable realizar un período de prueba con una bomba jet, antes de bajar la completación definitiva, con el objetivo de establecer algunos parámetros necesarios para realizar un adecuado diseño del equipo electro sumergible y establecer si es necesaria la implementación de un sistema para controlar la producción de arena; tales como: índice de productividad, daño de formación, presión de reservorio, presión de fondo, producción de arena, etc.
- Es necesario evaluar detenidamente el desempeño de las bombas diseñadas para manejo de producción de arena y establecer la máxima producción de arena que toleran, para determinar parámetros de operación óptimos mediante la técnica de producción libre de arena.
- Evaluar el riesgo que conlleva remover la empacadura de grava de los pozos Fanny 3 y Fanny-18B 57, en el primer caso con el objetivo de realizar un nuevo gravel pack, y en el segundo caso para modificar el intervalo productivo con el objetivo de aislar la zona de agua, realizando un procedimiento similar al efectuado en los pozos del proyecto realizado entre el 2005 y el 2006.
- Realizar una limpieza de las empacaduras de grava una vez establecida una disminución considerable de la presión de fondo fluyente y una reducción de la tasa diaria de fluidos producidos.

- Evaluar en un nuevo pozo el desempeño del conjunto formado por el separador de arena de fondo “SandCat” y la válvula ADV (Automatic Diverter Valve), siendo un buen candidato técnica y económicamente el pozo Fanny-18B 42, con el objetivo de corroborar y evaluar si su desempeño es óptimo y puede ser utilizado para futuras completaciones en el campo Fanny-18B.
- En la completación de futuros pozos horizontales es conveniente seguir utilizando mallas tipo Premium, a pesar de su alta inversión inicial, ya que en los pozos completados con este tipo de mallas se ha podido controlar eficientemente la producción de arena, esto, con el objetivo de evitar posteriores trabajos de reacondicionamiento relacionados con la excesiva producción de arena, que generan gastos mucho mayores, como en el caso de los pozos Fanny-18B 22H y Fanny-18B 24H.
- Evaluar la posibilidad de que en futuros pozos de los cuales se pretenda producir de la arena M-1, se utilice la técnica de disparos orientados para que en lo posible se pueda evitar que estos pozos se conviertan en altos productores de arena.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Aguirre Eduardo, Vivas Joel**, Completación de pozos petroleros, Marzo 2005.
- **Santana Ganchozo Juan Carlos**, Evaluación y control de arena en la producción de los campos Fanny y Dorine del Bloque Tarapoa, Noviembre 2004.
- **ROXAR FLOW MEASUREMENT**, Manual del sensor sónico no intrusivo de arena SAM 400 TC/CIU, Mayo 2001.
- **BOLETÍN INFORMATIVO CLAMPON DSP SYSTEM**, Utilización de sensores ultrasónicos no intrusivos para el monitoreo de erosión y corrosión, 25 abril 2007.
- **INTERNACIONAL COMPLETION CONSULTANTS INCORPORATED**, Sand Control Manual, Houston, Texas, 2000.
- **Oilfield Review Schlumberger**, Optimización de los Tratamientos de Fracturamiento y Empaque, Invierno 2004, Volumen 16, Número 3.
- **Oilfield Review Schlumberger**, Métodos Prácticos de Manejo de la Producción de Arena, Verano 2004, Volumen 15, Número 1.
- **Marco Muñoz**, Optimización del Recobro de petróleo en yacimientos con empuje hidráulico activo de fondo mediante perforación de pozos horizontales utilizando la herramienta de geodireccionamiento y completando con mallas para el control de arena, Febrero 2007.

- **Vera Terceros**, Omar GEOLOGÍA, 1999.
- **IAGP, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas**, El abecé del petróleo y del gas en el mundo y en la Argentina, Mayo 2000.
- **Oilfield Review Schlumberger**, Disparos sobre el objetivo, Verano 2004, Volumen 15, Número 1.
- **Raúl Valencia**, Fundamentos de Pruebas de Presión, Marzo 2004.
- **Vega Celio**, Ingeniería Económica, Mediavilla Hnos., Quito, 1983
- **www.bakerhughesdirect.com**
- **www.pumptools.co.uk**

TABLAS

TABLA 3.2
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY 3

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones	
17-Apr-99	2,062	1,670	19.0	22.3	40	2,079	2,197	2,430	8.83	7.15	Sale de WO # 6, Abr/1999 cambio de levantamiento Gravel Pack instalado desde julio de 1994	
22-May-99	2,106	1,579	25.0	22.2	40	2,078	2,196	2,420	9.42	7.06		
18-Jun-99	2,109	1,476	30.0	22.5	40	2,058	2,177	2,395	9.67	6.76		
23-Jun-99	2,089	1,479	29.2	22.3	40	2,057	2,176	2,393	9.62	6.81		
03-Jul-99	2,068	1,398	32.4	21.9	40	2,079	2,198	2,380	11.39	7.70		
22-Jul-99	2,158	1,521	29.5	21.8	40	2,087	2,206	2,375	12.78	9.01		
15-Aug-99	2,674	1,792	33.0	21.8	45	2,053	2,173	2,362	14.11	9.46		
26-Sep-99	2,042	1,415	30.7	21.4	40	2,048	2,167	2,350	11.19	7.75		
16-Oct-99	1,997	1,364	31.7	21.8	40	2,035	2,154	2,340	10.76	7.35		
21-Dec-99	2,955	1,300	56.0	21.8	50	1,910	2,032	2,290	11.47	5.05		
08-Jan-00	2,964	1,393	53.0	22.0	50	1,880	2,002	2,283	10.54	4.96		
09-Feb-00	2,968	1,475	50.3	22.8	50	1,883	2,004	2,267	11.30	5.61		
23-Feb-00	2,951	1,408	52.3	22.6	51	1,899	2,021	2,260	12.33	5.88		
29-Mar-00	2,844	1,129	60.3	22.1	51	1,823	1,946	2,235	9.83	3.90		
08-Apr-00	3,066	1,300	57.6	22.1	51	1,821	1,943	2,228	10.77	4.57		
12-May-00	3,264	1,374	57.9	22.3	51	1,776	1,898	2,205	10.65	4.48		
07-Jun-00	3,208	1,344	58.1	22.3	52	1,786	1,908	2,180	11.81	4.95		
20-Jul-06	1,421	230	83.8	22.3	52	1,628	1,831	2,080	5.71	0.92		Condiciones actuales
28-Jul-06	1,487	236	84.1	22.4	52	1,626	1,829	2,080	5.93	0.94		
17-Aug-06	1,677	252	85.0	22.4	52	1,669	1,873	2,080	8.08	1.21		
12-Sep-06	1,559	234	85.0	22.4	52	1,199	1,403	2,080	2.30	0.35		
01-Dec-06	1,554	222	85.7	22.3	52	1,664	1,868	2,080	7.32	1.05		
19-Dec-06	1,388	194	86.0	22.3	52	1,629	1,833	2,080	5.61	0.78		
27-Jan-07	1,353	189	86.0	22.3	52	1,619	1,823	2,080	5.26	0.73		
23-Feb-07	1,444	188	87.0	22.3	52	1,619	1,823	2,080	5.62	0.73		
20-Apr-07	1,265	164	87.0	22.3	52	1,484	1,688	2,080	3.23	0.42		
08-May-07	1,178	101	91.4	22.4	52	1,487	1,692	2,080	3.04	0.26		
07-Jun-07	1,320	169	87.2	22.3	52	1,475	1,679	2,080	3.29	0.42		
23-Jun-07	1,784	219	87.7	22.3	52	1,475	1,679	2,080	4.45	0.55		
07-Jul-07	2,460	298	87.9	22.3	58	1,516	1,720	2,080	6.84	0.83		
27-Jul-07	2,460	273	88.9	22.4	58	1,519	1,723	2,080	6.90	0.77		
07-Aug-07	2,470	279	88.7	22.3	58	1,515	1,719	2,080	6.85	0.77		
03-Sep-07	2,402	264	89.0	22.3	58	1,505	1,709	2,080	6.48	0.71		

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.5
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 57

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones	
16-May-01	299	158	47.2	20.0	-	-	-	2,498	-	-	IC: Evaluar con ESP GN-5000	
21-Jun-01	4,838	2,298	52.5	22.4	45	2,120	2,240	2,489	19.46	9.24		
01-Jul-01	4,602	759	83.5	22.0	45	2,146	2,270	2,479	21.97	3.62		
05-Aug-01	4,542	690	84.8	21.0	45	2,135	2,259	2,470	21.54	3.27		
21-Sep-01	4,359	615	85.9	21.3	45	2,143	2,267	2,461	22.53	3.18		
16-Oct-01	4,275	569	86.7	21.5	45	2,172	2,296	2,451	27.57	3.67		
21-Nov-01	4,140	559	86.5	21.3	45	2,172	2,296	2,442	28.40	3.84		
10-Dec-01	4,020	470	88.3	21.6	45	2,138	2,263	2,433	23.61	2.76		
16-Jan-02	4,066	455	88.8	21.6	45	2,128	2,253	2,424	23.79	2.66		
20-Feb-02	3,881	439	88.7	21.1	45	2,130	2,255	2,414	24.32	2.75		
29-Mar-02	3,776	412	89.1	21.0	45	2,129	2,254	2,405	24.97	2.72		
15-Apr-02	3,780	401	89.4	20.8	45	2,124	2,249	2,396	25.74	2.73		
20-Jul-02	3,510	358	89.8	20.9	45	1,384	1,509	2,386	4.00	0.41		
04-Aug-02	3,611	376	89.6	20.6	45	2,130	2,255	2,377	29.55	3.08		
13-Mar-03	4,737	2,103	55.6	21.2	45	1,783	2,150	2,457	15.44	6.86		Sale de WO#1
26-Apr-03	4,801	1,195	75.1	20.5	45	1,960	2,334	2,457	38.92	9.69		Sale de WO# 2
23-Jul-03	1,119	280	75.0	22.3	-	-	-	2,457	-	-	Sale de WO # 3: Realizan GP	
13-Aug-03	3,323	691	79.2	21.1	45	1,896	1,988	2,455	7.12	1.48		
02-Mar-04	3,802	278	92.7	21.2	47	2,040	2,133	2,443	12.27	0.90	Sale de WO# 4. Cambio de pig tail	
24-Mar-04	3,675	298	91.9	20.8	47	2,025	2,118	2,455	10.91	0.88		
03-Jul-04	3,749	221	94.1	21.0	47	2,031	2,124	2,455	11.34	0.67		
14-Aug-04	4,367	380	91.3	21.6	51	2,035	2,128	2,240	39.02	3.40		
31-Oct-04	4,260	379	91.1	21.0	51	2,056	2,149	2,240	46.87	4.17		
27-Jan-05	4,346	365	91.6	21.0	51	2,068	2,161	2,240	55.12	4.63		
09-Feb-05	4,380	390	91.1	21.1	51	2,070	2,163	2,240	56.96	5.07		
24-Mar-05	4,273	256	94.0	21.1	51	2,070	2,163	2,240	55.74	3.34		
12-Apr-05	4,277	257	94.0	21.1	51	2,076	2,169	2,240	60.54	3.64		
12-May-05	4,264	256	94.0	21.1	51	2,071	2,164	2,240	56.36	3.38		
12-Jun-05	4,261	256	94.0	21.1	51	2,059	2,152	2,240	48.61	2.92		
08-Jul-05	4,228	254	94.0	21.1	51	2,056	2,149	2,240	46.64	2.80		
03-Aug-05	4,248	255	94.0	21.4	51	2,040	2,133	2,240	39.83	2.39		
11-Aug-05	4,336	304	93.0	21.4	51	2,040	2,133	2,240	40.62	2.85		
24-Nov-05	4,340	312	92.8	21.4	51	2,033	2,126	2,240	38.15	2.74		
17-Jan-06	4,325	311	92.8	21.4	51	2,066	2,159	2,240	53.55	3.85		
11-Mar-06	4,342	261	94.0	21.4	51	-	-	2,240	-	-		
30-Apr-06	4,388	307	93.0	21.4	51	-	-	2,240	-	-		
24-Jun-06	4,452	329	92.6	21.4	51	-	-	2,240	-	-		
11-Aug-06	4,090	286	93.0	21.4	51	-	-	2,240	-	-		
09-Nov-06	4,324	307	92.9	21.4	51	1,922	2,015	2,240	19.24	1.37		
12-Dec-06	4,296	258	94.0	21.4	51	1,922	2,015	2,240	19.12	1.15		
13-Jan-07	4,264	277	93.5	21.4	51	1,922	2,015	2,240	18.98	1.23		
11-Mar-07	4,268	230	94.6	21.4	51	1,922	2,015	2,240	19.00	1.02		
01-Apr-07	4,179	209	95.0	21.4	51	1,922	2,015	2,240	18.61	0.93		
08-May-07	4,174	184	95.6	21.6	51	1,922	2,015	2,240	18.59	0.82		
18-Aug-07	4,218	186	95.6	21.6	51	1,922	2,015	2,241	18.70	0.82		
02-Sep-07	4,212	206	95.1	21.3	51	1,922	2,015	2,242	18.59	0.91		

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.8
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 49

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
21-Feb-01	2,209	2,202	0.3	22.0	48	1,016	1,170	2,000	2.66	2.65	CI: Evaluar M-1 intervalo productivo: 7872' - 7891' MD
02-Mar-01	2,218	2,196	1.0	22.0	55	1,029	1,183	2,007	2.69	2.66	
14-Apr-01	2,266	1,894	16.4	22.4	50	1,231	1,387	2,014	3.61	3.02	
30-Apr-01	2,190	1,730	21.0	22.1	50	1,346	1,503	2,021	4.22	3.34	
13-May-01	2,207	1,602	27.4	22.1	50	1,368	1,526	2,029	4.39	3.19	
23-Jul-01	1,716	956	44.3	21.9	50	1,471	1,632	2,036	4.25	2.37	
05-Aug-01	1,330	567	57.4	20.1	50	1,536	1,700	2,043	3.88	1.65	
22-Sep-01	1,402	554	60.5	20.9	50	1,402	1,566	2,050	2.90	1.14	
01-Nov-01	2,133	815	61.8	22.0	50	1,380	1,544	2,057	4.16	1.59	
15-Dec-01	2,036	426	79.1	21.5	50	1,377	1,544	2,064	3.91	0.82	
16-Jan-02	1,706	529	69.0	21.5	50	1,471	1,636	2,071	3.92	1.22	
22-Feb-02	1,820	500	72.5	22.0	50	1,443	1,609	2,079	3.87	1.06	
11-Mar-02	1,954	526	73.1	22.0	50	1,466	1,632	2,086	4.30	1.16	
17-Apr-02	1,589	447	71.9	22.2	50	1,460	1,625	2,093	3.40	0.96	
13-Aug-02	1,390	322	76.8	21.7	60	1,385	1,505	2,150	2.16	0.50	Sale de WO #1 Se instala mesh rite
18-Sep-02	1,457	283	80.6	21.8	60	1,754	1,875	2,154	5.22	1.01	
17-Oct-02	1,468	294	80.0	21.7	60	1,820	1,941	2,157	6.78	1.36	
28-Oct-02	1,510	282	81.3	21.6	60	1,841	1,962	2,161	7.59	1.42	
18-Nov-02	1,545	320	79.3	21.8	60	1,880	2,001	2,164	9.44	1.95	
15-Dec-02	1,538	343	77.7	21.6	60	1,934	2,054	2,168	13.56	3.02	
17-Feb-03	1,460	291	80.1	20.6	60	1,911	2,032	2,171	10.46	2.08	Sale de WO #2
08-Mar-03	1,150	231	79.9	20.7	50	1,948	2,069	2,180	10.34	2.08	
26-Oct-03	2,207	433	80.4	21.1	45	1,722	1,841	2,180	6.50	1.28	
04-Jan-04	2,211	281	87.3	21.3	-	-	-	2,184	-	-	
03-Apr-04	2,189	263	88.0	21.3	45	1,767	1,886	2,187	7.28	0.87	
08-Jul-04	2,404	344	85.7	21.2	48	1,611	1,730	2,191	5.22	0.75	
01-Aug-04	2,582	305	88.2	21.2	50	1,673	1,792	2,194	6.43	0.76	
22-Sep-04	2,363	333	85.9	21.2	50	1,718	1,837	2,198	6.55	0.92	
10-Dec-04	2,520	360	85.7	21.2	52	1,775	1,894	2,201	8.20	1.17	
01-Jan-05	2,444	367	85.0	21.2	52	1,824	1,943	2,194	9.73	1.46	
12-Feb-05	2,343	80	96.6	21.4	53	1,840	1,960	2,187	10.33	0.35	
02-Mar-05	2,157	229	89.4	21.4	53	1,837	1,957	2,180	9.65	1.02	
12-May-05	2,078	291	86.0	21.4	53	1,806	1,925	2,173	8.39	1.18	
22-May-05	2,058	226	89.0	21.7	53	1,813	1,933	2,166	8.83	0.97	
09-Jul-05	2,029	195	90.4	21.7	53	1,801	1,921	2,159	8.53	0.82	Luego de WO #3
08-Aug-05	2,124	198	90.7	21.0	53	1,779	1,899	2,151	8.41	0.78	
09-Oct-05	2,058	226	89.0	21.0	53	1,805	1,925	2,144	9.37	1.03	
03-Dec-05	2,101	225	89.3	21.0	55	1,752	1,872	2,137	7.91	0.85	
14-Jan-06	2,070	203	90.2	21.0	45	1,850	1,958	2,130	12.05	1.18	
23-Jan-06	2,212	250	88.7	21.0	45	1,887	1,995	2,123	17.30	1.96	
09-Feb-06	2,538	254	90.0	21.0	47	1,862	1,970	2,116	17.43	1.74	
28-Mar-06	2,651	361	86.4	21.0	47	1,868	1,976	2,109	19.96	2.72	
22-Apr-06	2,582	287	88.9	21.0	47	1,865	1,973	2,101	20.11	2.24	
30-May-06	2,511	271	89.2	21.1	47	1,828	1,936	2,094	15.87	1.71	
12-Jul-06	2,429	262	89.2	21.3	47	1,808	1,916	2,087	14.20	1.53	
25-Aug-06	2,250	236	89.5	21.3	47	1,690	1,798	2,080	7.98	0.84	
13-Sep-06	2,434	297	87.8	22.0	47	1,658	1,766	2,073	7.93	0.97	
06-Dec-06	2,486	211	91.5	22.3	47	1,663	1,771	2,066	8.44	0.72	

continuación TABLA 3.8

19-Dec-06	2,500	200	92.0	22.3	47	1,647	1,755	2,059	8.24	0.66
23-Jan-07	2,440	195	92.0	21.8	47	1,639	1,747	2,051	8.02	0.64
16-Feb-07	2,464	209	91.5	21.5	47	1,641	1,749	2,044	8.35	0.71
02-Mar-07	2,410	169	93.0	21.5	47	1,641	1,749	2,037	8.38	0.59
01-May-07	2,424	182	92.5	21.3	47	1,536	1,644	2,030	6.29	0.47
10-May-07	2,404	180	92.5	21.2	47	1,540	1,648	2,023	6.42	0.48
29-May-07	2,358	177	92.5	21.2	47	1,539	1,647	2,016	6.40	0.48
30-Jun-07	2,404	188	92.2	21.2	47	1,543	1,651	2,009	6.73	0.53
01-Aug-07	2,426	187	92.3	21.3	47	1,533	1,641	2,001	6.74	0.52

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.12
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 60

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPO	Observaciones
25-Sep-01	1,418	855	39.7	22.1	50	1,306	1,468	1,790	4.41	2.66	Completación inicial intervalo: 7975' a 7986' MD
26-Sep-01	1,454	970	33.3	22.4	50	1,297	1,458	1,790	4.38	2.92	
02-Oct-01	1,444	982	32.0	22.8	50	1,300	1,461	1,790	4.38	2.98	
04-Oct-01	1,540	1,067	30.7	22.9	50	1,300	1,460	1,790	4.67	3.24	
24-Nov-01	984	577	41.4	23.7	50	1,435	1,597	1,790	5.09	2.99	
30-Jan-02	684	304	55.5	23.7	55	1,414	1,577	1,795	3.13	1.39	Luego de WO #1
01-Mar-02	856	420	50.9	23.9	55	1,462	1,624	1,801	4.83	2.37	
03-Mar-02	1,266	649	48.7	23.9	60	1,340	1,501	1,806	4.16	2.13	
08-Jun-02	514	191	62.8	23.7	60	764	931	1,811	0.58	0.22	Luego de WO #2 Se instaló mallas para arena
09-Jun-02	481	181	62.4	23.6	60	760	927	1,817	0.54	0.20	
13-Jul-02	404	154	61.9	23.6	60	740	906	1,822	0.44	0.17	
19-Jul-02	351	156	55.5	23.4	60	742	907	1,827	0.38	0.17	
25-Jul-02	393	165	57.9	23.4	60	740	906	1,833	0.42	0.18	
01-Sep-02	388	83	78.5	23.2	60	817	987	1,843	0.45	0.10	
27-Sep-02	356	125	64.9	23.2	60	816	983	1,848	0.41	0.14	
03-Oct-02	678	200	70.5	23.3	60	601	769	1,854	0.62	0.18	
31-Oct-02	651	144	77.9	23.8	60	779	948	1,859	0.71	0.16	
03-Nov-02	514	198	61.5	23.6	60	779	945	1,864	0.56	0.22	
14-Nov-02	455	179	60.6	23.6	60	779	945	1,870	0.49	0.19	
12-Aug-03	1,612	858	46.8	23.7	42	982	1,146	2,040	1.80	0.96	Luego de WO #3 Se sacó mallas de arena se instaló Gravel Pack
27-Sep-03	1,239	612	50.6	23.7	42	967	1,131	2,041	1.36	0.67	
06-Oct-03	1,270	564	55.6	23.8	42	1,026	1,191	2,042	1.49	0.66	
25-Oct-03	1,227	526	57.1	23.8	42	1,020	1,185	2,043	1.43	0.61	
21-Nov-03	1,276	623	51.2	22.9	42	999	1,164	2,044	1.45	0.71	
28-Nov-03	1,232	599	51.4	22.9	42	1,024	1,189	2,045	1.44	0.70	
25-Jan-04	1,471	640	56.5	22.9	45	929	1,095	2,046	1.55	0.67	
02-Feb-04	1,477	625	57.7	23.0	45	929	1,095	2,047	1.55	0.66	
06-Mar-04	1,517	610	59.8	23.0	45	964	1,130	2,048	1.65	0.66	
16-Mar-04	1,525	618	59.5	22.9	45	964	1,130	2,049	1.66	0.67	
07-Apr-04	1,517	593	60.9	23.0	45	963	1,129	2,051	1.65	0.64	
15-May-04	1,536	547	64.4	23.2	45	986	1,153	2,052	1.71	0.61	
10-Jun-04	1,446	522	63.9	22.9	45	970	1,137	2,053	1.58	0.57	
19-Jun-04	1,475	528	64.2	23.2	45	990	1,157	2,054	1.64	0.59	
06-Jul-04	1,508	520	65.5	23.0	45	988	1,155	2,055	1.68	0.58	
06-Aug-04	1,573	543	65.5	23.2	45	962	1,129	2,056	1.70	0.59	
23-Aug-04	1,589	733	53.9	23.2	45	968	1,133	2,057	1.72	0.79	
05-Sep-04	1,619	733	54.7	23.2	45	968	1,133	2,058	1.75	0.79	
20-Sep-04	1,532	642	58.1	23.0	45	954	1,120	2,059	1.63	0.68	
01-Nov-04	1,879	842	55.2	22.6	46	954	1,120	2,060	2.00	0.90	
12-Dec-04	1,596	519	67.5	22.6	46	954	1,122	2,061	1.70	0.55	
28-Dec-04	1,813	716	60.5	22.3	46	954	1,121	2,051	1.95	0.77	
20-Jan-05	2,008	833	58.5	22.2	48	878	1,044	2,041	2.01	0.84	
25-Jan-05	1,949	799	59.0	22.3	48	880	1,046	2,031	1.98	0.81	

continuación TABLA 3.12

30-Jan-05	1,738	572	67.1	22.3	48	872	1,040	2,021	1.77	0.58	
23-Feb-05	1,676	578	65.5	22.5	48	835	1,002	2,011	1.66	0.57	
09-Mar-05	1,681	577	65.7	22.7	48	842	1,009	2,001	1.70	0.58	
23-Mar-05	1,684	578	65.7	22.7	48	842	1,009	1,991	1.72	0.59	
19-Apr-05	1,696	577	66.0	22.7	48	842	1,009	1,981	1.75	0.59	
02-May-05	1,705	546	68.0	22.6	48	825	993	1,971	1.74	0.56	
12-May-05	1,687	530	68.6	22.6	48	816	984	1,961	1.73	0.54	
02-Jun-05	1,687	575	65.9	22.4	48	806	974	1,951	1.73	0.59	
09-Jul-05	1,679	537	68.0	22.4	48	781	949	1,941	1.69	0.54	
24-Jul-05	1,667	525	68.5	22.4	48	767	935	1,931	1.67	0.53	
30-Aug-05	1,706	488	71.4	22.4	48	822	990	1,921	1.83	0.52	
08-Sep-05	1,676	468	72.1	22.4	48	820	989	1,911	1.82	0.51	
21-Sep-05	1,660	468	71.8	22.4	48	798	967	1,901	1.78	0.50	
09-Oct-05	1,687	476	71.8	22.4	48	782	951	1,890	1.80	0.51	
09-Nov-05	1,714	482	71.9	22.4	48	783	952	1,880	1.85	0.52	
24-Nov-05	1,618	463	71.4	22.4	48	745	913	1,870	1.69	0.48	
03-Dec-05	1,668	477	71.4	22.4	48	745	913	1,860	1.76	0.50	
11-Jan-06	1,645	469	71.5	22.4	48	717	886	1,850	1.71	0.49	
20-Jan-06	1,705	494	71.0	22.4	48	729	897	1,840	1.81	0.52	
03-Feb-06	1,606	466	71.0	22.4	48	732	900	1,830	1.73	0.50	
16-Feb-06	1,652	482	70.8	22.4	48	729	897	1,820	1.79	0.52	
11-Mar-06	1,673	489	70.8	22.5	48	718	886	1,810	1.81	0.53	
04-Apr-06	1,651	477	71.1	22.5	48	730	898	1,800	1.83	0.53	
16-Apr-06	1,649	449	72.8	22.5	48	739	908	1,790	1.87	0.51	
18-Jun-06	1,671	468	72.0	22.5	48	717	886	1,780	1.87	0.52	
08-Jul-06	1,662	464	72.1	22.3	48	677	846	1,770	1.80	0.50	
25-Aug-06	1,302	419	67.8	22.3	51	1,055	1,217	1,770	2.35	0.76	
05-Oct-06	1,382	359	74.0	22.3	51	1,220	1,383	1,770	3.57	0.93	
14-Dec-06	1,540	385	75.0	22.4	53	1,137	1,300	1,770	3.28	0.82	
07-Feb-07	1,548	387	75.0	22.4	53	877	1,040	1,770	2.12	0.53	
10-Mar-07	1,488	378	74.6	22.3	53	878	1,041	1,770	2.04	0.52	
13-Apr-07	1,523	393	74.2	22.4	53	854	1,017	1,770	2.02	0.52	Luego de WO #4
26-Apr-07	1,519	407	73.2	22.4	53	874	1,037	1,770	2.07	0.56	
22-May-07	1,513	393	74.0	22.4	53	870	1,033	1,770	2.05	0.53	
12-Jun-07	1,509	389	74.2	22.4	53	874	1,037	1,770	2.06	0.53	
06-Jun-07	1,522	384	74.8	22.2	53	879	1,042	1,770	2.09	0.53	
20-Jul-07	1,486	371	75.0	22.2	53	877	1,040	1,770	2.04	0.51	
02-Aug-07	1,506	381	74.7	22.1	53	878	1,041	1,770	2.07	0.52	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.14
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 50

