

**REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE
ARENA EN LOS POZOS DEL CAMPO PALAGUA**

PAULO CÉSAR CORTÉS ROJAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2005

**REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE
ARENA EN LOS POZOS DEL CAMPO PALAGUA**

PAULO CÉSAR CORTÉS ROJAS

Trabajo de Grado en modalidad práctica empresarial presentado como
requisito parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Director:

EDELBERTO HERNÁNDEZ

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PALAGUA	3
1.1. RESEÑA HISTÓRICA	3
1.2. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	4
1.3. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	6
1.3.1. Geología	6
1.3.2. Formaciones Productoras	7
1.3.3. Mecanismo de Producción	8
2. ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO PALAGUA	9
2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO	9
2.1.1. Tipo de Levantamiento Artificial	9
2.1.2. Líneas de Flujo (Colectores)	11
2.1.3. Manejo del Crudo	12
2.2. FACILIDADES DE SUPERFICIE	15
2.2.1. Batería 1 ó Batería Principal	15
2.2.2. Estación 2	20
2.2.3. Estación 3	23
2.2.4. Estación 4	24
2.3. PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA – PIA	26
2.4. MANEJO DE GAS	31
3. FISURAS DE TUBERÍA EN LOS POZOS DEL CAMPO PALAGUA	32

3.1. SERVICIOS AÑO 2001	34
3.2. SERVICIOS AÑO 2002	41
3.3. SERVICIOS AÑO 2003	47
3.4. SERVICIOS AÑO 2004	54
4. RAZONES DEL ABANDONO DE POZOS	66
5. CONTROL DE ARENAMIENTO EN POZOS ABANDONADOS	77
5.1. POZO PAL-33	78
5.2. POZO PAL-116	81
5.3. POZO PAL-155	86
5.4. POZO PAL-160	88
5.5. POZO PAL-169	93
5.6. POZO PAL-193	96
6. ESTADO ACTUAL DE POZOS EMPAQUETADOS CON GRAVA	101
7. ANÁLISIS DE ARENAMIENTO EN POZOS CON LINER	105
7.1. POZO PAL-008	106
7.2. POZO PAL-010	107
7.3. POZO PAL-019	108
7.4. POZO PAL-027	108
7.5. POZO PAL-028	109
7.6. POZO PAL-029	110
7.7. POZO PAL-043	110
7.8. POZO PAL-046	111
7.9. POZO PAL-067	112
7.10. POZO PAL-093	112
7.11. POZO PAL-096	113
7.12. POZO PAL-101	114

7.13. POZO PAL-113	115
7.14. POZO PAL-114	115
7.15. POZO PAL-116	116
7.16. POZO PAL-122	117
7.17. POZO PAL-128	118
7.18. POZO PAL-145	119
7.19. POZO PAL-148	120
7.20. POZO PAL-156	120
7.21. POZO PAL-160	121
7.22. POZO PAL-161	122
7.23. POZO PAL-164	123
7.24. POZO PAL-167	124
7.25. POZO PAL-176	124
7.26. POZO PAL-179	125
7.27. POZO PAL-186	126
7.28. POZO PAL-188	126
7.29. POZO PAL-189	127
8. CONCLUSIONES	129
9. RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFÍA	137

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización General del Campo Palagua	5
Figura 2. Unidad de Bombeo Balanceada por aire	10
Figura 3. Unidad de bombeo convencional	10
Figura 4. Sistema de Colectores Para Pozos	11
Figura 5. Diagrama del Proceso de las Baterías	14
Figura 6. Área de múltiple de Recibo, separadores y Tratadores	16
Figura 7. Área de Tanques	17
Figura 8. Esquema de la Batería 1	18
Figura 9. Área de Bombas de Transferencia a Estación Vasconia	20
Figura 10. Separador API en Estación 2	21
Figura 11. Panorámica Estación 2	21
Figura 12. Tanques de la Estación 3	23
Figura 13. Zona de tanques de la Estación 4	24
Figura 14. Separador API General	26
Figura 15. Planta de inyección de agua (PIA)	28
Figura 16. Esquema de la Planta de Inyección de Agua	30
Figura 17. Piscinas de Almacenamiento de Agua Industrial	31
Figura 18. Tubería de producción con y sin ancla	33
Figura 19. Aporte de arena en el P-008	106
Figura 20. Aporte de arena en el P-010	107
Figura 21. Aporte de arena en el P-019	108
Figura 22. Aporte de arena en el P-027	109
Figura 23. Aporte de arena en el P-028	110
Figura 24. Aporte de arena en el P-046	111

Figura 25. Aporte de arena en el P-067	112
Figura 26. Aporte de arena en el P-093	113
Figura 27. Aporte de arena en el P-096	114
Figura 28. Aporte de arena en el P-113	115
Figura 29. Aporte de arena en el P-114	116
Figura 30. Aporte de arena en el P-116	117
Figura 31. Aporte de arena en el P-122	117
Figura 32. Aporte de arena en el P-128	118
Figura 33. Aporte de arena en el P-145	119
Figura 34. Aporte de arena en el P-148	120
Figura 35. Aporte de arena en el P-156	121
Figura 36. Aporte de arena en el P-160	122
Figura 37. Aporte de arena en el P-161	123
Figura 38. Aporte de arena en el P-164	123
Figura 39. Aporte de arena en el P-167	124
Figura 40. Aporte de arena en el P-176	125
Figura 41. Aporte de arena en el P-179	126
Figura 42. Aporte de arena en el P-188	127
Figura 43. Aporte de arena en el P-189	128

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Secuencia de Formaciones	8
Tabla 2. Relación de pozos según su estado	12
Tabla 3. Operaciones de las Baterías de Procesamiento de Fluidos	14
Tabla 4. Infraestructura Batería 1	17
Tabla 5. Pozos activos de la batería 1	19
Tabla 6. Pozos activos de la batería 2	22
Tabla 7. Pozos activos de la batería 4	25
Tabla 8. Parámetros de operación de la PIA	29
Tabla 9. Químicos usados en el tratamiento del agua residual	29
Tabla 10. Servicios año 2001.	40
Tabla 11. Servicios año 2002.	46
Tabla 12. Servicios año 2003.	53
Tabla 13. Servicios año 2004.	62
Tabla 14. Frecuencia en cambio de tubería.	64
Tabla 15. Razones del Abandono	68
Tabla 16. Resumen razones del abandono	75
Tabla 17. Pruebas de producción Pal-33	80
Tabla 18. Pruebas de producción Pal-116	86
Tabla 19. Pruebas de producción Pal-160	93
Tabla 20. Pruebas de producción Pal-169	96
Tabla 21. Pruebas de producción Pal-193	97
Tabla 22. Resultados de los trabajos de control de arena	99
Tabla 23. Condición actual del liner pozos campo Palagua	102

RESUMEN

TÍTULO: REVISIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE ARENA EN LOS POZOS DEL CAMPO PALAGUA *

AUTOR: PAULO CÉSAR CORTÉS ROJAS **

PALABRAS CLAVES: Control de Arena, Liner, Empaquetamiento con Grava, Presión de screen out, Ancla de Tubería, Niple Silla, Completamiento.

DESCRIPCIÓN:

Muchos trabajos de workover efectuados en los campos petroleros son debido a la necesidad de limpiar la arena que se va acumulando en los pozos, para así aumentar la producción y reducir la arena que alcanza a ser producida con el crudo ocasionando daños en bombas de subsuelo y de superficie, acumulaciones de arena en los tanques de almacenamiento, etc. Se han diseñado muchos métodos para controlar la arena, entre los cuales se encuentran mecanismos de puenteo (liner screen y ranurado), empaquetamientos con grava, empaquetamientos con resinas y cáscaras de coco, consolidación química con resinas, y mallas preempacadas.

En el campo Palagua los métodos de control en un principio se basaron en el TEXFRAC y el TEXPAC (Fracturamiento y Empaquetamiento de la Texas Petroleum Company). Desafortunadamente, se encontró que en la mayoría de los pozos abandonados, luego de ser estimulados con TEXFRAC, comenzaron a producir grandes cantidades de arena presentando problemas en el bombeo, y además en ocasiones se determinó un incremento en el volumen de producción de agua.

La velocidad de bombeo de un pozo (SPM) y la presión en el anular son factores importantes a la hora de controlar la entrada de arena a los pozos. Al aumentar drásticamente los SPM y al disminuir la presión del revestimiento es más factible que se presenten estos arenamientos. El rozamiento entre el revestimiento y la tubería de producción, debido al grado de desviación y a la ausencia de ancla de tubería, puede generar fisuras en el revestimiento que facilitan la entrada de arena.

* Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director de Proyecto: Edelberto Hernández

ABSTRACT

TITLE: REVISION AND ANALYSIS OF THE SAND PRODUCTION PROBLEMS IN THE WELLS OF THE PALAGUA FIELD *

AUTHOR: PAULO CÉSAR CORTÉS ROJAS **

KEYWORDS: Sand Control, Liner, Sand Gravel Packing, Screen out Pressure, Tubing Anchor, Seating Nipple, Completion.

DESCRIPTION:

Many workover operations made in the oil fields are due to the necessity of cleaning the sand that accumulates in the wells, in order to increase the production and to reduce the sand that is produced with the crude oil causing damages in underground and in surface pumps, accumulations of sand in the storage tanks, etc. Many methods of sand control have been designed, among them they are screening mechanisms (screen liner and slotted liner), sand gravel packing, resins and coconut shells packing, chemical consolidation with resins, and prepacked meshes.

In the Palagua field the control methods in the beginning were based on the TEXFRAC and the TEXPAC (Fracturing and Packing of the Texas Petroleum Company). Unfortunately, it was found that in most of the abandoned wells, after being stimulated with TEXFRAC, they began to produce big quantities of sand presenting problems during the pumping, and also in occasions an increase was determined in the water production volume.

The well pumping speed (SPM) and the pressure in the annular space are important factors when controlling the wells sand entrance. When increasing the SPM drastically and when reducing the pressure of the casing it is more feasible than these sand problems are occur. The friction between the casing and the tubing, due to the deviation grade and to the absence of pipe anchor can generate fissures in the casing that facilitate the sand entrance.

* Degree Work

** Physics – Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Degree Work Director: Edelberto Hernández

INTRODUCCION

En la industria petrolera una parte esencial, para el estudio y mejoramiento de los diversos procesos que en ella se realizan, está dirigida hacia el conocimiento y manejo de las diferentes áreas vinculadas a la extracción, explotación y venta tanto del crudo como de sus derivados. Al hablar de esto se hace referencia al dominio de las actividades que se realizan cotidianamente en un campo de explotación de crudo y además del manejo que se le da a aquellas que se puedan presentar esporádicamente y que son consideradas imprevistas.

La producción de arena en pozos de gas o de petróleo es uno de los problemas más comunes en la industria de la producción del petróleo. Se han diseñado muchos métodos para su control, los cuales han tenido éxito hasta cierto punto, pero la gran variedad de las condiciones de los pozos, en las diferentes áreas, hacen que este éxito sea relativo. Los métodos ensayados para control de arenas van desde cañoneos de los intervalos productores con desintegrables para control de arenas (Sand control jet) y balas especiales (Cluster shot), empaquetamientos de liner con grava, empaquetamientos con cáscaras de coco y resina, hasta el uso de resinas para consolidación de arenas.

Por otra parte, en los campos petroleros donde se maneja bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, es muy común encontrar que la tubería presenta fisuras a causa de la fricción entre la tubería de producción y las paredes del revestimiento, ya sea por el ángulo de desviación del pozo

o por el hecho de estar la tubería operando en ausencia de un ancla de tubería que minimice el pandeo presente durante los movimientos ascendentes y descendentes de la sarta de bombeo dentro de la tubería de producción. Con respecto a esto se tomaron en cuenta las profundidades en las que se encontraron dichas fisuras para observar si en cada uno de los pozos implicados se presentaba este problema a profundidades semejantes, y en el caso de los pozos desviados, observar si se presentaba cerca de la desviación máxima. Igualmente, es importante identificar en que lugares se está presentado el rozamiento entre la sarta de producción y el revestimiento, ya que la fricción también puede afectar el revestimiento generando, de la misma forma, fisuras por las que puedan entrar fluidos de otras formaciones y con ellos arena que contribuye al arenamiento de los pozos.

Luego de realizar una revisión detallada de las diferentes características de las sargas de liner de cada uno de los pozos productores del campo Palagua y de analizar el comportamiento de la entrada de arena al pozo después de la instalación del liner, según los trabajos de chequeo de fondo y limpieza reportados en los well file y en los tour report, se pudo observar que en algunos este método de control de arena tuvo resultados satisfactorios durante los primeros años después de la instalación pero al pasar de los años la cantidad de arena que entraba iba aumentando ayudada por el aumento en las velocidades de bombeo de las unidades mecánicas (incremento en los SPM).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PALAGUA

1.1. RESEÑA HISTORICA

El campo Palagua fue descubierto por la compañía Texas Petroleum Company en el año de 1954, con la perforación del pozo Palagua-1. La perforación de este pozo comenzó el 4 de Noviembre de 1954, y alcanzó una profundidad de 5774', fue completado el 30 de Noviembre del mismo año como productor de petróleo de la formación Guaduas, produciendo en la prueba oficial 427 BOPD y un °API de 18.2. La Concesión Palagua 638 inició el periodo de explotación el 8 de Noviembre de 1956 hasta el 7 de Noviembre de 1986, fecha en la cual fue entregada a ECOPETROL.

Entre los años 1991-1992 ECOPETROL perforó los pozos Palagua-194 y Palagua-195 completando un total de 188 pozos terminados oficialmente, de los cuales (88 eran pozos activos, 22 productores inactivos, 4 inyectores de agua, y 74 abandonados definitivamente). En 1992 se realizó el segundo piloto de inyección de vapor en 5 pozos del bloque 145, sin obtenerse buenos resultados, ya que en los pozos se presentó un incremento considerable del corte de agua.

En el año de 1994 se construye y pone en funcionamiento la Planta de Inyección de Aguas residuales (PIA), con capacidad para 12000 bls. Como parte del proyecto de inyección de las aguas residuales producidas en el campo. En el año de 1996 se ocurre un incendio en la Batería principal que la destruye en gran parte, y se inicia de inmediato su reconstrucción.

Con ocasión del vencimiento del plazo en 1986 y mediante resolución No 293 de Noviembre del mismo año se dio la reversión pasando al estado Colombiano, para ser administrado por ECOPETROL, hasta el año 2001. En el proceso de adjudicación de campos para producción incremental adelantado por ECOPETROL en el año 2000, se firma el Contrato de Producción Incremental (CPI) Palagua con la Unión Temporal Ismocol – Joshi – Parko (UT-IJP), el cual fue realizado el 20 de Diciembre de 2000. El contrato dio inicio el 14 de Julio del 2001 momento en el cual la Unión Temporal asumió las funciones de Operador del CPI PALAGUA y las que a la fecha continua desarrollando, y que además se extiende hasta por 21 años.

En el segundo semestre del año 2003 se culminó la perforación por parte de la Unión Temporal IJP de tres pozos de desarrollo (desviados) con el fin de llegar a zonas de este yacimiento que hasta el momento no habían sido drenadas, los cuales estaban incluidos dentro del programa de inversiones que debía realizar dicha empresa operadora dentro del contrato de producción incremental. Estos pozos fueron el P-196 completado oficialmente en Mayo 4 del 2003, el P-197 completado oficialmente en Julio 25 del 2003 y el P-198 completado oficialmente en Junio 19 del 2003.

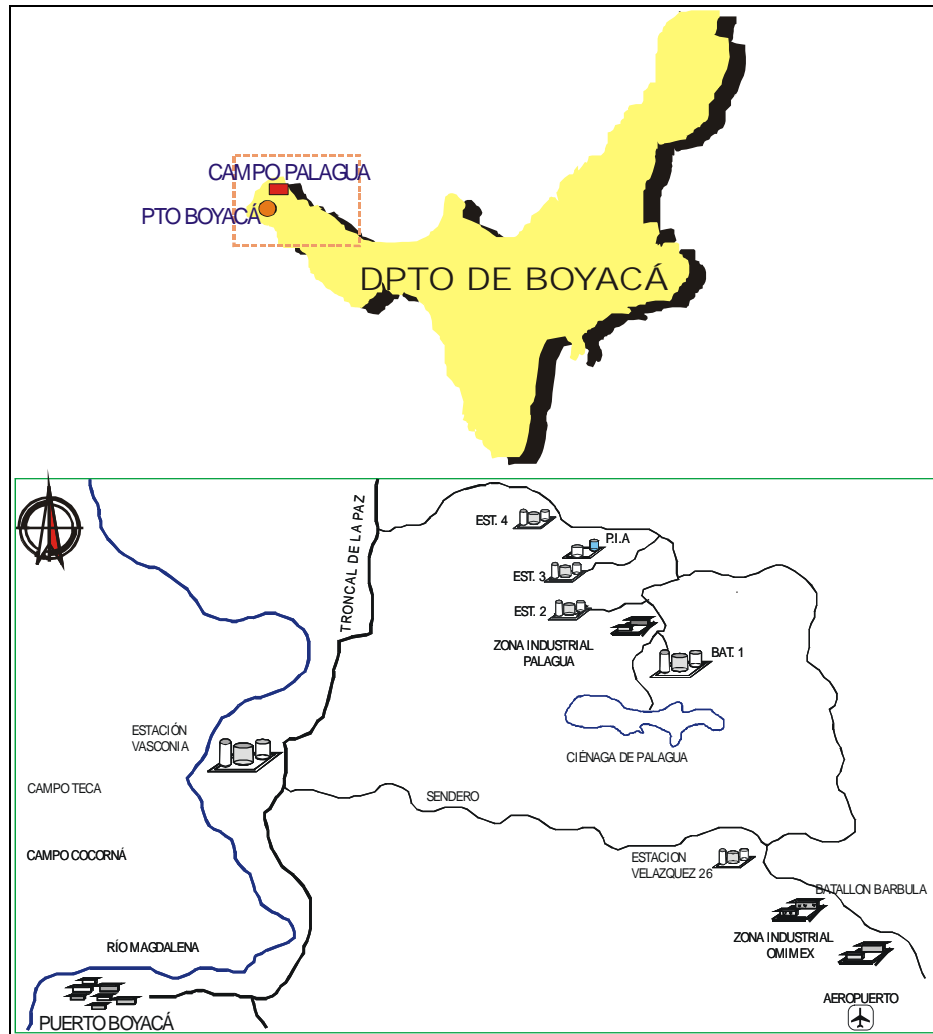
En la actualidad para el mes de Julio la producción del campo en promedio es de 13.550 barriles de fluido de los cuales 3.250 son de aceite y los 10.300 restantes de agua, para una producción acumulada de 105.698.719 Bls.

1.2. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El campo Palagua se encuentra ubicado en la vereda Palagua, jurisdicción del Municipio de Puerto Boyacá, Departamento de Boyacá. Su principal acceso es por la carretera denominada Troncal de la Paz, a 35 km. de la

cabecera Municipal. La altura promedio es 137 m sobre el nivel del mar. El campo se ubica a 7 Km al oriente de la Estación Vasconia de ECOPETROL y al norte de la Ciénaga Palagua, principal recurso local. En la Figura 1 se presenta esquemáticamente la ubicación regional del campo Palagua.

Figura 1. Localización General del Campo Palagua



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

El campo Caipal forma parte integral del campo Palagua y consta actualmente de un solo pozo productor (Caipal-10), el cual está ubicado sobre la vía que conduce al corregimiento de Ermitaño.

1.3. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Los campos Palagua y Caipal junto con los campos Ermitaño y Velásquez, se encuentran compartiendo un sólo yacimiento, a lo largo de la falla Velásquez, la que controla el movimiento de fluidos hacia el occidente. La posición y la orientación Noroeste-Sureste de la falla principal Velásquez fueron determinadas por estudios sísmicos y mediante la perforación de varios pozos secos en el Campo Velásquez.

En los campos Palagua y Velásquez el yacimiento es dividido en varios bloques, por fallas menores transversales que se desprenden de la falla principal Velásquez, las cuales están orientadas del Sur hacia el Noreste.

Por el Oriente el yacimiento está limitado por un acuífero que presenta múltiples contactos agua-aceite debido a los varios bloques que conforman el yacimiento y a las múltiples arenas productoras.

1.3.1. Geología

Las unidades litoestratigráficas productoras en estos campos corresponden a las formaciones Tune, Guaduas y la secuencia litológica denominada Oligoceno del Terciario, compuestas por una serie de arenas intercaladas con arcillas.

Estructuralmente el área de los campos Palagua y Caipal está demarcada dentro del estilo del flanco occidental de la cordillera oriental, la cual corresponde a bloques fallados al oriente. Dentro del área de los campos se aprecia un monoclinal que buza hacia el Sureste, de rumbo noreste e inclinación suave hacia el Sureste. Los estratos tienen rumbo N10°E con un

buzamiento entre 5 y 15° al Sureste, presentándose un basculamiento regional hacia el oriente.

El monoclinal está afectado por la falla de Velázquez, la cual presenta una dirección Noroeste-Sureste y una serie de fallas perpendiculares a la falla principal. Esta falla da lugar a un alineamiento de depresiones entre las que se encuentra la ciénaga de Palagua.

Al Sur-Oriente de los campos Palagua y Caipal se localiza la falla de Cambrás, de tipo Inverso, con dirección Sur-Norte, el plano de falla buza hacia el oriente y coloca en contacto el Terciario con el Cretáceo.

1.3.2. Formaciones Productoras

La producción del campo proviene de las formaciones Guaduas y Tuné, del Oligoceno, que presentan, múltiples arenas productoras. La estructura productora esta conformada por una serie de bloques fallados denominados 116, 62, 186, 155, 109 y 145, como consecuencia de la falla principal.

En general las arenas son arcillosas, de granos de cuarzo finos o muy finos, deleznales, medio consolidados e intercalados de arcilla y limo. La secuencia de las formaciones en un pozo típico del Campo Palagua es como se muestra en la Tabla 1.

Las dos formaciones superiores, Diamante y Zorro, se caracterizan por contener fluidos de agua dulce; las formaciones productoras de hidrocarburos, Tuné y Guaduas, están compuestas por una serie de arenas intercaladas con arcillas. Las arenas presentan buena respuesta al registro potencial espontáneo y resistividad que varían de 5 a 35 ohmios-metro.

Tabla 1. Secuencia de Formaciones

Formación	Edad Geológica	Comentarios
Diamante	Mioceno	Agua fresca
Zorro	Mioceno	Agua fresca
Tuné	Oligoceno	Productora
Guaduas	Oligoceno	Productora

1.3.3. Mecanismo de Producción

El campo Palagua es un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es por empuje hidráulico debido a la presencia de un acuífero activo que permite el restablecimiento inmediato de la presión. El acuífero es de gran tamaño y ofrece como ventaja para su explotación una alta temperatura de fondo y mantenimiento de la presión estática.

2. ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO PALAGUA

En cumplimiento del programa establecido en el Contrato de Producción Incremental (CPI), la unión temporal (UT-IJP) realizó un estudio de correlación de datos estratigráficos, historia de pozos y análisis de yacimientos para definir las estrategias de desarrollo del campo. Con base en los resultados obtenidos, se determinó la perforación de tres pozos de desarrollo, que buscaron llegar a áreas del yacimiento que no habían sido drenadas y las cuales son imposibles de drenar con los pozos existentes. Los pozos se perforaron direccionalmente desde locaciones existentes para reducir el impacto ambiental, para llegar al objetivo planteado.

2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO

2.1.1. Tipo de Levantamiento Artificial

En la actualidad el campo Palagua, produce en promedio 3250 BOPD, en 91 pozos productores del Campo Palagua y 1 pozo del Campo Caipal. Todos los pozos productores tienen Bombeo Mecánico como sistema de levantamiento artificial por medio de una bomba de subsuelo accionada por una sarta de varillas y una unidad de bombeo. La mayor parte de las unidades instaladas corresponden a unidades Lufkin con capacidad entre 160, 228 y 320 mil libras, dichas unidades están accionadas con motor

eléctrico (Econopac y General Electric tamaños 2, 3 y 4) excepto la unidad del pozo del campo Caipal que tiene motor a gas.

La mayoría de unidades de Bombeo (69) son de tipo convencional, es decir balanceadas con pesas, 2 son de geometría especial Mark II y las 21 restantes son balanceadas por aire. En las Figuras 2 y 3 se observan ejemplos de los dos tipos de unidades más características existentes actualmente en el campo.

Figura 2. Unidad de Bombeo Balanceada por Aire



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

Figura 3. Unidad de Bombeo Convencional



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

2.1.2. Líneas de Flujo (Colectores)

Las líneas de flujo transportan el crudo y gas producido de los pozos hasta las estaciones y la batería, desde las estaciones de recolección 2 y 4 se transporta el crudo hasta la batería principal. En el año 2002, dentro del proyecto de inversión “Plan Maestro Ambiental” de la Gerencia del Alto Magdalena, ECOPETROL desarrolló un programa de actualización de líneas mediante el cual se buscó reemplazar las tuberías averiadas y redefinir su trazado tratando de evitar el cruce de cuerpos de agua. Este programa incluyó el desmantelamiento de las líneas provenientes de los cabezales de los pozos que llegaban directamente a su respectiva batería de recolección. En su reemplazo se construyeron colectores que recogen la producción de cada pozo a lo largo de su recorrido, razón por la cual la longitud de la línea que sale de cada uno de los cabezales es mucho menor. Para la prueba de los pozos se cuenta con un colector paralelo de menor diámetro. En la Figura 4 se puede observar el sistema de Colectores instalado en el campo Palagua.

Figura 4. Sistema de Colectores Para Pozos



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

El volumen de aceite producido en el campo es tratado en la batería Principal 1 y de allí es transportado hasta la Estación Vasconia a través del oleoducto Palagua - Vasconia de aproximadamente 8 km de longitud de tubería de 8”

de diámetro, en donde por medio de una Unidad LACT se miden los volúmenes entregados.

2.1.3. Manejo del Crudo

El campo cuenta con un total de 204 pozos de los cuales 92 son activos, 110 inactivos y 2 resultaron secos (ver tabla 2). Los pozos se encuentran divididos en cuatro sectores.

Tabla 2. Relación de pozos según su estado

CAMPO	PA	PI	PAB	PINY	PS	TOTAL
Palagua	91	30	66	4	1	192
Caipal	1	2	8	0	1	12
TOTAL	92	32	74	4	2	204

- PA: Pozos Activos
- PI: Pozos Inactivos
- PAB: Pozos Abandonados
- PINY: Pozos Inyectores
- PS: Pozos Secos

A grandes rasgos, el potencial de crudo y el número de pozos por estación que se maneja en el campo es la siguiente:

Estación 1: 23 pozos, 1300 BOPD.

Estación 2: 43 pozos, 1729 BOPD.

Estación 4: 26 pozos, 682 BOPD.

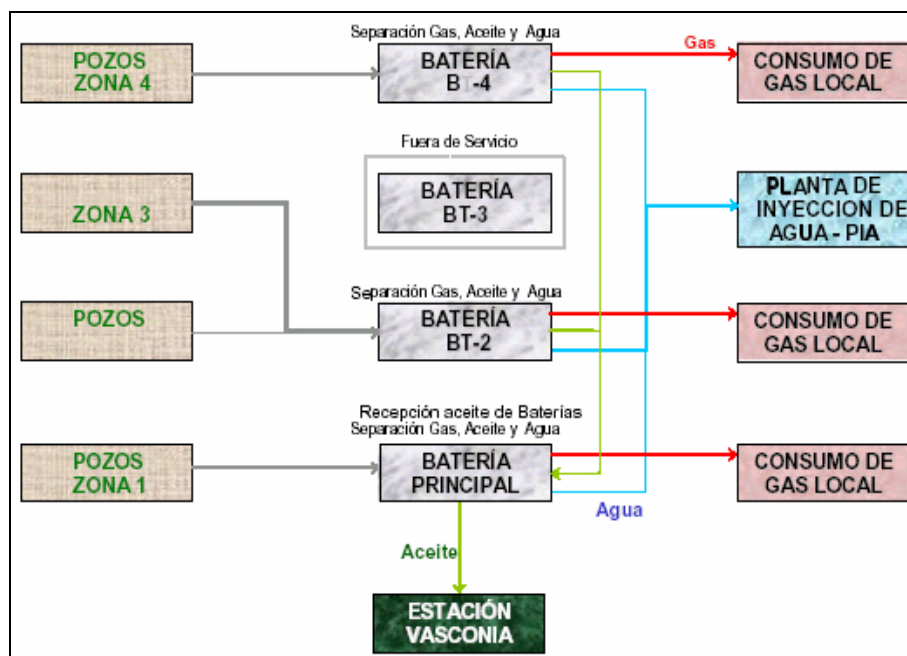
El crudo proveniente de los pozos, al cual previamente se le ha inyectado antiespumante (ACPM) y químico rompedor de emulsión, se conduce a su respectiva batería de recolección en donde pasa por un manifold y de allí hasta un separador Gas-Líquido, en el caso de las estaciones 3 y 4. La corriente líquida se envía a un tanque donde se facilita la separación por gravedad del agua y el aceite. Luego, el aceite se envía hacia la batería principal en donde se disminuye su salinidad mediante lavado con agua dulce en contracorriente. Las características del petróleo a la entrega son:

- Gravedad Específica: 0,9672
- Gravedad API: 14,8°
- Salinidad PTB: 22,00
- BSW (%): 0,48
- Azufre (%): 1,25

El agua se drena y envía hacia el separador general API del campo. De aquí pasa al punto conocido como foso 100, en donde se aplican químicos para el tratamiento del agua y finalmente se envía a la planta de inyección (PIA). El 99% del agua asociada producida es reinyectada a la formación y el 1% restante se utiliza en trabajos de reacondicionamiento de pozos tales como la limpieza de arenas de los pozos.

El gas producido se utiliza para alimentar la planta de generación eléctrica, los quemadores de los tratadores térmicos, la instrumentación y algunos motores de combustión interna. Posteriormente, se describirá con mayor detalle el proceso integral de Recolección, Tratamiento, Almacenamiento, Fiscalización e Inyección que se realiza en el campo Palagua, y que se puede ver de manera general en la Figura 5. En la tabla 3 se señalan los procesos realizados en las baterías o estaciones de recolección, y el origen de los fluidos que en ellas se tratan (Aceite, gas y agua).

Figura 5. Diagrama del Proceso de las Baterías.



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

Tabla 3. Operaciones de las Baterías de Procesamiento de Fluidos

BATERIA	ORIGEN DE LOS FLUIDOS	PROCESOS
BT-2	Pozos Zona 2 Pozos Zona 3	Separación de gas, aceite y agua. Consumo de gas local. Envío de agua de producción al API general y posteriormente a la PIA para su reinyección. Envío de aceite a la Batería Principal.
BT-3		Instalación fuera de servicio.
BT-4	Pozos Zona 4	Separación de gas, aceite y agua. Consumo de gas local. Envío de agua de producción al API general y posteriormente a la PIA para su reinyección. Envío de aceite a la Batería Principal.
BT-1 Batería Principal	BT-2 BT-4 Pozos Zona 1	Recepción aceite de las baterías BT-2 y BT-4 Separación de gas, aceite y agua. Consumo de gas local. Envío de agua de producción al API general y posteriormente a la PIA para su reinyección. Desalinización del crudo. Almacenamiento de crudo. Envío de crudo a Estación Vasconia.

2.2. FACILIDADES DE SUPERFICIE

Para el manejo de la producción proveniente de los pozos de los campos Palagua y Caipal, se cuenta con tres (3) estaciones de recolección (Estación-1, Estación-2 y Estación-4) y la planta de inyección de agua (PIA) a través del cual se reinyecta el agua producida asociada a la producción de crudo, como proceso de disposición de aguas residuales, buscando la protección del Medio Ambiente.

2.2.1. Batería 1 ó Batería Principal

En la Batería No. 1 se recibe la producción del sector Sur del campo, la cual es de 1300 Bls de crudo y 3500 Bls de agua asociada. En total se cuenta en la batería Principal con una capacidad normal de almacenamiento de 32.000 bls. Los tanques trabajan alternadamente para recibo de fluido del *Gun Barrel*, tanque para reposo y tanque para el bombeo a Vasconia y un separador trifásico vertical.

El crudo se envía hacia los tratadores térmicos en donde se eleva la temperatura de la corriente con el fin de romper la emulsión (gotas de agua atrapadas en el aceite) y se realiza el lavado con agua dulce en contracorriente para disminuir la salinidad y remover agua al crudo. Los tratadores térmicos poseen en el tope una capa de gas que impide la entrada de oxígeno. En la Figura 6 se observa el múltiple de recibo y el separador trifásico vertical de la batería 1 y la zona de tratadores de la Batería Palagua. La corriente de gas es usada para alimentar los quemadores de los tratadores térmicos. Al gas combustible de los quemadores se le extrae el contenido líquido en su respectivo “*Scrubber*”.

El agua se drena y envía hacia el sistema de recolección de la batería para luego ser bombeada al separador API general del campo y posteriormente al foso 100, de donde se envía hacia la Planta de Inyección de Agua (PIA). Finalmente el crudo sale de los tratadores hacia el tanque de tratamiento (“*Gun Barrel*”) de la batería principal.

Figura 6. Área de múltiple de Recibo, separadores y Tratadores



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente a la batería principal llegan las líneas de las diferentes baterías de recolección de trasiego (2 y 4) a la zona de tratadores térmicos. Luego el aceite pasa al “*Gun Barrel*” de 10000 bls de capacidad y posteriormente a los tanques de almacenamiento (dos de 10000 bls y uno de 12000 bls), de donde se envía por el oleoducto hasta la Estación Vasconia de ECOPETROL.

En la Figura 7 se observa el área donde se localizan los tanques que reciben y manejan la producción de las Estaciones de trasiego (Estaciones 2 y 4) y los de su sector. Según lo descrito anteriormente, se pueden resumir las principales características de las facilidades de superficie de la Batería 1, como se muestra en la Tabla 4, y ver de modo gráfico su proceso en la Figura 8.

Figura 7. Área de Tanques



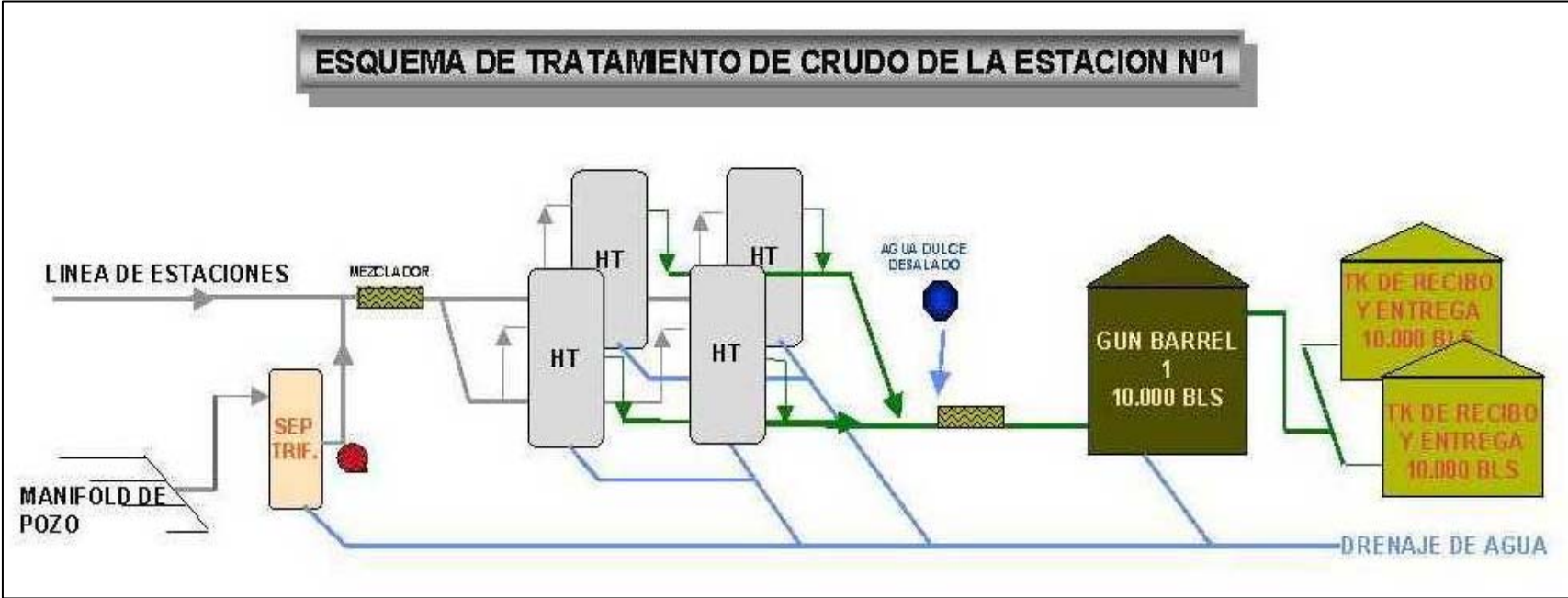
Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

Tabla 4. Infraestructura Batería

EQUIPO	CANTIDAD	OBSERVACIONES
Tanque Gun Barrel	1	Tanque soldado de 10.000 bls.
Tanques de Almacenamiento	3	1 Soldado de 12.000 bls 1 Soldado de 10.000 bls. 1 Atornillado de 10.000 bls.
Tanque de Prueba	1	Horizontal de 750 bls.
Tratadores Térmicos	3	
Calentadores	2	
Separador Trifásico	1	Para producción general
Separador de prueba		Para el manejo de las pruebas diarias de pozos
Bombas Principales	3	2 Bombas triplex FWI 1 Bomba duples Gardner Denver
Bombas Reforzadoras	2	Ayudan al sistema de bombeo.

Al múltiple de recibo ubicado en la zona sur del Área industrial de la Batería Palagua conocida como Batería 1 llega la producción de 25 pozos. Cada uno de estos pozos se puede observar en la tabla 5 con su respectivo aporte según el Potencial Operacional de producción del 3 de febrero del año 2004.

Figura 8. Esquema de la Batería 1.



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

Tabla 5. Pozos activos de la batería 1

POZO	BOPD	BWPD	BFPD	BSW	BOPH
P-002-T	13	3	16	20	0,5
P-007-O	23	437	460	95	1,0
P-008-T	13	117	130	90	0,5
P-010-O	168	143	311	46	7,0
P-011-T	34	79	113	70	1,4
P-014-T	24	11	35	32	1,0
P-015-T	25	75	100	75	1,0
P-016-O	23	437	460	95	1,0
P-018-T	125	67	192	35	5,2
P-021-T	18	162	180	90	0,8
P-023-T	26	407	433	94	1,1
P-088-T	32	30	62	48	1,3
P-106-T	85	340	425	80	3,5
P-111-T	35	283	318	89	1,5
P-114-O	50	28	78	36	2,1
P-116-O	15	8	23	35	0,6
P-117-T	60	111	171	65	2,5
P-151-T	12	2	14	15	0,5
P-160-G	31	25	56	45	1,3
P-177-O	113	92	205	45	4,7
P-179-G	35	140	175	80	1,5
P-180-T	35	198	233	85	1,5
P-183-O	102	174	276	63	4,3
P-196-G	60	11	71	15	2,5
P-197-G	50	6	56	10	9,0
TOTAL	1208	3388	4595	74	57,2

- BOPD: Barriles de aceite por día
- BWPD: Barriles de agua por día
- BFPD: Barriles de fluido por día
- BSW: Contenido de agua y sedimentos
- BOPH: Barriles de aceite por hora

El bombeo de crudo tratado a Vasconia se realiza cada dos días o cuando las condiciones de entrega del mismo lo permiten, con una carga promedio de 600 bls por hora y 6000 bls por cada sesión de bombeo. Los motores de dos de las bombas usan gas como combustible y el motor de la bomba

restante funciona con ACPM. En la Figura 9 se observa el área de bombas de transferencia a la Estación Vasconia.

Figura 9. Área de Bombas de Transferencia a Estación Vasconia



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

2.2.2. Estación 2

En la Estación No. 2 se recolecta la producción del sector centro del campo y los pozos que antiguamente fluían hacia la Estación No. 3, hoy inexistente. En ella, tanto el colector principal como el de prueba de la zona 2 llegan a dos (2) separadores verticales Gas-Líquido (un separador general y uno de prueba). La corriente líquida pasa al área de los tratadores térmicos y luego a la zona de tanques.

Es en los tanques en donde se da tiempo de retención para que el incremento de temperatura ayude a la separación por gravedad del agua y el aceite. Los tanques se drenan y el agua pasa por un separador API (Figura 10) rumbo hacia el separador API general del campo y posteriormente a la planta de inyección de agua (PIA). El aceite separado en la etapa anterior se bombea hacia la zona de tratadores térmicos de la batería 1.

La Estación 2 cuenta con tres (3) tanques soldados, uno funcionando como “*Gun Barrel*” y los dos (2) restantes de almacenamiento. En la Figura 11 se muestra una panorámica de la Estación 2 y la disposición de las facilidades de superficie.

Figura 10. Separador API en Estación 2



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

Figura 11. Panorámica Estación 2



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

La producción de 44 pozos llega a esta estación, que recibe en promedio 1900 Bls de aceite y 6000 Bls de agua de producción al día. En la tabla 6 se observa la producción de cada pozo según el Potencial Operacional de producción del 3 de febrero del año 2004.

Tabla 6. Pozos activos de la batería 2

POZO	BOPD	BWPD	BFPD	BSW	BOPH
P-012-T	90	360	450	80	3,8
P-019-O	48	272	320	85	2,0
P-020-T	89	267	356	75	3,7
P-027-T	40	127	167	76	1,7
P-028-T	16	304	320	95	0,7
P-029-O	20	5	25	20	0,8
P-030-T	42	24	66	36	1,8
P-031-T	20	37	57	65	0,8
P-032-O	20	313	333	94	0,8
P-033-T	21	14	35	40	0,9
P-039-T	24	319	343	93	1,0
P-047-T	18	239	257	93	0,8
P-049-T	30	10	40	25	1,3
P-067-T	14	336	350	96	0,6
P-069-T	26	12	38	32	1,1
P-072-T	46	75	121	62	1,9
P-094-T	30	303	333	91	1,3
P-096-T	28	119	147	81	1,2
P-104-T	50	93	143	65	2,1
P-107-T	24	276	300	92	1,0
P-108-T	20	47	67	70	0,8
P-112-T	43	172	215	80	1,8
P-115-T	50	307	357	86	2,1
P-119-T	20	313	333	94	0,8
P-122-T	65	28	93	30	2,7
P-125-T	20	313	333	94	0,8
P-140-T	50	117	167	70	2,1
P-141-T	5	1	6	10	0,2
P-153-T	38	103	141	73	1,6
P-165-T	20	105	125	84	0,8
P-169-T	50	177	227	78	2,1
P-173-O	40	13	53	25	1,7
P-174-O	61	75	136	55	2,5
P-175-T	80	43	123	35	3,3
P-176-O	160	82	242	34	6,7
P-178-O	45	16	61	26	1,8
P-182-T	13	59	72	82	0,5
P-184-O	50	93	143	65	2,1
P-185-G	32	1	33	2	1,3
P-186-O	80	187	267	70	3,3
P-187-O	55	251	306	82	2,3
P-188-G	70	65	135	48	2,9
P-191-O	0	0	0	0	0,9
P-198-G	45	2	47	4	0,9
TOTAL	844	1272	2116	60	35

- BOPD: Barriles de aceite por día
- BWPD: Barriles de agua por día
- BFPD: Barriles de fluido por día
- BSW: Contenido de agua y sedimentos
- BOPH: Barriles de aceite por hora

2.2.3. Estación 3

En esta estación se realizaba un proceso muy similar al de las estaciones anteriores. Sin embargo, se encuentra fuera de línea y en proceso de desmantelamiento por el proyecto de Inversión del Plan Maestro Ambiental que tiene como objeto principal adelantar las acciones necesarias para minimizar el impacto ambiental de las operaciones realizadas, cumpliendo así con la normatividad ambiental vigente, con los requerimientos de las autoridades ambientales, las políticas ambientales de ECOPETROL y los principios del Convenio de Producción Más Limpia.

Figura 12. Tanques de la Estación 3



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

La producción de los pozos que llegaba a la estación 3 se envía actualmente hacia la estación 2. En la Figura 12 se puede observar los tanques de la

estación 3, que se desmantelaron en desarrollo del Plan Maestro Ambiental de ECOPETROL para la Vigencia 2003.

2.2.4. Estación 4

En la Estación 4 el proceso es idéntico al realizado en la Estación 2. La estación cuenta con su respectivo *manifold*, dos separadores verticales (uno general y otro de prueba), un tratador térmico, un “*Gun Barrel*” de 3000 bls de capacidad y dos tanques de almacenamiento de 2000 bls. En la Figura 13 se observa la zona donde se encuentra el *Gun Barrel* y los tanques de la Estación 4.

Figura 13. Zona de tanques de la Estación 4



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

En la tabla 7 se lista la producción de cada uno de los pozos que llegan a la Estación 4 según el Potencial Operacional de producción del 3 de febrero del año 2004; se debe tener en cuenta que los pozos que presentan valores de cero se consideran como Temporalmente Abandonados (TEA).

En la Estación No. 4 se recibe la producción del sector Norte del campo correspondiente a 800 Bls de crudo y 2500 de agua.

Tabla 7. Pozos activos de la batería 4

POZO	BOPD	BWPD	BFPD	BSW	BOPH
P-040-O	80	18	98	18	3,3
P-041-O	6	24	30	80	0,3
P-042-O	35	35	70	50	1,5
P-043-O	25	225	250	90	1,0
P-080-T	0	0	0	0	0,0
P-046-O	45	23	68	34	1,2
P-093-O	30	106	136	78	1,3
P-101-O	32	48	80	60	1,3
P-113-O	30	90	120	75	1,3
P-123-O	46	20	66	30	1,9
P-128-O	16	18	34	53	0,7
P-137-O	35	35	70	50	1,5
P-145-O	16	117	133	88	0,7
P-147-T	14	9	23	40	0,6
P-148-O	36	324	360	90	1,5
P-156-O	17	266	283	94	0,7
P-161-O	30	158	188	84	1,3
P-162-O	27	6	33	18	1,1
P-163-O	30	158	188	84	1,3
P-164-O	30	45	75	60	1,3
P-167-O	30	220	250	88	1,3
P-189-O	100	400	500	80	4,2
P-190-O	26	31	57	54	1,1
P-192-O	90	60	150	40	3,8
P-194-T	0	0	0	0	0,0
P-195-O	0	0	0	0	0,0
TOTAL	826	2435	3261	75	34

- BOPD: Barriles de aceite por día
- BWPD: Barriles de agua por día
- BFPD: Barriles de fluido por agua
- BSW: Contenido de agua y sedimentos
- BOPH: Barriles de aceite por hora

2.3. PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA - PIA

Hasta diciembre de 1994 el agua que se producía en el Campo Palagua era vertida al río Magdalena sin hacerle un tratamiento adecuado, lo que podía ocasionar alteraciones en el ecosistema de los seres que habitan el río. Con la puesta en funcionamiento de esta planta en el año 1994, el agua producida en su totalidad en el campo es inyectada, realizándole un tratamiento previo antes de la inyección.

Los Campos Palagua y Caipal producen aproximadamente 11000 BWPD que requieren de un manejo adecuado y efectivo. Por esta razón, el agua de producción es retirada de los separadores de prueba y general, de los tratadores térmicos y los tanques de almacenamiento de la Batería No. 1 y de las Estaciones 2 y 4. Los equipos tienen implementados sensores controladores de nivel en la interfase agua-aceite, los cuales accionan las válvulas de control que permiten el retiro del agua aceitosa o emulsionada. Toda el agua residual de la operación llega al sistema de tratamiento de agua residual por el separador API General de aceite-agua ubicado cerca de donde estaba localizada la Estación No.3 (Figura 14).

Figura 14. Separador API General



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

En el separador API aceite-agua, empieza el tratamiento inyectando coagulante y floculante con el fin de precipitar los sólidos que se encuentran en suspensión y el aceite arrastrado flota y es separado por medio de una tubería ranurada, entra a la tubería y vuelve al proceso inicial de separación. El agua pasa por debajo y es conducida hacia el foso-100 desde donde es enviada a la PIA (Planta de Inyección de Aguas Residuales), por medio de las bombas P-100 A/B/C. En la línea de descarga de estas unidades continua el tratamiento con la inyección de secuestrante de oxígeno y biocida.

En la PIA el agua es sometida a procesos fisicoquímicos. En el proceso físico por gravedad hay separación de la mínima nata de aceite que llega y hay filtración para retener sólidos que pueden ocasionar taponamiento de la formación receptora. Respecto a los procesos químicos hay tratamiento por medio de la inyección de inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustaciones, secuestrante de oxígeno y bactericida, los cuales son necesarios para minimizar la acción corrosiva y la formación de incrustaciones a lo largo de la tubería y de los pozos que pueden taponar la formación receptora.

Al entrar el agua a la planta se inyecta inhibidor de corrosión para proteger los equipos y biocida, luego el agua pasa primero por un tanque estabilizador (TK-100), para luego ser llevada al tanque desnatador TK-101 por medio de las bombas P-101 A/B/C. Por gravedad el agua pasa al TK-102 en donde las bombas P-104 A/B envían el caudal a un tren de filtros los filtros A/B/C/D en cuyo lecho se atrapan sólidos suspendidos y aceite para lograr la mejor calidad del agua, a la salida de estos filtros se aplica un inhibidor de incrustaciones. Una vez que el agua sale limpia pasa al tanque de cabeza hidrostática (TK-103) de donde es succionada el agua por las tres bombas de inyección P-109 A/B/C para ser enviada como reinyección a los 4 pozos inyectoros P-26, P-97, P-120, P-121 únicos pozos en el Campo Palagua

acondicionados para recibir el agua residual tratada. En la Figura 15 se observa una vista panorámica de la PIA. En la Figura 16 se presenta un esquema de la Planta de Inyección donde se muestran todos los tanques, químicos que se inyectan, sistema de filtración y bombas de inyección.

Figura 15. Planta de inyección de agua (PIA)



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

La inyección se realiza por medio de tres (3) bombas que envían el agua por tubería de 8" demarcada con color verde hacia los cuatro pozos inyección hasta la Formación Tuné a 3200' de profundidad promedio. Actualmente se está inyectando diariamente alrededor de 12.000 bls de agua en los pozos P-26, P-120 y P-121. El pozo Pal-97 se tiene para contingencias.

Las Condiciones de operación de la planta de inyección de aguas residuales son las siguientes:

- **Capacidad de diseño:** 12.000 barriles/día
- **Presión de inyección máxima:** 2.000 libras/pulgada cuadrada
- **Caudal actual de operación:** 8.100 barriles/día
- **Presión actual de operación:** 700 libras/pulgada cuadrada
- **Etapas:**
 - **Clarificación:** retirar sólidos
 - **Desnatación:** retirar aceite remanente

- **Filtración:** retirar sólidos/aceites
- **Inyección:** al yacimiento
- **Pozos inyectoros:** 4 (P-26, P-97, P-120, P-121).

La calidad del agua de inyección es controlada diariamente midiendo los sólidos suspendidos, oxígeno disuelto y aceite en agua, tanto a la entrada como a la salida de la planta, parámetros que se pueden ver en la Tabla 8. Además, se tienen instalados cupones para determinar la corrosión y las incrustaciones.

Tabla 8. Parámetros de operación de la PIA

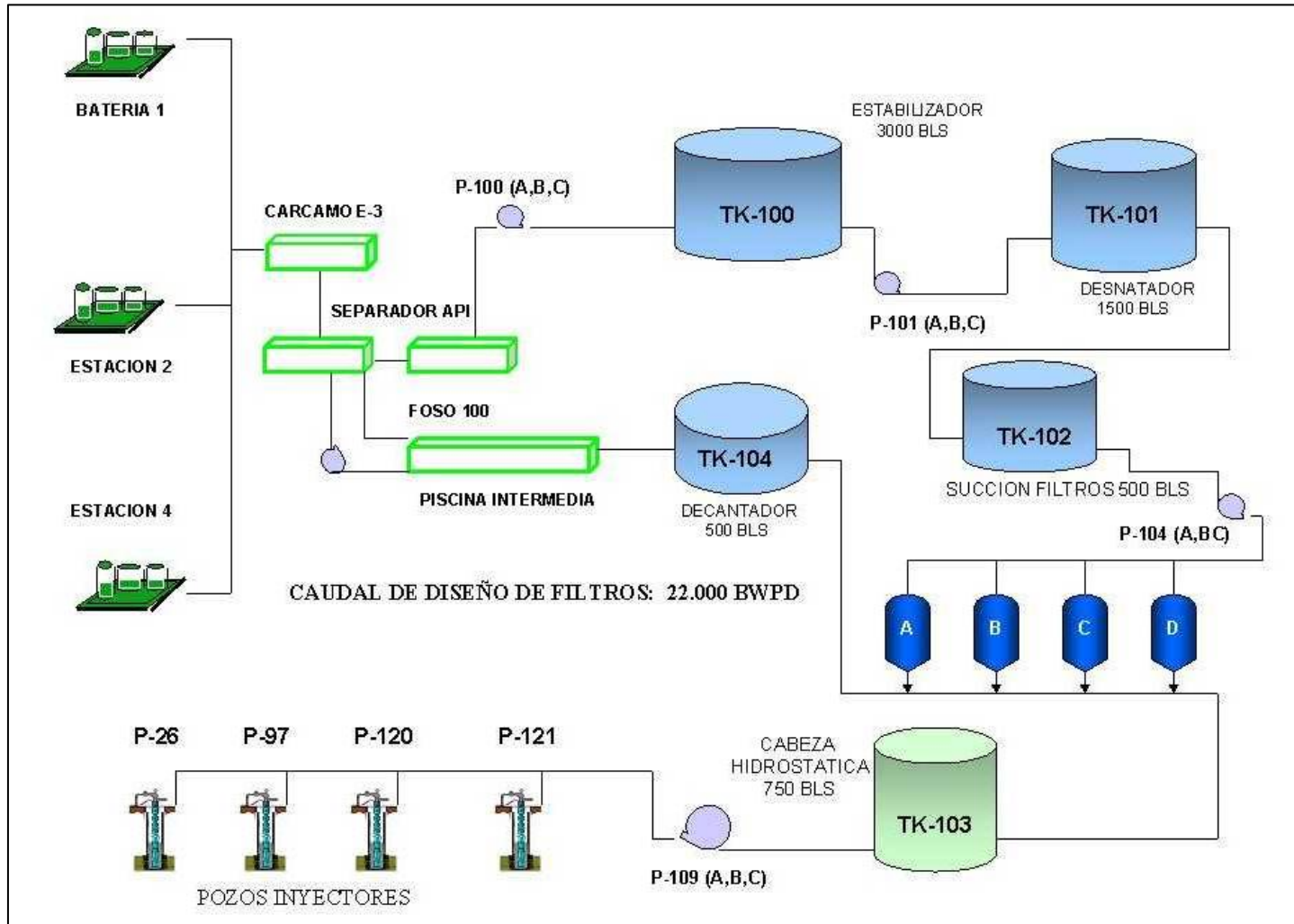
PARÁMETROS DE OPERACIÓN		
	Cantidad	
Parámetros	Entrada	Salida
Oxígeno Disuelto	200-500 PPB	0-50 PPB
Grasas y Aceites	11 PPM	4 PPM
Sólidos Suspendidos	30 PPM	5 PPM
Temperatura	100 °F	100 °F
Dióxido de Carbono	18 PPM	18 PPM

En la tabla 9 se presenta la información respecto a los químicos utilizados en el tratamiento de agua residual y los consumos de cada uno.