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
05-Aug-01	1,651	523	68.3	21.7	45	1,221	1,448	2,000	2.99	0.95	Completación inicial intervalo productivo: 8104' - 8120' MD
10-Aug-01	1,426	1,031	27.7	21.4	45	1,335	1,554	2,007	3.15	2.28	
14-Aug-01	1,916	1,180	38.4	21.0	45	1,343	1,564	2,013	4.27	2.63	
31-Aug-01	2,338	818	65.0	21.0	45	1,389	1,616	2,020	5.79	2.02	
25-Sep-01	1,245	535	57.0	21.5	41	1,502	1,727	2,027	4.16	1.79	
26-Sep-01	1,370	534	61.0	21.3	41	1,519	1,745	2,033	4.75	1.85	
23-Nov-01	2,214	799	63.9	21.0	45	1,400	1,627	2,040	5.36	1.93	
15-Dec-01	2,206	803	63.6	20.9	45	1,402	1,629	2,047	5.28	1.92	
18-Jan-02	2,172	645	70.3	20.6	45	1,436	1,664	2,053	5.58	1.66	
08-Feb-02	2,073	672	67.6	20.9	45	1,432	1,660	2,060	5.18	1.68	
13-Mar-02	2,133	454	78.7	20.9	45	1,403	1,633	2,067	4.92	1.05	
05-Apr-02	2,280	492	78.4	21.2	45	1,414	1,644	2,073	5.31	1.15	
18-Apr-02	2,068	422	79.6	21.1	45	1,491	1,721	2,080	5.76	1.18	
28-Jul-02	1,872	434	76.8	20.8	50	1,556	1,680	2,087	4.60	1.07	Sale de WO # 1
15-Aug-02	2,864	495	82.7	20.9	50	1,604	1,728	2,093	7.84	1.36	
12-Sep-02	2,655	467	82.4	21.0	50	1,799	1,923	2,100	15.01	2.64	
19-Sep-02	2,761	525	81.0	21.0	50	1,816	1,940	2,107	16.56	3.15	
16-Oct-02	2,698	548	79.7	20.7	50	1,869	1,993	2,113	22.40	4.55	
18-Dec-02	2,032	443	78.2	20.9	50	1,880	2,004	2,127	16.47	3.59	Sale de WO # 2, Frac pack
21-Nov-03	829	-	100.0		-	-	-	2,134	-	-	
02-Dec-03	218	24	88.8		-	-	-	2,140	-	-	Sale de Wo # 3, Cambio de JP a BES
20-Dec-03	395	53	86.5		45	1,900	2,037	3,000	0.41	0.06	
10-Feb-04	544	23	95.7	21.1	52	1,850	1,987	3,000	0.54	0.02	
13-Feb-04	554	29	94.7	21.1	52	1,819	1,956	3,000	0.53	0.03	Sale de WO # 4, Cambio BES
21-Feb-04	541	25	95.3	20.6	55	1,544	1,681	3,000	0.41	0.02	
28-Feb-04	555	24	95.6	20.6	55	1,303	1,440	3,000	0.36	0.02	
08-Apr-04	422	21	95.1	21.3	52	655	792	3,000	0.19	0.01	
25-Sep-04	460	19	95.8	21.4	52	1,253	1,390	2,058	0.69	0.03	
13-Nov-04	332	16	95.2	21.8	52	1,047	1,184	2,058	0.38	0.02	
17-Nov-04	329	12	96.4	21.3	54	1,047	1,184	2,058	0.38	0.01	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.18
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 56 ST-1

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
19-Jul-01	85	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	
17-Sep-01	380	342	9.9	22.3	-	-	-	-	-	-	
10-Oct-01	161	133	17.5	22.3	-	-	-	-	-	-	
04-Nov-01	305	264	13.3	21.5	-	-	-	-	-	-	
28-Dec-01	312	239	23.3	22.2	-	-	-	-	-	-	
22-Jan-02	177	124	29.7	22.4	-	-	-	-	-	-	IC: Evaluar con Bomba Jet
08-Apr-02	104	70	32.3	21.9	-	-	-	-	-	-	
13-May-02	121	38	69.0	21.7	-	-	-	-	-	-	
08-Jan-03	592	5	99.2	-	-	-	-	-	-	-	
13-Jan-03	460	349	24.1	21.3	-	-	-	-	-	-	
03-Oct-03	200	165	17.3	21.5	-	-	-	-	-	-	Sale de WO # 1
08-Oct-03	166	153	8.0	21.8	-	-	-	-	-	-	Retirar jet pump + Realizar Pck
24-Oct-03	408	334	18.2	21.8	-	-	-	-	-	-	
18-Nov-03	767	345	55.0	21.7	57	1,288	1,402	2,076	1.14	0.51	Sale de WO # 2
02-Jan-04	857	304	64.5	21.7	53	1,553	1,668	2,072	2.12	0.75	Retirar jet pump + instalar BES
04-Apr-04	847	241	71.6	21.6	53	1,592	1,708	2,068	2.35	0.67	
08-Jun-04	778	335	57.0	21.2	45	1,378	1,489	2,064	1.35	0.58	
15-Jul-04	1,008	324	67.9	21.3	48	1,501	1,613	2,060	2.25	0.72	
03-Aug-04	1,091	355	67.5	21.4	50	1,505	1,617	2,056	2.48	0.81	
26-Sep-04	1,097	323	70.6	21.3	50	1,544	1,656	2,052	2.77	0.82	
29-Nov-04	1,042	347	66.7	21.2	50	1,580	1,692	2,048	2.93	0.97	
28-Dec-04	1,196	374	68.7	21.2	50	1,600	1,712	2,044	3.61	1.13	
06-Jan-05	1,217	348	71.4	21.4	52	1,663	1,775	2,040	4.60	1.32	
13-Feb-05	1,199	326	72.8	21.0	52	1,614	1,726	2,036	3.88	1.05	
18-Mar-05	1,161	259	77.7	21.0	53	1,616	1,729	2,031	3.84	0.86	Sale de WO # 3
13-May-05	1,147	229	80.0	21.0	53	1,621	1,734	2,027	3.91	0.78	Cambio de BES
22-May-05	1,212	230	81.0	21.3	54	1,635	1,748	2,023	4.40	0.84	
10-Jun-05	1,346	256	81.0	21.3	54	1,535	1,648	2,019	3.63	0.69	
19-Jul-05	1,308	249	81.0	21.3	57	1,535	1,648	2,015	3.56	0.68	
09-Aug-05	1,341	286	78.7	21.2	57	1,535	1,648	2,011	3.69	0.79	
09-Oct-05	1,344	363	73.0	21.3	57	1,380	1,492	2,007	2.61	0.71	
04-Dec-05	1,436	378	73.7	21.3	60	1,322	1,434	2,003	2.52	0.66	
23-Dec-05	1,436	378	73.7	21.3	60	1,322	1,434	1,999	2.54	0.67	
07-Feb-06	1,428	343	76.0	21.5	60	1,322	1,435	1,995	2.55	0.61	
04-Apr-06	736	331	55.0	21.0	53	1,351	1,459	1,991	1.38	0.62	
30-May-06	987	217	78.0	21.3	55	1,321	1,431	1,987	1.77	0.39	
30-May-06	987	217	78.0	21.3	55	1,321	1,431	1,983	1.79	0.39	
17-Jul-06	1,010	178	82.4	21.3	57	1,298	1,408	1,979	1.77	0.31	
27-Aug-06	1,131	197	82.6	21.6	59	1,307	1,417	1,975	2.03	0.35	
15-Sep-06	1,184	217	81.7	21.6	59	1,303	1,413	1,971	2.12	0.39	Sale de WO# 4
28-Nov-06	1,149	149	87.0	21.8	59	1,329	1,440	1,967	2.18	0.28	Cambio de BES
20-Dec-06	1,156	156	86.5	21.3	60	1,311	1,422	1,963	2.14	0.29	
26-Jan-07	1,160	139	88.0	21.3	60	1,377	1,488	1,959	2.46	0.30	
02-Mar-07	1,164	70	94.0	21.3	60	1,377	1,488	1,955	2.50	0.15	
03-Jun-07	1,131	111	90.2	21.3	60	1,320	1,431	1,951	2.18	0.21	
27-Jun-07	1,084	106	90.2	21.3	60	1,319	1,430	1,946	2.10	0.21	
26-Jul-07	1,132	115	89.8	21.4	60	1,327	1,438	1,942	2.24	0.23	
22-Aug-07	1,192	122	89.8	21.4	60	1,325	1,436	1,938	2.37	0.24	
11-Sep-07	1,216	137	88.7	21.1	60	1,344	1,455	1,934	2.54	0.29	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.

TABLA 3.20
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 18H

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
11-Jul-07	4,051	2,277	43.8	21.2	45	1,329	1,620	1,726	38.26	21.51	Completación inicial completado con mallas premium
15-Jul-07	4,641	1,810	61.0	21.2	47	1,313	1,609	1,726	39.65	15.46	
18-Jul-07	4,983	1,495	70.0	21.2	50	1,310	1,608	1,726	42.40	12.72	
23-Jul-07	5,532	1,438	74.0	21.2	53	1,300	1,600	1,726	43.77	11.38	
30-Jul-07	6,540	1,471	77.5	21.2	56	1,283	1,584	1,726	45.92	10.33	
07-Aug-07	7,101	1,363	80.8	21.2	59	1,271	1,573	1,726	46.26	8.88	
29-Aug-07	7,152	1,266	82.3	21.3	59	1,285	1,587	1,727	51.05	9.04	
08-Sep-07	7,035	1,133	83.9	21.5	59	1,287	1,589	1,729	50.36	8.11	
21-Sep-07	7,162	1,167	83.7	21.4	59	1,308	1,610	1,726	61.88	10.08	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
 Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.23
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 28

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
16-Oct-03	1,009	958	5	22.6	-	-	2,029	2,468	2.30	2.18	BUP antes de Gravel Pack
03-Nov-03	2,038	1,914	6.1	23.0	45	1,284	1,466	2,468	2.03	1.91	Completación inicial Completado con Gravel Pack Intervalo: 7720' a 7735' TVD
08-Jan-04	1,316	711	46.0	23.0	48	776	966	2,465	0.88	0.47	
18-Jan-04	942	513	45.5	23.2	49	552	742	2,462	0.55	0.30	
24-Jan-04	806	401	50.2	23.2	47	641	832	2,459	0.50	0.25	
22-Feb-04	408	226	44.7	23.2	47	625	815	2,456	0.25	0.14	
27-Feb-04	517	212	58.9	23.5	47	698	891	2,453	0.33	0.14	
14-Mar-04	563	184	67.4	23.5	47	672	866	2,450	0.36	0.12	
19-May-04	1,511	437	71.1	23.5	45	2,086	2,234	2,447	7.09	2.05	
20-May-04	1,482	442	70.2	23.5	45	2,072	2,220	2,444	6.61	1.97	
15-Jul-04	1,622	490	69.8	23.1	50	1,760	1,908	2,441	3.04	0.92	
15-Aug-04	1,618	485	70.0	23.0	50	1,696	1,844	2,438	2.72	0.82	
30-Jan-05	832	154	81.5	23.0	49	-	-	2,460	-	-	
04-Mar-05	667	131	80.4	23.0	47	784	934	2,473	0.43	0.09	
11-Mar-05	549	64	88.4	22.7	47	779	930	2,489	0.35	0.04	
11-Mar-05	549	83	84.8	22.7	47	779	929	2,505	0.35	0.05	
04-Jun-05	463	81	82.6	22.6	47	750	900	2,521	0.29	0.05	
15-Jul-05	270	47	82.6	22.6	47	781	931	2,537	0.17	0.03	
20-Sep-05	142	28	80.0	22.6	47	852	1,002	2,553	0.09	0.02	
06-Dec-05	1,970	227	88.5	22.9	45	1,422	1,712	2,572	2.29	0.26	Luego de WO #2 (Se sacó Gravel Pack, modificación del intervalo: 7720' a 7730')
12-Jan-06	2,176	239	89.0	22.9	48	2,150	2,441	2,573	16.42	1.80	
22-Feb-06	2,164	206	90.5	22.9	48	2,121	2,412	2,574	13.35	1.27	
22-Feb-06	2,164	206	90.5	22.9	48	2,121	2,412	2,575	13.26	1.26	
27-Mar-06	2,091	257	87.7	22.9	47	2,121	2,411	2,576	12.67	1.56	
27-Apr-06	2,156	319	85.2	22.7	48	2,121	2,410	2,577	12.92	1.91	
19-Jul-06	2,370	327	86.2	22.7	52	2,137	2,427	2,578	15.63	2.16	
03-Aug-06	2,366	253	89.3	22.2	52	1,975	2,266	2,579	7.54	0.81	
30-Sep-06	2,382	255	89.3	22.2	52	1,868	2,159	2,581	5.65	0.60	
05-Nov-06	2,458	263	89.3	22.2	52	1,868	2,159	2,582	5.81	0.62	
15-Dec-06	2,410	193	92.0	22.3	52	1,726	2,018	2,583	4.26	0.34	
18-Jan-07	2,440	203	91.7	22.3	52	1,968	2,259	2,584	7.53	0.63	
19-Feb-07	2,418	213	91.2	22.2	52	2,053	2,344	2,585	10.06	0.89	
22-Apr-07	2,409	193	92.0	22.2	52	2,163	2,455	2,586	18.35	1.47	
22-Jun-07	2,404	202	91.6	22.2	52	2,113	2,404	2,587	13.18	1.11	
02-Aug-07	2,476	210	91.5	22.4	52	2,095	2,386	2,589	12.22	1.04	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.26
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 52

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
30-Dec-01	56	34	39.7	22.0	50	690	877	1,890	0.06	0.03	Completación inicial completado con Gravel Pack intervalo: 8522' a 8548'
01-Jan-02	68	53	22.0	22.2	51	631	815	1,890	0.06	0.05	
10-Jan-02	251	214	14.7	23.1	53	370	551	1,890	0.19	0.16	
10-Feb-02	385	312	19.0	23.1	53	630	812	1,890	0.36	0.29	
14-Mar-02	446	355	20.5	23.2	53	463	645	1,890	0.36	0.29	
30-Mar-02	780	608	22.0	23.0	53	1,230	1,413	1,890	1.63	1.27	
01-Apr-02	754	584	22.6	22.5	53	1,169	1,352	1,890	1.40	1.09	
03-Apr-02	690	599	13.2	22.8	53	1,121	1,302	1,890	1.17	1.02	
14-Apr-02	722	586	18.8	22.8	56	1,056	1,238	1,890	1.11	0.90	
06-Jun-02	690	406	41.2	22.6	56	676	863	1,890	0.67	0.40	
09-Jul-02	358	226	36.9	20.5	60	885	1,073	1,890	0.44	0.28	
23-Sep-03	256	13	95.1	20.5	55	508	615	1,871	0.20	0.01	
24-May-04	123	103	16.5	22.6	48	860	957	1,865	0.14	0.11	Luego de WO #3 intervalo: 8522' a 8548'
10-Jul-04	116	96	17.6	22.0	48	896	993	1,860	0.13	0.11	
24-Aug-04	127	99	21.7	22.0	48	913	1,011	1,855	0.15	0.12	
28-Nov-04	264	197	25.4	22.9	48	951	1,049	1,850	0.33	0.25	
31-Dec-04	214	150	29.9	22.9	48	946	1,044	1,845	0.27	0.19	
04-Jan-05	264	192	27.4	23.0	48	908	1,006	1,840	0.32	0.23	
17-Feb-05	232	166	28.3	23.0	48	908	1,006	1,835	0.28	0.20	
22-Mar-05	230	148	35.5	23.0	48	908	1,007	1,830	0.28	0.18	
21-Apr-05	137	88	35.5	23.0	48	893	992	1,825	0.16	0.11	
11-May-05	168	108	35.5	23.0	48	893	992	1,820	0.20	0.13	
26-Jun-05	164	102	37.5	22.6	48	900	999	1,815	0.20	0.13	
19-Jul-05	188	117	37.5	22.6	50	1,061	1,160	1,810	0.29	0.18	
24-Jul-05	194	152	21.5	22.8	50	1,259	1,356	1,800	0.44	0.34	
04-Sep-05	555	522	6.0	22.5	47	1,253	1,410	1,837	1.30	1.22	Luego de WO #3 ADD #1 (Se sacó Gravel Pack, se modifica intervalo: 8522' a 8534')
15-Sep-05	459	338	26.4	22.7	47	1,410	1,570	1,837	1.72	1.27	
26-Nov-05	492	265	46.1	22.2	45	1,353	1,517	1,837	1.54	0.83	
24-Dec-05	305	164	46.1	22.2	45	1,410	1,574	1,837	1.16	0.62	Luego de WO #4 Se completó con SandCat
03-Oct-06	490	309	37.0	22.3	58	1,505	1,667	1,822	3.16	2.00	
07-Dec-06	632	283	55.2	22.0	58	1,506	1,671	1,822	4.20	1.88	
21-Dec-06	582	255	56.1	22.2	58	1,474	1,639	1,822	3.19	1.40	
25-Jan-07	535	251	53.0	22.2	58	1,467	1,632	1,822	2.81	1.32	
03-Mar-07	524	246	53.0	22.2	58	1,467	1,632	1,822	2.76	1.29	
31-May-07	528	240	54.5	22.2	58	1,472	1,637	1,822	2.86	1.30	
20-Jun-07	554	252	54.5	22.2	58	1,471	1,636	1,822	2.98	1.36	
26-Jul-07	598	273	54.3	22.2	58	1,434	1,599	1,822	2.68	1.22	
21-Aug-07	560	256	54.3	22.2	58	1,434	1,599	1,823	2.50	1.14	
18-Sep-07	608	292	52.0	22.3	59	1,434	1,599	1,824	2.70	1.30	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.29
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 58

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
01-Feb-03	744	308	58.6	22.4	-	-	-	-	-	-	Sale de WO #1: Aislar lower "U". Evaluar M-1 con JP
05-Feb-03	1,080	868	19.6	22.7	-	-	-	-	-	-	
16-Mar-03	981	851	13.3	23.0	-	-	-	1,910	-	-	
22-Mar-03	1,131	916	19.0	23.3	-	-	-	1,910	-	-	
18-May-03	2,154	668	69.0	23.2	43	871	1,061	1,910	2.54	0.79	Sale de WO #2
12-Jul-03	1,998	312	84.4	23.2	43	1,510	1,703	1,930	8.79	1.37	
26-Jan-04	1,542	159	89.7	23.1	43	-	-	-	-	-	
29-Jun-04	858	60	93.0	22.5	43	-	-	-	-	-	
01-Feb-06	795	764	3.9	22.8	45	1,519	1,707	2,060	2.25	2.17	Sale de WO #3 modificar intervalo productivo: 8712' - 8722' MD y sacar mallas para arena
20-Feb-06	730	658	9.9	22.8	45	1,516	1,705	2,060	2.06	1.86	
12-Mar-06	379	310	18.3	22.1	45	1,579	1,771	2,060	1.31	1.07	
23-Mar-06	548	381	30.4	23.1	47	1,577	1,770	2,060	1.89	1.32	
08-Apr-06	894	417	53.3	22.8	50	1,559	1,758	2,060	2.96	1.38	
25-May-06	1,036	365	64.8	22.8	52	1,557	1,758	2,060	3.43	1.21	
24-Jun-06	900	330	63.3	22.8	52	1,543	1,744	2,060	2.85	1.04	
09-Aug-06	1,116	290	74.0	22.8	52	1,585	1,788	2,060	4.10	1.07	
14-Dec-06	1,254	201	84.0	22.8	55	1,585	1,790	2,060	4.64	0.74	
25-Jan-07	1,162	151	87.0	22.3	55	1,562	1,768	2,060	3.98	0.52	
12-Mar-07	1,160	157	86.5	22.0	55	1,532	1,738	2,060	3.60	0.49	
03-Apr-07	1,162	151	87.0	22.0	55	1,532	1,738	2,060	3.61	0.47	
25-May-07	1,058	138	87.0	22.0	55	1,532	1,738	2,060	3.28	0.43	
29-Jun-07	1,150	163	85.8	21.8	55	1,493	1,699	2,060	3.18	0.45	
29-Jul-07	1,144	161	85.9	21.4	55	1,512	1,718	2,060	3.34	0.47	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.32
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 59

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
07-Sep-01	214	179	16.5	21.5		-	1,902	1,981	2.70	-	BUP antes de Gravel Pack
14-Nov-01	600	426	29	21.5		-	1,557	2,125	1.10	-	BUP después de Gravel Pack
24-Nov-01	877	353	59.7	21.9	56	989	1,234	2,024	1.11	0.45	Luego de WO #1 Datos de pruebas de producción, intervalo productor: 8743' a 8774' MD
24-Nov-01	877	353	59.7	21.9	56	989	1,234	2,046	1.08	0.43	
04-Jan-02	750	422	43.7	21.5	55	1,075	1,317	2,068	1.00	0.56	
19-Jan-02	908	301	66.8	21.5	45	1,065	1,312	2,090	1.17	0.39	
12-Feb-02	840	168	80.0	22.0	55	1,081	1,331	2,112	1.08	0.22	
16-Mar-02	840	121	85.6	22.0	55	1,015	1,267	2,134	0.97	0.14	
06-Apr-02	790	73	90.7	21.5	55	1,047	1,300	2,157	0.92	0.09	
20-Apr-02	867	53	93.9	21.3	58	907	1,161	2,179	0.85	0.05	
22-Jul-02	830	71	91.4	21.3	58	907	1,160	2,201	0.80	0.07	
16-Aug-02	836	56	93.3	21.3	58	907	1,161	2,223	0.79	0.05	
10-Mar-03	1,041	96	90.8	21.2	58	920	1,173	2,245	0.97	0.09	
02-Apr-03	866	40	95.4	21.5	58	922	1,176	2,245	0.81	0.04	
19-Apr-03	987	38	96.1	21.5	58	1042	1,296	2,245	1.04	0.04	
02-Jun-03	832	27	96.7	21.5	58	970	1,225	2,245	0.82	0.03	
05-Jun-03	872	25	97.1	21.5	58	857	1,112	2,245	0.77	0.02	
03-Jan-04	637	49	92.3	21.7	58	893	1,146	2,245	0.58	0.04	
07-Apr-04	628	11	98.3	21.8	54	1136	1,391	2,245	0.74	0.01	
25-May-04	629	40	93.6	21.8	56	1060	1,314	2,245	0.68	0.04	
18-Jul-04	563	35	93.7	21.6	57	963	1,217	2,245	0.55	0.03	
26-Aug-04	534	46	91.4	21.6	57	965	1,218	2,245	0.52	0.04	
27-Sep-04	520	9	98.3	21.6	57	920	1,175	2,245	0.49	0.01	
13-Oct-04	555	26	95.4	21.4	57	917	1,171	2,245	0.52	0.02	
01-Nov-05	708	115	83.7	22.0	45	1792	2,042	2,323	2.52	0.41	Luego de WO #2 (se sacó Gravel Pack, se modifica el intervalo productor: 8743' a 8755' MD)
25-Dec-05	637	62	90.2	22.0	45	1743	1,995	2,323	1.94	0.19	
25-Jan-06	637	62	90.2	22.0	45	1743	1,995	2,323	1.94	0.19	
28-Feb-06	633	56	91.2	22.0	45	1778	2,030	2,323	2.16	0.19	
31-Mar-06	672	91	86.4	22.0	45	1778	2,029	2,323	2.28	0.31	
19-Jul-06	557	50	91.1	22.0	45	1716	1,968	2,323	1.57	0.14	
28-Aug-06	809	37	95.4	21.8	50	1,731	1,984	2,323	2.39	0.11	
10-Sep-06	864	78	91.0	21.8	50	1,733	1,985	2,323	2.55	0.23	
28-Nov-06	896	22	97.5	21.4	50	1,740	1,993	2,323	2.72	0.07	
22-Dec-06	851	18	97.9	21.5	50	1,730	1,983	2,323	2.51	0.05	
28-Jan-07	854	9	99.0	21.5	50	1,724	1,978	2,323	2.47	0.03	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.35
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 63

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	°API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
23-Jan-03	742	392	47.2	21.9	-	-	-	1,865	3.70	1.95	Pruebas iniciales, BUP Antes de mallas para arena
07-Feb-03	247	54	78.0	21.9	45	970	1,265	1,862	0.41	0.09	
22-Apr-03	191	76	60.2	21.9	45	945	1,234	1,858	0.31	0.12	
11-Jul-03	320	94	70.6	22.3	45	932	1,224	1,855	0.51	0.15	
14-Nov-03	596	172	71.2	22.6	45	961	1,253	1,851	1.00	0.29	
14-Dec-03	706	208	70.5	23.0	46	927	1,219	1,848	1.12	0.33	
11-Jan-04	910	240	73.6	22.1	46	979	1,272	1,844	1.59	0.42	
19-Jan-04	813	233	71.3	22.3	46	954	1,246	1,841	1.37	0.39	
12-Feb-04	840	239	71.6	22.6	46	913	1,205	1,837	1.33	0.38	
12-Jun-04	381	96	74.7	22.4	55	1,131	1,424	1,834	0.93	0.23	
19-Jun-04	630	57	91.0	22.4	60	978	1,276	1,830	1.14	0.10	
28-Jun-04	550	121	78.0	22.7	60	828	1,122	1,827	0.78	0.17	
12-Jul-04	478	103	78.4	22.7	60	775	1,069	1,823	0.63	0.14	
04-Aug-04	1,213	2	99.8	-	60	1,487	1,788	2,540	1.61	0.00	
20-Aug-04	1,150	137	88.1	22.4	60	1,193	1,490	2,540	1.10	0.13	Se instala mallas para arena
06-Sep-04	1,123	122	89.2	22.6	60	1,501	1,799	2,540	1.51	0.16	Intervalo productivo:
18-Sep-04	1,123	122	89.2	22.0	60	1,509	1,807	2,540	1.53	0.17	8591' a 8608' a
02-Nov-04	1,128	141	87.5	22.2	60	1,573	1,870	2,540	1.68	0.21	8616' a 8630' MD
27-Nov-04	1,052	121	88.5	22.3	60	1,492	1,790	2,540	1.40	0.16	
08-Dec-04	1,040	127	87.8	21.9	60	1,475	1,772	2,540	1.35	0.17	
31-Dec-04	1,045	116	88.9	22.0	60	1,499	1,797	2,540	1.41	0.16	
30-Jan-05	1,034	126	87.8	22.0	60	1,500	1,797	2,540	1.39	0.17	
15-Feb-05	1,000	107	89.3	22.0	60	1,468	1,766	2,540	1.29	0.14	
09-Mar-05	987	124	87.4	21.8	60	1,471	1,768	2,540	1.28	0.16	
23-Mar-05	994	125	87.4	21.8	60	1,466	1,763	2,540	1.28	0.16	
06-Jun-05	943	190	79.9	21.9	60	1,448	1,743	2,540	1.18	0.24	
10-Jul-05	934	131	86.0	21.9	60	1,448	1,745	2,540	1.17	0.16	
30-Jul-05	913	144	84.2	22.2	60	1,398	1,694	2,540	1.08	0.17	
29-Aug-05	933	139	85.1	22.1	60	1,478	1,775	2,540	1.22	0.18	
10-Sep-05	979	137	86.0	22.1	60	1,471	1,768	2,540	1.27	0.18	
18-Oct-05	847	127	85.0	22.2	60	1,416	1,713	2,540	1.02	0.15	
13-Nov-05	778	771	0.9	23.9	48	1,257	1,526	2,540	0.77	0.76	
26-Nov-05	674	656	2.6	22.9	46	1,159	1,430	2,540	0.61	0.59	
08-Jan-06	677	656	3.1	22.9	46	1,159	1,412	2,540	0.60	0.58	
20-Feb-06	565	446	21.1	22.7	46	1,229	1,488	2,540	0.54	0.42	
07-Mar-06	626	426	32.0	22.7	48	1,213	1,475	2,540	0.59	0.40	
16-Mar-06	731	505	30.9	23.5	50	1,193	1,454	2,540	0.67	0.46	
27-Apr-06	628	336	46.5	24.0	50	1,276	1,541	2,540	0.63	0.34	
20-Jun-06	728	296	59.4	24.0	50	1,242	1,511	2,540	0.71	0.29	
04-Jul-06	851	352	58.6	22.3	52	1,196	1,465	2,540	0.79	0.33	
25-Jul-06	832	344	58.6	22.3	52	1,210	1,479	2,540	0.78	0.32	
24-Aug-06	899	339	62.3	22.3	52	1,241	1,512	2,540	0.87	0.33	
12-Nov-06	1,039	292	71.9	23.1	52	1,286	1,559	2,540	1.06	0.30	Luego de WO #1
14-Dec-06	907	254	72.0	23.1	52	1,251	1,524	2,540	0.89	0.25	Se sacó mallas para arena
05-Jan-07	904	244	73.0	23.1	52	1,238	1,511	2,540	0.88	0.24	se modificó el intervalo
25-Jan-07	804	201	75.0	23.1	52	1,229	1,503	2,540	0.78	0.19	productivo: 8591' a 8606' MD
08-Feb-07	852	191	77.6	23.4	52	1,234	1,508	2,540	0.83	0.19	
25-Mar-07	813	182	77.6	23.2	52	1,190	1,464	2,540	0.76	0.17	
25-Apr-07	788	165	79.0	23.2	52	1,226	1,501	2,540	0.76	0.16	
10-May-07	834	158	81.1	23.0	52	1,231	1,506	2,540	0.81	0.15	
08-Jun-07	816	155	81.0	23.3	52	1,229	1,504	2,540	0.79	0.15	
21-Jun-07	802	144	82.0	23.3	52	1,236	1,512	2,540	0.78	0.14	
08-Jul-07	826	147	82.2	23.2	52	1,238	1,514	2,540	0.80	0.14	
03-Aug-07	792	130	83.6	23.0	52	1,198	1,474	2,540	0.74	0.12	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.38
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZO FANNY-18B 42