Tabla 9. Químicos usados en el tratamiento del agua residual

QUÍMICO	CONSUMO	CONCENTRACIÓN
Inhibidor de Incrustaciones	2.0 Galones/Día	8 ppm
Secuestrante de Oxígeno	2.0 Galones/Día	7 ppm
Polímero Floculante	0.5 Galones/Día	1 ppm
Polímero Coagulante	0.1 Galones/Día	0.34 ppm
Biocida	1.4 Galones/Día	80 ppm

Figura 16. Esquema de la Planta de Inyección de Agua.



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

Si en la planta de Inyección se presenta alguna emergencia de tipo operacional, el campo cuenta con una piscina de almacenamiento provisional mientras se restablece el funcionamiento de la Planta de Inyección, en la Figura 17 se muestra la piscina de almacenamiento provisional.

Figura 17. Piscinas de Almacenamiento de Agua Industrial



Fuente: Departamento HSEQ Campo Palagua.

2.4. MANEJO DE GAS

El gas separado en cada estación y en la batería principal pasa a alimentar una red general de gas, que lo transporta a los diferentes sitios de consumo. Esta red también es alimentada por pozos que producen gas directamente por el anular.

El gas es consumido en la generación eléctrica (2 plantas), en el tratamiento térmico del crudo (tratadores térmicos), y en la generación de potencia para la transferencia de crudo a la estación Vasconia.

El sistema de gas cuenta con un sistema de alivio de presión (Venteos) en las dos estaciones para ventear el exceso de gas en los momentos de bajo consumo en el campo.

3. FISURAS DE TUBERÍA EN LOS POZOS DEL CAMPO PALAGUA

Muchos de los trabajos de workover que se efectúan en el campo son llevados a cabo debido a la necesidad de realizar cambios en la tubería de producción por la presencia de fisuras que se producen principalmente a raíz de la fricción de esta con la sarta de bombeo y con el revestimiento, además de la presencia de corrosión por el alto grado de salinidad del crudo y la fatiga del material por los esfuerzos a los que son sometidos durante el bombeo.

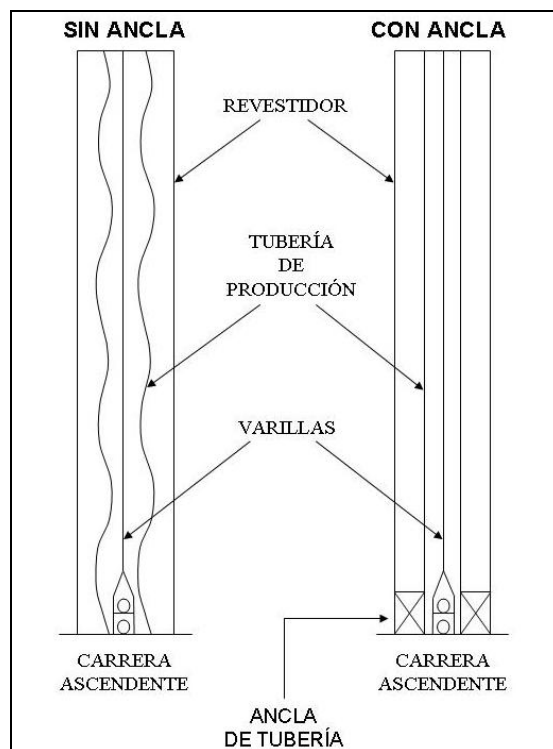
Por esta razón se analizó el resultado del efecto de rozamiento de la tubería de producción con las varillas y el revestimiento, en cuanto a las fisuras que se presentan por esta causa en el proceso de bombeo mecánico, ya sea por fricción o porque las sargas quedan sin anclaje con las paredes del revestimiento. Para esto se realizó un estudio detallado de cada uno de los trabajos realizados por los equipos de servicio a los pozos del campo Palagua durante los 4 años que ha estado a cargo la Unión Temporal IJP, clasificando aquellos servicios donde se encontraron fisuras por rozamiento o corrosión, para posteriormente realizar un resumen de dichos servicios haciendo énfasis en ubicar que parte de la tubería se encontró con problema y cuales de esas juntas se cambiaron por esta causa.

Ya habiendo organizado esta información, se buscó tener una estadística de las veces que ocurrieron estos eventos durante el año y analizar si fueron recurrentes en las profundidades reportadas durante cada año y durante los 4 años. Igualmente, para el caso de los pozos direccionales, se buscó

relacionar dichas profundidades con las profundidades correspondientes a la máxima desviación y así estudiar la posibilidad de colocar algún tipo de centralizador a esta profundidad que permita reducir las fallas por fisuras, en este caso originadas por el rozamiento.

Por otra parte, se realizó un resumen de aquellos pozos que en algún momento desde su completamiento, se les instaló ancla de tubería en su sarta de producción, para así tener en cuenta otro factor que puede ser de influencia en los daños de la tubería por fisuras, ya que esta al no tener ancla presenta un movimiento de pandeo debido al estiramiento y compresión durante el bombeo (carrera ascendente y descendente de las varillas y el pistón), como se puede ver en la figura 18, produciéndose rozamiento con la sarta de varillas ocasionando desgaste en ambas.

Figura 18. Tubería de producción con y sin ancla



Fuente: CIED/1997

Finalmente teniendo estos datos se revisó la posibilidad que la sarta de producción se esté recostando contra el revestimiento y se estén también presentando fisuras en él por las que se producen fluidos de otra formación y con ellos arena que contribuye al arenamiento de los pozos.

3.1. SERVICIOS AÑO 2001

Para el año 2001, según los servicios reportados en el Tour Report de cada pozo, se presentaron en total 17 pozos con problemas en la tubería que requirieron de cambio en ciertas juntas de la sarta de producción debido a desgaste por rozamiento y corrosión, entre estos pozos 4 son direccionales y los 13 restantes son verticales. Igualmente, se pudo observar que los pozos con mayor frecuencia en el problema son de tipo vertical, en donde los más destacados fueron los pozos P-23 y P-148 cada uno de ellos con dos servicios de cambio de tubería en el año. Las profundidades de las fisuras, calculadas a partir del número de la junta dentro de la sarta y la posición de la nipple silla que se halló durante el servicio, fueron diferentes en cada una de las dos ocasiones, por lo que dichas profundidades no muestran algo por sí solas, y debido a que son verticales, no se pueden relacionar con profundidades de desviación máxima correspondientes a pozos direccionales sino mas bien relacionados con problemas de corrosión por ser pozos que producen con un alto BWS mayor al 90%.

A continuación se presenta un resumen del servicio realizado para cada uno de los pozos que presentaron problemas en la tubería, en donde algunos tenían como evento principal probar la tubería, pero en otros, que fueron la mayoría de los casos, se aprovechaba el servicio para probar la tubería y así encontrar las fugas. Además, en la tabla 10 al final de los resúmenes de este año se muestran los datos de las juntas reemplazadas, las profundidades

donde se presentaron las fisuras, la profundidad de la nipple silla, la desviación máxima en el caso de los pozos direccionales y otros datos del servicio.

- P-14

07/07/2001-08/07/2001

Se probó la tubería con 1800 psi sin tener éxito, se detectó fuga por la conexión entre las jts No. 41 y 42, se cambiaron y se probó con 1800 psi, OK.

- P-20

02/03/2001-03/03/2001

Se probó la tubería con 1800 psi y no sostuvo presión, se encontró la jt No. 38 con fuga por botella de 2-7/8" x 3-1/2", se cambió y se volvió a probar, OK.

- P-23

17/04/2001-18/04/2001

Se probó la tubería con 1800 psi y no sostuvo presión, la jt No. 33 de 2-7/8" salió fisurada, se cambió y se probó tubería nuevamente, OK.

03/12/2001-06/12/2001

Se probó la tubería y no sostuvo presión. Se encontró una fuga en la parte superior de la jt No. 22, se probó con 1500 psi, OK. Se probó nuevamente y no sostuvo. Se encontró roto el tubo No. 12, se cambió y probó pero siguió disminuyendo la presión. Se revisó la nipple silla encontrándola rayada.

- P-39

26/03/2001-27/03/2001

Se efectuó la prueba de tubería con 1800 psi, sin éxito, se sacó tubería y se encontró rota la jt No. 92.

- P-88

19/04/2001-23/04/2001

Se sacó tubería de 2-7/8", para un total de 112 jts. Al sacar la jt No.111 se encontró rota.

- P-101

29/08/2001-30/08/2001

Se sacó tubería de 2-7/8" (73 jts), luego se sacaron 40 jts de 2-3/8" y se encontró la jt No. 41 rajada en la parte superior, se reemplazó por un tubo de 2-7/8", se probó con 1800 psi sin tener éxito, se revisó la niple silla encontrándose con desgaste, se cambió y se probó con 1800 psi, OK. Se continuó bajando 24 jts de tubería de 2-7/8", se probó con 1800 psi, OK.

- P-104

09/12/2001-11/12/2001

Se encontró tope de arena a 3753', se lanzó Válvula Fija, se probó con 1600 psi sin tener éxito, se sacó tubería llena a la torre para detectar la fuga, se cambió el cuello de Jt No. 78, se revisó silla y se cambió por una nueva.

- P-117

17/02/2001-19/02/2001

Se probó la tubería con 1800 psi y no sostuvo la presión, se cambió un cuello de jt No. 10 que se encontraba en mal estado y 10 jts de 2-7/8" con rosca en mal estado.

- P-125

05/07/2001-07/07/2001

Se sacó tubería de 2-7/8 y a los 28 dobles se encontró un cuello malo. Salió la jt No. 55 con la caja mala y la No. 56 con el pin malo. Se probó con 1800 psi, OK. Se bajaron 20 jt más (quebró una junta colapsada), se probó con 1800 psi y la presión disminuyó (quebró una jt con el pin malo). Se bajaron 21 jts, se probó con 1800 psi, la presión disminuyó (quebró 2 jts con el pin malo). Se probó con 1800 psi, OK.

- P-128

21/03/2001-23/03/2001

Se probó la tubería, la jt No. 18 de 2-3/8" presentó escape en el cuello por desgaste en la rosca, se cambió cuello.

- P-145

14/05/2001-16/05/2001

Se probó tubería con 1800 psi y no sostuvo la presión, se encontraron las jts No. 19 y 22 de 2-7/8" fisuradas longitudinalmente.

- P-148

18/08/2001-19/08/2001

Se probó la tubería con 1700 psi sin tener éxito, se encontró la jt de 2-3/8" No. 23 rota (jt 106 de la sarta), se probó con 1800 psi, OK, se quebraron los tubos de 2-7/8" No. 68 y 72 por tener el pin malo. Se bajó tubería de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2", se probó con 1800 psi, se cambió cuellos de los tubos No. 69 y 72 de 2-7/8". Se probó tubería de 2-3/8" y 12 paradas de 2-7/8", OK. Se sacaron 6 paradas de 2-7/8", se probó con 1800 psi, OK. Se bajaron 3 paradas de 2-7/8" y se probó sin tener éxito. Se sacó una parada y se encontró el cuello del tubo No. 59 en mal estado, se cambió y se probó sin éxito, se levantó la sarta, se encontró malo el cuello de tubo No. 61, se cambió y se probó con 1800 psi, OK.

11/12/2001-14/12/2001

Se bajó a verificar fondo con varilla a 4000', se probó tubería con 800 psi, pero esta no sostuvo, se encontró roto el tercer tubo de 2-3/8" por encima de la silla.

- P-164

06/09/2001-07/09/2001

Se sacaron 33 jts de 3-1/2", 51 jts de 2-7/8" y 29 jts de 2-3/8", y se encontró rajada la última junta, se reemplazó por una de 2-7/8", se probó con 1800 psi y disminuye lentamente la presión, posible fuga por niple silla. Se cambió de posición la niple silla, y se le ancló Válvula Fija. Se bajó 1 jt de 2-3/8" de cola con cuello liso, niple silla con válvula fija y 30 jts de 2-3/8", se probó con 1800 psi, OK. Se continuó con 52 jts de 2-7/8", se probó con 1800 psi, OK, se bajaron 33 jts de 3-1/2", se probó con 1800 psi, OK.

- P-167

13/08/2001-15/08/2001

Se sacó tubería de 3-1/2", 2-7/8" y 2-3/8". Se bajaron 24 jts de 2-3/8", se probó con 1800 psi sin éxito y se quebraron 3 jts por tener mala la rosca. Se bajaron 20 jts de 2-7/8", se probó sin tener éxito, se sacaron 8 jts, se encontró fuga por el cuello, se cambió, se bajaron 28 jts más de 2-7/8", se probó y no sostuvo, se sacaron 4 jts encontrando 1 jt con la rosca desgastada, se cambió, se bajaron 19 jts más de 2-7/8", se probó y la presión disminuyó, se sacaron 2 jts, se encontró 1 jt con el cuello y el pin malo, se cambió. Se bajaron 35 jts 3-1/2". Se probó con 1800 psi, OK.

- P-169

16/05/2001-17/05/2001

Se probó la tubería con 1800 psi y la jt No. 80 de 2-7/8" salió con el cuello en mal estado (rosca desgastada), se cambió el cuello, se bajó tubería y se cambiaron 7 tubos malos por caja y por pin, se probó, OK.

- P-182

20/11/2001-22/11/2001

Se sacó tubería de 2-7/8" en doble a la torre hasta la parada No. 52, se encontró el niple de fluido en la jt No. 105, se probó con 1500 psi, OK. Se cambió la jt 105 por tener el cuello malo, se sacó la tubería para observar la niple silla y se ancló la válvula fija. Se bajó la sarta de producción de 2-7/8" con la válvula fija anclada en la niple silla, probando cada 10 paradas. Nota: se reemplazaron las jts 101 y 102 por estar muy torcidas.

- P-186

23/11/2001-26/11/2001

Se probó la tubería con 1800 psi, pero esta no sostuvo presión. Por esta razón, se sacó la tubería para revisarla probando cada 10 tubos; el tubo 101 se encontró fisurado.

Tabla 10. Servicios año 2001.

FECHA		POZO	TIPO POZO	OBSERVACION	MAX. DESV.	NIPLE SILLA	PROF. FISURA
17-Feb-01	19-Feb-01	P-117	Direccional	Cambió 10 jts de 2-7/8"	21,25° @ 3906'	3298'	3054', 2932', 2688', 797'
02-Mar-01	03-Mar-01	P-20	Direccional	Cambió jt 38 con fuga en botella de 2-7/8"x 3-1/2"	38,5° @ 3556'	3190'	2031'
21-Mar-01	23-Mar-01	P-128	Vertical	Cambió jt No. 18 de 2-3/8" por desgaste en rosca y cuello.	-	3832'	3283'
26-Mar-01	27-Mar-01	P-39	Direccional	Sacó jt No. 92 rota.	28° @ 4784'	2859'	2859'
17-Abr-01	18-Abr-01	P-23	Vertical	Cambió jt No. 33 de 2-7/8" por fisura.	-	3064'	2058'
19-Abr-01	23-Abr-01	P-88	Vertical	La jt No.111 salió rota.	-	3440'	3409'
14-May-01	16-May-01	P-145	Vertical	La jt No. 19 de 2-7/8" fisurada y tubo No. 22 estallado.	-	3462'	2883', 2791'
16-May-01	17-May-01	P-169	Vertical	Cambió jt No. 80 de 2-7/8" por rosca desgastada, y 7 tubos por caja y pin.	-	3395'	2456'
05-Jul-01	07-Jul-01	P-125	Vertical	Cambió un cuello de 2-7/8, la jt No. 55 por caja mala y la No. 56 por pin malo, una junta colapsada y 3 jts por pin malo.	-	3038'	1691', 2331, 2928'
07-Jul-01	08-Jul-01	P-14	Vertical	Fuga por la conexión entre las jts No. 41 y 42.	-	3853'	1293'
13-Ago-01	15-Ago-01	P-167	Vertical	Cambió 4 jts por rosca desgastada, 8 jts por fuga por el cuello, 1 jt con cuello y pin malo.	-	3609'	2969'-2877', 2511', 1779', 1230'
18-Ago-01	19-Ago-01	P-148	Vertical	Cambió la jt de 2-3/8" No. 23 rota, los tubos de 2-7/8" No. 68 y 72 por pin malo, los cuellos de los tubos No. 69 y 72 de 2-7/8" y los cuellos de tubos No. 59 y 61 por desgastados.	-	3375'	3131', 2208', 2117', 2086', 1873', 1812'.
29-Ago-01	30-Ago-01	P-101	Vertical	Cambió la jt No.41 de 2-3/8" por una de 2-7/8".	-	3696'	3490'
06-Sep-01	07-Sep-01	P-164	Vertical	Cambió la jt de 2-3/8" que salió rota por una de 2-7/8" EUE.	-	3502'	3472'-3502'
20-Nov-01	22-Nov-01	P-182	Direccional	Cambió la jt 105 por cuello malo, y las jts 101 y 102 por estar muy torcidas.	28,5° @ 4778'	3289'	3214', 3092', 3123'
23-Nov-01	26-Nov-01	P-186	Vertical	Tubo 101 fisurado.	-	3126'	3093'
03-Dic-01	06-Dic-01	P-23	Vertical	Cambió la jt No. 22 por fuga, el tubo No. 12 por estar roto, y los 2 últimos tubos por estar torcidos.	-	3057'	2691', 2386'
09-Dic-01	11-Dic-01	P-104	Vertical	Cambió el cuello de Jt No. 78 por fuga.	-	3342'	963'
11-Dic-01	14-Dic-01	P-148	Vertical	El 3er. tubo de 2-3/8" por encima de la silla roto.	-	3527'	3435'

3.2. SERVICIOS AÑO 2002

De igual forma que en el anterior año, para el 2002 según los servicios reportados en el Tour Report de cada pozo, se presentaron en total 12 pozos con problemas que requirieron de cambio en ciertas juntas de la sarta de tubería debido a desgaste por rozamiento y corrosión, entre estos pozos 6 son direccionales y los otros 6 son verticales. También se pudo observar que los pozos con mayor frecuencia en el problema fueron el P-160 con 4 servicios de cambio de tubería y el P-183 con 2 servicios, siendo estos dos pozos de tipo direccional. Las profundidades de las fisuras calculadas de igual forma que en año 2001, fueron muy diferentes en el caso del P-160 en cada uno de los servicios y para el P-183 no se pudo determinar una relación entre ellas debido a que en el reporte no se especificaron las juntas del problema, por lo cual, dichas profundidades no muestran algo por sí solas. Igualmente, si se relacionan las profundidades del problema con las profundidades de la máxima desviación, no se encuentra una relación aparente entre dichas profundidades lo que indica que la tubería no necesariamente se está recostando al revestimiento en ese lugar.

A continuación se presenta un resumen del servicio realizado para cada uno de los pozos que presentaron problemas en la tubería, con las mismas características que para el año 2001, y al final de los resúmenes la tabla 11 muestra los datos de las juntas reemplazadas, las profundidades de las fisuras, la profundidad de la niple silla, la desviación máxima en el caso de los pozos direccionales y otros datos del servicio.

- P-12

22/04/2002- 23/04/2002

La bomba no despegó, se efectuó back off, salió hasta la V No. 33 de 3/4", se verificó fondo encontrando arena a 3900'. Se sacó la tubería y se encontró la jt No. 96 rota 3 pies abajo del cuello por desgaste interno.

- P-15

27/09/2002- 03/10/2002

Se bajó tubería de trabajo hasta 3123' y se limpió arena, se pescó landing niple del liner, se sacó liner. Se encontró la primera unión de 2-7/8" con orificios mayores de 1/4" a un pie del cuello, la No. 3 con orificios en la parte inferior y otro en la parte superior mayor de 1/4".

- P-30

08/06/2002- 09/06/2002

Se sacó sarta de varillas pero la bomba no salió, se trató de pescar a 2722' pero no pasó el pescador, se sacó la tubería y se encontró la Jt No. 86 colapsada, se verificó fondo encontrando tope de arena a 3643', pero no se hizo limpieza.

- P-43

22/02/2003- 25/02/2002

Se verificó fondo encontrando tope de arena a 4145', se bajó tubería de limpieza hasta 3122', compuesta por 1 flauta y tubería del pozo, lavó liner hasta fondo. Se sacó tubería de lavado y se bajó tubería de producción para probarla pero esta no sostuvo presión, se encontró la jt No. 95 rota por el cuerpo. Se bajó la tubería y se probó con 1200 psi, OK, se pescó la válvula fija y se bajó bomba RWBC de 1-1/2".

- P-49

21/09/2002- 23/09/2002

Se verificó fondo encontrando tope de arena a 3552'. Se sacó sarta de producción y se bajó tubería mixta para lavar el liner. Con 74 jts adentro se detectó fuga en el cuello, se reemplazó y se probó con 1300 psi, OK. Se bajaron 6 jts, con 80 jts adentro, fuga por el cuello, se cambió, se probó con 1300 psi, OK. Se bajaron 12 dobles, para un total de 105 jts adentro, fuga en el cuello. Se reemplazaron en total 5 cuellos por presentar fugas y la junta No. 99 de 2-7/8" por tener el pin malo.

- P-117

18/05/2002- 20/05/2002

Probando la tubería se encontró el tubo No. 81 con fisura vertical en la parte inferior debido a desgaste interno por rozamiento con varillas. Se bajó la sarta de varillas para verificar fondo encontrando tope de arena a 4136' (Fondo limpio a 4140'), sacó sarta de varillas y no se realizó limpieza de arena. Se cambió la bomba RWAC de 1-1/2" por una RWAC de 2".

- P-115

15/03/2002- 17/03/2002

La bomba salió pegada, se sacó sarta de varillas hasta la No. 8 de 3/4", se efectuó back off, se sacó la tubería llena, la última junta salió rota, se bajó tubería probada, se pescó la válvula fija, se bajó tubería extra y se encontró tope de arena a 4277', se limpió arena a fondo, se bajó bomba RWBC de 2".

- P-119

17/07/2002- 22/07/2002

Se sacó la tubería y se encontró la jt No. 23 con un orificio. Con tubería extra se encontró tope de arena a 3708', se sacó tubería llena con bomba pegada, se bajó tubería y se limpió arena a fondo, se bajó scraper. Se bajó bomba RWAC de 1-1/2" y se probó con 500 psi.

- P-140

02/06/2002- 03/06/2002

Se chequeó arena a 4122' pero no se realizó limpieza, se probó la tubería y no sostuvo, se cambió el tubo No. 88 por tener la rosca del pin en mal estado. Se bajó bomba RWAC 2-1/2"x1-1/2".

- P-155

23/08/2002- 05/09/2002

Se bajó tubería mixta para limpiar arena, se encontró tope de arena a 3160', se limpió hasta 4348' donde se encontró resistencia, se sacó y se volvió a intentar pasar, se trancó en 4286'. Se intentó pescar tubing sin tener éxito. Se cambiaron 2 jts de 2-7/8 por tener las roscas en mal estado.

- P-160

29/05/2002- 31/05/2002

Se encontró la jt No. 100 de 2-7/8" fisurada y la jt No. 102 rota. Se cambió la Niple Silla por encontrarse en mal estado. Se cambiaron 2 jts de 2-7/8" y 4 cuellos que estaban en mal estado.

15/06/2002- 19/06/2002

Sacando tubería de 2-7/8" se encontró el tubo No. 125 roto 4' por encima del pin. Se limpió arena desde 4150' hasta 4969', se sacó tubería de lavado y se bajó la sarta de producción, se pescó la válvula fija. Se probó la bomba RWAC de 1-1/2".

04/07/2002- 08/07/2002

Se sacó sarta de bombeo y se encontró el pistón pegado, se chequeó tope de arena a 4097' y se limpió hasta 4640', se presentaron varias pegas. Se cambiaron 6 cuellos y 2 jts de 2-7/8" por tener la rosca mala en el pin, se cambió la jt No. 59 ya que presentó una ruptura en el cuerpo a 1' cerca al cuello superior.

09/09/2002- 11/09/2002

Se sacó la bomba RWAC de 1-1/2" para cambiarla, se probó con 500 psi no sostuvo presión, se probó la tubería con 1300 psi pero no sostuvo, se sacó la tubería, se cambiaron las jts No. 25 por fuga en el cuello y la No. 109 por fisura en el cuerpo. Se bajó tubería con la silla a 3990'.

- P-183

06/01/2002- 08/01/2002

Se sacó sarta de varillas y se realizó prueba de tubería con 700 psi, pero esta no sostuvo, se sacó la sarta de tubería, se cambió la silla, se bajó la sarta de producción, se probó con 600 psi, OK. Se cambió un tubo por tener el pin en mal estado, y un cuello de 2-7/8".

06/05/2002- 09/05/2002

El cuello de la Junta No. 98 salió con escape severo, lo mismo en el cuello del barril y en la nipple silla. Se encontró tope de arena a 4053'. Se limpió arena a fondo: 4333'.

Tabla 11. Servicios año 2002.

FECHA		POZO	TIPO DE POZO	OBSERVACION	MAX. DESV.	NIPLE SILLA	PROF. FISURA
06-Ene-02	08-Ene-02	P-183	Direccional	Cambió un tubo por pin en mal estado y cuello de 2-7/8".	35° @ 5321'	3265'	No se especificaron juntas.
22-Feb-03	25-Feb-02	P-43	Vertical	Cambió la jt No. 95 rota por el cuerpo.	-	2914'	2884'
15-Mar-02	17-Mar-02	P-115	Direccional	Junta rota.	12° @ 2800'	2680'	2650'
22-Abr-02	23-Abr-02	P-12	Vertical	La jt No. 96 rota por desgaste interno.	-	3104'	2952'
06-May-02	09-May-02	P-183	Direccional	El cuello de la Junta No. 98 y el cuello del barril con escape severo (Fisura).	35° @ 5321'	3265'	3002'
18-May-02	19-May-02	P-117	Vertical	Cambió tubo No. 81 con fisura por desgaste interno por rozamiento de varillas.	-	2870'	2514'
29-May-02	31-May-02	P-160	Direccional	Cambió 2 Jtas de 2-7/8" y 4 Cuellos en mal estado (Fisura).	17°75' @ 4384'	4117'	3125', 3064'
02-Jun-02	03-Jun-02	P-140	Direccional	Cambió tubo No. 88 por rosca del pin en mal estado.	17-3/4" @ 4747'	3402'	718'
08-Jun-02	09-Jun-02	P-30	Direccional	La Jt No. 86 colapsada.	27,30° @ 4802'	3227'	604'
15-Jun-02	19-Jun-02	P-160	Direccional	El tubo No. 125 roto 4' por encima del pin.	17°75' @ 4384'	4057'	245'
04-Jul-02	08-Jul-02	P-160	Direccional	Cambió 6 cuellos y 2 jts de 2-7/8" por rosca mala en el pin, cambió la jt No. 59 rota en el cuerpo 1.	17°75' @ 4384'	4057'	1813', 367'-306'
17-Jul-02	22-Jul-02	P-119	Vertical	La jt No. 23 con orificio.	-	2799'	2098'
23-Ago-02	05-Sep-02	P-155	Vertical	Cambió 2 jts de 2-7/8 por roscas en mal estado.	-	3122'	No se especificaron juntas.
09-Sep-02	11-Sep-02	P-160	Direccional	Cambió las jts No. 25 (fuga en el cuello) y 109 (fisura en el cuerpo).	17°75' @ 4384'	3990'	3338', 776'
21-Sep-02	23-Sep-02	P-49	Vertical	Cambió 5 cuellos por presentar fuga y un tubo por problemas en el pin.	-	3246'	989', 806', 44'
27-Sep-02	03-Oct-02	P-15	Direccional	La 1a, unión de 2-7/8" con orificios a un pie del cuello, la No. 3 con orificios en la parte inferior y otro en la parte superior.	28° @ 4784'	3082'	2198', 2137'

3.3. SERVICIOS AÑO 2003

De igual forma que en los años anteriores, para el 2003 según los servicios reportados en el Tour Report de cada pozo, se presentaron en total 18 pozos con problemas que requirieron de cambio en ciertas juntas de la sarta de tubería debido a desgaste por rozamiento y corrosión, entre estos pozos 8 son direccionales y los otros 10 son verticales. También se pudo observar que los pozos con mayor frecuencia en el problema fueron el P-10, el P-21, el P-197 y el P-140 con 2 servicios de cambio de tubería cada uno, siendo estos cuatro pozos de tipo direccional. Las profundidades de las fisuras, calculadas de igual forma que en los años anteriores, fueron muy diferentes en cada uno de los servicios realizado a los pozos P-10, P-21 y P-140, y para el P-197 no se pudo determinar una relación entre ellas debido a que en el reporte de uno de los servicios no se especificaron las juntas del problema, por lo cual, dichas profundidades no muestran algo por sí solas. Igualmente, si se relacionan las profundidades del problema con las profundidades de la máxima desviación, no se encuentra una relación aparente entre dichas profundidades para el P-21, el P-140 y el P-197, lo que indica que la tubería no necesariamente se está recostando al revestimiento en ese lugar. Por otro lado, para el P-10 en el servicio del 17 al 21 de diciembre, las profundidades (2644', 2583') son relativamente cercanas y mayores a la profundidad de la máxima desviación (2384'), lo cual implica que posiblemente la sarta se está recostando en ese lugar contra el revestimiento y se puede estar presentando un pequeño rozamiento por elongación y movimiento de la tubería que se produce al realizarse el bombeo, y que con el tiempo puede estar formando las fisuras.