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	%API	Hz	BHP	Pwf	Pr	IP	IPo	Observaciones
26-Oct-03	774	763	1.4	22.2	-	-	1,957	2,474	1.55	1.48	Datos BUP
09-Nov-03	1,238	1,013	18.2	22.0	45	1,561	1,739	2,474	1.68	1.38	Completación inicial intervalo: 8586' a 8600' MD
29-Feb-04	1,406	384	72.7	22.0	50	1,792	1,980	2,474	2.84	0.78	
13-Mar-04	1,463	407	72.2	22.2	50	1,773	1,961	2,474	2.85	0.79	
20-Jun-05	1,334	293	78.0	22.2	45	2,287	2,490	2,752	5.10	1.12	Luego de WO #2
22-Jun-05	1,426	542	62.0	22.2	45	2,293	2,493	2,752	5.51	2.09	
08-Jul-05	1,390	320	77.0	22.2	45	2,312	2,515	2,752	5.87	1.35	
06-Oct-05	1,422	274	80.7	22.2	47	2,338	2,542	2,752	6.77	1.30	
05-Nov-05	1,422	326	77.1	22.4	47	2,275	2,478	2,752	5.19	1.19	
09-Dec-05	1,412	321	77.3	22.4	47	2,247	2,450	2,752	4.68	1.06	
09-Jan-06	1,450	304	79.0	22.4	48	2,217	2,420	2,752	4.37	0.92	
27-Feb-06	1,551	326	79.0	22.4	50	2,236	2,439	2,752	4.96	1.04	
24-Mar-06	1,639	346	78.9	22.5	52	2,226	2,429	2,752	5.08	1.07	
30-Apr-06	1,534	316	79.4	22.5	50	2,227	2,431	2,752	4.77	0.98	
20-Jul-06	1,340	243	81.9	22.5	50	2,230	2,434	2,752	4.21	0.76	
03-Aug-06	1,372	247	82.0	22.7	50	2,224	2,428	2,752	4.24	0.76	
25-Oct-06	461	235	50.9	22.1	62	1,334	1,952	2,446	0.93	0.48	
27-Oct-06	532	495	6.8	22.3	62	1,224	1,814	2,445	0.84	0.78	
1-Nov-06	522	454	13.1	22.1	62	1,217	1,812	2,444	0.83	0.72	
7-Nov-06	523	402	23.2	22.8	62	1,234	1,833	2,441	0.86	0.66	
16-Nov-06	475	289	39.2	22.5	62	1,307	1,917	2,438	0.91	0.55	
17-Nov-06	382	234	38.6	22.3	62	1,308	1,917	2,438	0.73	0.45	
18-Nov-06	270	220	18.33	22.5	62	1,330	1,926	2,438	0.53	0.43	
19-Nov-06	474	290	38.9	22.5	64	1,315	1,925	2,437	0.93	0.57	
03-Dec-06	494	358	27.5	22.7	60	1,361	1,963	2,432	1.05	0.76	
17-Dec-06	568	437	23.0	22.8	57	1,333	1,932	2,428	1.15	0.88	
27-Dec-06	233	88	62.4	22.8	60	1,564	2,188	2,424	0.99	0.37	
02-Jan-07	132	41	68.7	22.8	60	1,564	2,193	2,422	0.58	0.18	Luego de WO #4 se sacó válvula ADV
04-Feb-07	314	176	44.0	22.8	54	1,391	1,724	2,411	0.46	0.26	
5-Feb-07	379	167	56.0	22.8	56	1,310	1,648	2,410	0.50	0.22	
7-Feb-07	543	197	63.7	22.3	58	1,155	1,496	2,410	0.59	0.22	
11-Feb-07	701	243	65.3	22.4	60	1,090	1,431	2,409	0.72	0.25	
22-Apr-07	680	109	84.0	22.4	60	1,227	1,575	2,393	0.83	0.13	
22-May-07	754	90	88.0	22.4	60	1,260	1,609	2,386	0.97	0.12	
30-Jun-07	804	124	84.6	22.4	60	1,332	1,680	2,377	1.15	0.18	
10-Aug-07	794	122	84.6	22.4	60	1,319	1,667	2,368	1.13	0.17	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.3
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY 3

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
08-Feb-99	1,548	859	689	44.5	22.3	-	-	-	
17-Apr-99	2,062	1,670	392	19.0	22.3	2,079	40	512.61 "arena" 16-Apr-99 300.72 "arena" 17-Apr-99	Sale de WO # 6, Abr/1999 (Cambio de levantamiento GN-4000)
15-Aug-99	2,674	1,792	882	33.0	21.8	2,053	45	267.55 "arena" 13-Aug-99 343.11 "arena" 15-Aug-99 109.96 "arena" 20-Aug-99	
04-Sep-99	2,502	1,676	826	33.0	21.8	2,112	45	107.25 "arena" 10-Sep-99 288.43 "arena" 16-Sep-99 192.54 "arena" 20-Sep-99 6.39 "arena" 27-Sep-99	
26-Sep-99	2,042	1,415	627	30.7	21.4	2,048	40	6.8 "arena" 27-Sep-99 21.56 "arena" 27-Sep-99 19.39 "arena" 12-Sep-99 29.59 "arena" 05-Nov-99 73.41 "arena" 06-Nov-99 134.09 "arena" 12-Nov-99	
28-Nov-99	2,006	903	1,103	55.0	21.8	2,035	45	105.02 "arena" 12-Nov-99 89.74 "arena" 26-Nov-99 24.79 "arena" 28-Nov-99	
21-Dec-99	2,955	1,300	1,655	56.0	21.8	1,910	50	53.35 "arena" 07-Dec-99	
18-Jan-00	3,054	1,573	1,481	48.5	22.8	1,888	60	16.48 "arena" 30-Jan-00	
23-Feb-00	2,951	1,408	1,543	52.3	22.6	1,899	61	66.57 "arena" 19-Feb-00	
29-Mar-00	2,844	1,129	1,715	60.3	22.1	1,823	65	68.61 "arena" 23-Mar-00	
18-May-00	3,142	1,313	1,829	58.2	22.3	1,769	64	130.85 "arena" 19-May-00 52.02 "arena" 21-May-00 11.09 "arena" 28-May-00	
07-Jun-00	3,208	1,344	1,864	58.1	22.3	1,786	52	-	
27-Jul-00	2,838	1,305	1,533	54.0	20.7	1,827	45	-	Sale de WO # 7, Jul/2000 (cambio BES GN-4000)
10-Jun-01	2,153	717	1,436	66.7	22.7	1,568	47	-	
25-Jun-01	2,177	749	1,428	65.6	22.5	1,610	47	-	Sale de WO # 8, Jun/2000 (Cambio BES GN-4000)
27-Jul-00	2,838	1,305	1,533	54.0	20.7	1,827	60	55.61 "arena" 25-Jul-00 32.32 "arena" 26-Jul-00 26.05 "arena" 27-Jul-00 25.92 "arena" 15-Aug-00 18.89 "arena" 17-Aug-00 14.66 "arena" 21-Aug-00 15.57 "arena" 22-Aug-00 18.43 "arena" 22-Aug-00	
01-Oct-00	3,260	1,389	1,871	57.4	21.6	1,682	53	17.28 "arena" 11-Nov-00	
23-Jan-01	2,772	1,131	1,641	59.2	22.3	1,588	53	15.99 "arena" 26-Jan-01	
09-Apr-01	2,932	1,102	1,830	62.4	22.5	1,538	55	13.13 "arena" 13-Apr-01 17.28 "arena" 13-Apr-01	

continuación TABLA 3.3

01-May-01	2,856	1,062	1,794	62.8	22.6	1,530	55	7.82 "arena" 01-May-01	
10-Jun-01	2,153	717	1,436	66.7	22.7	1,568	47	169.47 "arena" 08-Jun-01 22.06 "arena" 10-Jun-01 15.21 "arena" 12-Jun-01	
25-Jun-01	2,177	749	1,428	65.6	22.5	1,610	47	20.56 "arena" 18-Jun-01 32.99 "arena" 21-Jun-01 37.15 "arena" 22-Jun-01 14.51 "arena" 23-Jun-01 25.28 "arena" 24-Jun-01 20.94 "arena" 25-Jun-01 95.75 "arena" 26-Jun-01 17.12 "arena" 28-Jun-01 24.68 "arena" 30-Jun-01	
15-Jul-01	2,323	846	1,477	63.6	22.6	1,564	49	21.87 "arena" 04-Jul-01 226.42 "arena" 06-Jul-01 126.58 "arena" 17-Jul-01	
10-Aug-02	1,468	540	928	63.2	22.4	1,515	49	2.47 "arena" 09-Aug-02	
24-Jun-03	2,543	712	1,831	72.0	22.3	1,753	51	4.75 "arena" 14-May-03	
02-Sep-03	1,877	420	1,457	77.6	22.3	1,641	45	112.36 "arena" 30-Aug-03 137.58 "arena + óxido" 31-Aug-03 18.34 "arena + óxido" 22-Sep-03 64.07 "arena + óxido" 23-Sep-03	Sale de WO # 9, Ago/2003 (Cambio BES GC-4100)
21-Oct-03	1,475	406	1,069	72.5	22.3	1,670	46	-	
29-Nov-03	1,859	608	1,251	67.3	22.7	1,776	45	51.32 "arena + óxido" 29-Nov-03 20.73 "arena" 30-Nov-03	Sale de WO # 10, Nov/2003 (Cambio BES GC-4100 ARM)
04-Dec-03	1,848	538	1,310	70.9	22.4	1,774	45	17.97 "arena" 01-Dec-03 28.81 "arena" 04-Dec-03 20.73 "arena" 29-Jan-04	
11-May-04	2,351	632	1,719	73.1	22.5	1,845	49	566.46 "arena" 08-May-04 9.05 "arena" 09-May-04 4.94 "arena" 10-May-04 5.49 "arena" 03-Jun-04	
09-May-05	2,222	418	1,804	81.2	22.2	1,850	52	1.48 "arena" 15-Mar-05 2.04 "arena" 04-May-05 2.04 "arena" 05-May-05 1.44 "arena + óxido" 06-May-05 1.75 "arena + óxido" 13-May-05	
28-Apr-06	1,767	313	1,454	82.3	22.3	1,714	52	2.67 "arena + óxido" 07-Apr-06	
20-Apr-07	1,265	164	1,101	87.0	22.3	1,484	52	1.13 "arena + óxido" 01-Apr-07	
07-Aug-07	2,470	279	2,191	88.7	22.3	1,515	57.9	2.64 "arena + óxido" 24-Jun-07 20.21 "arena" 28-Jun-07 3.22 "arena + óxido" 06-Oct-07	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.6
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 57

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
16-May-01	299	158	141	47.2	20.0	-	-	76.91 "arena" 16-May-2001 13.33 "arena" 20-May-2001 20.20 "arena" 21-May-2001 48.04 "arena" 22-May-2001	IC: Evaluar con BES GN-5000
21-Jun-01	4,838	2,298	2,540	52.5	22.4	2,120	45	150.67 "arena" 21-Jun-001 116.36 "arena" 22-Jun-2001 102.10 "arena" 23-Jun-2001 47.75 "arena" 24-Jun-2001 23.56 "arena" 25-Jun-2001 15.83 "arena" 26-Jun-2001 19.27 "arena" 28-Jun-2001 20.16 "arena" 30-Jun-2001	
01-Jul-01	4,602	759	3,843	83.5	22.0	2,146	45	31.22 "arena" 03-Jul-2001 13.01 "arena" 06-Jul-2001	
15-Apr-02	3,780	401	3,379	89.4	20.8	2,124	45	4.94 "arena" 23-May-2002 5.47 "arena" 25-May-2002	
04-Aug-02	3,611	376	3,235	89.6	20.6	2,130	45	-	
13-Mar-03	4,737	2,103	2,634	55.6	21.2	1,783	45	54.24 "arena + arcilla" 23-Mar-03	Sale de WO#1: Squeeze + Instalar BES GC-6100
26-Apr-03	4,801	1,195	3,606	75.1	20.5	1,960	45	243.98 "arena + arcilla" 23-Apr-03 201.82 "arena + arcilla" 23-Apr-03 294.09 "arena" 24-Apr-03 110.45 "arena" 24-Apr-03 48.24 "arena" 25-Apr-03 109.15 "arena" 26-Apr-03	Sale de WO# 2: Cambiar BES GC-6100
23-Jul-03	1,119	280	839	75.0	22.3	-	-	0.36 "arena" 13-Jul-03 1.13 "arena + arcilla" 14-Jul-03 1.73 "arena + arcilla" 15-Jul-03 10.37 "arena + arcilla" 17-Jul-03 21.08 "arena + arcilla" 18-Jul-03 10.14 "arena + óxido" 19-Jul-03 0.31 "óxido + arena" 22-Jul-03	
13-Aug-03	3,323	691	2,632	79.2	21.1	1,896	45	-	Sale de WO # 4: Realizan GP + Instalan GC-4100
02-Mar-04	3,802	278	3,524	92.7	21.2	2,040	47	2.82 "arena" 24-Jan-04	Sale de WO# 4, Nov/2003. Cambio de pig tail
14-Aug-04	4,367	380	3,987	91.3	21.6	2,035	51	2.9 "arena" 04-Aug-04	
12-Jun-05	4,261	256	4,005	94.0	21.1	2,059	51	1.01 "óxido + arena" 28-Jun-05	
08-May-07	4,174	184	3,990	95.6	21.6	1,922	51	-	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.9
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 49

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
21-Feb-01	2,209	2,202	7	0.3	22.0	1,016	48	-	Cl: Evaluar M-1
05-Aug-01	1,330	567	763	57.4	20.1	1,536	50	17.9 "arena" 06-Aug-01 20.22 "arena" 16-Aug-01 33.18 "arena" 17-Aug-01 28.63 "arena" 18-Aug-01	
15-Dec-01	2,036	426	1,610	79.1	21.5	1,377	50	8.12 "arena" 12-Dec-01	
22-Feb-02	1,820	500	1,320	72.5	22.0	1,443	50	13.68 "arena" 28-Feb-02	
13-Aug-02	1,390	322	1,068	76.8	21.7	1,385	60	7.68 "arena" 01-Jun-02 25.18 "arena" 13-Aug-02 10.91 "arena" 14-Aug-02	
27-Aug-02	1,446	327	1,119	77.4	21.7	1,706	60	7.3 "arena" 29-Aug-02	sale de WO # 1, Mallas arena
10-Sep-02	1,429	299	1,130	79.1	21.8	1,721	60	8.05 "arena" 04-Sep-02	
08-Mar-03	1,150	231	919	79.9	20.7	1,948	50	-	
26-Oct-03	2,207	433	1,774	80.4	21.1	1,722	45	178.55 "arena + óxido" 21-Oct-03 14.83 "arena" 23-Oct-03 19.52 "arena + óxido" 30-Oct-03 7.07 "arena" 23-Nov-03	Sale de WO # 2, Oct/2003
03-Apr-04	2,189	263	1,926	88.0	21.3	1,767	45	9.24 "arena + óxido" 03-Mar-04	
09-Oct-05	2,058	226	1,832	89.0	21.0	1,805	53	1.23 "óxido + arena" 03-Sep-05	
03-Dec-05	2,101	225	1,876	89.3	21.0	1,752	55	-	
14-Jan-06	2,070	203	1,867	90.2	21.0	1,850	45	35.57 "óxido + arena" 15-Jan-06 2.73 "óxido + arena" 18-Jan-06	Sale de WO #3 (14-Ene-06)
09-Feb-06	2,538	254	2,284	90.0	126.0	1,862	47	9.25 "óxido + arena" 27-Feb-06	
12-Jul-06	2,429	262	2,167	89.2	21.3	1,808	47	2.87 "arena + limallas" 25-Jun-06	
01-Sep-07	2,400	180	2,200	92.5	21.3	1,522	47	2.33 "arena + óxido" 06-Oct-07	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.11
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 60

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
25-Sep-01	1,418	855	563	39.7	22.1	1,306	50	19.15 "arena" 25-Sep-01 20.73 "arena" 26-Sep-01 9.63 "arena" 03-Oct-01 8.29 "arena" 04-Oct-01	IC: Evaluar M-1 con BES GN-4000
24-Nov-01	984	577	407	41.4	23.7	1,435	50	25.57 "arena" 01-Nov-01 3.69 "arena" 02-Nov-01 7.64 "arena" 17-Nov-01	
30-Jan-02	684	304	380	55.5	23.7	1,414	55	-	Sale de WO # 1: Cambio de BES DN-1750
03-Mar-02	1,266	649	617	48.7	23.9	1,340	60	13.48 "arena" 12-Feb-02	
08-Jun-02	514	191	323	62.8	23.7	764	60	103.67 "arena" 01-Jun-02 28.2 "arena" 06-Jun-02 32.09 "arena" 07-Jun-02 2.76 "arena" 09-Jun-02 4.93 "arena" 10-Jun-02 0.85 "arena" 29-Aug-02	Sale de WO # 2: Instalar mesh rite + instalar DN-1750
22-Nov-02	977	394	583	59.7	23.4	1,301	60	-	
12-Jul-03	762	322	440	57.8	23.2	-	-	0.33 "óxido + arena" 12-Jul-03 1.4 "óxido + arena" 13-Jul-03	Sale de WO # 3: Sacar mallas, Realizar GP + Evaluar con JP
18-Jul-03	741	254	487	65.7	23.2	-	-	2.86 "óxido + arena" 19-Jul-03	
12-Aug-03	1,612	858	754	46.8	23.7	982	42	10.83 "arena" 08-Aug-03 2.06 "arena" 09-Aug-03 1.65 "arena" 10-Aug-03 1.89 "arena" 11-Aug-03	Sale de WO # 3 ADD #1: Retirar JP e instalar BES GC-2200
28-Nov-03	1,232	599	633	51.4	22.9	1,024	42	9.1 "arena + óxido" 17-Dec-03	
16-Mar-04	1,525	618	907	59.5	22.9	964	45	19.03 "arena + óxido" 24-Mar-04	
01-Nov-04	1,879	842	1,037	55.2	22.6	954	46	1.19 "arena" 09-Nov-04	
16-Feb-06	1,652	482	1,170	70.8	22.4	729	48	0.32 "arena" 11-Feb-06	
25-Aug-06	1,302	419	883	67.8	22.3	1,055	51	-	
05-Oct-06	1,382	359	1,023	74.0	22.3	1,220	51	-	Sale de WO #4 (21 ago 06)
02-Aug-07	1,506	381	1,125	74.7	22.1	878	53	-	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.15
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 50

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
17-Apr-01	1,968	1,545	423	21.5	21.0	896	45	8.81 "arena" 16-Apr-01	Evaluar M-1 con GN-3200
10-Aug-01	1,426	1,031	395	27.7	21.4	1,335	45	8.06 "arena" 06-Aug-01 6.52 "arena" 08-Aug-01 7.84 "arena" 09-Aug-01 8.21 "arena" 09-Aug-01 11.3 "arena" 10-Aug-01 9.22 "arena" 10-Aug-01 12.84 "arena" 12-Aug-01	
25-Sep-01	1,245	535	710	57.0	21.5	1,502	41	332.1 "arena" 24-Sep-01 126.71 "arena" 26-Sep-01 41.87 "arena" 27-Sep-01	
18-Apr-02	2,068	422	1,646	79.6	21.1	1,491	45	-	
28-Jul-02	1,872	434	1,438	76.8	20.8	1,556	50	-	sale de WO # 1, GC-4100
12-Sep-02	2,655	467	2,188	82.4	21.0	1,799	50	9.28 "arena" 04-Sep-02	
18-Dec-02	2,032	443	1,589	78.2	20.9	2,037	50	-	
21-Nov-03	829	-	829	100.0	-	-	-	0.58 "arcilla" 15-Nov-03 4.28 "arena" 27-Nov-03 3.63 "arena" 28-Nov-03 4.93 "arena + óxido" 29-Nov-03 6.32 "arena + óxido" 30-Nov-03	Sale de WO # 2, Frac pack + bomba jet
02-Dec-03	218	24	194	88.8	-	-	-	1.28 "arena + óxido" 01-Dec-03 1.91 "arena + óxido" 06-Dec-03	
20-Dec-03	395	53	342	86.5	-	1,900	45	41.4 "arena" 20-Dec-03	Sale de Wo # 3, Cambio de JP a BES FC-925
13-Feb-04	554	29	252	94.7	21.1	1,819	52	2.78 "arena + óxido" 13-Feb-04	
21-Feb-04	541	25	516	95.3	20.6	1,544	55	-	Sale de WO # 4, cambio de BES FC-925
17-Nov-04	329	12	317	96.4	21.3	1,047	54	-	Última prueba de producción

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.17
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 56 ST-1

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
19-Jul-01	85	-	85	100.0	-	-	-	121.30 "arena" 17-07-2001	IC: Evaluar con Bomba Jet
17-Sep-01	380	342	38	9.9	22.3	-	-	18.61 "arena" 12-09-2001 10.64 "arena" 14-09-2001 13.36 "arena" 17-09-2001	
21-Oct-01	368	284	84	22.8	22.1	-	-	37.03 "arena" 03-10-2001 26.49 "arena" 04-10-2001 13.39 "arena" 09-10-2001 11.16 "arena" 18-10-2001 3.75 "arena" 23-10-2001	
28-Dec-01	312	239	73	23.3	22.2	-	-	12.44 "arena" 26-12-2001 32.66 "arena" 28-12-2001	
22-Jan-02	177	124	53	29.7	22.4	-	-	43.89 "arena" 07-01-2002 5.86 "arena" 16-01-2002	
13-May-02	121	38	83	69.0	21.7	-	-	5.57 "arena" 13-05-2002	
13-Jan-03	460	349	111	24.1	21.3	-	-	30.73 "arena" 09-Jan-03 278.76 "arena" 10-Jan-03 210.48 "arena" 13-Jan-03 181.2 "arena" 14-Jan-03 199.28 "arena" 15-Jan-03	
03-Oct-03	200	165	35	17.3	21.5	-	-	117.84 "óxido + arena" 03-Oct-03 99.18 "óxido 95% + arena" 04-Oct-03 105.4 "arena 90% + óxido" 07-Oct-03 54.22 "arena 90% + óxido" 08-Oct-03	Sale de WO # 1, Retirar bomba jet Se realizó Frac Pack y evaluar con JP
24-Oct-03	408	334	74	18.2	21.8	2,800	-	-	
18-Nov-03	767	345	422	55.0	21.7	1,288	57	-	Sale de WO # 2, Retirar bomba jet + instalar BES FC-925.
04-Apr-04	847	241	606	71.6	21.6	1,592	53	-	
08-Jun-04	778	335	443	57.0	21.2	1,378	45	16.13 "arena" 31-Jul-04	Sale de WO # 3, Cambio de BES, instalar GC-1150
29-Nov-04	1,042	347	695	66.7	21.2	1,580	50	3.23 "arena" 09-Nov-04	
19-Jul-05	1,308	249	1,059	81.0	21.3	1,535	57	2.8 "arena" 07-Jul-05	
07-Feb-06	1,428	343	1,085	76.0	21.5	1,322	60		
04-Apr-06	736	331	405	55.0	21.0	1,351	53	3.03 "limallas + trazas de arena" 24-Jun-06 3.22 "limallas" 20-Jul-06	Arranca a evaluación después de WO #4 el 1-Abril-06
26-Jul-07	1,132	115	1,017	89.8	21.4	1,327	60	-	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.21
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 18H

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
11-Jul-07	4,051	2,277	1,774	43.8	21.2	1,329	45	-	Pozo arranca evaluación 9 Julio 07 04:20
23-Jul-07	5,532	1,438	4,094	74.0	21.2	1,300	53	0.85 "arena" 25-Jul-07	
07-Aug-07	7,101	1,363	5,738	80.8	21.2	1,271	59	-	
21-Sep-07	7,162	1,167	5,995	83.7	21.4	1,308	59	2.37 "óxido + arena" 04-Oct-07	

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
 Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.24
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 28

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
06-Oct-03	642	-	642	100.0	-	-	-	-	Inicia evaluación. Desplazando agua.
03-Nov-03	2,038	1,914	124	6.1	23.0	1,284	45	14.4 "arena" 28-Dec-03	
24-Jan-04	806	401	405	50.2	23.2	641	47	6.83 "arena" 23-Jan-04	
22-Feb-04	408	226	182	44.7	23.2	625	47	1.36 "arena" 26-Feb-04	
19-May-04	1,511	437	1,074	71.1	23.5	2,086	45	-	
20-May-04	1,482	442	1,040	70.2	23.5	2,072	45	2.76 "arena" 20-May-04	Sale de WO # 1 (Limpieza GP)
15-Aug-04	1,618	485	1,133	70.0	23.0	1,696	50	16.82 "arena" 20-Jul-04 83.95 "arena" 16-Nov-04	
15-Jul-05	270	47	223	82.6	22.6	781	47	-	
20-Sep-05	142	28	114	80.0	22.6	852	47	-	
14-Nov-05	1,972	215	1,757	89.1	22.9	2,273	45	10.1 "arena" 26-Nov-05	Sale de WO #2, Sacar Gravel Pack
12-Jan-06	2,176	239	1,937	89.0	22.9	2,150	48	5.87 "arena" 07-Jan-06 4.59 "arena" 10-Jan-06	
21-May-06	2,335	304	2,031	87.0	22.7	2,950	50	9.22 "arena" 02-May-06 12.27 "arena + limallas" 25-Jun-06	
16-May-07	2,380	167	2,213	93.0	22.2	2,387	52	3.73 "arena" 26-May-07	
02-Aug-07	2,476	210	2,266	91.5	22.4	2,095	52	-	
08-Sep-07	2,404	192	2,212	92.0	22.4	2,124	52	12.82 "arena + óxido" 03-Oct-07	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.27
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 52