A continuación se presenta un resumen del servicio realizado en los pozos que presentaron problemas en la tubería, con iguales características que para los años anteriores, y al final de los resúmenes la tabla 12 muestra

datos correspondientes a juntas reemplazadas, profundidades de las fisuras, profundidad de la nipple silla, desviación máxima en el caso de los pozos direccionales y otros datos del servicio.

- C-010

06/03/2003-08/03/2003

Se encontró la jta No. 46 de 2-7/8" con la rosca del pin en mal estado por desgaste, la Niple Silla con rayaduras, se cambiaron, OK. Se reemplazó el cuello en la jt No. 96 por estar en mal estado. Además se cambiaron 6 jts de 2-7/8" por desgaste de rosca del pin y 4 cuellos por estar en mal estado.

- P-10

30/10/2003-03/11/2003

En la limpieza de arena con la bomba desarenadora, desde 4483' hasta 4490', se probó con 1300 psi y no sostuvo. Por esta razón, se procedió a sacar la sarta encontrando el tubo No. 12 con daño en el pin y el cuello, el tubo No. 38 con daño en el pin, y el tubo No. 10 de 3-1/2" con fuga en el cuello. Inicialmente se cambiaron 15 jts de 2-7/8" por tener problemas en los pines, y luego se decidió cambiar todas las 90 jts de 2-7/8". Finalmente, se probó con 1300 psi, OK.

17/12/2003-21/12/2003

Se sacó sarta de tubería, la nipple silla salió con daño en la rosca por desgaste y rayaduras internas, las jts de 2-7/8 No. 45 y 47 se encontraron con daño en las roscas del pin, y 4 cuellos de 2-7/8 con rosca mala.

- P-11

28/08/2003-30/08/2003

Se probó tubería con 1300 psi y no sostuvo, salió la jt No. 109 con desgaste en la rosca del pin y el cuello No. 110 de 2-7/8" con desgaste en la rosca y corrosión.

- P-12

29/11/2003-30/11/2003

Se trató de llenar la tubería con 30 bbls, pero no se logró, se sacó tubería y la jt No. 98 salió con una fisura longitudinal de 3.5" de largo x 1/2" de ancho por desgaste de material, se cambiaron 2 jts de 2-7/8" por alta corrosión externa y desgaste de material.

- P-15

27/10/2003-29/10/2003

Se probó la tubería de producción con 1300 psi y no sostuvo, se cambiaron 2 jts de 2-7/8" por presentar desgaste en la rosca de los pines.

- P-21

23/09/2003-25/09/2003

Se encontró el pistón pegado. Se probó la tubería con 1300 psi pero no sostuvo presión, se sacaron 38 jts de 3-1/2", 77 jts de 2-7/8", niple silla en mal estado por corrosión y 2 jts de cola con cuello dentado 2-7/8". Se cambió la niple silla, se bajó con tubería de 2-7/8" y se probó con 1300 psi, no sostuvo, se sacó hasta la niple silla, se bajaron 5 dobles, se probó, OK. Se encontró el tubo No. 34 con el pin y el cuello en mal estado, se cambió, se probó con 1300 psi, OK. En total se cambiaron 2 tubos y 4 cuellos.

12/12/2003-16/12/2003

Se probó la tubería pero esta no sostuvo presión, se sacó la tubería encontrando la jt No. 52 con una fisura de 4" de largo x 0.5 cm de ancho, por desgaste interno causado por rozamiento. Se cambiaron 4 V. de 1"x30', por corrosión en el cuerpo y desgaste del material por fricción.

- P-23

17/09/2003-18/09/2003

Se probó tubería con 1300 psi, se sacó hasta la niple silla, presentó rayaduras interiormente, se sacó la tubería y se cambió la jt No. 45 de 2-7/8" por presentar una fisura de 10" de largo y la jt No. 49 colapsada.

- P-94

10/12/2003-12/12/2003

Al probar la tubería de producción la presión alcanza solo 300 psi y disminuye a 0 psi, las jts No. 82 y 83 salieron con fisuras de 1" y 12" de longitud, debido a desgaste interno por rozamiento.

- P-108

13/03/2003-14/03/2003

Se probó la tubería con 1300 psi y no sostuvo presión, se encontró la junta No. 44 con fuga debido a desgaste en la rosca y en el cuello. Se cambiaron 6 varillas de 7/8" y 11 de 3/4" por desgaste.

- P-140

26/06/2003-27/06/2003

Se sacó la sarta de bombeo, se probó la tubería de 2-7/8" con 1300 psi y esta no sostuvo presión, cayó 200 psi en 1 minuto, se sacó la tubería llena probando cada 20 jts con 1300 psi, se encontró daño en la rosca y en el cuello de la jt No. 82 y la jt No. 83 torcida.

19/09/2003-20/09/2003

Se probó la tubería con 1300 psi y no sostuvo presión, se encontró la jt No. 6 con desgaste en la rosca del pin y el cuello de la Jt No. 8 con desgaste en la rosca.

- P-145

20/02/2003-22/02/2003

Se probó la tubería y no sostuvo la presión encontrando las jts No. 59 y 36 con fisuras longitudinales, se cambiaron las jts, se probó nuevamente, OK.

- P-156

24/10/2003-26/10/2003

Se cambiaron 7 varillas de 3/4"x30' que estaban en mal estado y 25 cuellos de varilla por presentar desgaste, se probó la tubería con 1300 psi y no sostuvo, se sacó la jt No. 87 con una fisura de 3', la jt No. 56 con una fisura de 1' de largo, la Jt No. 57 con una fisura de 8" de largo y la jt No. 32 por corrosión externa en cuerpo.

- P-164

09/02/2003-11/02/2003

Se probó la tubería con 1300 psi, disminuyendo la presión en 5 minutos. Se verificó la niple silla encontrándola en mal estado, se cambió, se probó nuevamente: OK. Se siguió bajando tubería y se cambió la Jt No. 26 de 2-3/8" por presentar un orificio de 1/4" producido por corrosión.

- P-169

05/03/2003-06/03/2003

Sacando la tubería de producción se encontró en la jt No. 74 una fisura de aproximadamente 4", se cambió y se probó nuevamente con 1300 psi OK. Se encontró la jt No. 50 rota, la jt No. 45 fisurada, la jt No. 43 colapsada y la jt No. 50 con una fisura de 3" de largo.

- P-176

04/11/2003-05/11/2003

Se probó la tubería de producción con 1300 psi y esta no sostuvo, se cambiaron las jts No. 23 y No. 52 de 2-7/8" por presentar desgaste en la rosca de los pines.

- P-177

09/07/2003-11/07/2003

Se probó la tubería de producción con 1300 psi y no sostuvo, se encontró la jt No. 23 con desgaste en la rosca del pin y el cuello de la jt No. 24 con desgaste en la rosca.

- P-196

22/12/2003-24/12/2003

Se sacó la tubería de producción, se cambiaron 2 cuellos de 2-7/8" por presentar desgaste en la rosca y 7 cuellos de 2-7/8" por rosca de la caja en mal estado.

- P-197

01/12/2003-05/12/2003

Se quebraron 2 jts de 2-7/8" por encontrarse con desgaste en las roscas de los pines.

26/12/2003-31/12/2003

Se sacó tubería: 49 dobles de 2-7/8 y las restantes 33 jts de tubería salieron ligeramente arqueadas, 2 cuellos de 2-7/8" salieron con desgaste por rozamiento en un costado.

Tabla 12. Servicios año 2003.

FECHA	POZO	TIPO POZO	OBSERVACION	MAX. DESV.	NIPLE SILLA	PROF. FISURA	
09-Feb-03	11-Feb-03	P-164	Vertical	Cambió jt No. 26 de 2-3/8" por corrosión.	-	3502'	2709'
20-Feb-03	22-Feb-03	P-145	Vertical	Cambió jts No. 59 y 36 por fisuras longitudinales.	-	3462'	2364', 1663'
05-Mar-03	06-Mar-03	P-169	Vertical	Cambió jts No. 43, 45, 50, y 74 por fisuras.	-	3390'	2273', 1541', 1389', 1328', 779'
06-Mar-03	08-Mar-03	C-010	Vertical	Cambiaron 7 jts de 2-7/8" por desgaste en rosca del pin.	-	4899'	2978', 2795', 2246'
13-Mar-03	14-Mar-03	P-108	Vertical	Cambió jt No. 44 por desgaste en rosca del pin.	-	3093'	1751'
26-Jun-03	27-Jun-03	P-140	Direccional	Daño en jt No. 82 (pin y cuello malo: rosca) y la jt No. 83 torcida.	17-3/4" @ 4747'	3402'	2513'
09-Jul-03	11-Jul-03	P-177	Direccional	Cambió jt No. 23 por desgaste en rosca del pin, y 1 cuello de 2-7/8" de la jt No. 24 con desgaste en rosca.	-	3735'	744', 714'
28-Ago-03	30-Ago-03	P-11	Vertical	Cambió jt No. 109 con desgaste en rosca del pin, y 1 cuello de la jt No. 110 con desgaste en rosca y corrosión.	-	3792'	3368', 3338'
17-Sep-03	18-Sep-03	P-23	Vertical	Cambió jt No. 45 de 2-7/8" por fisura de 10" y jt No. 49 colapsada.	-	3057'	1685', 1563'
19-Sep-03	20-Sep-03	P-140	Direccional	Cambió jt No. 6 por desgaste en rosca del pin, y 1 cuello de 2-7/8" de la jt No. 8 con desgaste en rosca.	17-3/4" @ 4747'	3402'	256'-195'
23-Sep-03	25-Sep-03	P-21	Direccional	Encontró el tubo No. 34 con el pin y el cuello en mal estado. En total se cambiaron 2 tubos y 4 cuellos.	38°15' @ 3975'	3533'	2496'
24-Oct-03	26-Oct-03	P-156	Vertical	Cambió jt No. 87 con fisura de 3' de largo, jt No. 56 con fisura de 1' de largo, Jt No. 57 con fisura de 8".	-	3751'	1098'
27-Oct-03	29-Oct-03	P-15	Direccional	Cambió 2 jts de 2-7/8" por desgaste en rosca de los pines.	28° @ 4784'	3325'	2349', 1617', 1587', 672'
30-Oct-03	03-Nov-03	P-10	Direccional	Para este tipo de trabajos de limpieza debe utilizarse tubería de trabajo.	30,5° @ 2384'	4016'	3650', 2857'
04-Nov-03	05-Nov-03	P-176	Vertical	Cambió 2 juntas de 2-7/8" por desgaste en rosca de los pines.	-	3457'	1566', 682'
29-Nov-03	30-Nov-03	P-12	Vertical	Cambió 3 jts de 2-7/8", 1 con fisura de 3.5" de largo x 1/2" de ancho, 2 jts por corrosión externa y desgaste de material.	-	3110'	3019'
01-Dic-03	05-Dic-03	P-197	Direccional	Cambió 2 jts de 2-7/8" por desgaste en rosca de los pines.	25,3° @ 4574'	4167'	No se especificaron juntas.
10-Dic-03	12-Dic-03	P-94	Direccional	Cambió 2 jts No. 82 y 83 por fisuras de 1" y 12" de longitud, debido a desgaste interno por rozamiento.	18°15' @ 1962'	3103'	2545', 2514'
12-Dic-03	16-Dic-03	P-21	Direccional	Cambió jt No. 52 (Fisura de 4" de largo x 0.5 cm de ancho) debido a desgaste. Cambiaron 4 V de 1"x30', por corrosión en el cuerpo y desgaste de material por fricción.	38°15' @ 3975'	3539'	1953'
17-Dic-03	21-Dic-03	P-10	Direccional	Cambió niple silla por daño en rosca (desgaste), y rayaduras internamente, cambió 3 jts de 2-7/8" por desgaste en rosca de pines y 4 cuellos.	30,5° @ 2384'	4016'	2644', 2583'
22-Dic-03	24-Dic-03	P-196	Direccional	Cambió 2 cuellos de 2-7/8" por desgaste de la rosca, quebró 7 jts de 2-7/8" por desgaste en rosca de pin.	28,1° @ 4380' MD	4463'	No se especificaron juntas.
26-Dic-03	31-Dic-03	P-197	Direccional	Cambió 20 jts de 2-7/8" arqueadas, 2 cuellos de 2-7/8" salieron con desgaste en un costado.	25,3° @ 4574' MD	4106'	3100', 4106'

3.4. SERVICIOS AÑO 2004

Para el año 2004 desde el primero de enero hasta el 8 de agosto según el Tour Report de cada pozo, se presentaron en total 20 pozos con problemas que necesitaron cambió de juntas de tubería, entre estos pozos 13 son direccionales y los 7 restantes son verticales. También se pudo observar que los pozos con mayor frecuencia en el problema fueron el P-115 de tipo direccional y el P-156 de tipo vertical, con 2 servicios de cambio de tubería para cada uno durante este año. Las profundidades donde se encontraron las fisuras fueron relativamente cercanas entre servicio y servicio para cada uno de estos dos pozos, ubicándose dentro de un rango de 30 a 90 pies (de 1 a 2 juntas aproximadamente) en ambos casos. Por otra parte, en el caso del P-115 las profundidades no tienen relación alguna con la ubicación de la desviación máxima descartando la posibilidad de que la tubería se esté recostando a las paredes y se estén formando las fisuras.

A continuación se muestra un resumen del servicio realizado en los pozos que presentaron problemas de fisuras, y al final de los resúmenes la tabla 13 muestra datos correspondientes a juntas reemplazadas, profundidades de las fisuras, profundidad de la niple silla, desviación máxima en el caso de los pozos direccionales y otros datos del servicio.

- P-7

25/05/2004- 29/05/2004

Se bajó un cuello dentado de 2-7/8", tubería de 2-7/8" y de 3-1/2". Se encontró tope de arena a 6065' y se limpió arena a fondo. Se bajó sarta de tubería con empaque G de 7" sentado a 5384". Se cambiaron 4 cuellos de 3-1/2" por presentar la rosca desgastada y corroída y 2 jts de 3-1/2" por tener la rosca del pin corroída y desgastada, se cambiaron 6 cuellos de varilla de

3/4", 8 cuellos de 7/8" y 6 de 1" por desgaste y roscas corroídas. Se bajó bomba RWAC de 1-1/2".

- P-11

16/02/2004- 21/02/2004

Se bajaron 123 jts de tubería de producción de 2-7/8", se cambiaron 2 cuellos de 2-7/8" por presentar la rosca en mal estado por corrosión y desgaste.

- P-14

22/04/2004- 23/04/2004

Se probó la tubería y levantó presión hasta 500 psi pero disminuyó inmediatamente, se sacó la sarta de tubería encontrando la jt No. 119 con el pin malo por rosca desgastada y con corrosión, el cuello de jt No. 120 con rosca desgastada y con corrosión, se bajó tubería y se bajó bomba.

- P-16

07/06/2004- 10/06/2004

Se encontró tope de arena a 4510' y se limpió hasta 4804', se sacó tubería de limpieza, se bajó tubería de producción, se cambió la jt No. 2 por fisura de 2" de largo x 1/8" de ancho debida a desgaste por rozamiento en el interior, se cambió 1 cuello de 2-7/8" de la Jt No. 7 por presentar la rosca corroída y desgastada, empaque modelo G de 5-1/2" sentado a 3642'.

- P-19

05/03/2004- 07/03/2004

Se bajó 1 jt de 2-7/8" con cuello dentado, seguida de una niple silla nueva con válvula fija y 4 jts de 2-7/8". Se probó con 1000 psi y no sostuvo presión, se encontró la jt No. 3 con fisura de 5" de longitud x 1/16", se reemplazó y se continuó bajando 110 jts de 2-7/8", calibradas y probadas.

- P-32

10/04/2004- 12/04/2004

Se encontró tope de arena a 3778'. Se probó la tubería y no sostuvo presión. Se sacó la tubería de 2-7/8" y se encontró la jt No. 85 con una fisura de 20" de largo x 1/16" ancho, la jt No. 86 con pin desgastado y corroído y el cuello de la jt No. 87 con desgaste y rosca corroída, se probó con 1000 psi y la presión disminuyó nuevamente, la jt No. 2 salió con una fisura de 1" de largo x 1/16" de ancho.

- P-72

09/01/2004- 11/01/2004

Se probó tubería y no sostuvo presión, se sacó tubería conejando tubo por tubo, se encontró la jt No. 96 de 2-7/8" con fuga por fisura de 5" x 1/16" longitudinal. Se cambiaron 5 cuellos de varilla de 3/4" debido a desgaste por rozamiento.

- P-115

24/04/2004- 25/04/2004

Se sacó la sarta de bombeo y se encontró la camisa de la bomba con 1 orificio de 1/16" por corrosión, se probó la tubería llegando la presión a 200 psi y luego cae. Se sacó sarta de tubería y se encontró la jt No. 44 con una fisura de 4" de largo x 1/8" de ancho producida por desgaste y corrosión y la jt No. 45 con corrosión externa, se bajó bomba RWAC de 2".

- P-115

04/07/2004- 06/07/2004

Se probó con 500 psi y disminuyó a 0 psi, se verificó fondo encontrando el tope de arena a 4166', relleno: 189', última perforación: 3869'. Se probó con 500 psi y disminuyó a 0 psi. Se encontró la jt No. 69 con una fisura de 1-1/2" de largo y 1 orificio de 1/4" localizada a 10' del extremo superior, por

seguridad se cambian las jts No. 67, 68 y 70, se encontró la jt No. 48 con un orificio de 1/4", se reemplazó y se probó con 1000 psi, OK. Se terminó de bajar tubería probando cada 10 dobles con 1000 psi, OK.

- P-117

06/01/2004- 07/01/2004

Se sacó la tubería y se encontró que el cuello de 2-7/8" entre las jts No. 43 y 44 salió con la rosca en mal estado por corrosión interna, se cambió el cuello, se probó el resto de tubería y no sostuvo. Se sacaron 12 jts de 2-7/8", se encontró fuga en el cuello de la jt No. 12, se cambió el cuello por tener rosca en mal estado debido al desgaste, se probó con 1000 psi, OK, se bajaron 12 jts de 2-7/8" y se probó con 1000 psi, OK.

- P-145

11/03/2004- 17/03/2004

Se probó la tubería sin tener éxito, se encontró la jt No. 80 con una fisura de 37" de largo x 1/16" de ancho y la jt No. 86 de 2-7/8" J-55 con una fisura de 28" de largo x 1/16" de ancho. Se chequeó tope de arena a 3788' y se limpió a fondo. Se encontró la jt No. 72 de 2-7/8" con una fisura de 17" de longitud x 1/16" de ancho y la jt No. 75 con una fisura de longitud 12" x 1/16" de ancho. Se encontraron corroídas 5 varillas de 3/4" x 30' y 2 de 7/8" x 30'.

- P-156

08/03/2004- 11/03/2004

Se sacó una barra lisa de 1-1/4" x 26' ya que presentaba corrosión y desgaste; sacó sarta de producción y la jt No. 118 salió con una fisura de 9" de longitud x 1/16" de ancho producida por corrosión; la jt No. 119 presentó alta corrosión.

05/08/2004- 06/08/2004

Con bomba anclada se trató de probar la tubería con 500 psi sin lograrlo, se sacó la sarta de bombeo, se probó bomba RWAC, OK. No se pudo llenar la tubería para probarla con 1000 psi, tubería con escape, se sacó la sarta, silla en buen estado, se encontró la jt anterior a la niple silla con una fisura de 6" de largo x 1-1/16" de ancho, encontrando fuga por el cuello de la jta No. 3 por desgaste en rosca, con tubería del pozo y extra se verificó fondo, se encontró tope de arena a 4064', fondo: 4068', relleno: 4'. Se bajó bomba RWAC de 2", se probó con 500 psi, OK.

- P-164

22/01/2004- 23/01/2004

La bomba RWBC de 2" x 1-1/2" presentó bombeo deficiente y el barril corroído. La jta No. 22 de 2-3/8" salió con una fisura de 8" de largo x 1/2" de ancho, el cuello de la jt No. 17 de 2-3/8" presentó escape por desgaste y corrosión en la rosca, se bajó tubería de 2-7/8" con niple silla a 3502'.

- P-165

15/04/2004- 16/04/2004

Se encontró tope de arena a 3898'. Se probó la tubería pero no sostuvo, la silla salió con desgaste y erosión, se bajó la tubería para probarla con 1000 psi y nuevamente no sostuvo, la jt No. 15 salió con la rosca del pin en mal estado por corrosión y desgaste, se cambiaron 3 cuellos de 2-7/8" en mal estado por corrosión y desgaste, se probaron 101 jts con 1000 psi y la presión disminuyó, se encontró el cuello de la jt No. 9 con desgaste en la rosca. Se cambiaron 6 varillas de 3/4" por desgaste y corrosión.

- P-179

09/06/2004- 12/06/2004

Se verificó fondo de arena a 5138', se sacó tubería de producción: 134 jts de 2-7/8", 1 niple silla en mal estado con picaduras por corrosión; se bajó

tubería mixta de limpieza: 1-1/4", 1" y 2-7/8" hasta 5138' y se limpió arena. Se sacó la tubería de limpieza, se bajó la sarta de producción, se cambiaron 5 cuellos por desgaste en rosca y 1 jt de 2-7/8" por desgaste la rosca del pin.

- P-180

06/04/2004- 08/04/2004

Se chequeó tope de arena a 4377'. Se probó la tubería y no sostuvo, se sacaron 42 jts de 2-7/8", se encontró escape en cuello por desgaste en la rosca y corrosión, se continuó sacando, se encontró la Jt No. 118 con el cuello en mal estado por desgaste en las roscas y corrosión.

- P-184

17/05/2004- 19/05/2004

Se trabajó sarta sin lograr despegar la bomba, se encontró tope de arena a 4374' y se limpió hasta fondo, se sacó tubería llena con la bomba pegada en el último tubo. Se cambió el cuello de 2-7/8" de la jt No. 100 debido a que presentó desgaste por corrosión. Se reemplazaron 14 varillas de 3/4 por corrosión y desgaste, se cambió diseño de sarta de varillas.

- P-186

19/05/2004- 21/05/2004

Se sacaron 4 varillas en mal estado por desgaste y corrosión, y la bomba RWAC de 2" con bombeo deficiente por estar el pistón pegado, se probó la tubería sin éxito, se encontró la jt No. 7 de 2-7/8" con una fisura de 36" de largo x 1" de ancho, tope de arena a 4142'. Se limpió arena y se bajó bloque de impresión a 4738', el cual salió con un tornillo de 5/16" x 1-1/2" incrustado en el costado lateral y con huellas de arena en la parte frontal.

- P-189

01/08/2004- 03/08/2004

Se sacó la tubería de 2-7/8" encontrando la jt No. 13 con 2 orificios de 1/16" cada uno, la jt No. 23 con una fisura longitudinal de 34" de largo x 7/16" de ancho, la jt No. 24 con fisura de 39" de largo x 5/16" de ancho, la jt No. 25 con una fisura de 34" de largo x 1/4" de ancho, la jt No. 35 con una fisura de 3" de largo x 3/8" de ancho, la jt No. 36 con una fisura de 53" de largo x 7/8" de ancho, la jt No. 42 con una fisura de 46" de largo x 13/16" de ancho, la jt No. 44 con una fisura de 28" de largo x 3/4" de ancho, la jt No. 45 con una fisura de 60" de largo x 1" de ancho, la jt No. 47 con una fisura de 31" de largo x 5/8" de ancho, la jt No. 50 con una fisura de 80" de largo x 5/8" de ancho. Se bajó sarta de producción compuesta por 1 cuello dentado, 1 tubo de cola, 1 empaque Baker modelo G, 1 niple silla nueva y 4 jts con la válvula fija anclada, probó la tubería con 1000 psi y no sostuvo, se sacó la tubería y se encontró la jt 4 con un orificio de 1-1/16" en la parte superior, se reemplazó y se probó con 1000 psi OK. Se continuó probando cada 10 jts hasta la No. 70, probó y en 400 psi la presión disminuyó a 0 psi, se sacó y se encontró la jt No. 67 fisurada, se bajó nuevamente hasta la jt 70, se probó y en 500 psi la presión cayó, se sacó y se encontró la jt No. 60 fisurada, reemplazó al igual que un cuello con rosca mala, probó con 1000 psi, OK. Se bajó tubería para un total de 80 jts dentro del pozo, se probó y en 200 psi se cayó la presión a 0 psi, se sacó y se encontró la jt 76 fisurada, se bajó hasta la jt No. 80, se probó y en 400 psi la presión disminuyó, se sacó y se encontró la jt No. 72 fisurada, se bajó hasta la jt No. 80 y se probó con 1000 psi OK. Se bajaron 10 jts hasta completar 90 jts dentro del pozo, se encontró 1 jt colapsada.

- P-190

17/03/2004- 19/03/2004

Se encontró la varilla No. 11 de 3/4" partida por el cuerpo debido a corrosión y fatiga del material, se pescó la varilla partida y se probó tubería. Se encontró tope de arena a 4013' y se limpió a fondo. Se encontró incrustado

un barril de bomba RWAC de 2" por debajo de la silla. Se bajó sarta combinada, se cambiaron 3 cuellos de 2-3/8" por presentar corrosión y deterioro y 1jt de 2-3/8" por deterioro.

- P-196

01/06/2004- 07/06/2004

Se sacaron los guide rods con alto desgaste por rozamiento y 41 cuellos de varilla de 3/4" con desgaste por rozamiento. Se probó tubería pero no levantó presión, se sacaron 17 jts de 2-7/8" encontrándose desconectada la No. 18, se conectó Jt No. 18 y el resto de tubería. Se encontró tope de arena a 4742' y se limpió a fondo. Se cambiaron 26 jts de 2-7/8" y 15 cuellos 2-7/8" por rosca en mal estado.

Tabla 13. Servicios año 2004.