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
08-Jul-01	396	309	87	22.0	23.7	-	-	44.1 "arena" 14-Jul-01	Bomba jet
14-Jul-01	525	432	93	17.7	21.9	-	-	-	
15-Nov-01	361	-	361	100.0	-	-	-	-	Sale de ADD #1 a CI: Realizar GP y evaluar con JP
19-Nov-01	258	229	29	11.2	23.6	-	-	-	14-Nov-01 Gravel Pack
30-Dec-01	56	34	22	39.7	22.0	690	50	-	Sale de ADD #2 a CI: Bajar FC-925
09-Jul-02	358	226	132	36.9	20.5	885	67	-	
23-Sep-03	256	13	243	95.1	20.5	508	55	-	Sale de WO # 1, Cambiar BES FC-925
11-Apr-04	362	42	320	88.5	21.1	-	-	12.96 "óxido + arena" 22-Apr-04 60.95 "arena" 23-Apr-04 17.28 "óxido + arena" 24-Apr-04 32.61 "óxido + arena" 25-Apr-04	Sale de WO # 2: Bombeo Hidráulico
04-May-04	388	366	22	5.7	22.0	-	-	-	
24-May-04	123	103	20	16.5	22.6	860	48	-	Sale de WO # 3, cambiar de JP a BES, instalan FC-925
11-May-05	168	108	60	35.5	23.0	893	48	-	
26-Jun-05	164	102	62	37.5	22.6	900	48	-	Sale de WO #3 ADD #1 Se sacó Gravel Pack
04-Sep-05	555	522	33	6.0	22.5	1,253	47	68.35 "arena" 31-Aug-05 20.97 "arena" 01-Sep-05 17.84 "arena" 01-Sep-05 43.77 "arena" 10-Sep-05 55.03 "arena" 16-Sep-05 28.59 "arena" 23-Sep-05 15.9 "arena + óxido" 21-Oct-05 10.37 "arena" 22-Oct-05	
24-Sep-06	305	164	141	46.1	22.2	1,410	45	254.13 "arena + óxido" 27-Sep-06 156.20 "arena" 28-Sep-06 73.51 "arena" 29-Sep-06	

continuación TABLA 3.52

03-Oct-06	490	309	181	37.0	22.3	1,505	58	132.89 "arena" 02-Oct-06 57.42 "arena" 04-Oct-06 144.65 "arena" 05-Oct-06 90.25 "arena" 05-Oct-06 61.19 "arena" 06-Oct-06 65.17 "arena" 09-Oct-06 75.6 "arena" 12-Oct-06 54.19 "arena" 13-Oct-06 177.33 "arena" 14-Oct-06 35.65 "arena" 19-Oct-06 26.13 "arena" 01-Nov-06	
07-Dec-06	632	283	349	55.2	22.0	1,506	58	-	Arranca luego de WO #4 (25 Sept-06) Centrilit
03-Mar-07	524	246	278	53.0	22.2	1,467	58	14.98 "arena" 07-Feb-07 9.95 "arena" 01-Apr-07 8.28 "arena" 10-Apr-07 6.52 "arena" 11-Apr-07 9.94 "arena" 12-Apr-07 9.7 "arena" 13-Apr-07	
26-Jul-07	598	273	325	54.3	22.2	1,434	58	8.32 "arena" 12-Sep-07	
18-Sep-07	608	292	316	52	22.3	1434	59	7.4 "arena" 06-Oct-07	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.30
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 58

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
12-Aug-01	579	556	23	4.0	19.1	-	-	-	IC: Evaluar U inferior con JP y posterior diseño de BES
21-Aug-01	787	729	58	7.4	18.9			-	
17-Sep-01	1,187	890	297	25.0	18.6	1,792	45	-	
20-Nov-01	1,723	357	1,366	79.3	19.0	1,783	48	-	
25-Jul-02	1,286	116	1,170	91.0	20.1	2,250	45	-	
01-Feb-03	744	308	436	58.6	22.4	-	-	-	Sale de WO #1: Aislar U inferior. Evaluar M-1 con bomba jet
22-Mar-03	1,131	916	215	19.0	23.3	-	-	-	
05-May-03	1,330	754	576	43.3	23.6	871	-	-	Sale de WO # 2, Cambiar de jet a BES GC-3000
18-May-03	2,154	668	1,486	69.0	23.2	871	43	-	
29-Jun-04	858	60	798	93.0	22.5	nr	43	-	
01-Feb-06	795	764	31	3.9	22.8	1,519	45	6.84 "arena" 29-Jan-06	Sale de WO #3, sacar mallas para arena
24-Jun-06	900	330	570	63.3	22.8	1,543	52	35.38 "arena" 02-May-06 8.48 "limallas + arena" 24-Jun-06 13.33 "arena" 20-Jul-06	
12-Mar-07	1,160	157	1,003	86.5	22.0	1,532	55	5.3 "arena" 07-Mar-07	
29-Jul-07	1,144	161	983	85.9	21.4	1,512	55	-	
15-Aug-07	1,276	180	1,096	85.9	21.4	1,397	55	-	
07-Sep-07	1,130	159	971	85.9	21.4	1,397	55	6.81 "arena" 03-Oct-07	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
 Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.33
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 59

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
29-Aug-01	494	432	62	12.5	21.7	-	-	73.2 "arena" 22-Jul-01 27.78 "arena" 23-Jul-01 37.32 "arena" 29-Aug-01 33.69 "arena" 30-Aug-01	IC: Evaluar M-1 con bomba jet
07-Sep-01	210	175	35	16.5	21.5	-	-	31.62 "arena" 01-Sep-01 35.94 "arena" 06-Sep-01 14.38 "arena" 28-Oct-01 18.78 "arena" 29-Oct-01	
13-Nov-01	593	437	156	26.3	21.5	1,054	54	14.69 "arena" 08-Nov-01 7.78 "arena" 10-Nov-01 3.54 "arena" 11-Nov-01	Sale ADD1 a IC: Retirar bomba jet + Gravel Pack + bajar BES DN-1750
16-Mar-02	840	121	719	85.6	22.0	1,015	55	3.11 "arena" 11-Mar-02	
16-Aug-02	836	56	780	93.3	21.3	907	58	0.72 "arena" 28-Aug-02	
13-Oct-04	555	26	529	95.4	21.4	917	57	-	
01-Nov-05	708	115	593	83.7	22.0	1792	45	60.48 "arena" 24-Oct-05 18.05 "arena" 25-Oct-05 25.52 "arena" 28-Oct-05 57.12 "arena" 29-Oct-05 35.42 "arena" 30-Oct-05 58.35 "arena" 06-Nov-05 160 "arena" 13-Nov-05 65.43 "arena" 16-Nov-05	Sale de WO #1 + Sacar Gravel Pack
31-Mar-06	672	91	581	86.4	22.0	1778	45	52.53 "arena + óxido" 27-Feb-06 20.2 "arena" 30-Apr-06	
19-Jul-06	557	50	507	91.1	22.0	1716	45	6.54 "arena" 24-Jun-06 71.62 "arena" 20-Jul-06 40.88 "arena" 24-Jul-06 24.91 "arena" 22-Jul-06	
28-Jan-07	854	9	845	99.0	21.5	1,724	50	-	El 28 de Enero se cierra por bajo aporte

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.36
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 63

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
22-Jan-03	738	388	350	47.4	21.9	-	-	4.84 "óxido + arena" 22-Jan-03	IC: Evaluar M-1, Instalan Meshrite + GC-2900
07-Feb-03	247	54	193	78.0	21.9	970	45	-	
12-Jul-04	478	103	375	78.4	22.7	775	60	-	
04-Aug-04	1,213	2	1,211	99.8	-	1,487	60	-	
06-Sep-04	1,123	122	1,001	89.2	22.6	1,501	60	9.95 "arena" 28-Sep-04 15.37 "arena" 30-Sep-04	
23-Mar-05	994	125	869	87.4	21.8	1,466	55	-	
10-Sep-05	979	137	842	86.0	22.1	1,471	55	-	
18-Oct-05	847	127	720	85.0	22.2	1,416	60	-	
13-Nov-05	778	771	7	0.9	23.9	1,257	48	35.84 "arena + óxido" 07-Nov-05 1.19 "arena" 08-Nov-05 0.73 "arena" 10-Nov-05 0.4 "arena" 10-Nov-05	Sale de WO #1, Sacar Meshrite
26-Nov-05	674	656	18	2.6	22.9	1,159	46	-	
08-Jan-06	677	656	21	3.1	22.9	1,159	46	1.06 "arena" 16-Jan-06 69.12 "arena" 21-Feb-06	
20-Feb-06	565	446	119	21.1	22.7	1,229	46	-	
07-Mar-06	626	426	200	32.0	22.7	1,213	48	-	
16-Mar-06	731	505	226	30.9	23.5	1,193	50	17.91 "arena" 15-Mar-06 59.21 "arena" 19-Mar-06	
27-Apr-06	628	336	292	46.5	24.0	1,276	50	18.34 "arena" 30-Apr-06	
20-Jun-06	728	296	432	59.4	24.0	1,242	50	19.1 "arena" 24-Jun-06	
25-Jan-07	804	201	603	75.0	23.1	1,229	52	16.36 "óxido + arena" 30-Jan-07	
08-Jun-07	816	155	661	81.0	23.3	1,229	52	-	
03-Aug-07	792	130	662	83.6	23.0	1,198	52	-	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.39
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 42

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
06-Oct-03	642	-	642	100.0	-	-	-	-	Inicia evaluación. Desplazando agua.
03-Nov-03	2,038	1,914	124	6.1	23.0	1,284	45	14.4 "arena" 28-Dec-03	
24-Jan-04	806	401	405	50.2	23.2	641	47	6.83 "arena" 23-Jan-04	
22-Feb-04	408	226	182	44.7	23.2	625	47	1.36 "arena" 26-Feb-04	
19-May-04	1,511	437	1,074	71.1	23.5	2,086	45	-	
20-May-04	1,482	442	1,040	70.2	23.5	2,072	45	2.76 "arena" 20-May-04	Sale de WO # 1 (Limpieza GP)
15-Aug-04	1,618	485	1,133	70.0	23.0	1,696	50	16.82 "arena" 20-Jul-04 83.95 "arena" 16-Nov-04	
15-Jul-05	270	47	223	82.6	22.6	781	47	-	
20-Sep-05	142	28	114	80.0	22.6	852	47	-	
14-Nov-05	1,972	215	1,757	89.1	22.9	2,273	45	10.1 "arena" 26-Nov-05	Sale de WO #2, Sacar Gravel Pack
12-Jan-06	2,176	239	1,937	89.0	22.9	2,150	48	5.87 "arena" 07-Jan-06 4.59 "arena" 10-Jan-06	
21-May-06	2,335	304	2,031	87.0	22.7	2,950	50	9.22 "arena" 02-May-06 12.27 "arena + limallas" 25-Jun-06	
16-May-07	2,380	167	2,213	93.0	22.2	2,387	52	3.73 "arena" 26-May-07	
02-Aug-07	2,476	210	2,266	91.5	22.4	2,095	52	-	
08-Sep-07	2,404	192	2,212	92.0	22.4	2,124	52	12.82 "arena + óxido" 03-Oct-07	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.44
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 22H

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
21-Feb-99	5,420	1,897	3,523	65.0	23.6	1,978	45	-	Sale de WO # 1, Feb/1999
18-Apr-99	7,818	6,223	1,595	20.4	23.6	1,369	59	-	Sale de WO # 2, Abr/1999 (Aislar zona de agua + JN-13000)
23-May-99	2,405	868	1,537	63.9	22.9	1,991	45	-	Sale de WO # 3, May/1999 (cambio de BES JN-13000)
23-Jun-99	3,090	1,097	1,993	64.5	22.1	1,886	46	-	
31-Oct-99	2,069	470	1,599	77.3	22.2	1,644	45	-	Sale de WO # 4, Oct/1999 (BES REDA GN-4000)
23-Jun-99	3,090	1,097	1,993	64.5	22.1	1,886	46	-	
31-Oct-99	2,069	470	1,599	77.3	22.2	1,644	45	-	Sale de WO # 4, Oct/1999 (BES REDA GN-4000)
26-Jan-00	3,606	1,168	2,438	67.6	22.3	1,543	55	3.13 "arena" 28-Jan-00	
10-May-00	2,434	1,027	1,407	57.8	22.7	1,452	50	-	
22-May-00	2,390	978	1,412	59.1	22.7	1,443	50	-	Sale de WO # 5, May/2000(cambio de BES GN-4000)
08-Aug-00	2,248	681	1,567	69.7	22.5	1,489	50	11.24 "arena" 14-Aug-00 2.42 "arena" 21-Aug-00	
25-Nov-00	3,370	937	2,433	72.2	22.2	1,344	56.5	2.48 "arena" 06-Nov-00	
06-Dec-00	3,334	910	2,424	72.7	22.2	1,338	56.5	6.13 "arena" 20-Dec-00	
28-Mar-01	3,681	1,016	2,665	72.4	22.4	1,279	59	-	
12-Apr-01	3,714	1,029	2,685	72.3	22.4	1,301	59	5.09 "arena" 11-Apr-01	Sale de WO # 6, May/2001(cambio de BES GN-4000)
25-Sep-01	2,068	1,425	643	31.1	22.9	1,585	45	12.58 "arena" 26-Sep-01 13.87 "arena" 27-Sep-01	Sale de WO # 7, Sep/2001(cambio de BES GN-4000)
15-Oct-01	1,862	897	965	51.8	22.8	1,638	57	16.59 "arena" 01-Oct-01 11.09 "arena" 02-Oct-01 8.64 "arena" 18-Oct-01	
15-Apr-02	1,256	265	991	78.9	22.1	1,665	55	1.05 "arena" 02-Apr-02	
30-Oct-03	2,105	339	1,766	83.9	23.3	1,716	50	-	
29-Jan-04	2,627	1,116	1,511	57.5	23.3	2,183	41	10.78 "arena + óxido" 31-Jan-04 23.5 "arena" 01-Feb-04 17.56 "arena" 01-Feb-04 10.75 "óxido + arena" 04-Feb-04	Sale de WO # 8, Ene/2004(cambio de BES GC-4100)
22-Sep-04	3,178	296	2,882	90.7	22.7	1,903	48	26.17 "óxido + arena" 24-Oct-04 12.1 "óxido + arena" 25-Oct-04 11.5 "arena" 26-Oct-04	
02-Nov-04	3,074	575	2,499	81.3	22.9	1,593	45	3.41 "arena" 05-Nov-04 13.66 "arena" 16-Nov-04 12.84 "arena" 26-Nov-04	Sale de WO # 9, Oct/2004(cambio de BES GC-4100)
12-Jun-05	3,604	454	3,150	87.4	22.9	1,541	51	3.83 "arena + óxido" 21-Jun-05	
01-Apr-06	3,321	385	2,936	88.4	22.7	1,610	51	0.84 "arena" 07-Mar-06	
23-May-06	3,039	243	2,796	92.0	22.7	1,743	55	-	Sale de WO #10, 22 de Mayo de 2006
04-Aug-07	3,072	261	2,811	91.5	22.2	1,625	57	-	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.45
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE ARENA POZO FANNY-18B 24H

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	API	BHP (psi)	HZ	Arena (PTB)	Observaciones
20-Feb-99	6,733	5,696	1,037	15.4	22.8	1,931	50	-	
23-Mar-99	5,730	4,429	1,301	22.7	23.5	2,046	45	-	
24-Mar-99	10,402	8,613	1,789	17.2	23.5	1,893	60	-	Sale de WO # 1, Abr/1999 (REDA JN-13000)
12-Jul-00	10,572	4,620	5,952	56.3	22.3	1,497	55	-	
14-Jul-00	12,651	5,503	7,148	56.5	22.5	1,414	60	-	Sale de WO # 2, Jul/2000 (REDA JN-13000)
15-Nov-00	11,765	5,377	6,388	54.3	22.1	1,323	60	9.9 "arena" 08-Nov-00	
15-Dec-00	11,305	5,246	6,059	53.6	22.3	1,370	59	3.08 "arena" 20-Dec-00 3.46 "arena" 29-Dec-00	
14-Apr-01	11,360	4,419	6,941	61.1	22.3	1,301	59	4 "arena" 11-Apr-01	
06-Jul-01	11,720	4,688	7,032	60.0	22.2	1,371	59	2.05 "arena" 19-Jul-01	
19-Jan-02	4,725	1,337	3,388	71.7	22.6	1,613	47	2.39 "arena" 21-Jan-02	
15-Feb-02	9,391	2,949	6,442	68.6	22.2	1,361	54	1.5 "arena" 16-Feb-02	
26-Aug-02	10,871	3,131	7,740	71.2	22.3	1,455	56	1.62 "arena" 15-Aug-02 9.81 "arena" 31-Aug-02	
19-Jan-02	4,725	1,337	3,388	71.7	22.6	1,613	47	-	
30-Jan-02	10,980	3,371	7,609	69.3	22.1	1,417	57	-	Sale de WO # 3, Ene/2002 (REDA JN-12000)
17-Aug-02	8,512	2,443	6,069	71.3	22.3	1,546	52	-	
26-Aug-02	10,871	3,131	7,740	71.2	22.3	1,455	56	-	Sale de WO # 4, Ago/2002 (REDA JN-12000)
25-May-03	10,870	1,783	9,087	83.6	21.8	1,632	55	2.36 "arena" 19-May-03	
29-Jul-03	11,171	1,698	9,473	84.8	21.9	1,621	55	25.79 "arena" 18-Jul-03 8.09 "arena" 19-Jul-03 1.08 "arena" 20-Jul-03	
								4.18 "arena" 27-Jan-04	
12-Jan-05	9,563	1,597	7,966	83.3	22.2	1,526	52	5.06 "arena" 09-Jan-05	
20-Jan-05	11,141	1,872	9,269	83.2	21.8	1,609	55	-	Sale de WO # 5, Ene/2005 (Centrilift HC-12500)
23-Sep-05	7,110	1,401	5,709	80.3	21.8	1,568	50	3375.16 "óxido + arena" 24-Sep-05 6.55 "óxido + arena" 25-Sep-05	
06-Mar-06	9,504	1,597	7,907	83.2	22.4	1,279	56	0.76 "arena" 07-Mar-06 0.86 "arena" 19-Mar-06	
17-Sep-06	11,054	1,426	9,628	87.1	21.7	1,289	58	-	
09-Dec-06	10,450	1,724	8,726	83.5	21.4	1,259	59	6.6 "óxido + arena" 13-Nov-06	Sale de WO #6 Arranca a producción 11 Nov 06
29-Mar-07	9,706	1,543	8,163	84.1	22.2	1,553	59	0.42 "óxido + arena" 07-Mar-07	
27-Aug-07	9,130	1,433	7,697	84.3	21.5	1,095	59	1.39 "óxido + arena" 03-Oct-07	Parámetros actuales

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

**TABLA 3.40
ANÁLISIS GENERAL GRAVEL PACK**

POZO	Sin Gravel Pack		Con Gravel Pack		Reducción		Valores actuales 2007		Comentario
	IP	PTB	IP	PTB	IP (%)	PTB (%)	IP	PTB	
Fanny 3	-	-	10.97	77.29	-	-	6.50	6.80	El gravel pack se hizo en 1994, alta producción de arena
Fanny 18B 11	16	-	5.42	1.11	68%	-	-	-	Se completó inicialmente con gravel pack. Cerrado desde Sep-06
Fanny 18B 13	6.35	30	3.21	5.07	50%	83%	4.55	0.00	Actualmente solo se registra óxido en los controles de sólidos
Fanny 18B 21	5.18	47	3.28	4.8	37%	90%	5.01	0.00	Actualmente solo se registra óxido en los controles de sólidos
Fanny 18B 28 *	-	-	2.3	10.54	-	-	11.02	4.30	Se completó inicialmente con gravel pack, Oct-03
Fanny 18B 52 *	4	44.1	0.7	12	83%	73%	2.82	9.38	Reducción de IP mayor al 80%
Fanny 18B 53	1.8	78.69	1.23	2.42	32%	97%	1.21	5.56	Estimulación con ácido luego de instalar gravel pack
Fanny 18B 57	11.3	56.29	7.2	2.04	36%	96%	18.50	0.00	Actualmente solo se registra óxido en los controles de sólidos
Fanny 18B 59 *	2.7	34.09	1.1	3.79	59%	89%	-	-	Pozo abandonado desde Ene-07
Fanny 18B 60	4.5	17	2.2	3.41	51%	80%	2.06	0.00	Actualmente solo se registra óxido en los controles de sólidos
Fanny 18B 67	-	-	0.34	1.63	-	-	-	-	Se completó inicialmente con gravel pack. Cerrado desde Feb-06
Fanny 18B 75	4.4	147.68	0.8	4.08	82%	97%	1.52	0.00	Reducción de IP mayor al 80%

* Se sacó el sistema de control de la producción de arena y se modificó el intervalo productivo.

Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

**TABLA 3.41
ANÁLISIS GENERAL MALLAS DE ARENA**

POZO	Sin Mallas de arena		Con mallas de arena		Reducción		Valores actuales 2007		Comentario
	IP	PTB	IP	PTB	IP (%)	PTB (%)	IP	PTB	
Fanny 18B 49	3.9	18.39	11	6.13	-182%	67%	7.29	2	No hay datos de BIP
Fanny 18B 58 *	-	1.53	7.9	0	-	100%	3.5	6.01	Se completa inicialmente con mallas de arena en M-1
Fanny 18B 60	4.3	13.57	0.53	17	88%	-	2.06	0	Actualmente solo se registra óxido en los controles de sólidos
Fanny 18B 63 *	3.7	-	1.45	12.66	61%	-	0.79	16.36 **	** (óxido + arena), CI con mallas de arena

* Se sacó el sistema de control de la producción de arena y se modificó el intervalo productivo.

Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.42
ANÁLISIS GENERAL FRAC PACK

POZO	Sin Frac Pack		Con Frac Pack		Reducción		Valores actuales 2007		Comentario
	IP	PTB	IP	PTB	IP (%)	PTB (%)	IP	PTB	
Fanny 18B 50	16	42	3.2	7.07	80%	83%	-	-	Pozo abandonado desde abril del 2006
Fanny 18B 56 ST-1	1.5	66.13	1.2	5.37	20%	92%	2.23	0	Actualmente solo se registra óxido en los controles de sólidos

Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 3.47
ANÁLISIS GENERAL CAMPAÑA 2005 (SE SACÓ CONTROLES DE ARENA)

POZO	Sin control de arena (1)		Con control de arena (2)		Sin control de arena (3)		Variación (2)-(3)		Valores actuales 2007		Comentario
	IP	PTB	IP	PTB	IP	PTB	IP (%)	PTB (%)	IP	PTB	
Fanny 18B 28	-	-	2.3	10.54	10	7.64	435%	-28%	11.02	4.30	Se completó inicialmente con gravel pack, Oct-03
Fanny 18B 52	4	44.1	0.7	12	1.4	70.95	200%	591%	2.82	9.38	Excesiva producción de arena, se completa con SandCat + ADV Sep-06
Fanny 18B 59	2.7	34.09	1.1	3.79	2.25	49.78	205%	1313%	-	-	Pozo abandonado desde Ene-07
Fanny 18B 58	0	1.53	7.9	0	3.1	11.77	-61%	100%	3.5	6.01	Reducción de IP luego de modificar intervalo productivo
Fanny 18B 63	3.7	-	1.45	12.66	0.76	29.7	-48%	235%	0.79	16.36	.

Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 4.19

Precio referencial =	\$17.45
Interés de referencia =	11%
Impuestos =	36.25%

Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Días	septiembre 30	octubre 31	noviembre 30	diciembre 31	enero 31	febrero 28	marzo 31	abril 30	mayo 31	junio 30	julio 31	agosto 31
Inversión	194436											
producción diaria	-	130	126	122	119	115	112	108	105	102	99	96
producción mensual		4030	3783	3792	3678	3222	3461	3249	3256	3057	3064	2972
Ingreso bruto	-	70324	66013	66167	64182	56232	60389	56688	56820	53338	53462	51858
Amortización	-	20860	19582	19628	19039	16680	17913	16816	16855	15822	15859	15383
Impuestos	-	17930	16831	16871	16365	14337	15397	14454	14487	13600	13631	13222
Ingreso Neto		31533	29600	29669	28779	25214	27078	25419	25478	23916	23972	23253
Flujo neto	-194436	52393	49182	49297	47818	41895	44992	42234	42333	39738	39831	38636
VAN	-194436	51917	48292	47965	46104	40026	42595	39621	39353	36605	36357	34946

Tiempo recobro (días) =	85
--------------------------------	----

FNC =	293912
VAN =	269346

PIR =	1.39
TIR =	21%

Balance General del Proyecto de Inversión. Workover pozo Fanny-18B 42, Considerando cambio de BES y una válvula ADV (sin limpiar arena).
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 4.20

Precio referencial =	\$17.45
Interés de referencia =	11%
Impuestos =	36.25%

Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto
Días	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31
Inversión	219978											
producción diaria	-	130	126	122	119	115	112	108	105	102	99	96
producción mensual		4030	3783	3792	3678	3222	3461	3249	3256	3057	3064	2972
Ingreso bruto	-	70324	66013	66167	64182	56232	60389	56688	56820	53338	53462	51858
Amortización	-	23601	22154	22206	21540	18872	20267	19025	19069	17900	17942	17404
Impuestos	-	16937	15899	15936	15458	13543	14544	13653	13685	12846	12876	12490
Ingreso Neto		29786	27960	28025	27185	23817	25578	24010	24066	22591	22644	21965
Flujo neto	-219978	53386	50114	50231	48724	42689	45845	43035	43135	40492	40586	39368
VAN	-219978	52902	49208	48875	46978	40785	43402	40372	40099	37299	37047	35609

Tiempo recobro (días) =	97
--------------------------------	----

FNC =	277629
VAN =	252597

PIR =	1.15
TIR =	18%

Balance General del Proyecto de Inversión. Workover pozo Fanny-18B 42, Considerando cambio de BES y una válvula ADV (con limpieza de arena).
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 4.22

Precio referencial =	\$17.45
Interés de referencia =	11%
Impuestos =	36.25%

Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto
Días	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31
Inversión	216634											
producción diaria	-	130	126	122	119	115	112	108	105	102	99	96
producción mensual		4030	3783	3792	3678	3222	3461	3249	3256	3057	3064	2972
Ingreso bruto	-	70324	66013	66167	64182	56232	60389	56688	56820	53338	53462	51858
Amortización	-	23242	21817	21868	21212	18585	19959	18735	18779	17628	17669	17139
Impuestos	-	17067	16021	16058	15577	13647	14656	13758	13790	12945	12975	12586
Ingreso Neto		30015	28175	28241	27393	24000	25774	24195	24251	22765	22818	22133
Flujo neto	-216634	53256	49992	50109	48606	42585	45733	42930	43030	40393	40487	39273
VAN	-216634	52773	49088	48756	46864	40686	43297	40274	40001	37208	36956	35522

Tiempo recobro (días) =	95
--------------------------------	----

FNC =	279760
VAN =	254790

PIR =	1.18
TIR =	18%

Balance General del Proyecto de Inversión. Workover pozo Fanny-18B 42, Considerando cambio de BES, válvula ADV + SandCat (sin limpiar de arena).
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 4.23

Precio referencial =	\$17.45
Interés de referencia =	11%
Impuestos =	36.25%

Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto
Días	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31
Inversión	242242											
producción diaria	-	130	126	122	119	115	112	108	105	102	99	96
producción mensual		4030	3783	3792	3678	3222	3461	3249	3256	3057	3064	2972
Ingreso bruto	-	70324	66013	66167	64182	56232	60389	56688	56820	53338	53462	51858
Amortización	-	25989	24396	24453	23720	20782	22318	20950	20999	19712	19758	19165
Impuestos	-	16071	15086	15121	14668	12851	13801	12955	12985	12189	12218	11851
Ingreso Neto		28263	26531	26593	25795	22600	24270	22783	22836	21436	21486	20842
Flujo neto	-242242	54252	50927	51046	49515	43381	46588	43733	43835	41148	41244	40007
VAN	-242242	53760	50006	49668	47740	41446	44106	41027	40749	37904	37647	36186

Tiempo recobro (días) =	106
--------------------------------	-----

FNC =	263435
VAN =	237998

PIR =	0.98
TIR =	16%

Balance General del Proyecto de Inversión. Workover pozo Fanny-18B 42, Considerando cambio de BES, válvula ADV + SandCat (con limpieza de arena).
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 4.25

Precio referencial =	\$17.45
Interés de referencia =	11%
Impuestos =	36.25%

Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	septiembre 30	octubre 31	noviembre 30	diciembre 31	enero 31	febrero 28	marzo 31	abril 30	mayo 31	junio 30	julio 31	agosto 31
Inversión	388850											
producción diaria	-	80	78	75	73	71	69	67	65	63	61	59
producción mensual		2480	2328	2333	2263	1983	2130	1999	2004	1881	1885	1829
Ingreso bruto	-	43276	40624	40718	39497	34604	37163	34885	34966	32823	32900	31913
Amortización	-	41718	39161	39253	38075	33359	35825	33629	33708	31642	31716	30764
Impuestos	-	565	530	531	515	452	485	455	456	428	429	416
Ingreso Neto		993	932	934	906	794	853	800	802	753	755	732
Flujo neto	-388850	42711	40094	40187	38981	34153	36678	34430	34510	32395	32470	31496
VAN	-388850	42323	39368	39102	37584	32630	34724	32299	32081	29841	29639	28488

Tiempo recobro (días) =	278
--------------------------------	-----

FNC =	9256
VAN =	-10771

PIR =	-0.03
TIR =	0%

Balance General del Proyecto de Inversión. Workover pozo Fanny-18B 42, Considerando cambio de BES e instalación de gravel pack (sin limpiar de arena).
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 4.26

Precio referencial =	\$17.45
Interés de referencia =	11%
Impuestos =	36.25%

Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	septiembre 30	octubre 31	noviembre 30	diciembre 31	enero 31	febrero 28	marzo 31	abril 30	mayo 31	junio 30	julio 31	agosto 31
Inversión	414458											
producción diaria	-	80	78	75	73	71	69	67	65	63	61	59
producción mensual		2480	2328	2333	2263	1983	2130	1999	2004	1881	1885	1829

Ingreso bruto	-	43276	40624	40718	39497	34604	37163	34885	34966	32823	32900	31913
Amortización	-	44466	41740	41838	40583	35556	38184	35844	35928	33726	33804	32790
Impuestos	-	-431	-405	-406	-394	-345	-370	-348	-348	-327	-328	-318

Ingreso Neto		-758	-712	-714	-692	-606	-651	-611	-613	-575	-577	-559
Flujo neto	-414458	43707	41028	41124	39890	34949	37533	35233	35315	33150	33228	32231
VAN	-414458	43310	40286	40014	38461	33390	35533	33052	32829	30537	30330	29153

Tiempo recobro (días) =	296
--------------------------------	-----

FNC =	-7070
VAN =	-27563

PIR =	-0.07
TIR =	0%

Balance General del Proyecto de Inversión. Workover pozo Fanny-18B 42, Considerando cambio de BES e instalación de gravel pack (con limpieza de arena)
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

ANEXOS

ANEXO 1.1.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO FANNY-18B

Nombre	Arena	Topes (pies)	Base (pies)	Esp. Específico (pies)	Porosidad (%)	Sw (%)	°API
Fanny-01	M-1	7701	7766	51.75	24	23	23
Fanny-03	M-1	7700	7750	39.75	24	31	21.8
Fanny-04	M-1	7689	7746	44.25	24	29	23.2
Fanny-05	M-1	7697	7752	22.5	22	33	18.8
Fanny-06	M-1	7690	7754	52.25	22	25	23.7
Fanny-18B 1	M-1	7696	7750	38	23	35	22.7
Fanny-18B 10	M-1	8151.53	8195.53	28.75	25	22	22.3
Fanny-18B 11	M-1	8429.24	8496.73	28.45	22	28	22.2
Fanny-18B 12	M-1	8485.97	8541.63	37.13	23	22	22.1
Fanny-18B 13	M-1	8486.1	8564.76	45.86	29	33	22.3
Fanny-18B 14	M-1	8405.4	8451.36	10.23	19	32	21.9
Fanny-18B 15	M-1	8583.1	8637.54	21.08	28	34	22
Fanny-18B 16	M-1	7988.29	8043.31	15	25	25	21.8
Fanny-18B 17	M-1	9478.5	9556.95	25.14	26	28	21.3
Fanny-18B 2	M-1	7669	7763	51.25	24	23	22.2
Fanny-18B 20	M-1	7693	7743	35	24	17	21
Fanny-18B 21	M-1	8698.67	8792.05	42.81	25	25	23.3
Fanny-18B 23	M-1	8486	8550	16.98	26	26	22.8
Fanny-18B 25	M-1	8149.15	8196.5	24.29	25	33	21.9
Fanny-18B 26	M-1	8365.09	8418.4	31.74	22	33	20.8
Fanny-18B 27	M-1	8134.49	8187.23				22.8
Fanny-18B 28	M-1	8138	82.07	32.68	24	18	22.7
Fanny-18B 29	M-1	8508.99	8595.57	29.2	22	20	22
Fanny-18B 3	M-1	7734	7792	49	23	26	22.2
Fanny-18B 30	M-1	7734	7792	26	21	25	22.5
Fanny-18B 31	M-1	7994	8045	22.78	24	22	19.5
Fanny-18B 32	M-1	7734	7792		21		
Fanny-18B 37	M-1	8488.22	8541.29	29.85	23	25	21.7
Fanny-18B 38	M-1	8488.22	8541.29	23.21	23	37	
Fanny-18B 39	M-1	8860	8910	6.15	26	30	
Fanny-18B 40	M-1	9648.35	9732.73				
Fanny-18B 41	M-1	9222.17	9300.55	40.86	24	29	22.9
Fanny-18B 42	M-1	8568.75	8614.25	21.71	26	24	22.4
Fanny-18B 46	M-1	8648.82	8721.05				21.1
Fanny-18B 47	M-1	8222.07	8326.66	51.3	23	30	20.3
Fanny-18B 48	M-1	9510.88	9570.53	12.75	28	33	
Fanny-18B 49	M-1	7856.58	7921.67	50.96	22	22	22
Fanny-18B 50	M-1	8074.85	8142.34	40.79	23	24	21
Fanny-18B 51	M-1	10299.2	10412.1	6.14	24	42	21.4
Fanny-18B 52	M-1	8551.74	8574.49	34.81	27	37	22.3
Fanny-18B 53	M-1	8198.74	8239.7	4.64	20	43	
Fanny-18B 53 ST	M-1	8093.88	8139.61	35.21	26	31	22.5
Fanny-18B 54	M-1	8165.14	8225.19	29.57	24	29	22.4
Fanny-18B 55	M-1	8329.5	8369.56	3.59	27	33	
Fanny-18B 56	M-1	8178.71	8219.13	4.24	28	45	22.1

Fanny-18B 56 ST	M-1	8196.89	8226.91	9.33	30	28	
Fanny-18B 57	M-1	9727.47	9793.29	24.2	25	34	22.7
Fanny-18B 58	M-1	8693.94	8750.8	28.68	27	27	22.7
Fanny-18B 59	M-1	8720.89	8805.16	45.9	28	26	22.6
Fanny-18B 60	M-1	7964.77	8038.04	21.17	22	36	22.4
Fanny-18B 61	M-1	8026.49	8075.41	33.15	26	21	22.7
Fanny-18B 63	M-1	8581.19	8630.75	22.04	25	37	21.9
Fanny-18B 64	M-1	8583.69	8666.97	40.87	24	28	
Fanny-18B 65	M-1	8592.19	8674.8	45.07	23	18	22.3
Fanny-18B 66	M-1	8630.53	8693.26	26.74	25	28	21.2
Fanny-18B 67	M-1	9100.96	9186.22	39.49	26	17	18.6
Fanny-18B 69	M-1	8479.49	8479.49				20
Fanny-18B 7	M-1	7966.59	8016.59	34.25	26	28	21.7
Fanny-18B 70	M-1	8080.77	8080.77				19.6
Fanny-18B 71	M-1	9853.08	9853.08				19.3
Fanny-18B 72	M-1	8355.86	8406.7	21.73	27	6	19.9
Fanny-18B 73	M-1	8773.72	8773.72				20
Fanny-18B 75	M-1	8716.91	8794.99	32.22	26	23	23.2
Fanny-18B 76	M-1	8495.96	8554.69	40	22	24	24
Fanny-18B 77	M-1	8091.47	8155.51		20		
Fanny-18B 78	M-1	8395.07	8466.08		23		20
Fanny-18B 79	M-1	8583.45	8639.48		27		19.2
Fanny-18B 8	M-1	8051.76	8115.76	43.5	23	21	22.3
Fanny-18B 80	M-1						
Fanny-18B 9	M-1	8464.51	8521.51	38	23	22	22.9

Fuente: Archivo Digital Andes Petroleum Ecuador Limited.
Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

ANEXO 1.2

Fanny 1 Pad	Fanny Deep	Fanny 10 Pad	Fanny 20 Pad
Fanny 18B-41 Fanny 18B-82 Fanny 18B-40 Fanny 18B-61 Fanny 18B-60 Fanny 18B-54 Fanny 1	Fanny 18B-68 Fanny 18B-18H RE-1 Fanny 18B-19H Fanny 18B-74 Dorine 15 Fanny 18B-71 Fanny 18B-63 Fanny 18B-80 Fanny 18B-53	Fanny 12 Fanny 17 Fanny 15 Fanny 8 Fanny 10 Fanny 1 Fanny 16 Fanny 6 Fanny 13 Fanny 11 Fanny 7 RE-1 Fanny 9	Fanny 18B-63 Fanny 18B-58 Fanny 18B-57 Fanny 18B-46 Fanny 18B-24H Fanny 18B-37 Fanny 18B-25 Fanny 18B-20 Fanny 18B-26 Fanny 18B-27 Fanny 18B-22H Fanny 18B-21 Fanny 18B-23 Fanny 18B-31
Fanny 40 Pad	Fanny 50 Pad	Fanny 60 Pad	Fanny 90 Pad
Fanny 18B-56 Fanny 18B-49 Fanny 18B-55 Fanny 18B-48 Fanny 18B-35 Fanny 18B-34 ST-2 Fanny 18B-38 Fanny 18B-93H Fanny 18B-59 Fanny 18B-52 Fanny 18B-50 Fanny 18B-47	Fanny 18B-28 Fanny 18B-42 Fanny 18B-30 Fanny 18B-32 Fanny 18B-29 Fanny 18B-39 Fanny 18B-51	Fanny 18B-66 Fanny 18B-65 Fanny 18B-64 Fanny 18B-86 Fanny 18B-67 Fanny 18B-89H	Fanny 18B-72 Fanny 18B-69 Fanny 18B-70 Fanny 18B-76 Fanny 18B-77 Fanny 18B-75 Fanny 18B-73
Fanny 100 Pad	Single well pads	Tarapoa 2 Pad	
Fanny 18B-98H Fanny 18B-44 Fanny 18B-45 Fanny 18B-85 Fanny 18B-43 Fanny 18B-95 Fanny 18B-96 Fanny 18B-97	Fanny 3 Fanny 4 Fanny 5 Fanny 18B-1 Fanny 18B-2 Fanny 18B-3	Fanny 18B-87 Fanny 18B-88 Fanny 18B-79 Fanny 18B-78 Fanny 18B-90	<p style="text-align: right;">☉ Pozos inyectores</p>

Fuente: Archivo digital, Andes Petroleum Ecuador Limited.
 Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

TABLA 2.2. HISTORIAL DE TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO, CAMPO FANNY-18B
POZOS CON SISTEMA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN DE ARENA, FORMACIÓN NAPO ARENISCA M-1

Pozo	Workover	Fecha	Comentario	Intervalo MD	Bomba / etapas / HP	Running days	Days in Hole	Causa para el siguiente trabajo de reacondicionamiento	Costo USD
Fanny-3	CI	Jul-74	Evaluar arena M-1y U inferior (8614' a 8645'). Se completa con bomba jet en M-1	7710-7730	Jet				
Fanny-3	WO 1	Jul-80	Chequear ensamblaje de fondo	7710-7730	Jet				
Fanny-3	WO 2	May-86	Cambio de ensamblaje para bombeo hidráulico	7710-7730	Jet				
Fanny-3	WO 3	Sep-86	Sacar elementos de presión atascados en el fondo	7710-7730	Jet				
Fanny-3	WO 4	Oct-91	Cambio de ensamblaje para bombeo hidráulico	7710-7730	Jet				
Fanny-3	WO 5	Jul-94	Realizar Gravel Pack y completar con sistema de bombeo hidráulico	7710-7730	Jet				228,219
Fanny-3	WO 6	Abr-99	Sacar bomba jet completar con BES	7710-7730	REDA GN 4000 / 137 / 360	441	470	Falla equipo de fondo, sello roto, causa fluidos de formación, arena	265,000
Fanny-3	WO 7	Jul-00	Cambio de BES	7710-7730	REDA GN 4000 / 144 / 360	302	311	Daño mecánico, desconexión bomba-intake, contaminación por arena.	240,000
Fanny-3	WO 8	Jun-01	Cambio de BES	7710-7730	REDA GN 4000 / 144 / 360	585	810	Daño eléctrico, corto circuito, falla sello, contaminación con fluidos, abrasión con arena	42,585
Fanny-3	WO 9	Ago-03	Cambio de BES	7710-7730	Centrilift GC 4100 / 117 / 304	56	90	Daño eléctrico, sobre corriente, falla sistema de control de producción de arena	296,594
Fanny-3	WO 10	Nov-03	Cambio de BES	7710-7730	Centrilift GC 4100 / 117 / 304			Actualmente en operación	244,933
Fanny18B-11	CI	May-97	Evaluar Arena M-1	8447-8453;8460-8469	REDA GN 4000 / 97 / 160	270	272	Cambio de BES, re dimensionamiento de bomba	
Fanny18B-11	WO 1	Abr-98	Cambiar BES	8447-8453;8460-8469	REDA SN 8500 / 96 /450	330	348	Falla eléctrica, corto circuito, motor dañado	187,000
Fanny18B-11	WO 2	Mar-99	Cambiar BES	8447-8453;8460-8469	REDA SN 8500 / 96 /450	52	54	Falla eléctrica corto circuito, daño del cable	312,000
Fanny18B-11	WO 3	May-99	Cambiar BES	8447-8453;8460-8469	REDA SN 8500 / 96 /450	155	187	Baja rata de producción, daño de la bomba, taponada con arena	347,000
Fanny18B-11	WO 4	Nov-99	Cambiar BES	8447-8453;8460-8469	REDA SN 8500 / 96 /450	57	111	Daño mecánico, bomba taponada, falta sistema de control de producción de arena	92,000
Fanny18B-11	WO 5	Abr-00	Sacar BES, realizar Gravel Pack	8447-8453;8460-8469	REDA GN 4000 / 92 / 220	1334	1532	Redimensionamiento de la bomba.	460,000
Fanny18B-11	WO 6	Abr-04	Sacar BES, limpiar Gravel Pack, coiled tubing	8447-8453;8460-8469	Centrilift GC 6100 / 178 / 608			Sacar gravel pack	
Fanny18B-11	WO 6 add #1	Ago-04	Pescar gravel pack atascado en el pozo	8447-8453;8460-8469	Centrilift GC 6100 / 178 / 608			Operación no exitosa	683,582
Fanny18B-11	WO 6 add #2	Feb-05	Recobrar restos de gravel pack, hacer nuevo gravel pack	8447-8453;8460-8469	Centrilift 6100 / 178 / 608	543	593	Falla eléctrica, cable, una fase a tierra, cortocircuito por contaminación con arena.	653,783
Fanny18B-11	WO 7	Sep-06	Cambiar BES	8447-8453;8460-8469	Centrilift P 62 / 142 / 760			Excesiva corrosión, obstrucción casing patch, se abandona el pozo.	156,391
Fanny18B-13	CI	Jul-97	Evaluar arena M-1	8528-8544	REDA GN 4000 / 92 / 160	186		Taponamiento de la bomba con arena	
Fanny18B-13	WO 1	Feb-98	Inspección de BES	8528-8544	REDA GN 4000 / 92 / 160		48	Cambio de intervalo productivo	57,000
Fanny18B-13	WO 2	Abr-98	Cementación forzada intervalo: 8528'-8544' MD se cañonea intervalo: 8502'-8510' MD	8502-8510	REDA GN 4000 / 92 / 160		22	Recañonear el intervalo productivo	226,000
Fanny18B-13	WO 3	May-98	Recañonear el intervalo productivo	8502-8510	REDA GN 4000 / 92 / 160	86	100	Daño mecánico de la bomba, taponamiento con arena, falta de sistema de control.	
Fanny18B-13	WO 4	Ago-98	Cambio BES, limpieza con coiled tubing	8502-8510	REDA GN 4000 / 92 / 160	219	229	Falla BES	111,700
Fanny18B-13	WO 5	Abr-99	Cambio BES, limpieza con coiled tubing	8502-8510	REDA GN 7000 / 104 / 450	18	76	Falla eléctrica, corto circuito, contaminación con arena	265,000
Fanny18B-13	WO 6	Jul-99	Cambio BES, realizar Gravel Pack	8502-8510	REDA GN 7000 / 104 / 450	69	102	Falla de equipo de fondo, no hay fluido en superficie	245,000
Fanny18B-13	WO 7	Oct-99	Cambio BES	8502-8510	REDA GN 7000 / 104 / 450	5	30	Daño eléctrico, corto circuito, falla de fábrica.	74,000
Fanny18B-13	WO 8	Nov-99	Cambio BES	8502-8510	REDA GN 7000 / 104 / 450	827	1161	Daño eléctrico, sobre corriente, falla en el sello, invasión de arena	120,000
Fanny18B-13	WO 9	Ene-03	Cambio BES	8502-8510	Centrilift GC 4100 / 156 / 418	605	643	Falla eléctrica, fase des balanceada, daño del cable, por corrosión	411,098
Fanny18B-13	WO 10	Nov-04	Cambio BES	8502-8510	Centrilift GC 4100 / 156 / 418	621	787	Daño eléctrico, falla del sello, arena causó vibración	199,293
Fanny18B-13	WO 11	Ene-07	Cambio BES	8502-8510	Centrilift P 47 / 125 / 380			Actualmente en operación	169,915
Fanny18B-21	CI	Abr-98	Evaluar arena M-1	8720-8732	REDA GN 4000 / 124 / 200	306	322	Re completación	
Fanny18B-21	WO 1	Mar-99	Cambio de BES	8720-8732	REDA GN 4000 / 124 / 200	7	31	Falla BES, taponamiento con arena, falta sistema de control producción de arena	87,000
Fanny18B-21	WO 2	Abr-99	Cambio de BES, limpieza de arena con coiled tubing	8720-8732	REDA GN 4000 / 124 / 200	22	62	Falla BES, daño eléctrico, rotura intake, excesiva producción de arena	60,000
Fanny18B-21	WO 3	Jun-99	Cambio de BES, realizar gravel pack	8720-8732	REDA GN 4000 / 124 / 200	1073	1292	Hueco en el tubing	240,000
Fanny18B-21	WO 4	Ene-03	Cambio de BES, limpiar Gravel Pack con coiled tubing	8720-8732	Centrilift GC 4100 / 136 / 304			Actualmente en operación	408,078
Fanny18B-22H	CI	Dic-98	Evaluar arena M-1	8760-9940	REDA JN 13000 / 60 / 600	18	35	Re completación, aislar acuífero	
Fanny18B-22H	WO 1	Feb-99	Cambiar BES, asentar tapón perforable para aislar zona de agua (sin éxito)	8760-9940	REDA JN 13000 / 60 / 600	20	47	Daño mecánico BES, bomba rota, falla en la instalación del equipo	48,000
Fanny18B-22H	WO 2	Abr-99	Asentar tapón perforable para aislar zona de agua (procedimiento exitoso)	8760-9940	REDA JN 13000 / 60 / 600	23	31	Falla eléctrica de BES, corto circuito, falla en la instalación cable deformado.	180,000
Fanny18B-22H	WO 3	May-99	Cambiar BES	8760-9940	REDA JN 4000 / 60 / 600	33	161	Daño equipo de fondo, taponamiento de bomba con arena	82,000
Fanny18B-22H	WO 4	Oct-99	Cambiar BES	8760-9940	REDA GN 4000 / 130 / 360	138	161	Falla mecánica BES, bomba taponada por arenamiento, falla sistema control producción arena.	82,000
Fanny18B-22H	WO 5	Abr-00	Cambiar BES	8760-9940	REDA GN 4000 / 130 / 360	366	410	Mantenimiento, limpieza de perforaciones taponadas con arena.	120,000
Fanny18B-22H	WO 6	May-01	Limpiar arena del fondo del pozo, Cambio de BES	8760-9940	REDA GN 4000 / 90 / 264	1	104	Limpiar arena del fondo del pozo	200,835
Fanny18B-22H	WO 7	Sep-01	Limpiar arena del fondo del pozo utilizando coiled tubing	8760-9940	REDA GN 4000 / 137 / 297	777	844	Falla eléctrica de equipo de fondo, daño en el cable, cortocircuito, desgaste normal.	335,727
Fanny18B-22H	WO 8	Ene-04	Limpiar arena del fondo del pozo utilizando coiled tubing	8760-9940	Centrilift GC 4100 / 156 / 418	232	265	Falla eléctrica BES, sobre corriente, daño severo de la bomba por alta producción de arena	478,606
Fanny18B-22H	WO 9	Oct-04	Cambio de BES	8760-9940	Centrilift GC 4100 / 156 / 418	530	561	Falla mecánica de BES, eje roto de la bomba, arenamiento.	259,241
Fanny18B-22H	WO 10	May-06	Cambio de BES	8760-9940	Centrilift P 31 / 101 / 304			Actualmente en operación	487,917
Fanny18B-24H	CI	Nov-98	Se evalúa arena M-1	8820-9800	REDA JN 13000 / 58 / 750	201	254	Taponamiento de la bomba con arena	
Fanny18B-24H	WO 1	Abr-99	Cambio de BES	8820-9800	REDA JN 13000 / 58 / 720	420	427	Rotura del sello, daño de fabricación	161,518
Fanny18B-24H	WO 2	Jul-00	Cambio de BES	8820-9800	REDA JN 13000 / 60 / 720	548	563	Corto circuito, dos fases a tierra, desgaste normal	227,592
Fanny18B-24H	WO 3	Ene-02	Cambio de BES	8820-9800	REDA 12000 / 64 / 780	190		Corto circuito, daño en el sello.	320,142
Fanny18B-24H	WO 4	Ago-02	Cambio de lower Pig Tail	8820-9800	REDA 12000 / 64 / 780		838	Problemas eléctricos, corto circuito, desgaste normal	46,234
Fanny18B-24H	WO 5	Ene-05	Cambio de BES	8820-9800	REDA 12500 / 58 / 760	244	255	Falla mecánica, rotura del sello por corrosión, mal diseño del equipo.	361,945
Fanny18B-24H	WO 6	Sep-05	Cambio de BES	8820-9800	Centrilift HC 12500 / 58 / 760	396	407	Falla eléctrica, fases des balanceadas, daño bomba por vibración producida por arena	315,943
Fanny18B-24H	WO 7	Nov-06	Cambio de BES	8820-9800	Centrilift HC 12500 / 52 / 760			Actualmente en operación	376,088
Fanny18B-28	CI	Oct-03	Evaluar arena M-1, completar con Gravel Pack	8155-8172	Centrilift GC 2900 / 178 / 304	161	188	Mantenimiento, limpieza de arena del Gravel Pack	
Fanny18B-28	WO 1	May-04	Cambio BES, Limpieza Gravel Pack con coiled tubing	8155-8172	Centrilift GC 1700 / 164 / 228	498	509	Realizar cambio de BES, cambio en la completación de fondo, cambiar intervalo productivo.	204,593