FECHA		POZO	TIPO DE POZO	OBSERVACION	MAX. DESV.	NIPLE SILLA
06-Ene-04	07-Ene-04	P-117	Direccional	Cambió cuello de 2-7/8" entre Jts No. 43 y 44 con rosca en mal estado (corrosión interna) y cuello de la jt No. 12 por fuga (rosca en mal estado por desgaste).	21,25° @ 3906'	3300'
09-Ene-04	11-Ene-04	P-72	Direccional	Cambió jt No. 96 de 2-7/8" por fisura y 5 cuellos de varilla de 3/4" por desgaste (Rozamiento).	8°15' @ 3002'	3143'
22-Ene-04	23-Ene-04	P-164	Vertical	Camisa corroida. Cambió jta No. 22 de 2-3/8" por fisura y cuello de jt No. 17 de 2-3/8" (desgaste en rosca y corroida).	-	3502'
16-Feb-04	21-Feb-04	P-11	Vertical	Cambió 2 cuellos de 2-7/8" por roca en mal estado (corrosión y desgaste).	-	3788'
05-Mar-04	07-Mar-04	P-19	Direccional	Cambió la jt No. 3 por fisura.	24°15' @ 4240' y @ 4452'	3527'
08-Mar-04	11-Mar-04	P-156	Vertical	Una barra lisa de 1-1/4"x26' (corrosión y desgaste); la jt No. 118 con fisura y corroida; la jt No. 119 presenta corrosión.	-	3751'
11-Mar-04	17-Mar-04	P-145	Vertical	Las jts No. 80, 86, 72, 75 con fisura. 5 V de 3/4"x30' (corroidas), 2 V de 7/8"x30' (corroidas).	-	3458'
17-Mar-04	19-Mar-04	P-190	Direccional	La V No. 11 de 3/4" partida por cuerpo (corrosión y fatiga del material). Cambió 3 cuellos de 2-3/8" corroidos y deterioro y 1jt de 2-3/8" (deterioro).	13,5° @ 1928'	3737'
06-Abr-04	08-Abr-04	P-180	Direccional	Sacó 42 jts de 2-7/8", escape en cuello por desgaste en rosca y corrosión y la Jt No. 118 con cuello en mal estado (desgaste en rosca y corrosión).	21° @ 3302'	3712'
10-Abr-04	12-Abr-04	P-32	Direccional	Cambió jt No. 85 por fisura, jt No. 86 por pin desgastado y corrosión, cuello jt No. 87 (desgaste y rosca corroida) y la jt No. 2 por fisura.	25°15' @ 2597'	3033'
15-Abr-04	16-Abr-04	P-165	Direccional	Cambió la jt No. 15 por corrosión y desgaste, 3 cuellos de 2-7/8" por corrosión y desgaste, cuello de la jt No. 9 por desgaste en rosca y 6 varillas de 3/4" por desgaste y corrosión.	11,5° @ 2804'	3118'
22-Abr-04	23-Abr-04	P-14	Vertical	La jt No. 119 por rosca desgastada y corrosión y cuello de jt No. 120 (rosca desgastada y corrosión).	-	3858'
24-Abr-04	25-Abr-04	P-115	Direccional	Camisa con 1 orificio por corrosión, jts No. 44 con fisura por desgaste y corrosión y jt No. 45 con corrosión externa.	12° @ 2800'	2680'
17-May-04	19-May-04	P-184	Direccional	Cambió cuello de 2-7/8" de la jt No. 100 (desgaste por corrosión) y 14 V de 3/4" por corrosión y desgaste.	22° @ 3981'	3130'
19-May-04	21-May-04	P-186	Vertical	Cambió 4 varillas en mal estado por desgaste y corrosión, encontró jt No. 7 de 2-7/8" con fisura.	-	3127'
25-May-04	29-May-04	P-7	Direccional	Cambió 4 cuellos de 3-1/2" por rosca desgastada y corroida, 2 jts de 3-1/2" (rosca del pin corroida y desgaste), 6 cuellos de varilla de 3/4", 8 cuellos de 7/8" y 6 de 1" por desgaste y corrosión.	36° @ 4227'	5910'
01-Jun-04	07-Jun-04	P-196	Direccional	Guide rods con desgaste por rozamiento, 41 cuellos de varillas de 3/4" con desgaste por rozamiento. Se cambiaron 26 jt's de 2-7/8" y 15 cuellos 2-7/8" por rosca en mal estado.	28,1° @ 4380' MD 4036' TVD	4353'
07-Jun-04	10-Jun-04	P-16	Direccional	Cambió jt No. 2 por fisura (desgaste por rozamiento en el interior), 1 cuello de 2-7/8" de la Jt No. 7 (rosca corroida y desgaste).	32,75° @ 3919'	4091'
09-Jun-04	12-Jun-04	P-179	Direccional	Cambió 5 cuellos por desgaste en rosca y 1 jt de 2-7/8" por desgaste rosca del pin.	22,5° @ 2000'	4138'
04-Jul-04	6-Jul-04	P-115	Direccional	Cambió jt No. 69 por fisura de 1-1/2" de largo y 1 orificio de 1/4", por seguridad se cambian las jt's No. 67, 68 y 70, y la jt No. 48 por un orificio de 1/4"	12° @ 2800'	2680'
01-Ago-04	3-Ago-04	P-189	Vertical	Se cambiaron: 16 jts de 2-7/8" fisuradas (4,13, 23, 24, 25, 35, 36, 42, 44, 45, 47, 50, 60, 67, 72, 76), 2 jt's con orificios (4, 13), 1 jt de 2-7/8" por colapso, 2 cuellos de 2-7/8" con rosca desgastada.	-	2805'
05-Ago-04	6-Ago-04	P-156	Vertical	Encontró la jt anterior a niple silla con fisura de 6" de largo x 1/16" de ancho, cambió cuello de la jta No. 3 con rosca desgastada.	-	3725'

De modo general, para los cuatro años analizados, se elaboró un tabulado donde se resumen el número de eventos realizados por cambio de tubería en los pozos implicados. Estos cuadros se pueden ver en la tabla 14, donde para el cuadro “Frecuencia de cambio de tubería” se muestra de forma general todos los pozos encontrados con tubería fisurada y el número de ocasiones que se presentó dicho problema. El cuadro correspondiente a “Frecuencia por año” muestra los pozos que más se destacaron en cambio de tubería por fisuras en cada uno de los años teniendo entre 2 y 4 servicios cada uno. Finalmente, el correspondiente a “Frecuencia durante los cuatro años” muestra los pozos que se destacaron por tener mayor número de cambios en el transcurso de los cuatro años presentándose un promedio de 3 cambios en la mayoría de los casos.

Por otra parte, en cuanto a las anclas de tubería buscadas en los 51 pozos que se analizaron por fisuras en su sarta de producción, se encontraron:

- Veintisiete (27) pozos que nunca se les instaló ancla de tubería:

P-11	P-14	P-20	P-23	P-39	P-43
P-88	P-101	P-104	P-107	P-108	P-117
P-119	P-125	P-128	P-140	P-148	P-155
P-156	P-164	P-165	P-167	P-169	P-176
P-186	P-189	P-190			

- Veintiún (21) pozos que en algún momento tuvieron instalada ancla de tubería:

P-7	P-10	P-12	P-15	P-16	P-19
P-21	P-30	P-32	P-49	P-72	P-94
P-115	P-145	P-160	P-177	P-179	P-180
P-182	P-183	P-184			

Tabla 14. Frecuencia en cambio de tubería.

FRECUENCIA EN EL CAMBIO DE TUBERIA

	2001 Tubería	2002 Tubería	2003 Tubería	2004 Tubería
C-10			x	
P-007				x
P-010			xx	
P-011			x	x
P-012		x	x	
P-014	x			x
P-015		x	x	
P-016				x
P-019				x
P-020	x			
P-021			xx	
P-023	xx		x	
P-030		x		
P-032				x
P-039	x			
P-043		x		
P-049		x		
P-072				x
P-088	x			
P-094			x	
P-101	x			
P-104	x			
P-107		x		
P-108			x	
P-115		x		xx
P-117	x			x
P-119		x		
P-125	x			
P-128	x			
P-140		x	xx	
P-145	x		x	x
P-148	xx			
P-155		x		
P-156			x	xx
P-160		xxxx		
P-164	x		x	x
P-165				x
P-167	x			
P-169	x		x	
P-176			x	
P-177			x	
P-179				x
P-180				x
P-182	x			
P-183		xx		
P-184				x
P-186	x			x
P-189				x
P-190				x
P-196			x	x
P-197			xx	

FRECUENCIA POR AÑO

	2001 Tubería	2002 Tubería	2003 Tubería	2004 Tubería	Tipo de Pozo
P-010			xx		Direccional
P-021			xx		Direccional
P-023	xx		x		Vertical
P-115		x		xx	Direccional
P-140		x	xx		Direccional
P-148	xx				Vertical
P-156			x	xx	Vertical
P-160		xxxx			Direccional
P-183		xx			Direccional
P-197			xx		Direccional

FRECUENCIA DURANTE LOS 4 AÑOS

	2001 Tubería	2002 Tubería	2003 Tubería	2004 Tubería	Tipo de Pozo
P-010			xx		Direccional
P-011			x	x	Vertical
P-012		x	x		Vertical
P-014	x			x	Vertical
P-015		x	x		Direccional
P-021			xx		Direccional
P-023	xx		x		Vertical
P-115		x		xx	Direccional
P-117	x			x	Direccional
P-140		x	xx		Direccional
P-145	x		x	x	Vertical
P-148	xx				Vertical
P-156			x	xx	Vertical
P-160		xxxx			Direccional
P-164	x		x	x	Vertical
P-169	x		x		Vertical
P-180				x	Direccional
P-183		xx			Direccional
P-186	x			x	Vertical
P-196			x	x	Direccional
P-197			xx		Direccional

- Dos (2) pozos que todavía tienen instalada ancla de tubería:
P-196 P-197

Los dos pozos que todavía tienen instalada ancla de tubería en su sarta de producción corresponden a dos de los tres pozos perforados en el 2003 por la Unión Temporal IJP (P-196, P-197 y P-198). Para el caso del pozo Caipal-10, en el momento no se encuentra en el campo su tour report ni su well file, razón por la cual no se pudo investigar si tuvo ancla de tubería o si aún tiene.

4. RAZONES DEL ABANDONO DE POZOS

Para este fin se realizó un recuento de las diferentes razones que llevaron al abandono definitivo o cierre temporal de 102 pozos. Esto se realizó haciendo una revisión de los diferentes reportes que se encuentran en los Well File y en los Tour Report de cada pozo en donde se muestra la actividad desarrollada en cada servicio efectuado en estos pozos.

En cuanto a los pozos abandonados definitivamente se revisaron específicamente las Formas No. 7 CR denominadas como “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”, donde se da una justificación de las razones por las cuales se va a realizar un trabajo determinado en el pozo; igualmente, las Formas No. 10 A-CR denominadas como “Informe de taponamiento y abandono”, donde se hace una breve descripción del trabajo efectuado en el pozo; y también, el acta de abandono donde se oficializa dicho abandono.

Por otro lado, para aquellos pozos que aún no han sido abandonados definitivamente, se revisaron los diferentes servicios realizados hasta la fecha haciendo énfasis en el comportamiento del pozo a lo largo de los años y en el resultado de los últimos servicios realizados antes del abandono temporal.

La Tabla 15 muestra detalladamente la razón del abandono para cada uno de los 102 pozos inactivos actualmente. En la que se puede observar que las razones principales para haber considerado el abandono de estos pozos son: problemas de arenamiento, altos cortes de agua (En algunos pozos se

presentaron valores de BS&W hasta del 100%), baja producción de aceite no necesariamente relacionada a los altos cortes de agua, daños en el revestimiento de producción, daños en el liner y pescados que obstruían las perforaciones del pozo impidiendo la entrada de los fluidos de la formación o que dificultaban las operaciones de producción.

Como se puede observar en la Tabla 16, de los 102 pozos abandonados, 56 tuvieron problemas de arenamiento, 38 altos cortes de agua, 17 baja producción de aceite, 30 daños en el revestimiento, 2 daños en el liner y 12 presentaron pescados, teniendo en cuenta que cada uno de ellos se vio afectado por más de un problema.

Tabla 15. Razones del Abandono.

POZO	RAZÓN DEL ABANDONO
P-001	Por baja producción y alto BS&W. El pozo presentó continuos problemas de arenamiento y desde el año 1980 la producción disminuyó de 15 BOPD a 1 BOPD con 40 BWPD (95 % B&SW) en Junio de 1985.
P-003	El pozo producía con alto corte de agua (BS&W 100%), igualmente tiene liner cubriendo los intervalos Guaduas abiertos y no presenta arenas productoras en la formación Tuné que puedan ser abiertas a producción.
P-004	Cerrado por baja producción de aceite y alto corte de agua, además no presenta arenas prospectivas en Tuné.
P-005	Este pozo se cerró temporalmente debido a su baja tasa de producción (1 BOPD).
P-006	Presenta baja producción de aceite, alto corte de agua y frecuentes arenamientos. No presenta arenas prospectivas.
P-009	Durante un trabajo de recompletamiento se probó que los dos intervalos superiores (3783'-3792' y 3799'-3811') son productores de agua. Posteriormente en Julio de 1967, fueron realizados sin ningún éxito 2 intentos para tratar de sellarlos con cemento. ECOPETROL en Enero del 2000, trató de rehabilitar el pozo. Con equipo se evaluó el estado mecánico del pozo sin poder remediar un daño del revestimiento a 3797', y debido a esto el pozo no fue reactivado.
P-013	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento.
P-017	Debido a sus continuos problemas de arenamiento se realizaron varios trabajos con resultados poco satisfactorios; por presentar una baja tasa de producción y no poseer otras arenas potencialmente productoras, se recomendó su abandono.
P-022	El pozo quedó fuera de producción por problemas de arenamiento y alto contenido de agua en la producción. En Febrero del 2000 se bajó empaque a R-3 a 3490', se probó y se detectó daño en el revestimiento a 3500'.
P-024	El pozo presentó baja producción de aceite (1 BOPD, 95% BS&W).
P-025	Su producción era de 30 BFPD con 95% de BS&W, y además no presenta otras arenas prospectivas.
P-033	El pozo tiene un colapso a 3531' y presentó continuos problemas de arenamiento. Pozo posiblemente arenado.
P-034	No se anticipaba el éxito de cualquier trabajo tendiente a sacar el pescado (1 jt de 2-7/8" con silla, bomba de 1-3/4" y 63 varillas de 3/4"x30') y poner el pozo en producción. Además, la localización de este pozo, con su monumento de abandono, no existen en realidad pues quedaron debajo de la placa de concreto que ECOPETROL colocó en el área sobre la cual se construyó la PIA, quedando solo la placa metálica con los datos del pozo.
P-035	El pozo presentó severos problemas de arenamiento y una baja tasa de producción, por no poseer otras arenas potencialmente productoras, se recomendó su abandono.
P-036	Cuando se realizó la prueba con empaques para determinar los intervalos acuíferos (Mayo/86), el pozo continuó con el mismo BS&W. El colapso encontrado a 3100' fue tan severo que en el servicio efectuado en Julio de 1993 dañó 19 jts de tubería de 1" Cs Hydrill e intentar repararlo ofrecía poca probabilidad de éxito, pues según la experiencia cuando el revestimiento se ha cerrado a este diámetro es factible salirse del pozo hacia la formación, dejando tubería dentro del pozo como "pescado". El pozo no presentó arenas superiores donde sea posible encontrar hidrocarburos, por tal razón se decidió abandonarlo.
P-037	Se consideró que después del trabajo de empaquetamiento efectuado en Febrero de 1984, el pozo no respondió favorablemente al control de arena, se efectuaron 2 limpiezas de arena con 142' y 176' de arena.
P-038	El pescado dejado en el pozo impide cualquier intento de reabrir el pozo a producción. Pescado: herramienta de cementación, niple de recobro y 44 jts de tubería 2-7/8" (1362').

Tabla 15. Razones del Abandono. Continuación.

POZO	RAZÓN DEL ABANDONO
P-043	A pesar de haber realizado varios trabajos de TEXPAC y empaquetar con liner ranurado, el pozo continuó con severos problemas de arenamiento, que impedían la producción dejándolo inactivo en Septiembre de 1993. En Enero de 1994 se decide reabrir y bajar liner ranurado, reparando los colapsos a 3130' y a 4123', y recañonear algunos intervalos de 3331' a 3747'. En Septiembre del 2002 aumentó el BS&W a 100%.
P-044	Cerrado después de varios trabajos de reacondicionamiento con resultados negativos, baja producción. Se cerró temporalmente desde enero de 1970; no presenta arenas prospectivas.
P-045	Durante un servicio relizado en Febrero de 1970, se encontró daños en el revestimiento a 3399' y 3530' y la entrada de arena impide la producción normal del pozo. El pozo producía a tasas muy bajas, además producía agua y arena probablemente por los daños del revestimiento. Como no existen posibles zonas productoras adicionales, se recomendó abandonarlo.
P-048	Después de abandonar la formación Guaduas debido a la imposibilidad de sacar un pescado por problemas de daño en el revestimiento y de haberlo recompletado en Tuné, el pozo fue declinando en su producción y presentando graves problemas de arenamiento no controlados con diferentes trabajos de reacondicionamiento. Por no presentar otras arenas potencialmente productoras se recomendó su abandono.
P-050	El pozo quedó fuera de producción por problemas de arenamiento y alto contenido de agua en la producción.
P-051	El pozo producía 100% agua. No presentó otras arenas prospectivas en Tuné, por lo tanto se recomendó su abandono.
P-052	Este pozo se caracterizó porque era uno de los mayores productores de arena. En Diciembre de 1960 se hizo un SANDFRAC, cuyos resultados fueron parcialmente satisfactorios, ya que se controló la entrada de arena temporalmente, pero aumentó la producción de agua. En Julio de 1961 se hizo un TEXPAC cuyos resultados fueron negativos, no se controló la entrada de arena y la producción de aceite bajó de 160 a 90 BPD. En Junio de 1962 se hizo un TEXPAC cuyos resultados fueron parcialmente satisfactorios, inicialmente se controló la entrada de arena y se aumentó en 30 BPD la producción de aceite. En Octubre de 1965 debido a 7 daños en el revestimiento, causados por problemas de arena en el pozo, y por no ser económicamente producible se declaró marginal.
P-053	El pozo no era económicamente viable, debido a los continuos problemas de arenamiento, por lo cual se recomendó abandonarlo. El pozo está clasificado como marginal desde Diciembre de 1969.
P-054	Al tratar de cementar los intervalos productores de agua, se quedó un pescado que no pudo ser recuperado y aísla todos los intervalos productores de aceite. Como el pozo no tiene ninguna arena adicional, posible productora de aceite, se recomendó abandonarlo.
P-055	El pozo quedó fuera de producción por continuos problemas de arenamiento.
P-056	Después de varios trabajos de reacondicionamiento el pozo continuó con graves problemas de arenamiento y muy baja producción por lo que fue cerrado a producción en octubre de 1982', recomendando su abandono.
P-057	Debido a daño en el casing a 3627', el pozo fue declarado no viable económicamente, por lo cual se recomendó abandonar el pozo, se recuperó parte del revestimiento de producción.
P-058	Debido a que el pozo no presentó arenas prospectivas en Tuné, a que su producción fue de solo 5 BFPD con 70% de BS&W y a que el revestimiento está partido a 3245', se recomendó su abandono.
P-059	El pozo presenta un daño con tope a 3522' y continuos problemas de arenamiento.
P-060	El pozo presentó graves problemas de arenamiento no solucionados con diferentes trabajos de reacondicionamiento ejecutados, por lo cual fue cerrado a producción en Mayo de 1973. Además presentó daño en el revestimiento a 3922'. Por no presentar otras arenas potencialmente productoras se recomendó su abandono.

Tabla 15. Razones del Abandono. Continuación.

POZO	RAZÓN DEL ABANDONO
P-061	El revestimiento presenta daño a 4012', siendo la causa de la excesiva producción de arena. Se intentó controlar la entrada de arena empaquetando con cáscaras de coco sin obtener resultados satisfactorios.
P-062	El pozo presentó baja producción de aceite y alto BS&W (95%). Al no presentar otras arenas prospectivas se recomendó su abandono.
P-063	El pozo presentó severos problemas de arenamiento, los dos últimos trabajos de TEXPAC realizados tuvieron resultados negativos, no se pudo controlar la entrada de arena al pozo. El BS&W aumentó al 40%. Se intentó realizar un trabajo de CONPAC, pero no se llevó a cabo debido a daños en el liner a 3701', 3797' y 3824'. En el abandono se recuperó parte del revestimiento.
P-064	Fue imposible producir el pozo debido al daño en el revestimiento y el pescado que quedó en el pozo. Como no existen arenas prospectivas adicionales, se abandonó el pozo y se recuperó parte del revestimiento de producción.
P-065	Debido a su baja productividad, altos cortes de agua (5 BOPD y 90 BS&W) y daño en el revestimiento a 3713', el pozo fue cerrado a producción en Junio de 1980. Por no presentar otras arenas potencialmente productoras se recomendó su abandono.
P-066	Se realizaron varios trabajos de TEXPAC sin lograr controlar la entrada de arena, por no ser económicamente viable se recomendó su abandono y se recuperó parte de su revestimiento de producción.
P-068	Después de varios trabajos de TEXPAC, el pozo continuó con graves problemas de arena.
P-069	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento y un colapso a una profundidad de 3714', en medio de las perforaciones activas (3240'-3886').
P-070	El pozo no era económicamente viable por lo cual se recomendó abandonar el pozo, se recuperó parte del revestimiento de producción. El pozo fue completado fluyendo 64 BOPD y fluctuó entre 50 y 360 BOPD. Las variaciones fueron principalmente a arenamiento. Se hizo un TEXPAC pero no se logró el control del arenamiento. Luego se halló un daño en el revestimiento a 3189'. La alta producción de arena se creía que era en gran parte debido a ese daño. En las presentes condiciones el pozo no puede producir porque el daño está en la parte superior de las perforaciones y afecta la producción de las demás.
P-071	Después de varios trabajos de reacondicionamiento, el pozo continuó presentando problemas de arenamiento, con alto corte de agua (90%), hasta que en julio de 1975 se cerró a producción. No posee arenas prospectivas.
P-074	Todos los trabajos hechos para restituir el pozo a producción fueron negativos. Debido a su baja productividad y los problemas de arena, se recomendó su abandono.
P-075	El pozo se arenó rápidamente después del completamiento. Durante la vida del pozo se realizaron varios trabajos de TEXPAC, además en Marzo de 1994 se colocó liner ranurado, pero el pozo continuó con problemas de arenamiento.
P-076	Presentó continuos arenamientos y baja producción. Se realizaron varios trabajos par su control, pero con resultados fueron poco satisfactorios. Posee un pescado de 27 jts de tubing.
P-077	Debido a problemas de arenamiento y a un pescado con tope a 4192', el pozo se consideró como no viable económicamente, por lo cual se recomendó su abandono, se aprovechó el servicio para recuperar parte del casing.
P-078	El pozo presentó continuamente altos cortes de agua y un bajo potencial de aceite; varios trabajos se efectuaron para localizar la entrada de agua con resultados negativos. En Abril de 1963 empezó a producir 100% agua. Por no presentar otras arenas potencialmente productivas se recomendó su abandono. Durante el taponamiento y abandono fue imposible bajar el tapón de madera por debajo de 310' por daño en el revestimiento.

Tabla 15. Razones del Abandono. Continuación.

POZO	RAZÓN DEL ABANDONO
P-079	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento.
P-080	El pozo presentó problemas de arenamiento y produjo 100% agua.
P-081	Después de limpiarlo en Octubre de 1984 el BS&W aumentó de 40% a 90%. Posteriormente aumentó hasta un BS&W del 100%. Después de realizar varias pruebas selectivas a los diferentes intervalos se determinó abandonar temporalmente el pozo.
P-082	El pozo producía 100% agua. Se intentó sellar los intervalos productores de agua, sin tener éxito.
P-083	El pozo se encuentra fuera de servicio por arenamiento (La barra lisa se queda pegada). En el último servicio no se lavó hasta fondo por encontrarse una restricción con cuello de 2-3/8" a 4045'. El pozo presenta problemas de arenamiento, en los últimos 7 años se ha lavado en promedio 400' de arena.
P-084	Debido a los severos daños en el revestimiento y la dificultad para recuperar el pescado, se recomendó abandonar el pozo.
P-085	No existen en archivo documentos del soporte de la justificación del abandono (forma 7 CR), solamente se encuentra el acta y la forma 10 A-CR posterior a dicho trabajo.
P-086	El pozo presenta un daño en el revestimiento a 3390' por encima de las perforaciones, el daño se trató de reparar en Julio de 1977, sin obtener resultados.
P-087	No existen en archivo documentos del soporte de la justificación del abandono (forma 7 CR), solamente se encuentra la forma 10 A-CR posterior a dicho trabajo.
P-089	El pozo tiene un daño a 3635', por encima de los intervalos productores, y además no presenta arenas prospectivas.
P-090	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento.
P-091	Los continuos arenamientos, baja producción y trabajos insatisfactorios, hicieron que el pozo no fuera económicamente viable, por lo tanto se recomendó su abandono y se recuperó parte del casing de producción.
P-092	Debido a los continuos arenamientos, daños en el revestimiento y baja producción se recomendó su abandono. Se cerró en Noviembre de 1975 y se abandonó oficialmente en Junio de 1983; sin embargo se abrió nuevamente en agosto del 2000, se cañonearon nuevos intervalos, pero produjo 100% agua.
P-095	Debido a operaciones de pesca infructuosas y que el pozo no tiene arenas prospectivas adicionales, se recomendó su abandono. Antes de abandonar el pozo se procedió a cortar el casing de producción a 2010' y se recuperaron 1997'. Pescado: 10 jts de tubería con taper mill a 3085', overshot skirt bowen y grapple control a 3095', 19 jts 2-7/8" tope a 3276'.
P-098	No se logró controlar la entrada de arena después de varios trabajos. El pozo produjo a tasas inconstantes y erráticas, con continuos arenamientos. Posee además un daño entre 3984'-4013'. Se cerró por baja producción en Febrero de 1981.
P-099	Se encuentra con tubería de producción pegada (tope a 30'), y su potencial es muy bajo (10 BOPD); las posibilidades de rehabilitación se consideraron muy remotas por lo cual se recomendó su abandono.
P-100	El pozo no respondió a un trabajo de estimulación efectuado en Diciembre de 1974 (Texfrac), produciendo 54 BOPD con problemas de arenamiento. Debido a su baja producción de aceite y por no presentar posibilidades de ser restaurado a producción, se recomendó su abandono.
P-102	El pozo se encuentra cerrado desde Noviembre de 1984. Antes del cierre presentó baja producción de aceite hasta llegar a 100% de BS&W. Por no presentar otras arenas prospectivas, se recomendó su abandono.

Tabla 15. Razones del Abandono. Continuación.

POZO	RAZÓN DEL ABANDONO
P-103	El pozo producía a tasas que declinaban constantemente, con continuos problemas de arenamiento. Además, presenta un daño a 3140'.
P-105	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento y en las últimas pruebas de producción dió 100% agua.
P-109	El pozo no es económicamente viable, se encontraba fuera de producción desde Abril de 1976. El pozo presenta un pescado (amerada, 7' de cable, bomba 2-1/2"x1-3/4"x25' y 45' de tubería 2-7/8") con tope a 4423', y un cohete de 5-1/2"x18' ranurado a 3761'.
P-110	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento.
P-113	El pozo producía 100% agua.
P-118	El pozo continuó arenado después de un Texpac que se efectuó en Julio de 1984, su producción es de 100% agua en las últimas pruebas. Por tal razón se recomendó su abandono.
P-120	Debido a problemas de arenamiento, por producir 100% agua y por no presentar otras arenas prospectivas, se recomendó su abandono. Este pozo actualmente se encuentra como pozo inyector de aguas residuales.
P-121	Pozo inicialmente completado en Guaduas y que por problemas mecánicos hubo que recompletar en Tuné presentando problemas de arenamiento y baja productividad, cerrándose a producción en Noviembre de 1969. Por no presentar otras arenas potencialmente productoras, se recomendó su abandono. Este pozo fue inyector de aguas residuales hasta Febrero 2 del 2003, por presentar una piedra en la línea de inyección y fugas de agua en jt de 3-1/2" en cabeza de pozo.
P-124	El pozo presentó baja productividad y problemas de arena. Debido a baja posición estructural no presenta posibilidades de ser restaurado a producción, por lo que se recomendó su abandono.
P-126	El pozo presenta daños en el revestimiento entre 1553'-1630' y 1693'-1722'. Se hizo un trabajo de reparación sin tener éxito. Posteriormente en Febrero de 1972, se detectó un daño a 4027' (detectado con broca de 6-1/8"), por lo tanto se recomendó su abandono.
P-129	Luego de abrir a producción los intervalos Tuné, aislar la zona de Guaduas y realizar un TEXFRAC, el pozo quedó produciendo 10 BFPD con 15% de BS&W. Por esta razón, el pozo se consideró como no producible económicamente y se recomendó su abandono.
P-131	En el último servicio realizado en Abril de 1992, se sacó tubería y salieron 34 dobles en buen estado, desde el doble No. 35 en adelante la tubería se encontró arqueada (torcida) y con señales de rayones en los cuellos y el cuerpo (posible revestimiento roto a 2143'). Midió fondo a 4830' (511' de sucio, 100% perforaciones tapadas).
P-132	Después de ser completado en Tuné, el pozo produjo 100% agua. Como no tiene arenas adicionales, posibles productoras de aceite, se recomendó abandonarlo.
P-133	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento y un daño a 3620'. Se evaluó la calidad de los fluidos del intervalo 3568'-3669', y analizadas las muestras, el contenido de agua se estabilizó en 93%.
P-134	Después de haber agotado las posibilidades de producción en Guaduas y Tuné, el pozo continuó con problemas de arena y baja productividad, por lo cual fue cerrado a producción en Noviembre de 1971.
P-135	Después de agotar la capacidad productiva en Tuné y Guaduas, el pozo continuó con una productividad no comercial por lo que fue cerrado a producción en Octubre de 1980. Por no presentar otras arenas potencialmente productoras se recomendó su abandono.
P-138	El pozo presenta un daño en el revestimiento a 4133' y en Octubre de 1979 mientras se limpiaba arena se rompió la tubería quedándose un pescado de 7 uniones 2-3/8" con cuello dentado; se bajó un tapón de madera y se colocó un tapón de cemento para aislar el daño y el pescado. El pozo continuó presentando problemas de arenamiento y se cerró a partir de Octubre de 1979.