Fanny18B-28	WO 2	Nov-05	Sacar BES, Sacar Gravel Pack, Realizar squeeze, re disparar: 8155' a 8165' MD	8155-8165	Centrilift P 21 / 131 228			Actualmente en operación.	507,999
Fanny18B-42	CI	Nov-03	Se evalúa arena M-1	8586-8600	Centrilift GC 1700 / 160 / 228	153	316	Falla eléctrica, fase des balanceada, taponamiento con arena	
Fanny18B-42	WO 1	Sep-04	Cambio de bomba	8586-8600	Centrilift GC / 1700 / 152 / 228			Daño BES, excesiva producción de arena	116,113
Fanny18B-42	WO 2	Jun-05	Sacar sarta de matado, limpieza del pozo hasta 8710' MD	8586-8601	Centrilift GC 1700 / 123 / 152	400	469	Falla BES, bomba taponada con arena	183,690
Fanny18B-42	WO 3	Oct-06	Cambio de BES + válvula ADV, squeeze intervalo productivo, se cañoneo: 8586'-8596'	8586-8596	Centrilift P 11 / 67 / 110	72	96	Eje de la bomba roto, bomba atascada con arena	530,042
Fanny18B-42	WO 4	Feb-07	Cambio de BES	8586-8596	Centrilift P 8 / 160 / 110			Actualmente en operación	157,233
Fanny18B-49	CI	Feb-01	Evaluar arena M-1	7872-7891	REDA GN 5200 / 150 / 450	463	544	Falla equipo de fondo, eléctrico, corto circuito, falla el sello, desgaste normal	
Fanny18B-49	WO 1	Ago-02	Cambiar BES, instalar mallas de arena	7872-7891	Centrilift GC 1150 / 215 / 266	376	429	Falla equipo de fondo, eléctrico, corto circuito cable quemado	221,361
Fanny18B-49	WO 2	Oct-03	Cambiar BES, limpiar mallas de arena	7872-7891	Centrilift GC 2900 / 178 / 380	791	813	Falla eléctrica, fase desbalance, falla en el sello por corrosión producida fluidos de formación	253,979
Fanny18B-49	WO 3	Ene-06	Cambiar BES	7872-7891	Centrilift P 31 / 152 / 380			Actualmente en operación.	236,830
Fanny18B-50	CI	Ago-01	Evaluar arena M-1	8090-8096;8104-8114	REDA GN 3200 / 204 / 360	303	345	Daño mecánico en la bomba, taponamiento, arena	
Fanny18B-50	WO 1	Jul-02	Cambiar BES	8090-8096;8104-8114	Centrilift GC 4100 / 174 / 342	186	462	Falla eléctrica BES, cortocircuito, cable tensionado, falla en la instalación	323,141
Fanny18B-50	WO 2	Nov-03	Realizar Frac Pack	8090-8096;8104-8114	Centrilift FC 925 / 374 / 133	5	51	Daño eléctrico equipo de fondo, corto circuito, daño de fabricación	514,803
Fanny18B-50	WO 3	Feb-04	Cambiar BES	8090-8096;8104-8114	Centrilift FC 925 / 374 / 133	111	789	Daño eléctrico fase en desbalance, sello contaminado con fluido del pozo	39,943
Fanny18B-50	WO 4	Abr-06	Cambio de BES, squeeze del intervalo productor, Reperforar el intervalo: 8,104' - 8,112', sacar Frac Pack		Centrilift P-11 / 168 / 228			Trabajo sin éxito la malla del Gravel pack se queda atascada en el fondo, se abandona el pozo.	309,450
Fanny18B-52	CI	Mar-01	Evaluar arena M-1	8522-8548	REDA GN 4000 / 184 / 390	2		Falla eléctrica, bomba dañada arenamiento	
Fanny18B-52	ADD #1 a CI	Nov-01	Retirar BES taponado con arena, realizar Gravel Pack	8522-8548				Re completación	
Fanny18B-52	ADD #2 a CI	Dic-01	Bajar BES	8522-8548	REDA 1000 / 322 / 150	100	581	Falla mecánica, taponamiento, se encontró caucho en la etapas.	
Fanny18B-52	WO 1	Ago-03	Cambiar BES	8522-8548	Centrilift FC 925 / 302 / 114	4	246	Daño mecánico, perforaciones taponadas con arena, no fallas BES	303,152
Fanny18B-52	WO 2	Abr-04	Sacar BES. Limpieza de gravel pack con coiled tubing completar con bomba jet	8522-8548	Jet			Bajar BES	218,404
Fanny18B-52	WO 3	May-04	Sacar bomba jet, bajar BES	8522-8548	Centrilift FC 925 / 302 / 114	439	450	Cambio en el intervalo productivo, BES no falla.	141,371
Fanny18B-52	WO 4	Ago-05	Cambiar BES, Sacar Gravel Pack, Squeeze intervalo productor, Re-disparar arena M-1 intervalo: 8,522' - 8,534' MD.	8522-8534	Centrilift P 10 / 230 / 190	167	382	Falla eléctrica, sobre corriente, taponada con arena	661,777
Fanny18B-52	WO 5	Sep-06	Cambio BES, completar con SandCat tool y válvula ADV	8522-8534	Centrilift P 6 / 215 / 114			Actualmente en operación.	481,717
Fanny18B-53	CI	Ene-03	Evaluar arena M-1	8098-8114;8120-8136	Centrilift GC 2900 / 178 / 304	205	456	Falla eléctrica, corto circuito, bomba atascada con arena	
Fanny18B-53	WO 1	Abr-04	Cambio de BES., squeeze intervalo 8120' - 8136' MD.	8098-8114	Centrilift GC 2900 / 178 / 304	74	90	Falla eléctrica, sobre corriente, problema en la bomba, falla en el procedimiento de operación.	521,293
Fanny18B-53	WO 2	Jul-04	Sacar BES, analizar falla y dejar pozo con tubería de matado.						227,087
Fanny18B-53	WO 2 add 1	Sep-04	Sacar tubería de matado, bajar BES	8098-8114	Centrilift GC 1150 / 174 / 152			Sin éxito.	414,900
Fanny18B-53	WO 3	Ene-05	Sacar Sarta de Matado + re- perforable 8,098' - 8114' MD + Gravel pack + Bajar BES	8098-8114	Centrilift GC 1150 / 174 / 152			Actualmente en operación.	
Fanny18B-56	CI	Oct-01	Evaluar arena M-1	8216-8226	JET			Re completación del pozo	
Fanny18B-56	WO 1	Sep-03	Realizar Frac Pack y bajar bomba jet	8216-8226	JET			Re completación del pozo	184,966
Fanny18B-56	WO 2	Nov-03	Cambiar de Jet a BES	8216-8226	Centrilift FC 925 / 356 / 114	149	152	Falla eléctrica, sobre corriente, bomba atascada, presencia de sólidos (óxido).	209,306
Fanny18B-56	WO 3	Jun-04	Cambio de BES	8216-8226	Centrilift GC 1150 / 215 / 304	607	661	Falla sobre corriente, daño en el sello, contaminado con fluido del pozo	241,877
Fanny18B-56	WO 4	Abr-06	Cambio BES	8216-8226	Centrilift P-11 / 136 / 228			Actualmente en operación.	144,009
Fanny18B-57	CI	May-01	Evaluar arena M-1	9745-9780	REDA GN 5600 / 204 / 450	441	630	Falla eléctrica. Sobre corriente, corto circuito, cable quemado, falla en la completación	
Fanny18B-57	WO 1	Mar-03	Realizar squeeze mejorar adherencia del casing 7" y aislar zona productora de agua.	9745-9780	Centrilift GC 6100 / 178 / 532	10	35	Falla eléctrica. Sobre corriente, daño en el motor, por alta producción de arena	236,571
Fanny18B-57	WO 2	Abr-03	Cambiar BES	9745-9780	Centrilift GC 6100 / 178 / 532	35	66	Falla eléctrica sobre corriente, daño en la bomba, taponada alta producción de arena.	236,571
Fanny18B-57	WO 3	Ago-03	Sacar BES, realizar Gravel Pack, Bajar BES	9745-9780	Centrilift GC 4100 / 136 / 380	75	105	Falla eléctrica, corto circuito, daño en el cable, problema de fabricación	668,017
Fanny18B-57	WO 4	Nov-03	Chequear BES. Falla en el lower pigtail, se baja mismo equipo	9745-9780	Centrilift GC 4100 / 136 / 380			Actualmente en operación.	299,933
Fanny18B-58	CI	Ago-01	Evaluar arena U inferior	9521-9544	REDA SN2600 / 122 / 225	313	504	No falla BES, Hueco en el tubing	
Fanny18B-58	WO 1	Feb-03	Aislar U inferior con tapón de 7". Disparar arena M-1, intervalo: 8712'-8731' + mallas de arena	8712-8731				Bajar completación definitiva	
Fanny18B-58	WO 2	Abr-03	Bajar BES	8712-8731	Centrilift GC 3000 / 260 / 532	427	996	Falla eléctrica BES, fase des balanceada, corto circuito, no hay columna de fluido en el fondo	482,495
Fanny18B-58	WO 3	Ene-06	Cambio BES, Sacar mallas de arena, squeeze intervalo productivo, Re-perforar intervalo 8,712' - 8,722' MD M-1	8712-8722	Centrilift P 11 / 168 / 228			Actualmente en operación.	467,094
Fanny18B-59	CI	Ago-01	Evaluar arena M-1	8743-8774	Jet			Completar con BES	
Fanny18B-59	WO 1	Oct-01	Bajar BES. Se realiza Gravel Pack	8743-8774	REDA DN 1750 / 264 / 125	749	1436	No falla BES, realizar limpieza y moler tapón	
Fanny18B-59	WO 2	Oct-05	Sacar BES, Realizar limpieza raspa tubos tope Gravel Pack, Sacar G. P. Squeeze cambio intervalo: 8743' - 8755' MD	8743-8755	Centrilift P 10 / 230 / 190	457	495	Cerrado el 28 enero del 2007 por bajo aporte.	393,970
Fanny18B-60	CI	Sep-01	Probar arena M-1	7972-7986	REDA GN 4000 / 124 / 225	71	119	Falla eléctrica, baja impedancia, daño en el sello, contaminación con fluidos del pozo.	
Fanny18B-60	WO 1	Ene-02	Cambio BES	7972-7986	REDA DN - 1750 / 206 / 125	73	120	Falla mecánica, daño intake, roto o desconectado, excesiva producción de arena	173,101
Fanny18B-60	WO 2	May-02	Cambio BES e instalación mallas de arena	7972-7986	REDA DN 1750 / 206 / 125	172	376	Falla eléctrica, sobre corriente, daño bomba, taponamiento con arena	213,563
Fanny18B-60	WO 3	Jun-03	Sacar BES, realizar Gravel Pack						
Fanny18B-60	WO 3 add #1	Ago-03	Bajar BES	7972-7986	Centrilift GC 2200 / 224 / 304	1062	1106	Falla eléctrica fase desbalanceada, daño en el motor por corrosión,	586,091
Fanny18B-60	WO 4	Ago-06	Cambio bomba	7972-7986	Centrilift P 22 / 252 / 228			Actualmente en operación.	364,464
Fanny18B-63	CI	Feb-03	Evaluar M-1, bajar mallas de arena	8591-8608;8616-8630	Centrilift GC 2900 / 156 / 266	686	992	No falla BES, realizar mantenimiento y cambio en la completación de fondo.	
Fanny18B-63	WO 1	Nov-05	Cambiar BES, Sacar mallas de arena, Limpieza con broca y raspatubos, squeeze intervalo M-1, redisparar 8,591' - 8,606' MD	8591-8606	Centrilift P 11 / 136 / 190			Actualmente en operación.	483,452
Fanny18B-67	CI	Jul-03	Evaluar arena M-1 + Gravel Pack	9110-9140	Centrilift FC 925 / 269 / 169	811	920	No falla equipo de fondo, re completación, cambio de intervalo productivo.	
Fanny18B-67	WO 1	Feb-06	Sacar BES + Sacar Gravel Pack + squeeze intervalo productor M-1 + Re-perforar intervalo: 9,112' - 9,122' MD	9112-9122	Centrilift P-11 / 168 / 228			No exitoso, El sistema de control de arena atascado en el fondo, pozo temporalmente abandonado.	373,322
Fanny18B-75	CI	Jun-02	Evaluar arena M-1	8734-8754	Centrilift GC 1700 / 162 / 171	71		Daño mecánico en la bomba, taponamiento, arena	
Fanny18B-75	WO 1	Feb-04	Realizar Gravel Pack, se amplía el intervalo productivo: 8734' a 8759' MD.	8734-8759	Jet			Cambio de completación	337,876
Fanny18B-75	WO 2	Mar-04	Bajar BES	8734-8759	Centrilift GC 1150 / 174 / 190	721	721	Limpieza del pozo, bullhead sandstone acid	213,804
Fanny18B-75	WO 3	Mar-06	Bullhead sandstone acid, se completa con la misma bomba	8734-8759	Centrilift GC 1150 / 174 / 190			Actualmente en operación.	33,000

Fuente: Archivo, Andes Petroleum Ecuador Limited.

Elaborado por: Hugo Montesdeoca Lamar.

ANEXO 3.1



AEC Ecuador LTD.
Fanny 18B-53 ST-1
Workover # 3

GL (PIES): 757.25'
 K.B. (PIES): 767.95'
 KB - GL (PIES): 30.70'
 Inicio Workover # 3 : 11-Jan-05
 Fin Workover # 3 : 19-Jan-05

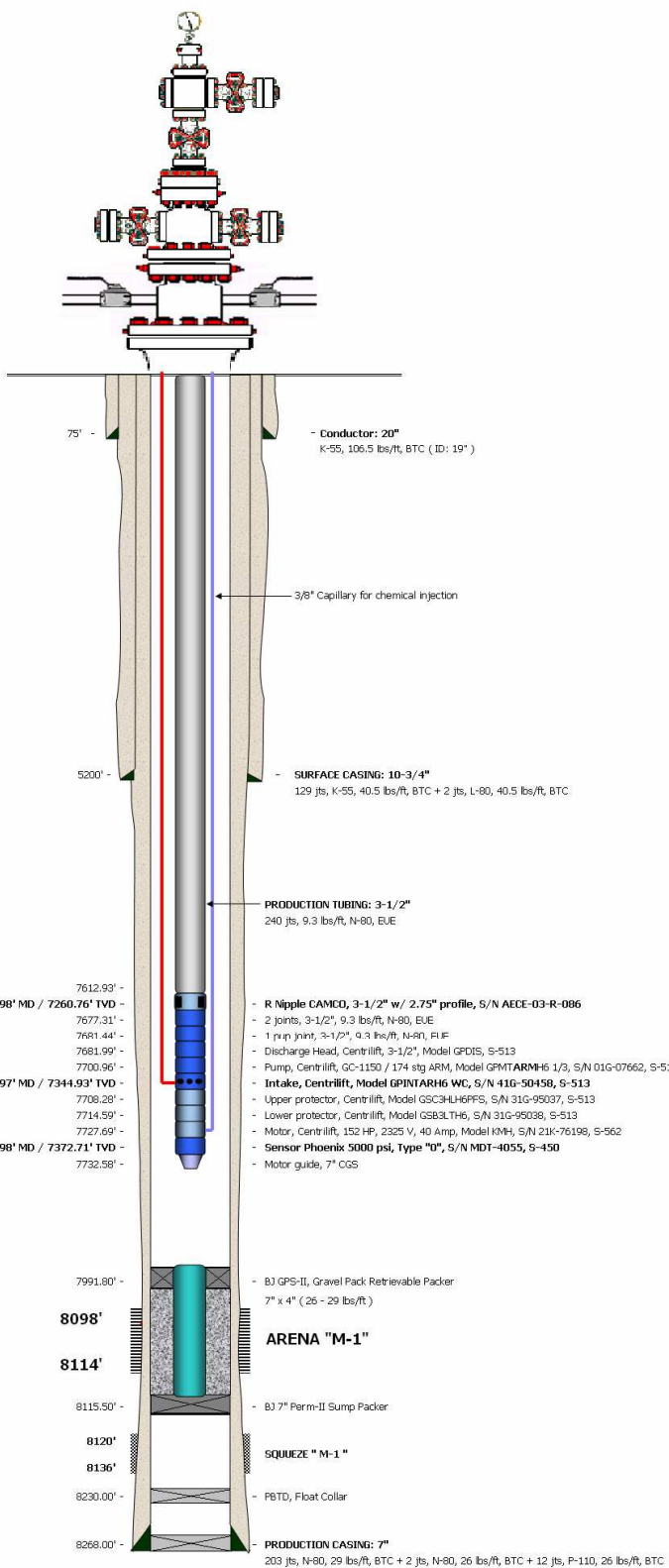
Máxima Inclinación: 21.06° @ 3991' MD / 3789' TVD

COORDENADAS SUPERFICIALES:
 Longitud: 949,768,700 m E
 Latitud: 9,980,733,300 m N

CABEZAL STREAMLID:
 Sección "A": 10-3/4" SOW x 11" x 3000 psi
 Sección "B": 11" x 11" x 3000 psi
 Adapter Flange: 3-1/2" EUE x 11" x 3000 psi

Mitad de las perforaciones

8106' MD / 7732.66' TVD



TD : 8268' MD / 7788.65' TVD

ANEXO 3.2

Andes Petroleum Co.

Fanny 18B-49

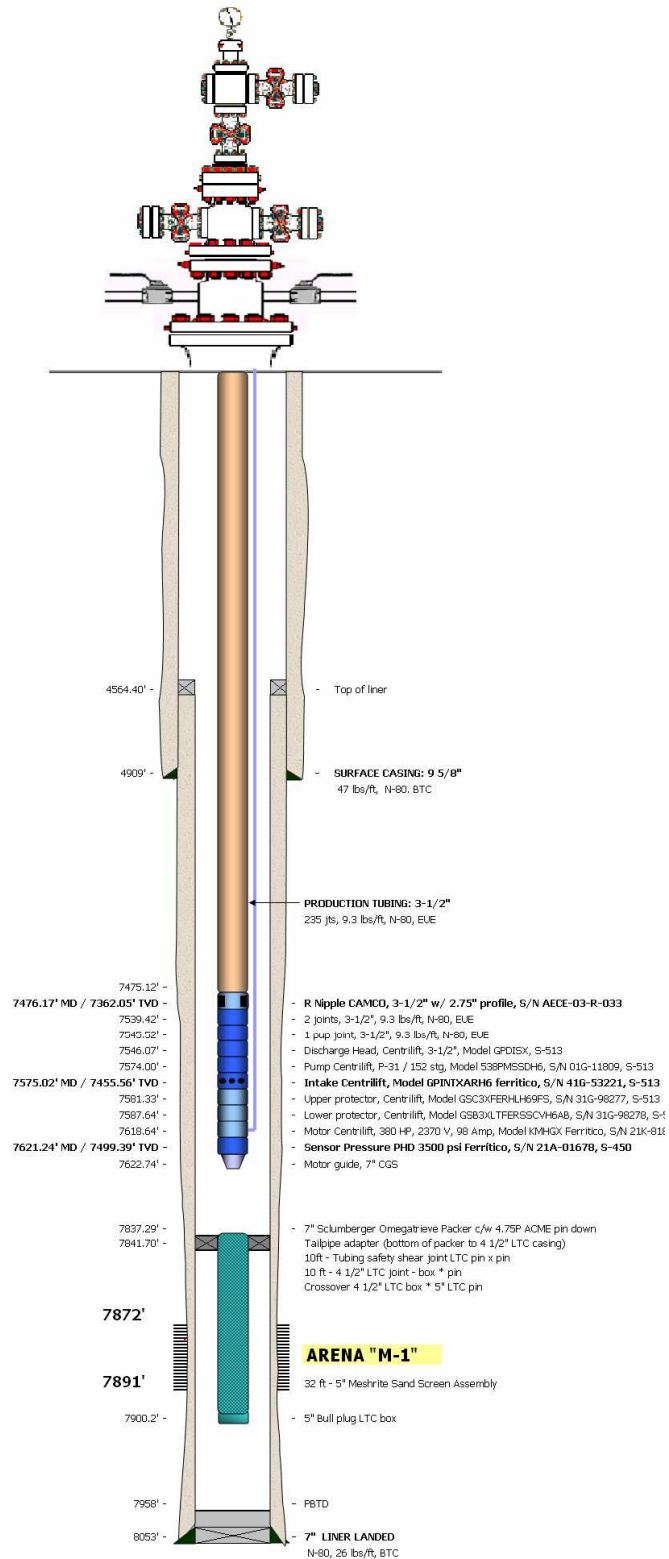
Workover # 3

GL (PIES): 755.31'
 K.B. (PIES): 786.01'
 KB - GL (PIES): 30.70'
 Inicio Workover # 3 : 05-Jan-06
 Fin Workover # 3 : 13-Jan-06
 Rig: 814 Nabors

Máxima Inclinación: 21.369 @ 6224' MD

CABEZAL STREAMLID:
 Sección 'A': 9 5/8" SOW x 11" x 3000 psi
 Sección 'B': 11" x 11" x 3000 psi
 Adapter Flange: 3-1/2" EUE x 11"

Mitad de las perforaciones
 7881.5' MD / 7746.74' TVD

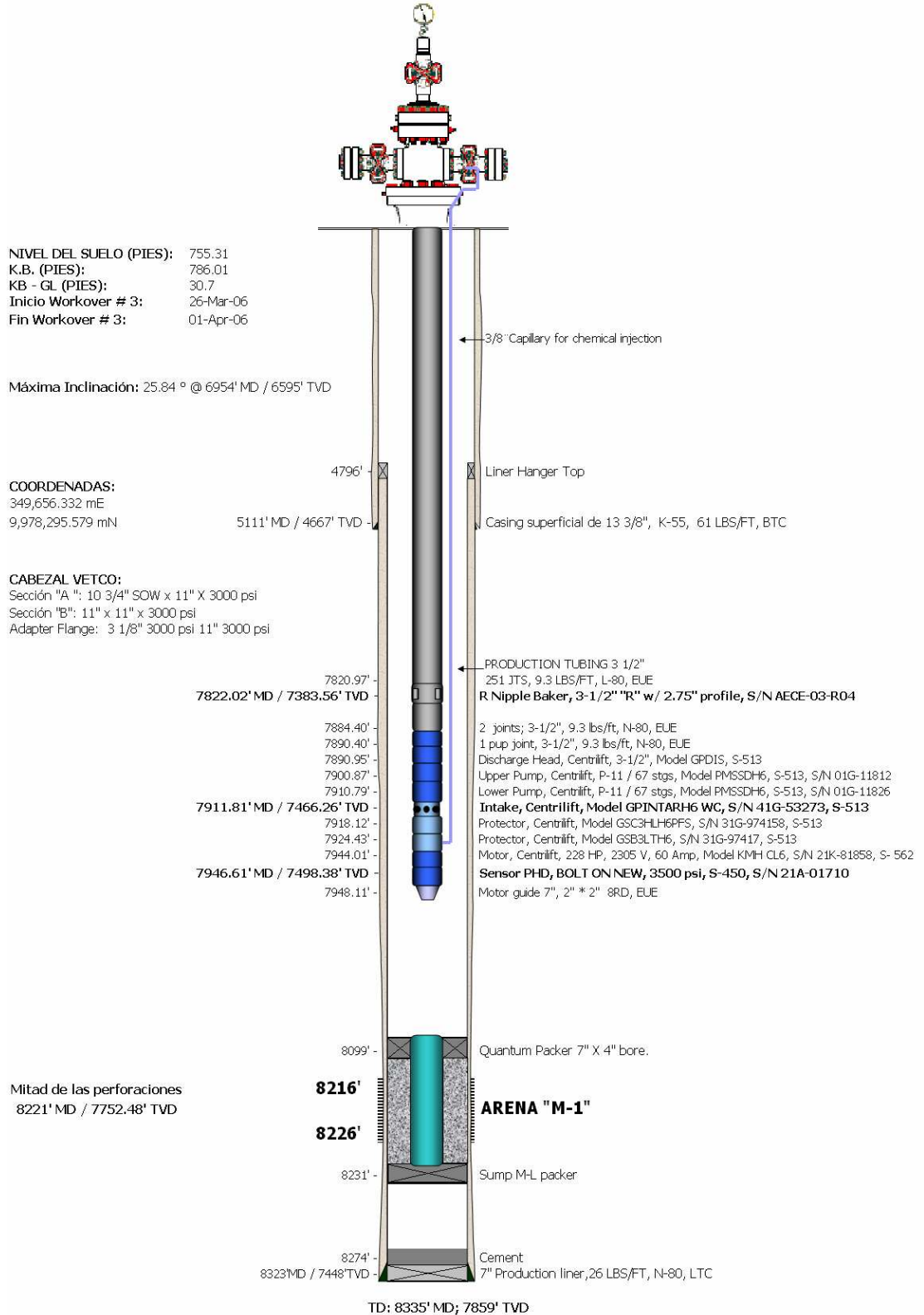


TD : 8055' MD / 7912.5' TVD

ANEXO 3.3

Andes Petroleum Company

Fanny 56 ST-1
Workover # 3



ANEXO 3.4

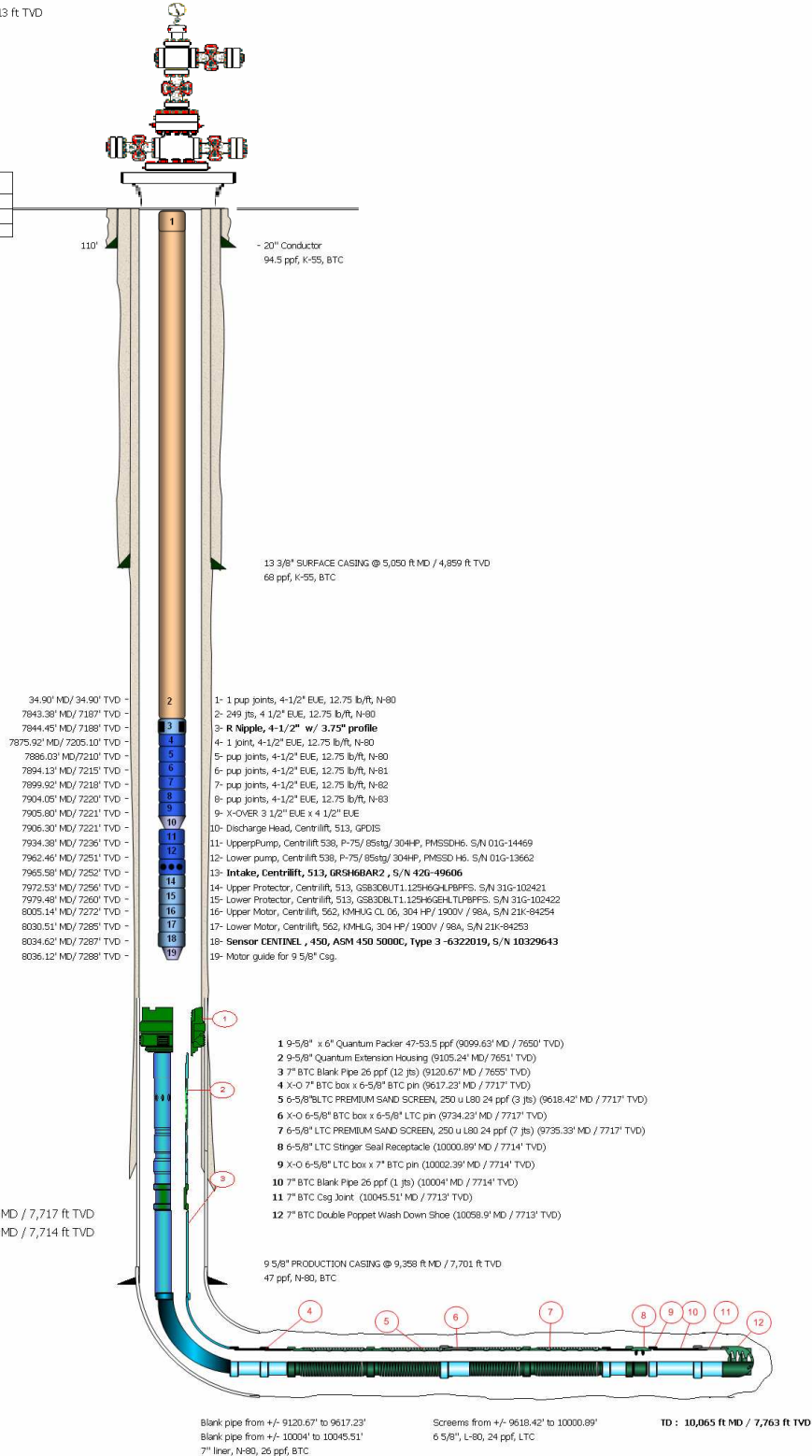


ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. CURRENT DOWN HOLE SCHEMATIC

WELL NAME:	Fanny 18B-19H	LOCATION:	San Jose Pad	DATE:	14/Aug/07
GL (PIES):	771.06				
K.B. (PIES):	801.1				
KB - GL (PIES)	30.04				

Deviation max: 91.18° @ 10,006 ft MD / 7,713 ft TVD

WELL HEAD INFORMATION / STREAMFLD:	
C Section	4 1/2" x 11" x 3M
B Section	13 5/8" x 11" x 3M
A Section	13 3/8" x 13 5/8" x 3M



Remarks:
All depths related to KB

ANEXO 3.5



ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

Fanny 52
WorKover # 4 Add # 1

GL (PIES): 755.31'
K.B. (PIES): 786.01'
KB - GL (PIES): 30.70'

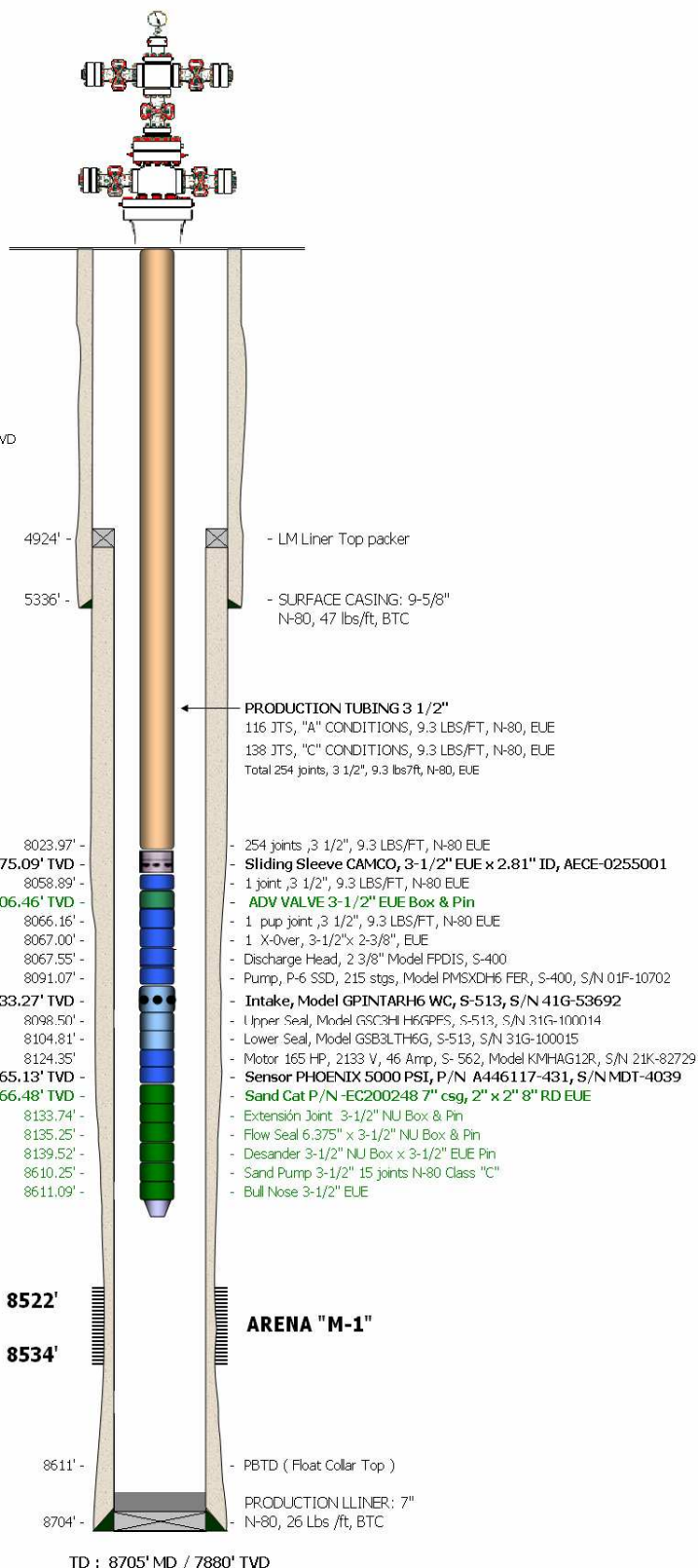
Inicio Completación Inicial: 11-Sep-06
Fin Completación Inicial: 26-Sep-06

Máxima Inclinación: 29.79 ° @ 6135' MD / 5583.75' TVD

COORDENADAS:
349,656.323 m E
9,978,295.579 m N

CABEZAL STREAMFLO:
Sección "A": 9-5/8" SOW x 11" X 3M
Sección "B": 11" x 11" x 3M
Sección "C": 3 1/2" EUE x 11" x 3M

Mitad de las perforaciones
8528' MD / 7721.51' TVD

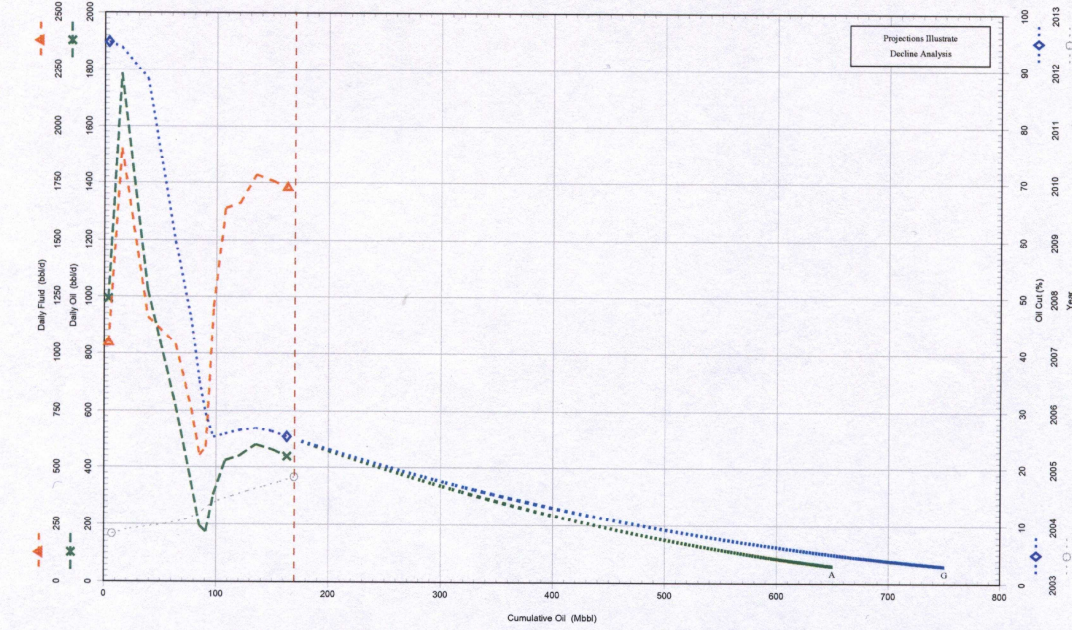
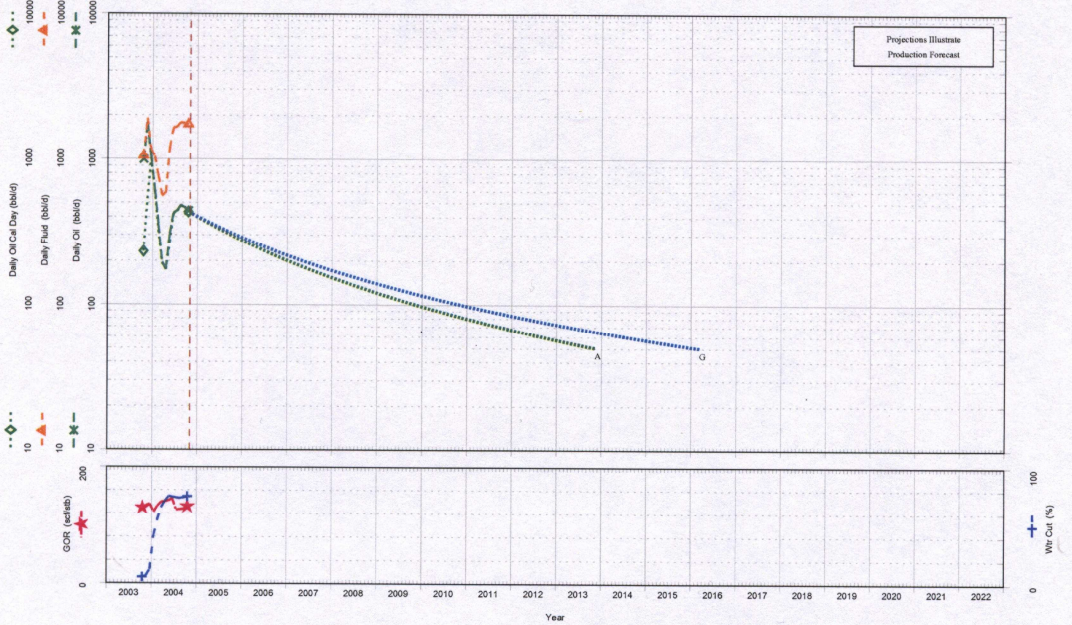


ANEXO 4.1

Historical and Forecast Production FANNY-18B-28:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2004/11/01

Reserves Classification	Reserves (Mbb)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Exponent
Pv Prd — A	650	170	480	24.90%	2.94%	31.8%	0.50
P + P Prd — G	750	170	580	24.90%	2.94%	29.1%	0.60

Average Production Rates (Last 12 months ending 2004/10/31)

Gas : 74.5 Mcf/d 59.0 Mcf/d WGR : >9999.9 bbl/MMcf
Oil : 557.7 bbl/d 442.7 bbl/d GOR : 133.2 scf/stb
On Prod : 335.5 days WC : 62.3 %

Cumulative Production

Oil : 169.6 Mbb Gas : 22.6 MMcf Water : 269.0 Mbb

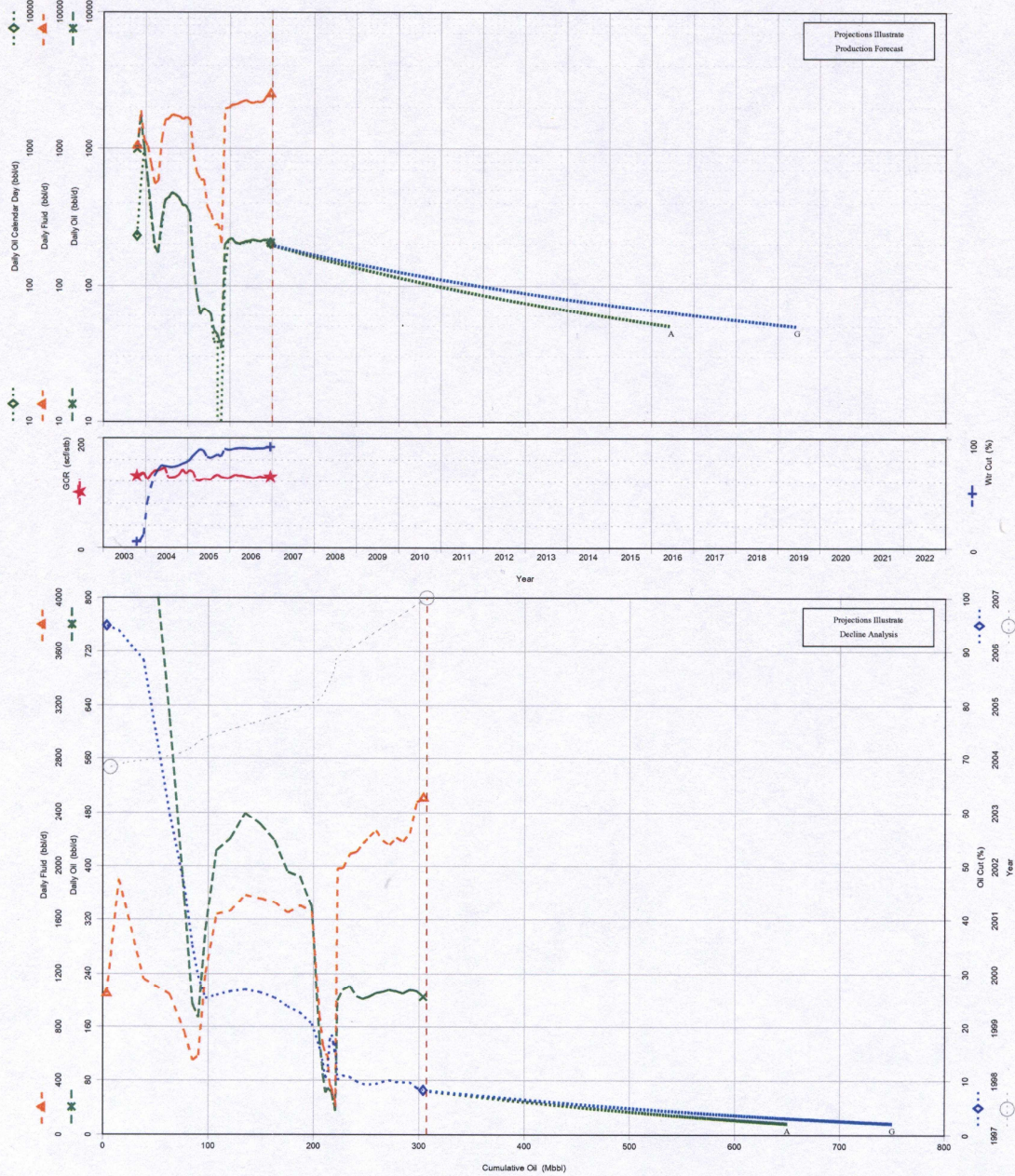
May fluid back to 1482 bbl/d, oil rates increase from 235 bopd on May 15 to 442 bopd on May 22.
FANNY-18B-28:M1
1057020 / Mar 05, 2005

ANEXO 4.2

Historical and Forecast Production FANNY-18B-28:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2007/01/01

Reserves Classification	Reserves (Mbbbl)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Exponent
Pv Prd — A	650	307	343	8.00%	2.04%	17.8%	0.50
P + P Prd — G	750	307	443	8.00%	2.04%	14.9%	0.60

Average Production Rates (Last 12 months ending 2006/12/31)

Gas :	27.0	Mcf/d	26.8	Mcf/cd	WGR :	>9999.9	bbl/MMcf
Oil :	209.7	bbl/d	208.2	bbl/cd	GOR :	128.9	scf/stb
On Prod :	362.3	days			WC :	90.6	%

Cumulative Production

Oil :	307.0	Mbbl	Gas :	40.6	MMcf	Water :	1310.8	Mbbl
-------	-------	------	-------	------	------	---------	--------	------

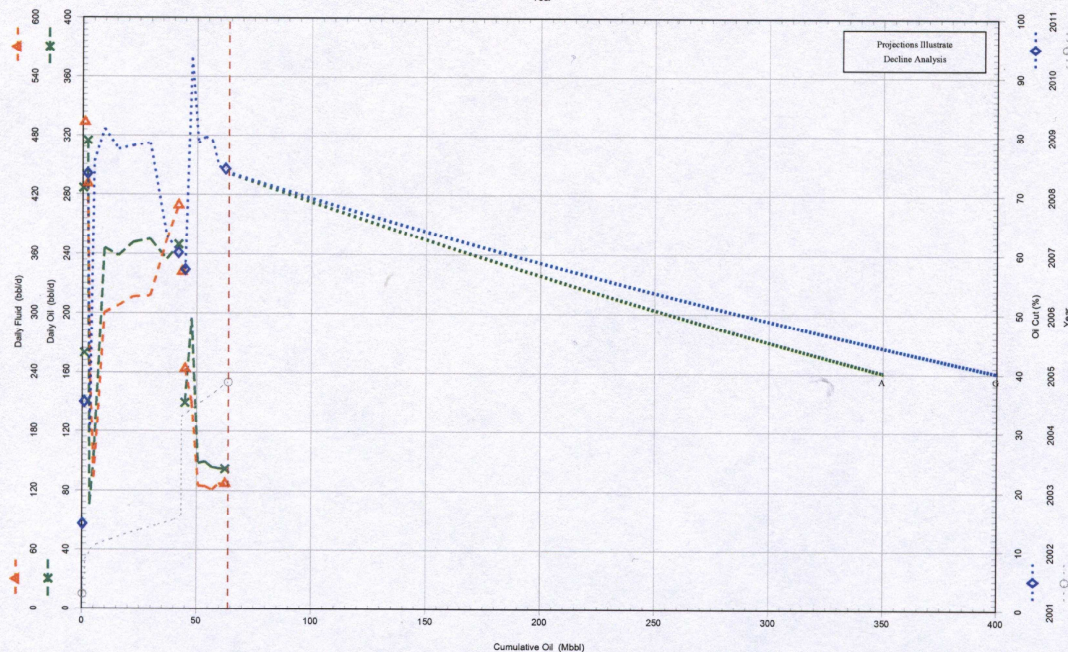
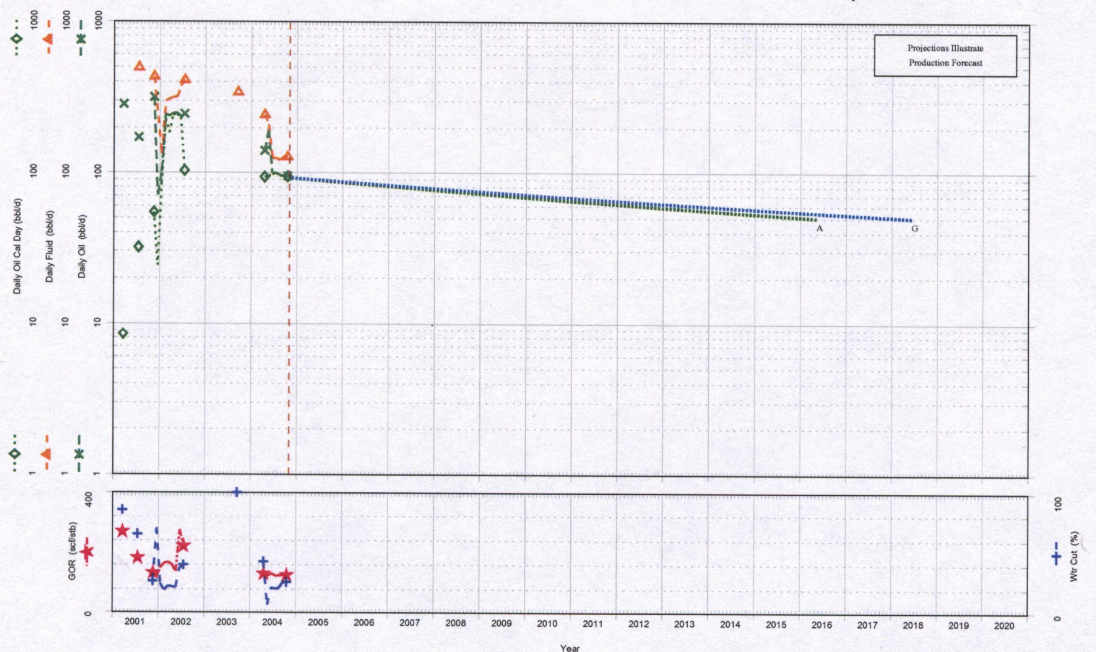
(2004-Jun-03) May fluid back to 1482 bbl/d, oil rates increase from 235 bopd on May 15 to 442 bopd on May 22.
FANNY-18B-28:M1
1078048 / Feb 25, 2007

ANEXO 4.3

Historical and Forecast Production FANNY-18B-52:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2004/11/01

Reserves Classification	Reserves (Mbbl)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Expt
Pv Prd — A	350	64	286	73.50%	40.00%	5.9%	0.50
P + P Prd — G	400	64	336	73.50%	40.00%	5.2%	0.60

Average Production Rates (Last 12 months ending 2004/10/31)

Gas :	14.9	Mcf/d	12.2	Mcf/d	WGR :	2547.8	bbl/MMcf	
Oil :	116.8	bbl/d	95.3	bbl/d	GOR :	127.7	scf/stb	
On Prod :	187.2	days			WC :	24.5	%	
Cumulative Production								
Oil :	63.8	Mbbl	Gas :	10.5	MMcf	Water :	28.3	Mbbl

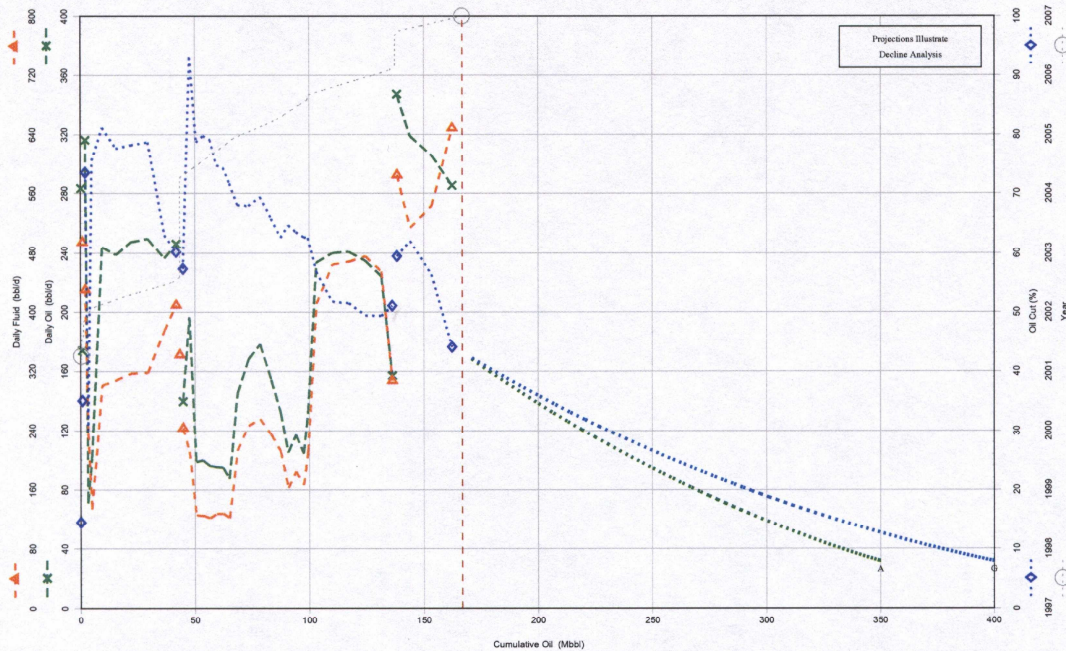
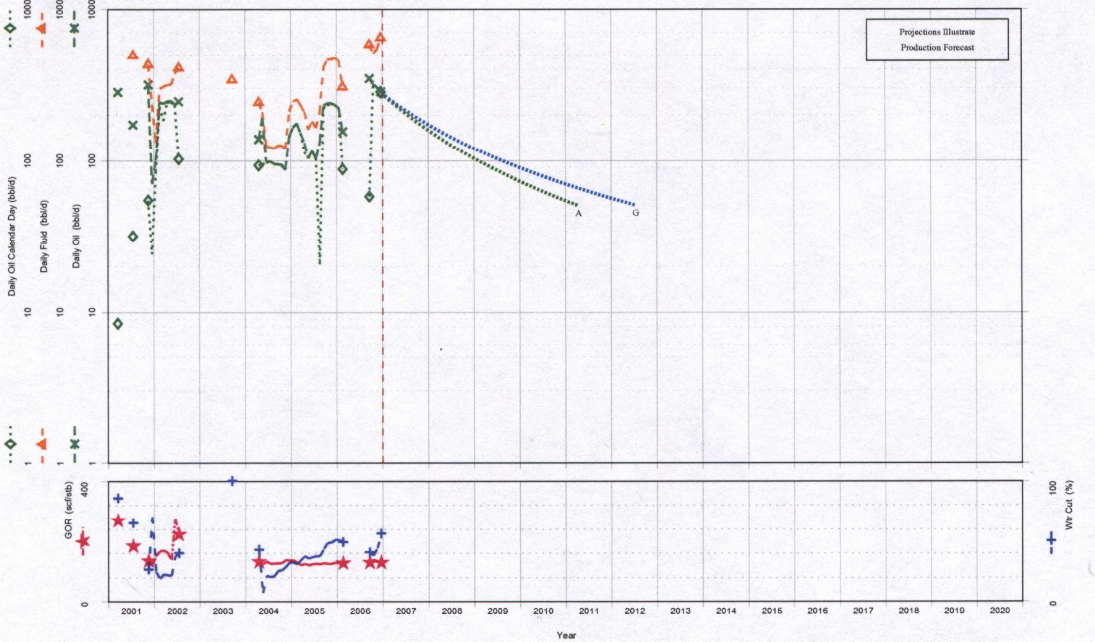
FANNY-18B-52:M1
1057020 / Mar 05, 2005

ANEXO 4.4

Historical and Forecast Production FANNY-18B-52:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2007/01/01

Reserves Classification	Reserves (Mbb)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Exponent
Pv Prd — A	350	167	183	43.00%	7.81%	42.1%	0.50
P + P Prd — G	400	167	233	43.00%	7.81%	37.0%	0.60

Average Production Rates (Last 12 months ending 2006/12/31)

Gas :	35.7	Mcf/d	13.9	Mcf/cd	WGR :	6860.7	bbl/MMcf
Oil :	272.7	bbl/d	105.7	bbl/cd	GOR :	131.5	scf/stb
On Prod :	142.7	days			WC :	47.4	%

Cumulative Production

Oil :	166.8	Mbb	Gas :	23.7	MMcf	Water :	107.7	Mbb
-------	-------	-----	-------	------	------	---------	-------	-----

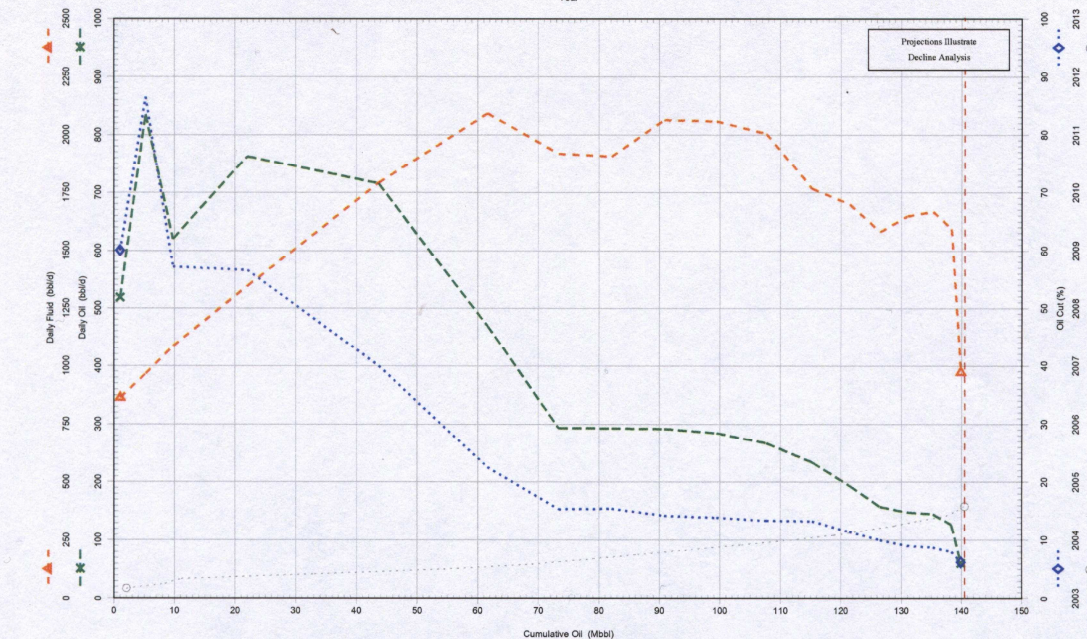
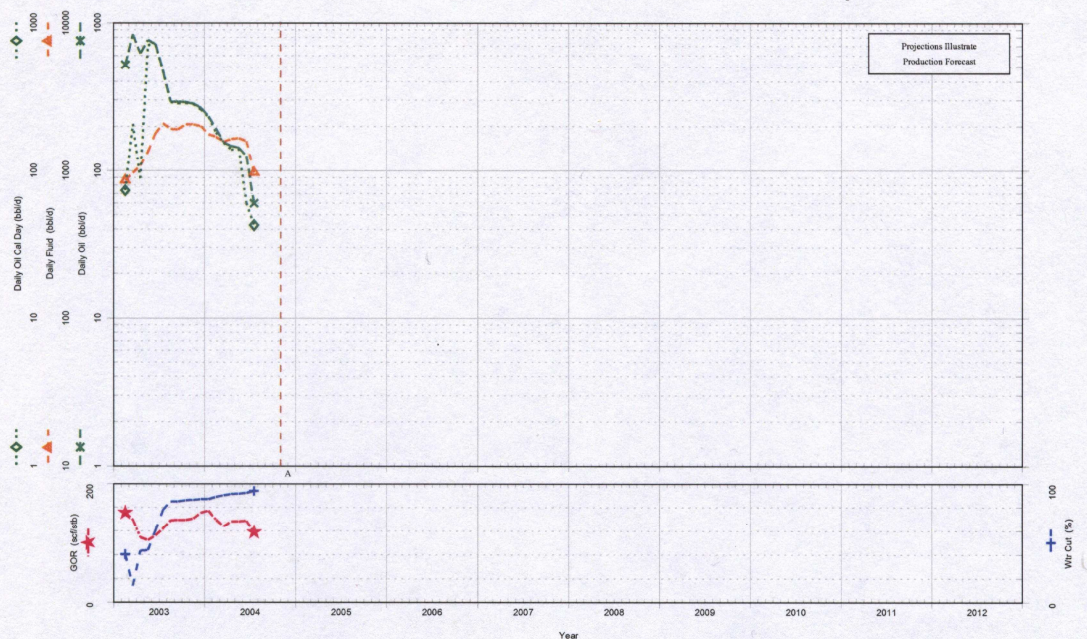
FANNY-18B-52:M1
1078048 / Feb 25, 2007