Tabla 15. Razones del Abandono. Continuación.

POZO	RAZÓN DEL ABANDONO
P-139	Durante el trabajo de sellamiento de las zonas productoras de agua efectuado en Septiembre de 1978, se detectó un daño en el revestimiento a 4005' y se corrió Liner de 3-1/2" para aislarlo. El pozo produjo 55 BOPD durante 2 meses hasta Noviembre de 1978 y quedó fuera de producción hasta Mayo de 1979 cuando se limpiaron 288' de arena y se lavó el liner sin resultados satisfactorios. El pozo fue cerrado en Abril de 1979 por baja productividad.
P-141	El pozo se encuentra fuera de producción por continuos problemas de arenamiento; además tiene un colapso a 3401', por el cual no pasó un scraper de 5-1/2" con broca de 4-3/4".
P-142	Por continuos problemas de arenamiento el pozo fue declarado marginal desde 1971 y clasificado como observador de presión, pero por daños en la vía de acceso no se ha logrado registrar presiones desde el año 1974, por lo cual se recomendó su abandono.
P-146	El pozo producía 226 BFPD con 100% de BS&W. El último servicio (Junio de 1999) se ejecutó esperando aislar la zona productora de agua lo cual no se obtuvo los resultados esperados. Por lo cual, se decide cierre temporal del pozo.
P-149	El pozo producía con altos cortes de agua debido a que la válvula de cementación para segunda etapa tenía paso y posiblemente exista comunicación por detrás del revestimiento de 7" debido a la mala cementación. El pozo tiene además un pescado con tope a 2859' cubriendo la sección productora.
P-150	El pozo se encuentra fuera de producción por tener el liner de 3-1/2" dañado a una profundidad de 2829' y por producir 100% agua.
P-155	El pozo tiene un pescado conformado por un pedazo de varilla de 3/4" y bomba (tope del pescado a 4005'). En Enero de 1999, se suspendió la operación de pesca, sin razón anotada en el reporte.
P-157	El pozo presenta un pescado (2 botellas "taper mill") con tope a 45' y fondo a 354'. Al no presentar otras renas productoras en Tuné, se recomendó su abandono.
P-159	El pozo presenta una fisura en el revestimiento entre 2724' y 2736', y continuos problemas de arenamiento. Se instaló un empaque en el casing de 7" para evaluar la calidad de los fluidos producidos en el intervalo inferior del liner de 5". Fluido producido 3360 bls de agua, 8000 ppm de cloruros.
P-160	El pozo presentó severos problemas de arenamiento y además un daño en el liner a 4556'.
P-163	La sumergencia aumentó a 3250' y el BS&W a 100%, la salinidad de 10500 ppm Cl disminuyó a 8500 ppm Cl. El pozo fue cerrado temporalmente por alto BS&W: 100%. Posible daño en revestimiento.
P-166	El pozo producía 100% agua, y además presenta colapsos a 3208' y a 3222'.
P-168	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento y un alto BS&W (97%). Además, presenta un colapso a 4156'.
P-171	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento.
P-172	El pozo se encontraba produciendo con baja eficiencia, se aisló el intervalo de 3640'-3681' mediante un empaque y el corte de agua continuó alto (92% BS&W). Presenta un pescado (copas MLD) con tope a 4275', y colapsos a 3759' (no pasa scraper de 5-1/2"), 4145' (no pasa cuello de 2-7/8") y 4225'.
P-181	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento.
P-191	El pozo presentó continuos problemas de arenamiento y daños en el revestimiento a 4358' y a 4416'. Perforaciones activas de 3172' a 5088'.
P-193	El pozo presenta un colapso a 498' y continuos problemas de arenamiento.
P-194	Temporalmente abandonado por alto corte de agua.
P-195	Temporalmente abandonado por alto corte de agua.

Como se puede ver claramente en la Tabla 16, la mayor parte de las causas del abandono han sido principalmente debido a los problemas de arenamiento y los altos cortes de agua. Razones que en muchas ocasiones van ligas con las otras, como por ejemplo los daños en el revestimiento, que pueden estar repercutiendo en la entrada de arenas de otras formaciones menos consolidadas y posibles productoras de agua. De igual forma, muchos de los pescados que se han quedado en los pozos dificultando la producción, han sido debido a problemas durante los múltiples trabajos de limpieza y durante los trabajos de reacondicionamiento de los mecanismos de bombeo que se ven afectados con la producción de arenas.

En los pozos Pal-85 y Pal-87 no se pudieron determinar las causas del abandono debido a que no existen en archivo documentos de soporte sobre la justificación del abandono (Forma No. 7 CR) y tampoco otro reporte que muestre la razón, solamente se encontró el acta de abandono, el estado mecánico y la Forma No. 10 A-CR posterior a dicho trabajo.

Tabla 16. Resumen razones del abandono.

POZO	P.A.	A.C.A.	B.P.A.	D.R.	D.L.	P.
P-001	X	X				
P-003		X				
P-004		X				
P-005			X			
P-006	X	X				
P-009		X		X		
P-013	X					
P-017	X		X			
P-022	X	X				
P-024		X				
P-025		X				
P-033	X			X		
P-034						X
P-035	X		X			
P-036		X		X		
P-037	X					
P-038						X
P-043	X	X				
P-044			X			
P-045	X			X		
P-048	X		X			
P-050	X	X				
P-051		X				
P-052	X			X		
P-053	X					
P-054		X				X
P-055	X					
P-056	X		X			
P-057				X		
P-058			X	X		
P-059	X			X		
P-060	X			X		
P-061	X			X		
P-062		X				
P-063	X			X		
P-064				X		X
P-065		X		X		
P-066	X					
P-068	X					
P-069	X			X		
P-070	X			X		
P-071	X	X				
P-074	X		X			
P-075	X					
P-076	X		X			
P-077	X					X
P-078		X		X		
P-079	X					
P-080	X	X				
P-081		X				
P-082		X				

RAZONES DEL ABANDONO

P.A: Problemas de Arenamiento.

A.C.A: Alto Corte de Agua.

B.P.A: Baja Producción de Aceite.

D.R: Daño en el Revestimiento.

D.L: Daño en el Liner.

P: Pescado.

Tabla 16. Resumen razones del abandono. Continuación.

POZO	P.A.	A.C.A.	B.P.A.	D.R.	D.L.	P.
P-083	X					
P-084				X		X
P-085	-	-	-	-	-	-
P-086				X		
P-087	-	-	-	-	-	-
P-089				X		
P-090	X					
P-091	X		X			
P-092		X				
P-095						X
P-098	X			X		
P-099						X
P-100	X		X			
P-102		X				
P-103	X			X		
P-105	X	X				
P-109						X
P-110	X					
P-113		X				
P-118	X	X				
P-120	X	X				
P-121	X		X			
P-124	X		X			
P-126				X		
P-129			X			
P-131	X			X		
P-132		X				
P-133	X	X		X		
P-134	X		X			
P-135			X			
P-138	X					
P-139			X			
P-141	X			X		
P-142	X					
P-146		X				
P-149		X				X
P-150		X			X	
P-155						X
P-157						X
P-159	X	X		X		
P-160	X				X	
P-163		X				
P-166		X		X		
P-168	X	X				
P-171	X					
P-172		X		X		
P-181	X					
P-191	X			X		
P-193	X			X		
P-194		X				
P-195		X				

RAZONES DEL ABANDONO

P.A: Problemas de Arenamiento.

A.C.A: Alto Corte de Agua.

B.P.A: Baja Producción de Aceite.

D.R: Daño en el Revestimiento.

D.L: Daño en el Liner.

P: Pescado.

5. CONTROL DE ARENAMIENTO EN POZOS ABANDONADOS

Las arenas no consolidadas y finos sólidos producidos en las formaciones de cualquier campo son las mayores causas de la baja producción, daños prematuros en los equipos de extracción, revestimiento y posibles pérdidas de los pozos, por esta razón, el uso de equipos y métodos especializados para el control de arena es un punto esencial tomado en cuenta a la hora de decidir el tipo de completamiento para cada pozo.

La mayor parte de los problemas que se presentan en los pozos del campo Palagua, son por causa de la producción de arena conjuntamente con los fluidos de la formación en este caso de alto corte de agua y se ven reflejados en los continuos trabajos de limpieza de arena, en las pegas que se presentan entre las bombas y las sargas de producción o del pistón de la bomba con el barril del mismo, las rayaduras que se generan en las superficies del barril, el pistón y cualquier parte móvil y los escapes en las válvulas fija y viajera, por desgaste de la bola y el asiento. Por esta razón, muchos de los pozos fueron sometidos a métodos de control de arena desde el mismo momento de su completamiento o poco tiempo después para mantener estable la formación productora y así evitar problemas futuros.

En el campo Palagua se usaron principalmente como métodos de control de arenas y estimulación el TEXFRAC y TEXPAC (Fracturamiento y Empaquetamiento implementados por Texas Petroleum Company) y el empaquetamiento de tuberías ranuradas (liner) con grava. El TEXFRAC era muy utilizado al poco tiempo del completamiento, ya que con este tratamiento

especializado de fracturamiento seguido de empaque de grava se buscaba crear fracturas altamente conductivas que ayudaban a estimular y aumentar la producción, y a su vez, controlar la migración de finos de la formación pobremente consolidadas hacia la cara del pozo.

En este aparte se hace un recuento y descripción de los procesos de control de arena aplicados en algunos de los pozos actualmente inactivos y en algunos pozos activos pero con pérdida de producción, que de una u otra forma han sufrido problemas relacionados con la producción de arena como daños en revestimiento, pescados y alta producción de agua, para así estudiar la posibilidad de reactivar aquellos que están inactivos y mejorar la producción de los que están dando pérdidas con algún tipo de trabajo de recuperación, que permita reducir los problemas de arenamiento y reducir el número de intervenciones del equipo de servicio y reducir los costos de mantenimiento de bombas de subsuelo.

5.1. POZO PAL-33

- **Empaquetamiento con Liner:**

Noviembre 10 de 1958

Se limpió arena desde 4803' hasta 4902' (99' de relleno). Se recañoneó el intervalo que va desde 4057' hasta 4592', 86' del intervalo original. Se bajaron 35 juntas de liner ranurado 2-3/8" OD y se empaquetó con 109 sacos de grava 8-12. Tope del liner a 3846'. En Diciembre de 1959 se recuperó este liner, ya que la producción se vio afectada declinando drásticamente de 200 BOPD a 35 BOPD.

- **TEXPAC:**

Junio 25 de 1960

Se limpió arena desde 4083' hasta 4927'. Se bombearon adelante 50 bbl de aceite a 2400 psi. Se mezclaron y bombearon 180 sacos de cáscaras de coco con 150 bbl de aceite. La relación cáscaras de coco-aceite fue de 1.43 lb/gal. La tasa de bombeo fue de 4.45 bbl/min. Presión promedio 2500 psi (Presión máxima 3000 psi, presión mínima 1600 psi). Se desplazó con 50 bbl de aceite. No fue posible mezclar los 240 sacos de cáscaras de coco programadas, ya que la resina estaba demasiado viscosa. Se limpió cáscara de coco desde 4323' hasta 4929'. Se swabeo 175 bbl de fluido con la tubería a 3000'.

- **TEXPAC:**

Diciembre 31 de 1960

Se limpió arena desde 4050' hasta 4209'. Se bombearon 100 sacos de cáscaras de coco a 1 lb/gal de concentración, y a una tasa de bombeo de 3.2 BPM. La presión inicial fue de 3800 psi y la presión final fue de 3500 psi. Se limpiaron cáscaras de coco desde 4070' hasta 4209'.

- **TEXFRAC**

Mayo 11 de 1967

Se encontró tope de arena a 3800' (90' de relleno). Se limpió el pozo desde 3800 hasta 3890'. Con empaque RTTS sentado a 3100' se bombearon 15 bbl de aceite a 2700 psi. Se mezclaron y bombearon a la formación 135 sacos de cáscaras de coco (90 sacos 12-20 y 45 sacos 7-14) con 10654 gal de aceite. La concentración promedio fue de 0.64 lb/gal y la tasa promedio de 3.2 BPM. Presión máxima 5000 psi. Se limpió el pozo desde 3163' hasta 3890' (fondo).

- **TEXFRAC**

Junio 28 de 1972

Se limpió el pozo desde 3820' hasta 3890'. Con empaque RTTS a 3100', se mezclaron y bombearon a la formación 282 sacos de cáscaras de corozo 12-20 con 450 lb de WAC-9 y 450 lb de Adomita, se enviaron 60 bolas Perfpac. La presión inicial fue de 4800 psi y la presión final fue de 3200 psi. La concentración fue de 0.8 lb/gal y la tasa de bombeo de 2.5 BPM. Se desplazó con 850 gal de aceite. Se limpió coco desde 3666' hasta 3890'.

Revisando la historia del pozo y los diferentes trabajos de control de arenas se pudo determinar que el pozo ha estado afectado constantemente por la alta producción de arena, efectuándose numerosos trabajos de limpieza con agua y en una ocasión con espuma, en donde los valores de relleno de arena variaron entre los 840' y los 140'. Igualmente se observó que ha presentado varios daños en el revestimiento a profundidades de 4317', 4209', 4053' y 4199', que fueron aislados oportunamente con retenedores D.M y D.C. Actualmente presenta un daño en el revestimiento de producción a 3522', que pueden estar influyendo en la producción de arena. En la Tabla 17 se puede ver el comportamiento de la producción del pozo, notando claramente la reducción que se realizó de los SPM después de los servicios de limpieza de arena para así evitar el arenamiento, e igualmente, la reducción de la producción de crudo por esto y por un aumento en el BS&W del fluido.

Tabla 17. Pruebas de producción Pal-33.

FECHA	BFPD	BS&W	BOPD	SPM	PT	PC
08/01/02	20	46	11	10	90	90
14/01/02	16	45	9	6,4	120	120
12/02/02	57	66	19	6,4	100	70
16/03/02	48	34	32	6,4	100	100
03/07/02	39	45	21	5,5	150	60
17/01/03	16	67	5	4,3	150	135

5.2. POZO PAL-116

- **TEXFRAC:**

Mayo 5 de 1971

Se limpió arena desde 5203' hasta 5390'.

Etapa 1: con empaque RTTS a 4700' se bombearon adelante 420 gal de aceite a 3800 psi, se mezclaron y bombearon 120 sacos de coco de 7-14 con 9700 gal de aceite, presión inicial de 4000 psi y presión final de 2900 psi. Tasa promedia de 126 gal/min y concentración promedia de 0.62 lb/gal. Se desplazó con 30 bbl a una tasa de 10 BPM y 2700 psi.

Etapa 2: con empaque RTTS a 4100' se bombearon adelante 420 gal de aceite a 2700 psi, se mezclaron y bombearon 240 sacos de coco de 7-14 con 15000 gal de aceite, a una presión inicial de 1600 psi y una presión final de 2600 psi. La tasa promedia fue de 116 gal/min y la concentración promedia de 0.795 lb/gal. Se desplazó con 27 bbl a una tasa de 9 BPM y 2600 psi.

Se sacó el empaque y se limpió coco desde 4517' hasta 5390' (873' de relleno).

- **Squeeze (Cementación Forzada) y TEXPAC:**

Diciembre 3 de 1971

Se limpió arena desde 4544' hasta 4830' (286' de relleno), donde se perforó el tapón EZD y se continuó limpiando hasta 5390'. Se sentó tapón EZD a 4873'. Con empaque RTTS a 4700' se mezclaron 50 sacos de cemento. La presión inicial fue de 2000 psi y la presión de cementación de 4100 psi. Se reversaron 8 sacos de cemento. Con empaque RTTS a 4112', se mezclaron y bombearon 80 sacos de cáscaras de coco tamaño 12-20 seguidos de 120 sacos de cáscaras de coco tamaño 7-14, con 15678 gal de crudo. La presión inicial fue de 3800 psi, y la presión final fue de 4200 psi, para una presión promedio de 3250 psi. Tasa promedia de 3.8 BPM y concentración promedia

de 0.62 lb/gal. Se desplazó con 1134 gal de crudo. Se limpió desde 4267' hasta 5390', perforando el EZD a 4873'.

- **TEXPAC:**

Enero 5 de 1972

Se limpió arena desde 4359 hasta 5390'. Con empaque RTTS sentado a 4097', se bombearon adelante 420 gal de crudo, se mezclaron y bombearon 404 sacos de cáscaras de coco con 100 lb de TCL-15, en el siguiente orden:

- a. 150 sacos de cáscaras de coco, malla 7-14.
- b. 5 sacos de cáscaras de coco y 50 lb de TCL-15.
Se bombearon 200 galones de crudo.
- c. 150 sacos de cáscaras de coco.
- d. 5 sacos de cáscaras de coco con 50 lb de TCL-15.
- e. 94 sacos de cáscaras de coco.

La presión promedio durante todo el trabajo fue de 3400 psi y la presión final de 3800 psi. Se usaron 26913 gal de crudo. La tasa promedio fue de 4.3 BPM y la concentración promedio de 0.75 lb/gal. Se desplazó con 1130 gal de crudo. Se encontró tope de coco a 4408' y se limpió hasta 5390', botando arena, cáscaras de coco y piedras.

- **TEXPAC:**

Enero 31 de 1972

Se limpió arena desde 4580' hasta 4750'. Se sentó empaque RBP a 4750' para aislar la entrada de arena. Con empaque RTTS sentado a 4010', se bombearon adelante 420 gal de aceite a 2900 psi. Se mezclaron y bombearon 120 sacos de cáscaras de coco de tamaño 12-20, seguidos de otros 62 sacos de tamaño 7-14, con una concentración promedio de 0.7 lb/gal, y a una tasa de bombeo de 4.7 BPM. La presión inicial fue de 3400

psi y presión final de 2800 psi. Se limpió coco desde 4362' hasta 4750' (RBP).

- **CONPAC:**

Junio 30 de 1972

Se limpió arena desde 4371' a 4750', se recuperó tapón RBP y se sentó a 4395'.

Etapas 1: con tubería a 4091', se mezclaron y bombearon 150 sacos de arena Ottawa 20-40 con resina y endurecedor (110 gal de Sanfix A, 1 gal de plastic-fix, 110 gal de Sanfix B, 1 gal de surfactante 5-N y 12780 gal de kerosene y aceite). Presión inicial 1200 psi, presión final 1200 psi. Concentración promedio 1.2 lb/gal. Se desplazó con 1160 gal de aceite.

Se mezclaron y bombearon 30 bbl de aceite con 150 lb de Sanfix y 12 gal de Hyflo, se desplazó con 1140 gal de aceite.

Etapas 2: se bombearon 2310 gal de mezcla de kerosene aceite con 23 gal de Hyflo, con empaque RTTS a 4390' y RBP a 4650', se mezclaron y bombearon 150 sacos de arena Ottawa 20-40 con resina y endurecedor (110 gal Sanfix A, 1 gal plastic-fix, 110 gal resina Sanfix-B, 1 gal surfactante 5-N y 12320 gal de kerosene y aceite). Presión inicial 3000 psi, presión final 2000 psi. Concentración promedia 1.2 lb/gal y tasa promedia de 2 BPM. Se desplazó con 1090 gal.

Con empaque RTTS a 4390, se mezclaron y bombearon 30 bbl de mezcla de aceite con 150 lb de Sanfix-C y 12 gal de Sanfix Hyflo. Se desplazó con 1090 gal de aceite a 3400 psi. Se limpió arena desde 4365' hasta 4650'. Fue encontrado un posible daño en el revestimiento entre 4454' y 4576'. Para aislar el punto de daño, se bajó un tapón RBP a 4440'.

- **Empaquetamiento con Liner:**

Diciembre 18 de 1972

Se recuperó el tapón RBP a 4440'. Se limpió arena desde 5223' hasta 5385'. Se bajó liner de 3-1/2" OD, J-55, 9.2 lb/ft, 41 juntas ranuradas (1145'), 1 sin ranurar (28'). Fondo del Liner a 5361', tope del Liner a 4175'.

Etapa 1: se empaquetó el Liner con 80 sacos de cáscaras de coco 7-14, a una concentración inicial de 0.3 lb/gal y una concentración final de 1 lb/gal, para una concentración promedio de 0.6 lb/gal. La presión inicial fue de 2800 psi y la presión final fue de 1600 psi.

Etapa 2: se empaquetó el Liner con 164 sacos de cáscaras de coco 7-14, a concentración inicial de 0.3 lb/gal y una concentración final de 0.7 lb/gal, para una concentración promedio de 0.5 lb/gal, y a una tasa de bombeo de 2.5 BPM. La presión inicial fue de 4000 psi y la presión final fue de 4700 psi.

- **TEXFRAC-TEXPAC:**

Septiembre 23 de 1981

Se limpió arena desde 5300' hasta 5360'. Se sentó tapón recuperable RBP a 4175'. Se cañonearon 13 intervalos entre 3698' y 4012' (85') con cargas Hornet Jet 1-11/16" a una densidad de 1 TPP. Se efectuó un trabajo de fracturamiento y empaquetamiento en 3 etapas, de la siguiente forma:

Etapa 1: con empaque RTTS a 3911', se bombearon adelante 28 bbl de crudo. Se bombearon 342 sacos de coco con 480 bbl de crudo, a una concentración promedio de 1.01 lb/gal. La presión inicial fue de 4250 psi y presión final fue de 4500 psi. Se utilizaron 248 gal de resina y 15 gal de endurecedor.

Etapa 2: con empaque RTTS a 3770', se bombearon adelante 18 bbl de crudo. Se bombearon 158 sacos de coco con 169 bbl de crudo, a una concentración promedio de 1.32 lb/gal. La presión inicial fue de 3000 psi y la presión final fue de 4500 psi. Se utilizaron 138 gal de resina y 8 gal de endurecedor.

Etapa 3: con empaque RTTS a 3665', se bombearon adelante 18 bbl de crudo. Se bombearon 61 sacos de coco con 59 bbl de crudo. La presión

inicial fue de 2750 psi y la presión final fue de 4000 psi. Se usaron 33 gal de resina y 3 gal de endurecedor. Se limpió coco desde 3683' hasta 4138'. Se recuperó el pescado y se limpió arena desde 4140' hasta 4179' (tope del RBP).

De la historia del pozo y los diferentes trabajos de control de arenas se pudo deducir que este ha tenido gran cantidad de inconvenientes debido a su alta producción de arena, la cual han influido en las continuas pegas de la bomba y en el no bombeo debido a la presencia de arena entre la bomba de subsuelo. Se efectuaron numerosos trabajos de limpieza con agua, en donde los valores de relleno limpiados se encontraron entre los 15' y los 1100', y en una ocasión se limpiaron 573' de relleno con espuma. De igual forma, la presencia de un pescado está impidiendo la entrada del fluido, ya que se encuentra aislando parte de los intervalos productores sin contar que el problema aumenta al continuar la producción de arena.

En la Tabla 18 se muestra el comportamiento de la producción del pozo, tomada de las pruebas de producción realizadas a partir del 6 de Mayo del 2001 hasta el 6 de Diciembre del 2002. De esta tabla se puede extraer que la producción presentó valores variables a pesar de tener los SPM casi constantes, lo que indica que la variación fue debido a los pequeños cambios en los valores de BS&W junto a los problemas de arenamiento. Por otro lado, cuando se redujeron los SPM a 4.6 la producción aumentó considerablemente, lo que demuestra un mejor llenado de la bomba y una reducción en la cantidad de arena que llega al pozo.

Tabla 18. Pruebas de producción Pal-116.

FECHA	BFPD	BS&W	BOPD	SPM	PT	PC
06/05/01	34	20	27	7,7	80	70
15/09/01	20	14	17	7,8	60	40
18/10/01	27	13	23	7,6	80	60
11/12/01	48	17	40	7,7	90	90
02/04/02	59	19	48	7,7	100	0
08/06/02	54	23	42	7,6	80	100
24/07/02	58	24	44	7,7	90	50
26/08/02	49	34	32	7,7	100	170
16/09/02	29	32	20	7,6	140	100
16/10/02	31	20	25	7,7	90	140
20/11/02	24	44	13	7,7	80	0
06/12/02	68	10	61	4,6	90	360

5.3. POZO PAL-155

- **Empaquetamiento con Liner:**

Febrero 9 de 1966

Se sentó el liner con fondo a 4905' y tope a 4334'. Se hizo empaquetamiento con 195 sacos de grava 4-6 a 700 psi, con una concentración de 0.38 lb/gal y a una tasa de bombeo de 2 BPM. La presión máxima fue de 1450'.

Se limpió hasta el fondo del liner a 4904'.

- **TEXFRAC:**

Marzo 31 de 1968

Con empaque RBP a 4100', se cañonearon con Hornet Jets los intervalos que van desde 3913' hasta 4034' a una densidad de 1 TPP, para un total de 5 intervalos. Con empaque RBP a 4100' y RTTS a 3800', se fracturó perforaciones desde 3913' hasta 4034' con 100 sacos 12-20 y 96 sacos 7-14 de cáscaras de coco, con una concentración promedio de 0.7 lb/gal y a una tasa de bombeo de 2.6 BPM. La presión máxima fue de 4650 psi y la presión mínima fue de 2550 psi, para una presión promedio de 3600 psi. Se limpió

cáscaras de coco desde 3920' hasta 4100', retiró el empaque RBP y limpió el liner desde 4840' hasta 4900'.

- **TEXFRAC:**

Septiembre 7 de 1982

Se sentó empaque RBP a 4150' y se cañonearon los intervalos desde 3274' hasta 3800' a una densidad de 1 TPP con cargas Hornet jet.

Etapa 1: con empaque a 3658', se bombearon adelante 30 bbl. Se bombearon y mezclaron 625 bbl con 230 sacos de coco con una concentración promedio de 0.52 lb/gal a una tasa de 4 BPM. Se usó 12.1% de resina en el coco y 4.9% de endurecedor a la resina. La presión inicial fue de 2000 psi, la presión de screen out fue de 4500 psi y la presión promedio fue de 1300 psi.

Etapa 2: con empaque a 3215', se bombearon adelante 20 bbl, se bombearon y mezclaron 115 bbl con 88 sacos de coco con una concentración promedio de 1.09 lb/gal a una tasa de bombeo de 4 BPM. Se usó 11.5% de resina en el coco 11.5% y 4.4% de endurecedor a la resina. La presión inicial fue de 1300 psi, la presión de screen out fue de 4500 psi y la presión promedio fue de 1350 psi. Se limpió coco desde 3431' hasta 4150' y se sacó el empaque RBP que estaba a 4150'.

Revisando la historia del pozo y los diferentes trabajos de control de arenas se pudo determinar que el pozo requirió de pocos trabajos de control de arena y estimulación, ya que los resultados fueron satisfactorios en cada uno de ellos. A pesar de no tener problemas de arena, cuando se intentó profundizar la sarta de producción dentro del liner se presentaron constantes pegas de la bomba, posiblemente a causa de los finos pasando por las ranuras del liner, hasta el punto de originar la pega de tubería y la sarta de bombeo. Quedando en el pozo como pescado 36 jts de 2-7/8" con tope a

3231', 10 jts de 2-3/8", la niple silla, 2 jts 2-3/8" con cuello dentado en la punta a 4669', y dentro de la tubería quedaron 15' de varilla partida de 3/4" con tope a 4005' y 18 varillas de 3/4"x30', junto con la bomba. Posteriormente se intentó sacar este pescado sin tener éxito y desde entonces el pozo produjo 100% agua, en el último intento realizado en octubre del 2002 el pozo quedó abandonado temporalmente.

De este pozo se encontraron pocas pruebas de producción, por lo que no se pudo observar en forma clara el comportamiento de la producción durante los últimos años en los que se presentaron los problemas ya mencionados.

5.4. POZO PAL-160

- **TEXFRAC:**

Agosto 15 de 1973

Se realizó la cementación del revestimiento de producción y se cañoneó desde 4383' hasta 5450.

Etapa 1: con empaque RTTS a 5315', se bombearon adelante 2110 gal de crudo, a una tasa de 5.9 BPM. La presión inicial fue de 4000 psi y la presión final de 4200 psi, con una presión de fractura de 4300 psi. Se Bombearon 125 sacos de coco tamaño 12-20 con 5700 gal de crudo, a una concentración inicial y concentración final de 5000 psi. La presión promedio fue de 4900 psi y la tasa de bombeo promedio fue de 4.9 BPM. A continuación se bombearon 100 sacos de coco tamaño 7-14 con 3300 gal de crudo, a una concentración inicial y final de 1.5 lb/gal. La presión inicial fue de 3600 psi y la presión final de 3300'. La tasa de bombeo fue de 4 BPM. Se desplazó con 300 gal y alcanzó screen out después de desplazar 763 gal de crudo.

Etapa 2: con empaque a 4903', se bombearon adelante 2000 gal a una tasa de 5.3 BPM. La presión inicial fue de 3300 psi y la presión final de 3500 psi, alcanzando el fracturamiento a 4000 psi. Se bombearon 35 sacos de coco con 1050 gal de crudo con una concentración de 1.7 lb/gal y a una presión inicial de 3600 psi, hasta alcanzar una presión final de 4400 psi. Luego se bombearon 130 sacos de coco con 5550 gal de crudo, con una concentración inicial de 1.0 lb/gal y una concentración final de 1.5 lb/gal, para una concentración promedia de 1.3 lb/gal. La presión inicial fue de 4000 psi y la presión final de 4100 psi. En este punto hubo screen out faltando aún 15 sacos de coco para completar el volumen programado.

Etapa 3: con empaque RTTS a 4602', se bombearon 2000 gal de crudo adelante a una tasa de 4.3 BPM, a una presión inicial de 2800 psi y a una presión final de 2600 psi. Se bombearon 145 sacos de coco (50 de tamaño 7-14 y 95 de tamaño 12-20) mezclados con 4180 gal de crudo, a una concentración inicial y final de 1.12 lb/gal. La presión inicial fue de 2800 psi y la presión final de 4000 psi. El screen out se presentó cuando se habían mezclado 145 sacos.

Etapa 4: con empaque a 4410', se bombearon adelante 2000 gal de aceite a una tasa de 7 BPM, con una presión inicial de 3400 psi y una presión final de 4000 psi. Se bombearon 150 sacos tamaño 12-20 y 70 sacos 7-14 con 10200 gal de aceite, a una concentración promedia de 1.1 lb/gal y una tasa de bombeo de 5.4 BPM. La presión inicial fue de 4900 psi y la presión final de 4800 psi. Siguió 20 sacos mezclados con 1900 gal de crudo con una concentración de 0.7 lb/gal. La presión inicial fue de 4000 psi y la presión final de 2000 psi. Se desplazó con 1650 gal de crudo y no se pudo conseguir screen out. Se bombearon 30 sacos adicionales de coco 7-14 con 500 gal de crudo a una concentración de 3 lb/gal y a 3800 psi. Se desplazó con 1200 gal de crudo y se obtuvo screen out.

Etapa 5: con empaque RTTS a 4277', bombearon adelante 3000 gal de crudo a una tasa de 8.9 BPM, con una presión inicial de 3350 psi y una

presión final de 3900 psi. Se bombearon 100 sacos de coco 12-20 y 1 saco 7-14, con 3700 gal de crudo, a una concentración inicial de 1 lb/gal y a una concentración final de 1.5 lb/gal, para una concentración promedia de 1.25 lb/gal. La presión inicial fue de 4000 psi y la presión final de 5000 psi. Siguieron 51 sacos de coco mezclados en igual proporción con 2200 gal de crudo, a una concentración promedia de 1.1 lb/gal, con una presión inicial de 3800 psi y una presión final de 2800 psi. Se desplazó con 1100 gal de crudo y alcanzó el screen out. Se limpió coco desde 4344' hasta 5558'.

- **TEXPAC:**

Diciembre 20 de 1984

Se limpió arena desde 4173' hasta 5556'.

Etapa 1: con empaque a 5285', se bombearon adelante 20 bbl de aceite. Se mezclaron y bombearon 45 sacos de coco, quedando en la formación 35 sacos y obteniendo 10 sacos en reversa. Se gastaron 3/4 de caneca de resina y 3.5 gal de endurecedor. El porcentaje de la resina en el coco fue del 13.3% y el porcentaje de endurecedor en la resina fue del 7.2%. La presión inicial fue de 3400 psi, la presión de estabilización fue de 2300 psi, la presión de screen out fue de 4000 psi. Se utilizó una tasa de bombeo de 3.5 BPM, con concentración promedia de 0.46 lb/gal.

Etapa 2: con empaque a 4925', se bombearon adelante 20 bbl. Se mezclaron y bombearon 21.5 sacos de coco, quedando en la formación 15.5 sacos y obteniendo 6 sacos en reversa. Se gastó 1/4 de caneca de resina, teniendo 12.9% de resina en el coco y 7.2% de endurecedor en la resina. La presión inicial fue 3250 psi, la presión de estabilización fue 1350 psi, la presión de screen out fue 4000 psi y la tasa de bombeo fue de 4 BPM.

Etapa 3: con empaque a 4588', se bombearon adelante 20 bbl. Se mezclaron y bombearon 159.5 sacos de coco, quedando en la formación 144.5 sacos y obteniendo 15 sacos en reversa. Se gastaron 2 canecas y 1/4 de resina, teniendo 12.5% de resina en el coco y 7.2% de endurecedor en la

resina. La presión inicial fue 2250 psi, la presión de estabilización fue 1350 psi, la presión de screen out fue 4000 psi. Se utilizó una tasa de bombeo de 4 BPM y una concentración promedio de 0.73 lb/gal.

Etapa 4: con empaque a 4348', se bombearon adelante 20 bbl. Se mezclaron y bombearon 100 sacos de coco, quedando en la formación 80 sacos y obteniendo 20 sacos en reversa. Se usó 1 caneca y 1/4 de resina y 5 gal de enducedor, con un porcentaje del 12.5% de resina en el coco y un 7.2% de endurecedor en la resina. La presión inicial fue 2000 psi, la presión de estabilización fue 1250 psi, la presión de screen out fue 4000 psi. Se utilizó una tasa de bombeo de 4 BPM y una concentración promedio de 0.77 lb/gal. Se limpió coco desde 4383' hasta 5558'.

- **Empaquetamiento con Liner:**

Abril 16 de 1986

Se bajaron 372' de liner ranurado de 3-1/2" DE (12 tubos ranurados y uno liso), de 24 ranuras/pie. Tope del Liner a 4293' y fondo a 4665'. Se realizó un empaquetamiento con 45 sacos de grava 8-12, y se obtuvo screen out con 500 psi. En Septiembre 10 de 1998 fue retirado este liner y se limpiaron 934' de arena y cáscaras de coco.

- **Empaquetamiento con Liner:**

Septiembre 24 de 1998

Se cañonearon 26 intervalos de Guaduas de 4333' a 4646' y de 4958' a 5451', y 6 intervalos de Tuné de 4231' a 4259', a una densidad de 4 TPP. Se limpió arena desde 5326' hasta 5483' (157' de relleno). Se bajó sarta de liner ranurado (28 juntas ranuradas y 21 juntas lisas) de 2-7/8", J-55, 6.5 lb/ft, 20 ranuras/ft, 0.05" ancho de ranura. Tope del liner a 4161' y fondo a 5460'. Se empaquetó alcanzando screen out con solo el 42% del volumen teórico de grava 8-12. Se dejó el pozo parado esperando completamiento (no se bajó sello metálico).

- **Empaquetamiento con Liner:**

Octubre 23 de 1998

Se pescó liner ranurado de 2-7/8", y se limpió arena y grava desde 5216' hasta 5480' (264' de relleno).

Etapa 1: se bajaron 796' de liner (18 tubos ranurados y 11 tubos lisos) de 2-7/8", con 24 ranuras/pie cada una de ellas de 0.05" de espesor y 2.5" de longitud. Se empaquetó con 70 ft³ de grava 8-12 U.S. MESH a una tasa de 2.8 BPM. La presión promedio fue de 350 psi y la presión de screen out fue de 1200 psi. Fondo a 5456' y tope a 4661'.

Etapa 2: se bajaron 486' de liner (18 tubos ranurados y 3 tubos lisos) de 2-7/8", con 24 ranuras/pie cada una de ellas de 0.05" de espesor y 2.5" de longitud. Se empaquetó con 45 ft³ de grava 8-12 a 3 BPM. La presión inicial fue de 100 psi y la presión final fue de 900 psi, para una presión promedio de 250 psi, y la presión de screen out fue de 1000 psi. Tope del liner a 4161' y fondo a 5456'.

Analizando la historia del pozo y los diferentes trabajos de control de arenas se pudo determinar que el pozo ha presentado severos problemas de arenamiento, requiriendo de varios trabajos de empaquetamiento con grava y de constantes limpiezas con agua de formación e incluso en una ocasión se probó la limpieza con espuma, sin obtener resultados satisfactorios ya que el pozo continuaba con la alta producción de arena. Además, se notó que los valores de relleno variaron entre los 26' y los 1600', para un promedio de 400' limpiados por servicio, siendo estos valores demasiado altos para el comportamiento normal de los pozos en este campo. Actualmente presenta un daño en el liner a una profundidad de 4556', que pueden estar aumentando el aporte de arena hacia el pozo.

Tabla 19. Pruebas de producción Pal-160.

FECHA	BFPD	BS&W	BOPD	SPM	PT	PC
11/06/01	66	46	36	9,6	95	95
11/08/01	40	52	19	9,5	90	90
16/08/01	58	49	30	9,7	100	100
04/09/01	58	34	38	5	80	70
17/10/01	65	45	36	5,1	80	70
28/11/01	45	51	22	5,1	100	100
17/01/02	57	50	29	5	100	100
05/04/02	48	47	25	5	100	100
11/06/02	128	54	59	6,6	100	100
14/06/02	164	59	67	9,3	100	100
05/08/02	108	75	27	4,8	90	75
20/08/02	81	67	27	4,5	90	175
16/09/02	53	61	21	4,8	100	340

En la Tabla 19 se puede ver que la producción no ha tenido valores relativamente constantes debido a los continuos arenamientos y a que en las oportunidades que se limpió arena no se limpió hasta fondo o no se limpió debido a pegas de tubería que se presentaban durante dichos trabajos. Igualmente se nota la intención de mantener en valores altos las presiones del gas dentro del anular (PC), para así poder controlar de alguna forma la presión de flujo de la formación y que estos valores no excedan los mínimos necesarios para evitar el arenamiento. Por otra parte, los valores de BS&W no tienen una tendencia específica que pueda guiar hacia un comportamiento característico del fluido producido.

5.5. POZO PAL-169

- **TEXFRAC:**

Septiembre 29 de 1972

Se cañoneó con Hornet Jets a una densidad de 1 TPP desde 3584' hasta 4221. Con empaque Baker modelo R a 3502', se bombearon adelante 1200

gal de crudo. Se mezclaron 356 sacos de coco de 7-14 con 35073 gal de crudo, 4 tambores de resina, 3 canecas de endurecedor. La concentración inicial fue de 0.4 lb/gal y la concentración final fue de 0.8 lb/gal, para una concentración promedio de 0.5 lb/gal, a una tasa promedio de bombeo de 5.3 BPM. La presión inicial fue de 3200 psi y la presión final fue de 2800 psi, para una presión promedio de 3000 psi. Se desplazó con 1330 gal de crudo. Se limpió coco desde 4086' hasta 4241'.

- **Empaquetamiento con Liner:**

Octubre 2 de 1986

Se limpió arena desde 3068' hasta 4232' (1164' de relleno). Se bajaron 23 uniones de liner (12 uniones ranuradas y 11 uniones lisas) de 2-7/8" DE, y se empaquetó con 81 sacos de grava 8-12. Se obtuvo screen out a 500 psi. El fondo del liner quedó a 4220' y el tope a 3526'. En Agosto de 1997 se retiró este liner debido a que se arenaba frecuentemente, posiblemente por causa de algunos orificios de 1" que se encontraron al sacarlo.

- **Empaquetamiento con Liner:**

Septiembre 6 de 1997

Se pescó liner screen y se encontró la cuarta junta con huecos de 1" de diámetro. Se limpió grava desde 3960' hasta 4220' (260' de relleno). Se bajó liner screen de 2-7/8" (14 juntas ranuradas que miden 312' y 14 juntas lisas que miden 395'). Se empaquetó con 58 sacos de grava Ottawa 8-12, a una presión inicial de 500 psi y a una presión final de 1000 psi, con una tasa de bombeo de 3.3 BPM. Se logró screen out a 1200 psi. El fondo del liner quedó a 4220 y el tope a 3526'. Este liner se recuperó en Diciembre de 1997, debido a la baja producción.

- **Empaquetamiento con Liner:**

Marzo 17 de 1998

Se limpió arena desde 3431' hasta 4243' (812' de relleno). Con empaque Baker R-3, se probó el revestimiento con 500 psi a las siguientes profundidades: 600', 3480', 3510', 3540' y 3576', obteniendo resultados satisfactorios. Se hizo prueba a 3590', 10' por debajo de la primera perforación. Se bajó sarta de liner (Baker weld screen), 211' ranurados y 548' lisos, de 2-7/8", 6.5 lb/ft, de 0.01" de tamaño. El tope del liner quedó a 3467' y el fondo a 4226'. Se empaquetó con 71.5 sacos de grava 8-12 US MESH. La presión inicial fue de 350 psi, la presión promedio fue de 500 psi, y la presión de screen out fue de 1000 psi. La tasa inicial de bombeo fue de 3 BPM y la tasa final de bombeo de 0.5 BPM, para una tasa promedio de bombeo de 2.5 BPM.

Al revisar la historia del pozo y los diferentes trabajos de control de arenas se pudo determinar que el pozo ha estado expuesto en numerosas ocasiones a la alta producción de arena, requiriendo de constantes trabajos de limpieza con agua de formación y de empaquetamientos con liner ranurado y grava, que no fueron lo suficientemente adecuados para impedir satisfactoriamente la entrada de arena al pozo. Durante los servicios de limpieza se encontró que los valores de relleno variaban entre los 60' y los 1160', lavando en promedio unos 400' por servicio. Actualmente este pozo se encuentra con bajo aporte de fluido de la formación, posiblemente por liner taponado, ya que desde Marzo del 2003 no se lava este liner.

En la Tabla 20 se puede ver el comportamiento de la producción del pozo en las últimas fechas en las que se le realizaron pruebas de producción, notando las reducciones de SPM realizadas para así evitar el arenamiento, e igualmente, la reducción de la producción de crudo por esta misma razón, por un alto BS&W, y por efectos de taponamiento en las ranuras del liner.

Tabla 20. Pruebas de producción Pal-169.

FECHA	BFPD	BS&W	BOPD	SPM	PT	PC
30/05/01	312	86	44	11,3	80	50
12/06/01	467	83	79	9,7	80	20
27/07/01	535	84	86	9,8	80	30
29/11/01	617	81	117	11,1	100	60
08/01/02	597	82	107	11,2	80	80
11/03/02	649	84	104	11,2	100	100
14/05/02	609	81	116	11,3	100	100
06/08/02	593	84	95	11,2	90	90
12/12/02	568	84	91	11,1	80	80
18/03/03	101	72	28	11,2	90	30
19/04/03	208	74	54	6,4	80	80
07/06/03	230	80	46	8,3	90	90
16/06/03	238	79	50	8,2	110	70
03/07/03	226	80	45	10,9	90	80
22/07/03	212	80	42	8,1	90	30
18/09/03	335	88	40	6,5	80	40
17/10/03	217	82	39	9,1	100	60
15/12/03	223	87	29	8,1	80	40
27/02/04	161	82	29	7,4	90	30
03/05/04	167	86	23	9	70	20
04/05/04	265	89	29	8,9	100	70
19/05/04	161	82	29	7,2	80	20
01/07/04	146	83	25	7,2	70	30
11/09/04	115	78	25	7,2	120	90

5.6. POZO PAL-193

- **Empaquetamiento con Liner:**

Agosto 6 de 1983

Se bajaron 13 tubos de liner ranurado de 5" DE, N-80, 15 lb/pie, con 64 ranuras/pie verticales de 0.06" de espesor, y 1 unión de liner de 5" DE, N-80, 15 lb/pie, con 8 ranuras/pie de 0.06" de espesor en el tope de la sarta. El tope del liner quedó a 4039' y el fondo a 4594'. Se realizó un empaquetamiento con 148 sacos de grava 8-12.

- **TEXPAC-TEXFRAC:**

Agosto 11 de 1983

Se sentó empaque RBP a 3950'. Se cañoneó desde 3566' hasta 3820' con Hornet Jets de 1-11/16" a una densidad de 1 TPP.

Etapa 1: con empaque a 3469', se empaquetaron los intervalos cañoneados con 132 sacos de cáscaras de coco malla 7-14, con una concentración promedio de 0.66 lb/gal. La presión inicial fue de 2600 psi y la presión final fue de 4000 psi.

Etapa 2: se cañoneó desde 3296' hasta 3339' con Hornet Jets de 1-11/16" a una densidad de 1 TPP. Con empaque a 3168', se efectuó trabajo de fracturamiento con 147 sacos de cáscaras de coco malla 7-14 a los nuevos intervalos cañoneados, con una concentración promedio de 0.42 lb/gal. La presión inicial fue de 2300 psi y la presión final fue de 4500 psi.

Tabla 21. Pruebas de producción Pal-193.

FECHA	BFPD	BS&W	BOPD	SPM	PT	PC
19/07/02	79	95	4	4,7	100	0
24/07/02	79	100	0	4,7	90	0
30/07/02	76	100	0	4,5	110	0
06/08/02	76	100	0	4,5	100	0
03/09/02	76	100	0	4,5	0	0
27/09/02	155	100	0	9,4	110	0
04/10/02	158	100	0	9,4	110	0

Al realizar la historia del pozo y los diferentes trabajos de control de arenas, se dedujo que el pozo estuvo afectado en varias ocasiones por los problemas de arenamiento, efectuándose numerosos trabajos de limpieza con agua donde los valores de relleno variaron entre 84' y 426', limpiando en promedio 216' de relleno por servicio. Igualmente, se observó que el pozo presenta un colapso a una profundidad de 498' que posiblemente esta influyendo en la entrada de arena al pozo. En la Tabla 21 se puede ver el comportamiento de la producción del pozo en las últimas fechas en las que se le realizaron

pruebas de producción, notando claramente que el BS&W del fluido era del 100%, razón por la cual el pozo fue abandonado.

A continuación en la Tabla 22, se muestra un cuadro donde se resume cada uno de los resultados obtenidos en los diferentes trabajos de control de arena y estimulación que se realizaron a los pozos de interés analizados anteriormente (Pal-33, Pal-116, Pal-155, Pal-160, Pal-169 y Pal-193), mostrando las respectivas fechas en que se efectuaron estos trabajos de reacondicionamiento.

Tabla 22. Resultados de los trabajos de control de arenas.

Pozo	Trabajo Reacondicionamiento	Fecha	Resultados
P-33	Empaquetamiento con Liner	10-Nov-58	Parcialmente satisfactorios. La producción se incrementó a 200 BOPD, pero en Julio de 1959 declinó a 35 BOPD. Sin embargo en el tope del liner quedó un niple dejando en malas condición este tope.
	Texpac	25-Jun-60	Negativos. La producción fue de 150 BOPD, pero el pozo se arenó rápidamente.
	Texpac	31-Dic-60	Negativos. El pozo se arenó a los dos meses.
	Texfrac	11-May-67	Parcialmente satisfactorios. El pozo produjo sin problemas de arena aunque no se logró aumento en la tasa de producción.
	Texfrac	28-Jun-72	Positivos. El pozo aumentó la producción en \pm 100 BOPD.
P-116	Texfrac	05-May-71	Parcialmente satisfactorios. Produjo inicialmente 312 BFPD, 0.3% BS&W (311 BOPD), pero en Junio de 1971, el BS&W aumentó a 40%.
	Cementación y Texpac	03-Dic-71	Negativos. El pozo se arenó rápidamente.
	Texpac	05-Ene-72	Negativos. El pozo se arenó inmediatamente después.
	Texpac	31-Ene-72	Negativos. El pozo se arenó a los pocos días de producción.
	Conpac	30-Jun-72	Negativos. El pozo se arenó.
	Empaquetamiento con Liner	18-Dic-72	Parcialmente satisfactorios. Se controló la entrada de arena pero la producción promedio fue solamente 50 BFPD, 8% BS&W.
	Texfrac-Texpac	23-Sep-81	El pozo aumentó su producción en \pm 40 BOPD.
155	Empaquetamiento con Liner	09-Feb-66	La producción del pozo disminuyó a 65 BOPD en promedio.
	Texfrac	31-Mar-68	Satisfactorios. El pozo aumentó su producción en 60 BOPD. Sin problemas de arena.
	Texfrac	07-Sep-82	Satisfactorios. El pozo quedó produciendo 91 BOPD.

Tabla 22. Resultados de los trabajos de control de arenas. Continuación.

Pozo	Trabajo Reacondicionamiento	Fecha	Resultados
P-160	Texfrac	15-Ago-73	Parcialmente satisfactorios. Produjo inicialmente 353 BOPD, pero la producción declinó rápidamente a 130 BOPD en Noviembre de 1974.
	Texpac	20-Dic-84	Negativos. El pozo continuó con problemas de arenamiento.
	Empaquetamiento con Liner	16-Abr-86	Parcialmente satisfactorios. El pozo alcanzó una producción de 40 BFPD, 31% BS&W, pero continuó con problemas de arenamiento.
	Empaquetamiento con Liner	24-Sep-98	Negativos. Durante el empaquetamiento se obtuvo screen out con el 42% del volumen teórico de grava (posiblemete se puentó la grava). Se dejó el pozo parado esperando completamiento (no se bajó sello metálico).
	Empaquetamiento con Liner	23-Oct-98	Parcialmente satisfactorios. El pozo alcanzó una producción de 75 BFPD con 48% de BS&W (39 BOPD), pero continuó con problemas de arenamiento.
P-169	Texfrac	29-Sep-72	Parcialmente satisfactorios. En los años posteriores se presentaron algunos problemas de arenamiento.
	Empaquetamiento con Liner	02-Oct-86	Negativos. El pozo quedó produciendo 4 BOPD y 38 BWPD. El pozo continuó con problemas de arenamiento.
	Empaquetamiento con Liner	06-Sep-97	Negativos. El pozo no respondió al cambio de liner, a los pocos días de estar operando su nivel bajó de 1200' a 200', teniendo que bajar los golpes y luego taponarlo.
	Empaquetamiento con Liner	17-Mar-98	Parcialmente satisfactorios. Se presentaron algunos problemas de arenamiento. Actualmente presenta pérdidas por bajo aporte de fluido de la formación debido a screen taponado.
P-193	Empaquetamiento con Liner	06-Ago-83	Satisfactorios.
	Texpac-Texfrac	11-Ago-83	Satisfactorios. El pozo produjo 145 BOPD.

6. ESTADO ACTUAL DE POZOS EMPAQUETADOS CON GRAVA

Son diversas las pérdidas que se presentan a raíz de los arenamientos en los pozos productores e inyectores, exigiendo trabajos de mantenimiento cada vez más continuos y costosos, los cuales se pueden reducir mediante la utilización del empaquetamiento con grava de un liner, ya sea tipo screen o ranurado. Entre los fines por los cuales se bajan y se empaquetan con grava las tuberías ranuradas, encontramos: evitar la entrada de arena al pozo y por consiguiente la disminución de la tasa de producción o de inyección, según sea el pozo productor o inyector; ayudar a evitar y controlar colapsos o fallas presentes en el revestimiento; prevenir derrumbes de la formación en pozos completados a hueco abierto, los cuales pueden disminuir la permeabilidad de las zonas productoras.

Revisando el comportamiento del pozo desde su completamiento oficial, se pudo observar que en la mayoría de los casos estos pozos comenzaron a producir grandes cantidades de arena y a presentar problemas en el bombeo por arenamiento, luego de ser estimulados con trabajos de TEXFRAC, incluso en ocasiones se determinó un incremento en el volumen de producción de agua.

En la tabla que se presenta a continuación, se puede ver de manera general como está dispuesto el liner en cada uno de los pozos tomados en cuenta, mostrando para cada uno de ellos características como tope y fondo del liner, si fue empaqueta a hueco abierto, presencia de daños, etc.

Tabla 23. Condición actual del liner pozos campo Palagua.

POZO	REVESTIMIENTO	ULTIMO FONDO REPORTADO	FONDO ACTUAL	LINER		UBICACIÓN			OBSERVACIONES
				TOPE	FONDO	T	G	O	
C-10	7"	5222' (F.Liner)	5222' (F.Liner)	4968	5222		X		Liner empaquetado
P-008	7"	4444' (Arena)	4451' (F.Liner)	4078	4451			X	Liner empaquetado
P-010	7"	4719' (T.Liner)	4719' (T.Liner)	4719	5142	X			Liner empaquetado (abandonado)
P-011	5-1/2"	4148' (F.Liner)	4148' (F.Liner)	3748	4148	X			Liner empaquetado
P-014	5-1/2"	4158' (F.Liner)	4158' (F.Liner)	3940	4158	X			Liner empaquetado
P-015	7"	3636' (F.Liner)	3636' (F.Liner)	3424	3636	X			Liner empaquetado
P-019	5-1/2"	4365' (F.Liner)	4584' (F.Liner)	4249	4584			X	Liner empaquetado
P-027	5-1/2"	3972' (F.Liner)	3972' (F.Liner)	3335	3972	X			Liner empaquetado
P-028	5-1/2"	3662' (F.Liner)	3662' (F.Liner)	3320	3662	X			Liner empaquetado
P-029	7"	4206' (F.Liner)	4206' (F.Liner)	3362	4206			X	Liner empaquetado
P-041	5-1/2"	3209' (Arena)	3210' (F.Liner)	2855	3210	X			Liner empaquetado
P-043	5-1/2"	4193' (F.Liner)	4193' (F.Liner)	3025	4193			X	Liner empaquetado
P-046	5-1/2"	4163' (F.Liner)	4163' (F.Liner)	3016	4163			X	Liner empaquetado
P-049	5-1/2"	3564' (F.Liner)	3564' (F.Liner)	3289	3564	X			Liner empaquetado
P-067	5-1/2"	3958' (F.Liner)	3958' (F.Liner)	3230	3958	X			Liner empaquetado
P-093	5-1/2"	3685' (Pescado)	3670' (Pescado)	3688	4580			X	Liner empaquetado a H.A. (abandonado), Daño @ 4543'
P-096	7"	3850' (Restricción)	3871' (F.Liner)	3292	3871	X			Liner empaquetado
P-101	7"	4011' (F.Liner)	4011' (F.Liner)	2811	4011			X	Liner empaquetado a H.A
P-108	5-1/2"	4096' (Arena)	4106' (F.Liner)	3119	4106	X			Liner empaquetado
P-113	7"	4020' (Arena)	4027' (F.Liner)	2726	4027			X	Liner empaquetado a H.A con daño @ 2883'
P-114	5-1/2"	4707' (Arena)	4780' (F.Liner)	4372	4780			X	Liner empaquetado, daño @ 4476', 4670'
P-116	5-1/2"	4038' (Arena)	4175' (T.Liner)	4175	5361			X	Liner empaquetado, con pescado (879' de tub 1-5/8" @ 4031)
P-117	5-1/2"	4135' (Arena)	4140' (F.Liner)	3352	4140	X			Liner empaquetado
P-122	5-1/2"	4604' (Arena)	5245' (F.Liner)	3990	5245			X	Liner empaquetado (Daño en liner a 4855')
P-128	7"	4225' (Arena)	4233' (F.Liner)	3056	4233			X	Liner empaquetado a H.A
P-140	5-1/2"	4152' (F.Liner)	4152' (F.Liner)	3536	4152			X	Liner empaquetado
P-145	9-5/8"	3858' (F.Liner)	3858' (F.Liner)	2823	3858			X	Liner empaquetado H.A. Roto @ 3848'

Tabla 23. Condición actual del liner pozos campo Palagua.