ANEXO 4.5

Historical and Forecast Production FANNY-18B-58:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2004/11/01

Reserves Classification	Reserves (Mbbbl)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Exponent
Pv Prd — A	141	141	0	5.93%	4.29%	12.0%	0.50

Average Production Rates (Last 12 months ending 2004/07/31)

Gas :	29.0 Mcf/d	27.5 Mcf/d	WGR :	>9999.9 bbl/MMcf
Oil :	206.7 bbl/d	195.7 bbl/d	GOR :	140.4 scf/stb
On Prod :	334.3 days		WC :	87.9 %

Cumulative Production

Oil :	140.5 Mbbbl	Gas :	18.0 MMcf	Water :	622.1 Mbbbl
-------	-------------	-------	-----------	---------	-------------

Last produced July 2004 at 60 BOPD.
FANNY-18B-58:M1
1057020 / Mar 05, 2005

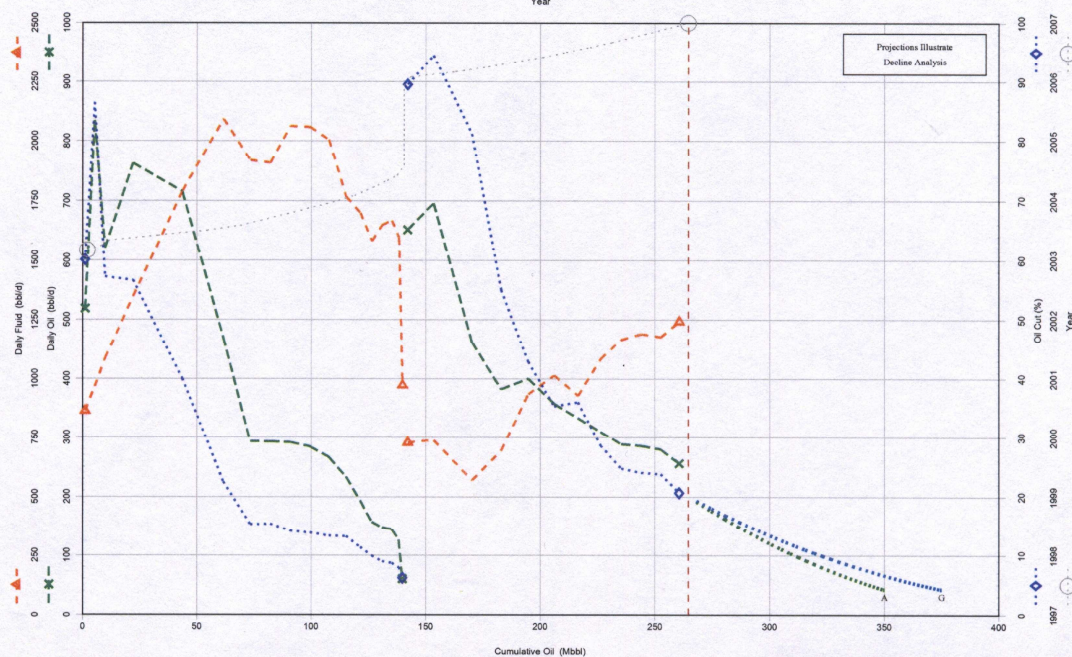
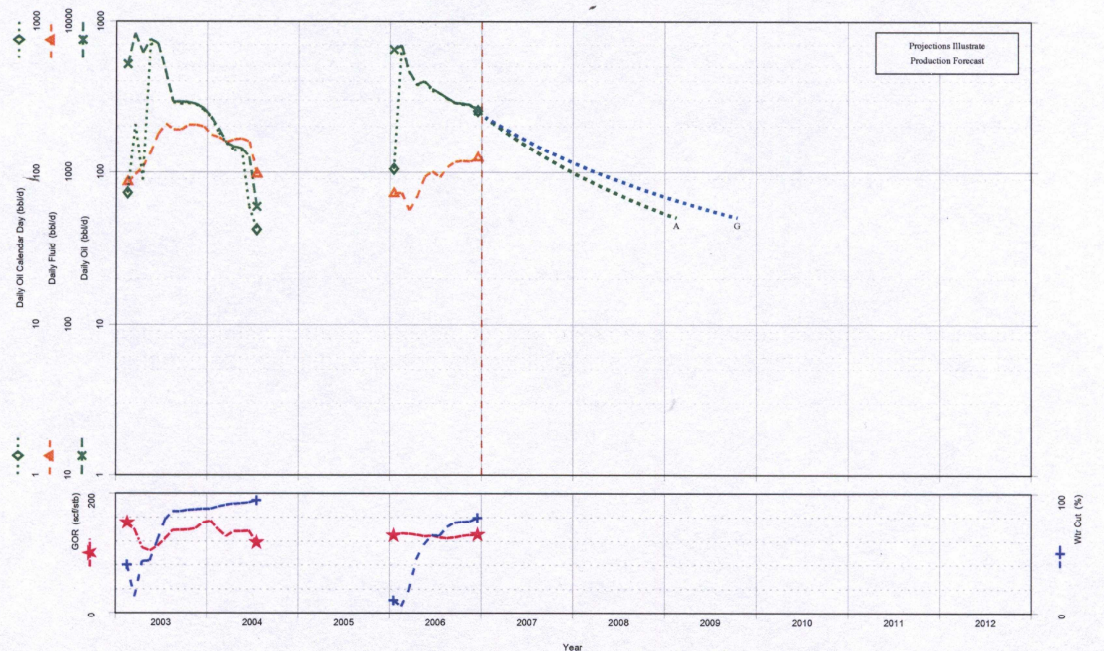
Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd

ANEXO 4.6

Historical and Forecast Production FANNY-18B-58:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2007/01/01

Reserves Classification	Reserves (Mbbl)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Expont
Pv Prd — A	350	265	85	20.00%	4.17%	58.7%	0.50
P + P Prd — G	375	265	110	20.00%	4.17%	52.0%	0.60

Average Production Rates (Last 12 months ending 2006/12/31)

Gas :	50.7	Mcf/d	44.4	Mcf/cd	WGR :	>9999.9	bbl/MMcf
Oil :	390.8	bbbl/d	342.4	bbbl/cd	GOR :	129.7	scf/stb
On Prod :	336.0	days			WC :	62.1	%

Cumulative Production

Oil :	264.5	Mbbl	Gas :	34.1	MMcf	Water :	825.0	Mbbl
-------	-------	------	-------	------	------	---------	-------	------

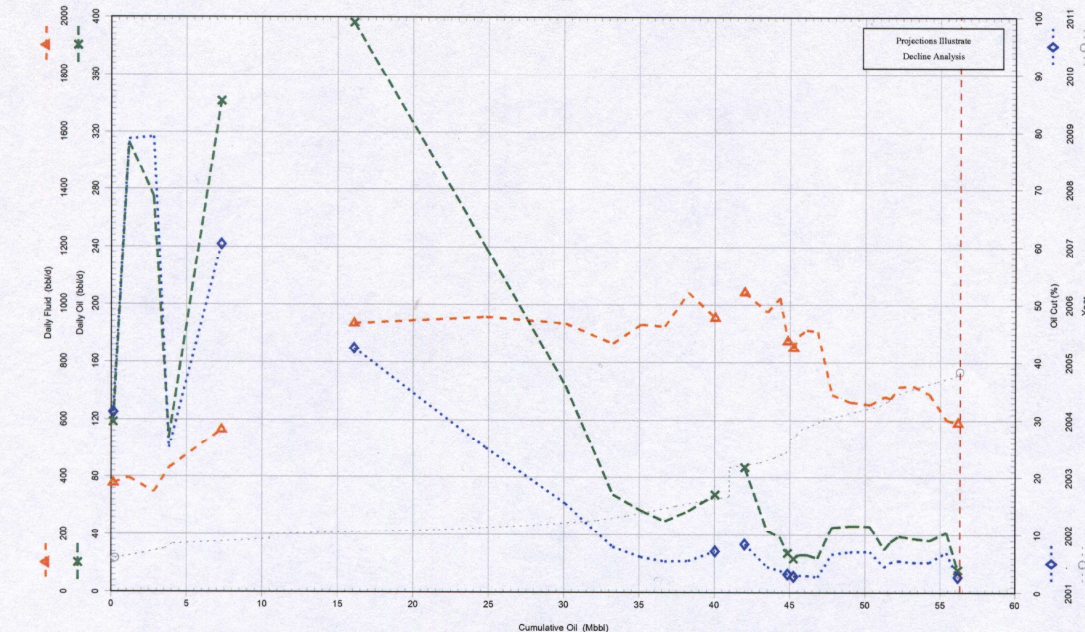
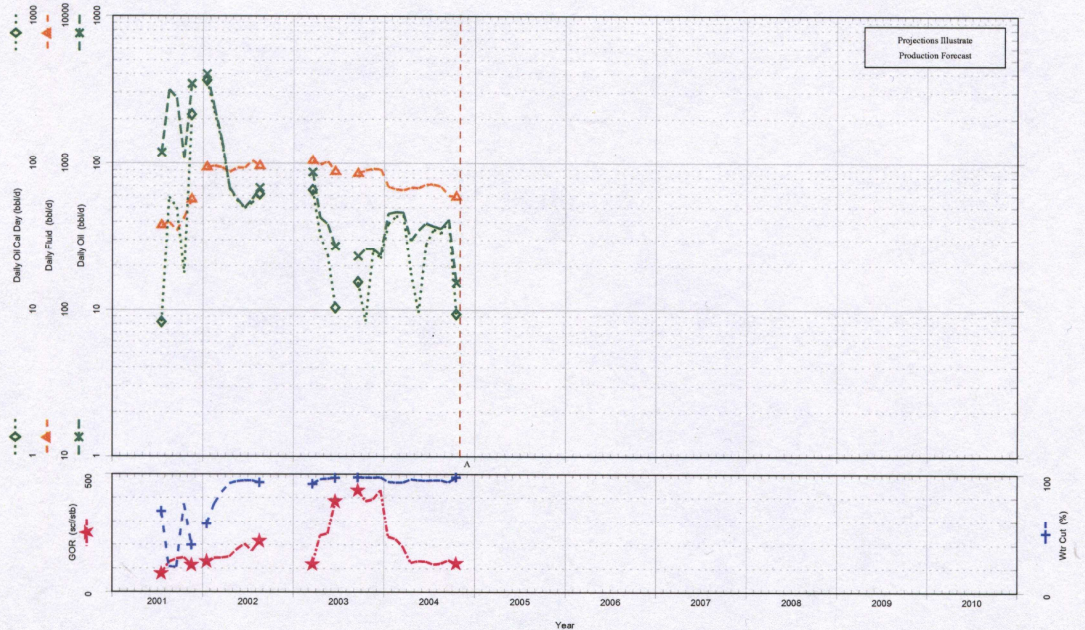
FANNY-18B-58.M1
1078048 / Feb 25, 2007

ANEXO 4.7

Historical and Forecast Production FANNY-18B-59:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2004/11/01

Reserves Classification	Reserves (Mbbbl)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Expt
Pv Prd — A	56	56	0	4.95%	4.62%	18.9%	0.50

Average Production Rates (Last 12 months ending 2004/10/31)

Gas :	6.6	Mcf/d	5.7	Mcf/d	WGR :	>9999.9	bbl/MMcf
Oil :	34.9	bbl/d	29.0	bbl/d	GOR :	197.2	scf/stb
On Prod :	297.5	days			WC :	95.0	%

Cumulative Production

Oil :	56.3	Mbbbl	Gas :	9.0	MMcf	Water :	493.9	Mbbl
-------	------	-------	-------	-----	------	---------	-------	------

Uneconomic at 15 BOPD in October 2004, no remaining reserves.
FANNY-18B-59:M1
1057020 / Mar 05, 2005

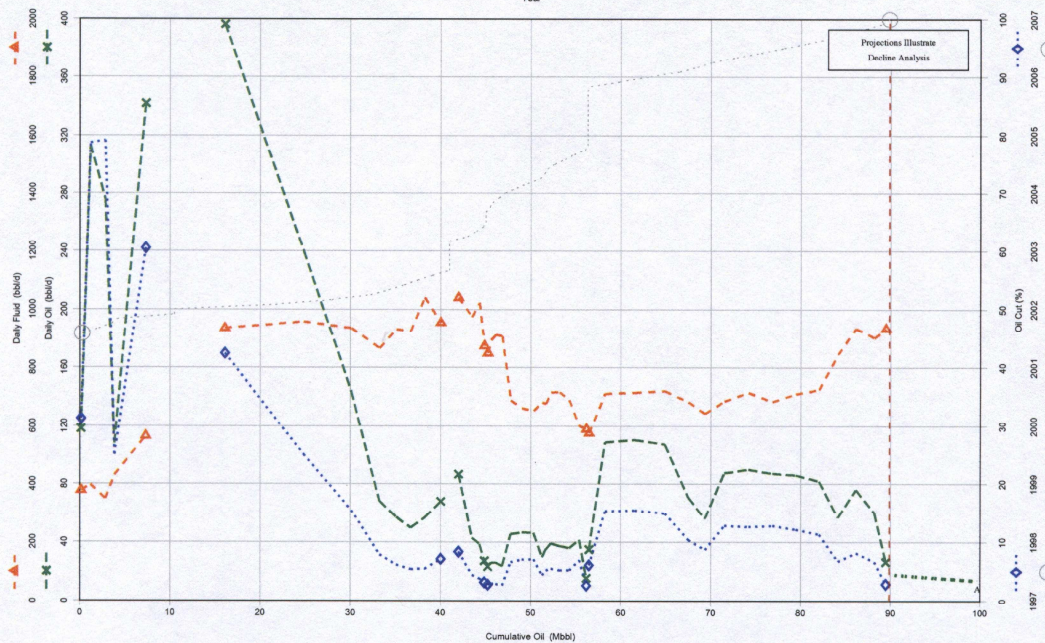
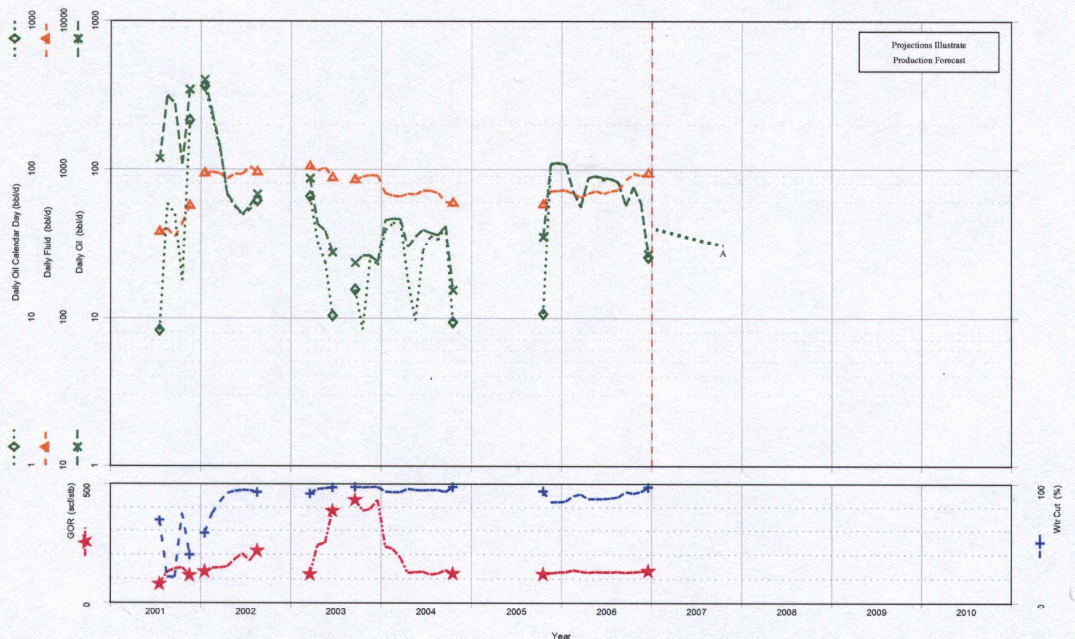
Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd.

ANEXO 4.8

Historical and Forecast Production FANNY-18B-59:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2007/01/01

Reserves Classification	Reserves (Mbbbl)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Exptnt
Pv Prd — A	100	90	10	4.49%	3.37%	29.7%	0.50

Average Production Rates (Last 12 months ending 2006/12/31)

Gas :	9.5 Mcf/d	9.4 Mcf/cd	WGR :	>9999.9 bbl/MMcf
Oil :	73.7 bbl/d	72.9 bbl/cd	GOR :	128.6 scf/stb
On Prod :	360.3 days		WC :	90.4 %
Cumulative Production				
Oil :	89.8 Mbbbl	Gas :	13.3 MMcf	Water : 784.7 Mbbbl

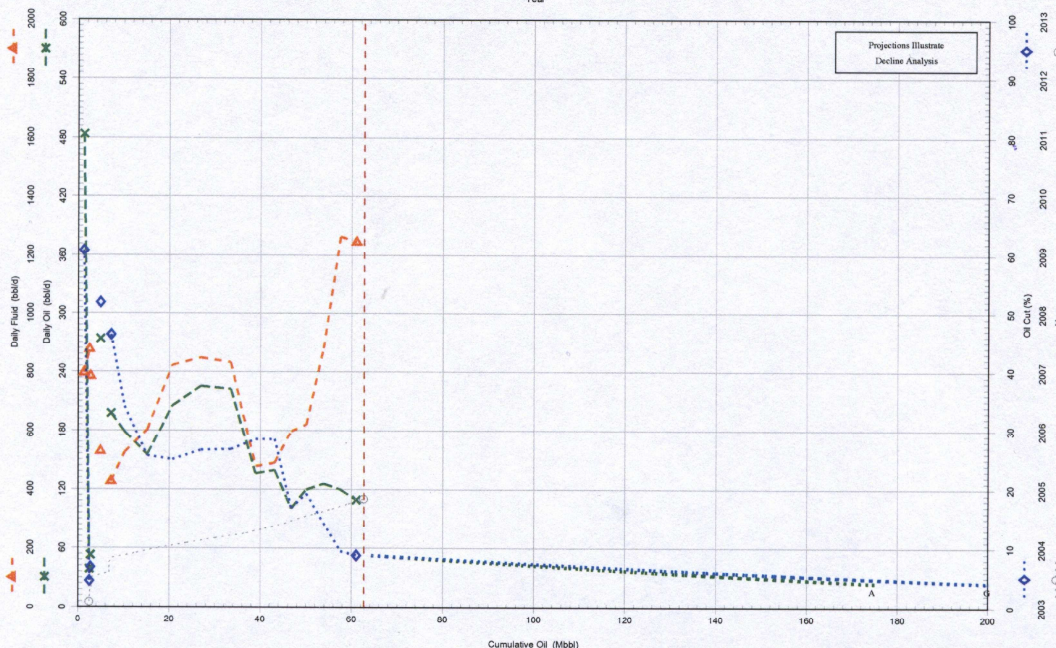
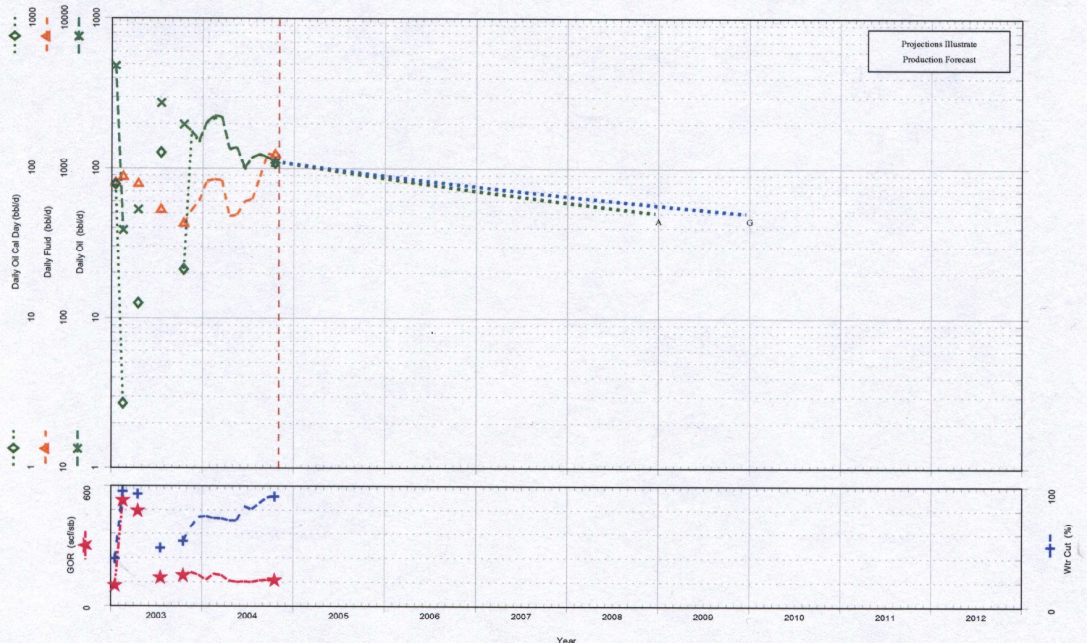
FANNY-18B-59:M1
1078048 / Feb 25, 2007

ANEXO 4.9

Historical and Forecast Production FANNY-18B-63:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2004/11/01

Reserves Classification	Reserves (Mbbbl)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Exponent
Pv Prd — A	175	63	112	8.80%	4.00%	19.8%	0.50
P + P Prd — G	200	63	137	8.80%	4.00%	17.0%	0.60

Average Production Rates (Last 12 months ending 2004/10/31)

Gas : 21.6 Mcf/d 21.3 Mcf/d WGR : >9999.9 bbl/MMcf
 Oil : 152.8 bbl/d 150.9 bbl/d GOR : 141.0 scf/stb
 On Prod : 361.8 days WC : 80.1 %

Cumulative Production

Oil : 62.7 Mbbbl Gas : 8.9 MMcf Water : 235.2 Mbbbl

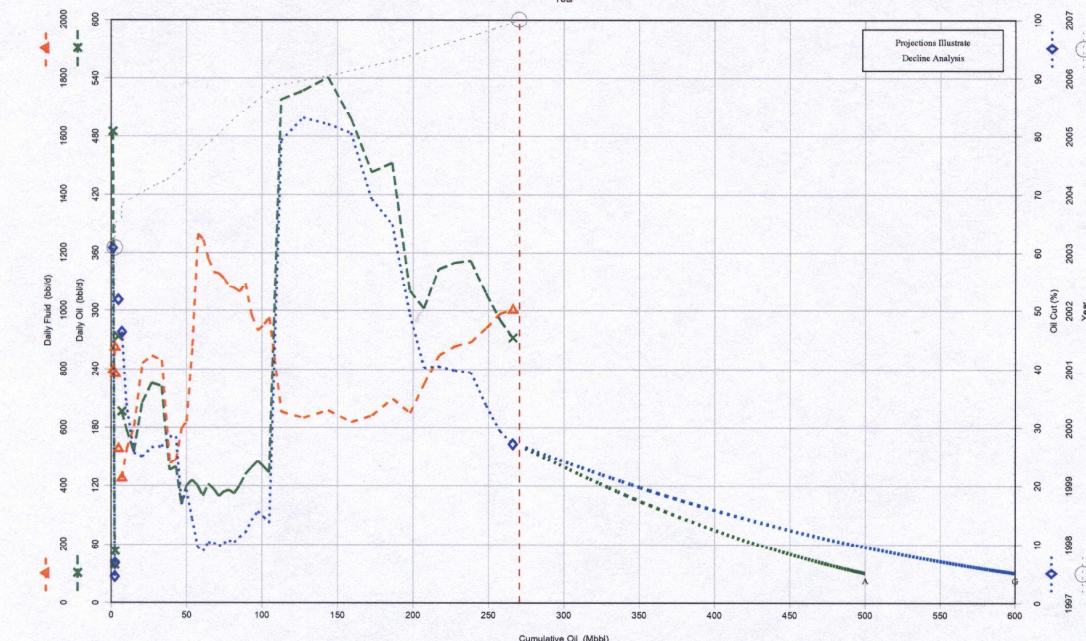
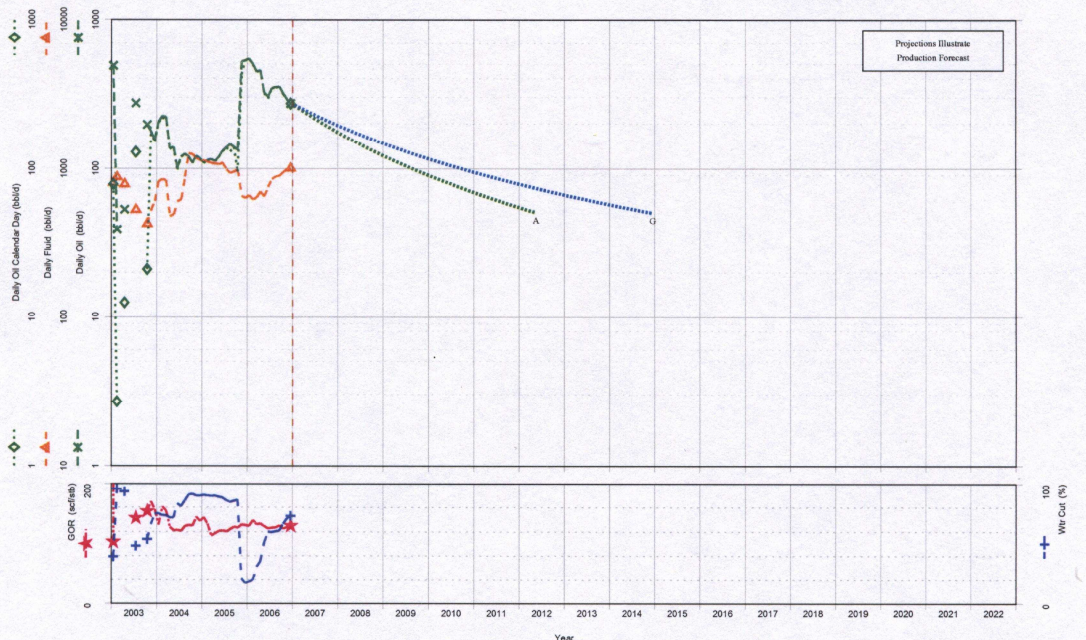
FANNY-18B-63:M1
1057020 / Mar 05, 2005

ANEXO 4.10

Historical and Forecast Production FANNY-18B-63:M1

Property : Tarapoa Block
Well Name :

Regulatory Field :
Regulatory Pool :
Operator :



Decline Analysis Summary @ 2007/01/01

Reserves Classification	Reserves (Mbbbl)			Oil Cut %		Decline	
	Ultimate	Cum Prd	Remain	Initial	Final	Initial	Exponent
Pv Prd — A	500	270	230	27.00%	5.00%	35.4%	0.50
P + P Prd — G	600	270	330	27.00%	5.00%	28.2%	0.60

Average Production Rates (Last 12 months ending 2006/12/31)

Gas :	48.5	Mcf/d	48.2	Mcf/cd	WGR :	8795.8	bbl/MMcf	
Oil :	373.2	bbl/d	370.6	bbl/cd	GOR :	130.0	scf/stb	
On Prod :	362.3	days			WC :	53.3	%	
Cumulative Production								
Oil :	270.3	Mbbl	Gas :	35.8	MMcf	Water :	726.5	Mbbl

FANNY-18B-63:M1
1078048 / Feb 25, 2007