POZO	REVESTIMIENTO	ULTIMO FONDO REPORTADO	FONDO ACTUAL	LINER		UBICACIÓN			OBSERVACIONES
				TOPE	FONDO	T	G	O	
P-147	7"	3206' (F.Liner)	3206' (F.Liner)	2726	3206	X			Liner empaquetado (Sobre liner a H. Abierto)
P-148	7"	4000' (F.Liner)	4000' (F.Liner)	2704	4000			X	Liner empaquetado a H.A
P-156	7"	4064' (Arena)	4068' (F.Liner)	2637	4068			X	Liner empaquetado a H.A
P-160	5-1/2"	4506' (Arena)	5456' (F.Liner)	4161	5456			X	Liner empaquetado con restricción @ 4556'
P-161	7"	4114' (F.Liner)	4114' (F.Liner)	2796	4114			X	Liner empaquetado a H.A., restricción @ 4060'
P-162	5-1/2"	4009' (F.Liner)	4009' (F.Liner)	2941	4009			X	Liner empaquetado
P-163	7"	4144' (Arena)	4210' (F.Liner)	2975	4210			X	Liner empaquetado a H.A. con daño @ 3687'
P-164	7"	3902' (Arena)	3907' (F.Liner)	2659	3907			X	Liner empaquetado a H.A
P-165	5-1/2"	3898' (F.Liner)	3951' (F.Liner)	3156	3951	X			Liner empaquetado
P-167	7"	4027' (F.Liner)	4027' (F.Liner)	2735	4027			X	Liner empaquetado a H.A
P-169	5-1/2"	4202' (Arena)	4227' (F.Liner)	3467	4227	X			Liner empaquetado
P-175	5-1/2"	4080' (T.Liner)	4080' (T.Liner)	4080	5007			X	Liner empaquetado (abandonado)
P-176	5-1/2"	4322' (T.Liner)	4322' (T.Liner)	4322	4651			X	Liner empaquetado (abandonado)
P-179	5-1/2"	5460 (F.Liner)	5460' (F.Liner)	4257	5460		X		Liner empaquetado, restricción @ 5076' y 5198'
P-182	5-1/2"	4167' (F.Liner)	4167' (F.Liner)	3368	4167	X			Liner empaquetado
P-183	5-1/2"	4333' (F.Liner)	4336' (F.Liner)	3402	4333			X	Liner empaquetado
P-186	5-1/2"	3636' (Arena)	4755' (T.Liner)	4755	4911			X	Liner empaquetado (abandonado)
P-188	7"	5122' (F.Liner)	5122' (F.Liner)	4758	5122			X	Liner empaquetado a H.A. con colapso @ 4956'
P-189	7"	4405' (Arena)	4455' (F.Liner)	2855	4455			X	Liner empaquetado a H.A
P-190	7"	4050' (F.Liner)	4050' (F.Liner)	2778	4050			X	Liner empaquetado a H.A
P-192	7"	3971' (F.Liner)	3971' (F.Liner)	2940	3971			X	Liner empaquetado (Sobre liner a H. Abierto)
P-194	9-5/8"	3232' (Arena)	3235' (F.Liner)	2811	3235	X			Liner empaquetado a H.A
P-195	9-5/8"	3179' (F.Liner)	3179' (F.Liner)	2780	3180			X	Liner empaquetado (Sobre liner a H. abierto aislado con sello de plomo @ 3180')

De estos 50 pozos (incluyendo a Caipal-10), 35 están empaquetados dentro de revestimiento cementado y los 15 restantes están empaquetados con liner y grava a hueco abierto (Open hole gravel pack), estos pozos son P-93, P-101, P-113, P-128, P-145, P-148, P-156, P-161, P-163, P-164, P-167, P-188, P-189, P-190 y P-194.

Por otra parte, de estos pozos empaquetados en 6 de estos pozos el liner se encuentra abandonado ya sea por arenamiento como es el caso de los pozos P-10, P-175 y P-176, o por presencia de pescados como en el P-93 y el P-116.

7. ANÁLISIS DE ARENAMIENTO EN POZOS CON LINER

Por otra parte, se realizó una revisión y recopilación de los diferentes componentes de la sarta de liner en cada uno de los pozos nombrados anteriormente, teniendo en cuenta el número de juntas utilizado, la longitud de cada una de ellas, el número de etapas en que se realizó el empaquetamiento, el tamaño de las ranuras del liner, el número de ranuras por pie, la cantidad de sacos de grava usados para el empaquetamiento, etc. Desafortunadamente para la mayoría de pozos no se encontró análisis granulométricos de la arena que aporta el pozo para así poder revisar si el tamaño de las ranuras fue el adecuado en cada uno de los empaquetamientos realizados. Los pozos C-10, P-175, P-186, P-194, P-195 no pudieron ser revisados ya que en el momento el tour report y el well file no se encontraban disponibles.

Con la ayuda del programa OFM (Oil Field Manager) que es un paquete corporativo creado para analizar datos de producción y yacimientos de los campos petroleros, junto con las pruebas de producción reportadas en el well file se pudo observar el comportamiento de la producción antes y después del empaquetamiento con grava y además buscar la relación entre los problemas de arenamiento y los SPM reportados para las fechas en que se midió fondo con el equipo de workover.

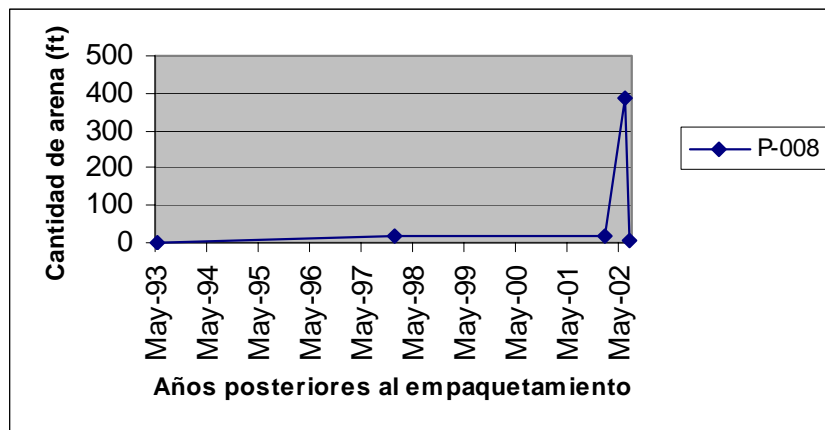
A continuación se describen algunos eventos especiales en solo aquellos pozos empaquetados con liner y grava, ya sea tipo screen o ranurado, que hayan presentado mayor número de problemas de arenamiento luego de su

empaquetamiento, observando los valores de cantidad de arena dentro del pozo en los diferentes servicios de chequeo de fondo realizados después de dicho trabajo, y además, aquellos pozos donde la información presentada sobre el diseño de la sarta de liner y sus características se encontraba incompleta o difería con la usada durante estos años, como es el caso de los topes y fondos del liner con los que se trabaja actualmente.

7.1. POZO PAL-008

A pesar de haber sido empaquetado con una cantidad de sacos muy cercana a la capacidad teórica del pozo, el empaquetamiento tubo un comportamiento óptimo solo hasta Junio 15 del 2002 cuando se encontraron 389' de arena (Fig. 19), esto posiblemente por causa del aumento en la velocidad de bombeo de la unidad, ya que pasó de tener 7.8 SPM a 9.5 SPM.

Figura 19. Aporte de arena en el P-008



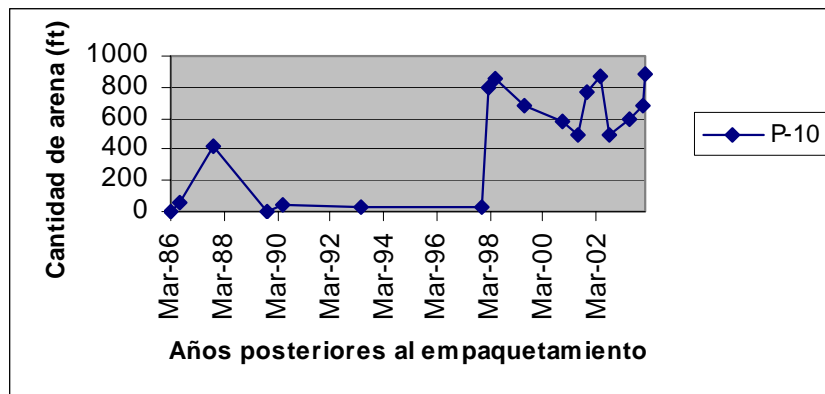
Posteriormente en Julio 31 del 2002 se encontraron solamente 7' de relleno, lo cual es favorable para el pozo ya que demuestra la capacidad que tiene el

pozo de sacar la arena por si mismo por efecto del bombeo, a pesar de no haber sido limpiado en el anterior servicio.

7.2. POZO PAL-010

Luego del empaquetamiento con grava se logró controlar satisfactoriamente la entrada de arena al pozo, pero en Febrero de 1998 se encontraron 792' de arena, de los cuales solo se limpiaron 334'. Posteriormente se dejó como fondo el tope del liner a 4719' (423' de arena dentro del liner), permitiendo así que la entrada de arena fuera poca pero a su vez variable. Este comportamiento se puede ver claramente en la Fig. 20.

Figura 20. Aporte de arena en el P-010

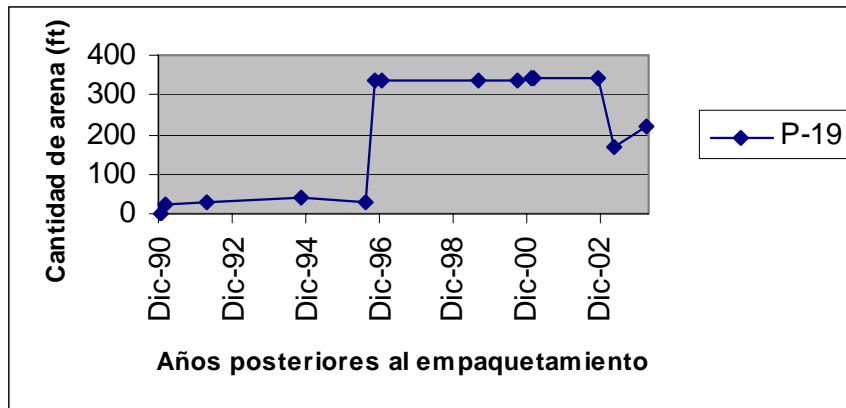


Por otra parte, según el tope y el fondo del liner reportados hasta el momento la sarta mide en total 423', pero según las medidas de cada componente la longitud corresponde a un valor de 430'. Según esto para reportar el fondo y el tope del liner solo se tomó en cuenta la longitud de las 14 jts de 2-7/8" DE J-55 6.4 lbs/ft, ya que la longitud de solo las 14 jts es de 423.66', lo que indica que no se tomaron en cuenta las medidas de un cross-over, un nipple de 3-1/2", el landing nipple y el sello metálico, que en conjunto miden 6.82'.

7.3. POZO PAL-019

El liner controló satisfactoriamente la entrada de arena hasta Octubre de 1996, cuando se encontró totalmente lleno de arena (335'), desde esta fecha hasta Noviembre del 2002 se abandonó quedando como fondo el tope ubicado a 4249'. Estos 335' de arena fueron limpiados hasta fondo y en el último servicio de chequeo de fondo se encontró el pozo arenado con 219', teniendo que bajar la velocidad de bombeo de 9.8 SPM a 6.1 SPM. Este comportamiento se puede observar en la Fig. 21.

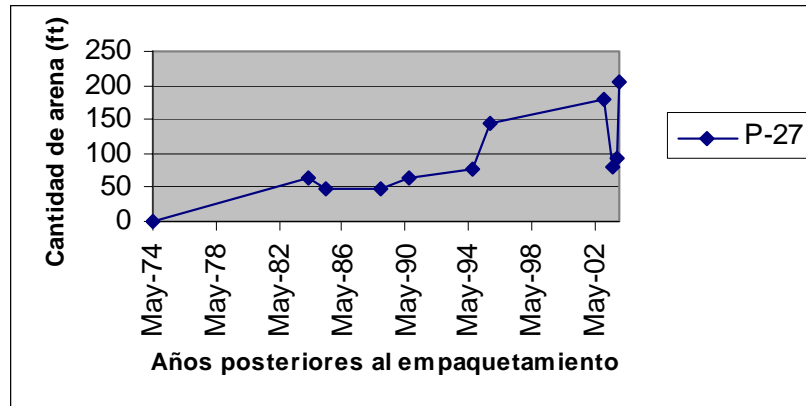
Figura 21. Aporte de arena en el P-019



7.4. POZO PAL-027

Desde que se empaquetó el pozo la entrada de arena ha ido aumentando progresivamente con el tiempo (Fig. 22), a pesar que la velocidad de bombeo se redujo de 9.5 SPM a 7.7 SPM y que continúa manteniéndose en ese valor. Por otra parte, en el well file se reporta el tope del liner a 3335' y el fondo a 3995', y en el tour report el tope se coloca a 3341' y el fondo a los mismos 3995'.

Figura 22. Aporte de arena en el P-027



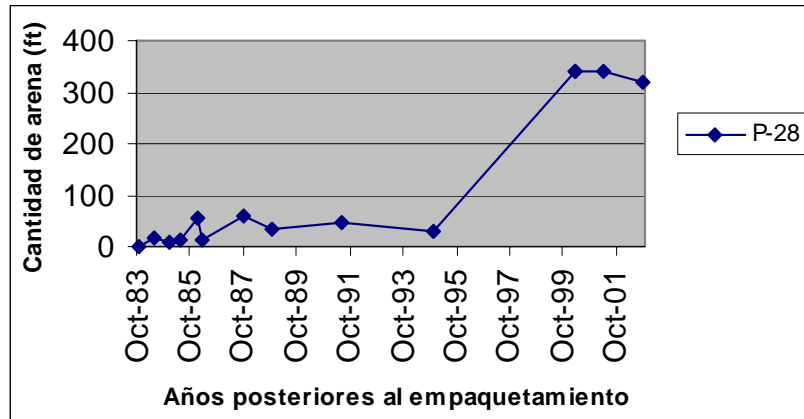
Aunque el tope a 3335' es el reportado actualmente según la disposición del liner dentro del pozo las medidas indican que el tope a 3341' es el más correcto, siempre y cuando las medidas reportadas incluyan los valores de los accesorios que acompañan al liner, ya que pueden estar faltando partes de la sarta o medidas de la misma que completen los 6' faltantes con respecto al tope a 3335'.

En este caso es posible que como en el P-10 los 6' que hacen falta en la sarta hagan parte del landing nipple, algún nipple adicional, o algún cross-over, que no se hayan medido y reportado como parte de la sarta.

7.5. POZO PAL-028

Desde Octubre de 1986 fecha en que se terminó el trabajo de empaquetamiento hasta Noviembre de 1994, la entrada de arena fue controlada significativamente, pero después de esto se encontró el tope de arena en el tope del liner a 3320', dejándolo de esta forma de ahí en adelante sin presentar un aporte de arena representativo, como se puede observar en la Fig. 23.

Figura 23. Aporte de arena en el P-028



7.6. POZO PAL-029

En el liner de este pozo la longitud determinada con el tope y el fondo reportados hasta el momento resulta 14' más larga que la determinada con las medidas de cada uno de los componentes que conforman la sarta. Parte de esto puede ser a causa de cross-over posiblemente presentes entre los liner screen y las demás juntas de 2-7/8", ya que de los liner screen no se reporta su diámetro. Algo que también influye en la relación de medidas es que las longitudes reportadas para cada componente están en valores enteros omitiendo las cifras decimales, además que no se reporta si se instaló sello metálico y cual era su medida.

7.7. POZO PAL-043

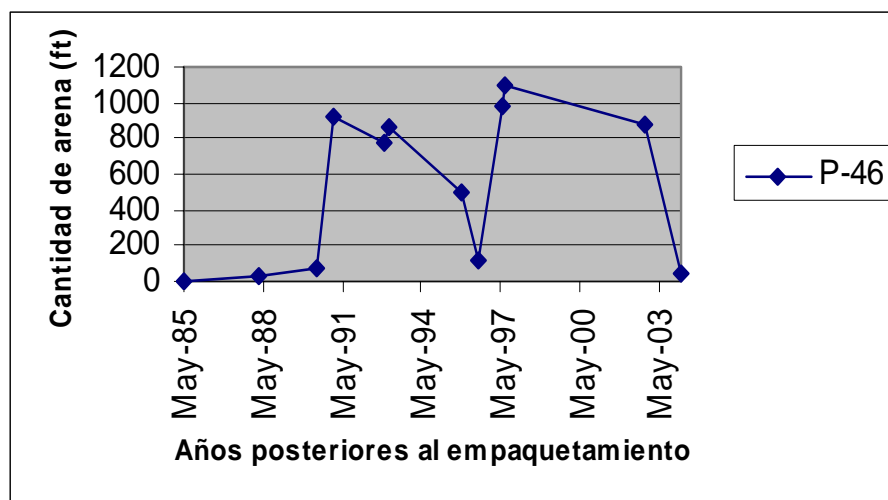
En Noviembre de 1995, casi dos años después del empaquetamiento, se encontraron 1166' de arena de los cuales se limpiaron 1139', y en Febrero del 2002 se encontraron 1071' de arena, lo que indica que hasta la última

fecha en que se verificó fondo este liner no ha tenido resultados muy satisfactorios en cuanto al control de arena dentro del pozo. Por esta razón, la velocidad de bombeo se redujo gradualmente desde 12 SPM hasta 4.8 SPM, en la actualidad el pozo se encuentra operando con 7.5 SPM.

7.8. POZO PAL-046

El liner de este pozo no presentó problemas de arenamiento hasta Enero de 1991 cuando se encontraron 923' de arena de los cuales se limpiaron 855', luego de esto la entrada de arena empezó a presentar un comportamiento muy variable difícil de determinar (Fig. 24), pero de igual forma la cantidad de arena encontrada interfería en la producción normal del pozo. Ya para Febrero del 2004 se encontraron solo 39' de arena dentro del pozo, los cuales se limpiaron hasta fondo y hasta el momento no ha presentado problemas por arenamiento.

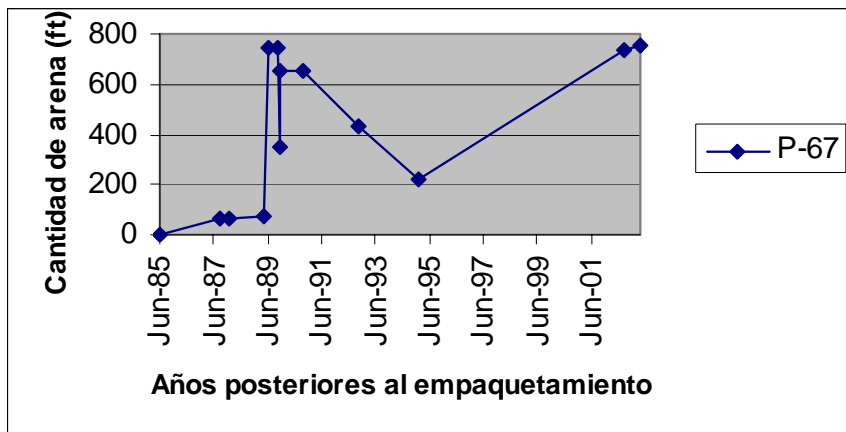
Figura 24. Aporte de arena en el P-046



7.9. POZO PAL-067

La entrada de arena presentó valores bajos en los primeros 4 años después de la instalación del liner, pero en Junio de 1989 se encontraron 748' de arena que fueron limpiados. En los años posteriores se encontraron en general valores altos de relleno de arena (462' de arena en promedio por servicio) con un aumento de 9.5 SPM a 11 SPM en la velocidad de bombeo. Luego de 7 años de ir disminuyendo el aporte de arena, se encontraron en el último servicio 758' cubriendo en su totalidad la longitud del liner, teniendo que ser limpiados hasta fondo y manteniendo durante el resto de tiempo valores de 9.7 SPM. Este comportamiento se puede observar en la Fig. 25.

Figura 25. Aporte de arena en el P-067

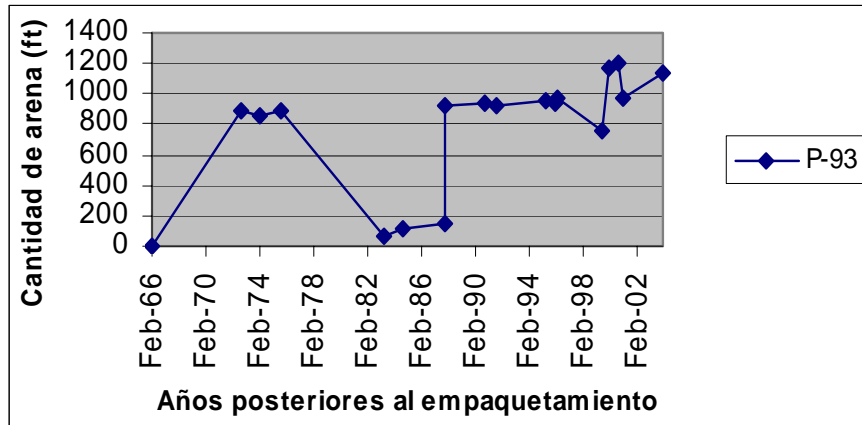


7.10. POZO PAL-093

En este pozo luego de la instalación del liner se encontraron valores de relleno de arena bastante elevados, para un promedio de 496' de arena por servicio. En Noviembre de 1987 se quedó un pescado con tope a 3670' que impide la limpieza del pozo hasta el fondo, por lo que los topes de arena a

partir de este momento se comenzaron a medir con referencia en este pescado, observándose que el aporte adicional de arena ha aumentado con el tiempo (Fig. 26), llegando en Enero del 2004 a un valor de 1142' de arena de los cuales solo se limpiaron 247'.

Figura 26. Aporte de arena en el P-093



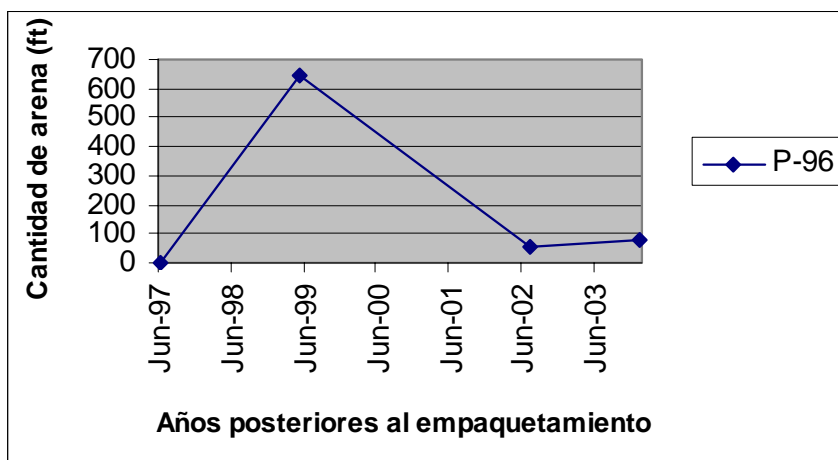
Por otro lado, en el liner de este pozo no se reportó la presencia de landing nipple o de sello metálico, y tampoco si el tapón estaba incluido dentro de las medidas de las juntas ranuradas, lo cual puede ser la causa de la diferencia de 4' que está haciendo falta en la medida de la sarta.

7.11. POZO PAL-096

Dos años después de la instalación del liner, en Mayo de 1999, se encontraron 646' de arena no atribuibles a un aumento en los SPM, ya que según los datos del OFM estos no han tenido variaciones elevadas durante ese período. A pesar del poco número de datos presentes, se puede ver que en los años siguientes la cantidad de arena aportada al pozo es baja (Fig. 27). Para el liner de este pozo ocurre lo mismo que en otros pozos y es que

aunque se reporta la presencia de 1 pup joint, 1 top sub acme, 1 landing nipple y 1 tapón 2-7/8", no se reportan las medidas de los mismos. Además las medidas que se reportan de las juntas de liner screen y de las juntas lisas, están reportadas en valores enteros, lo cual puede influir en los 9' que hacen falta para que las medidas coincidan, ya que se están omitiendo cifras que en conjunto podrían hacer parte de esta diferencia.

Figura 27. Aporte de arena en el P-096



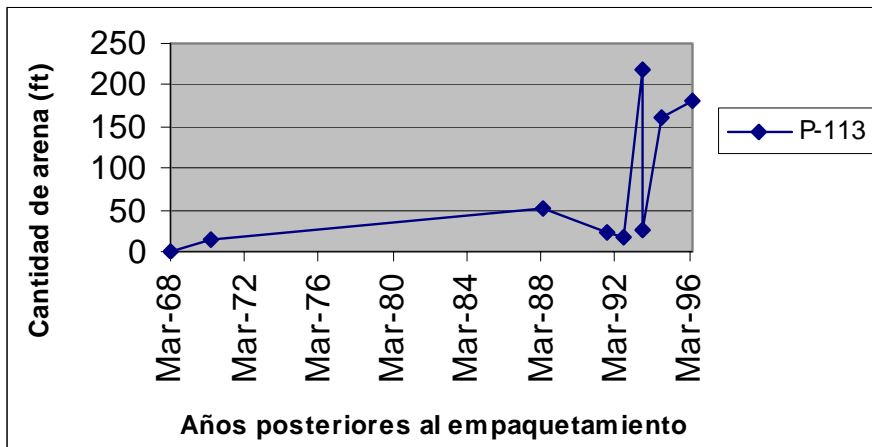
7.12. POZO PAL-101

En este caso la descripción que se reporta de la sarta de liner es muy básica y no se informa de ciertas partes que se requieren en un empaquetamiento, y de igual forma que en el anterior pozo, hacen falta varios datos sobre las dimensiones de estas partes, presentándose una diferencia de 10' por reportar en la longitud de la sarta. Igualmente, no se reporta la instalación de un landing nipple y un sello metálico, y tampoco los diámetros de las juntas que conforman la sarta para poder relacionar las medidas faltantes con la existencia de algún cross-over que no haya sido reportado dentro de la sarta.

7.13. POZO PAL-113

El aporte de arena dentro del pozo presentó un aumento con el tiempo, mostrando un valor máximo de 217' de arena en Agosto de 1993 (Fig. 28). A pesar que en la mayoría de los casos no se efectuaron trabajos de limpieza de arena se pueden encontrar valores bajos de relleno, demostrando que de cierta forma el pozo se encarga de desalojar esta arena a superficie por efecto del bombeo. Debido a estos aumentos en el aporte de arena, la velocidad de bombeo se tuvo que reducir de 11 SPM a 7.5 SPM.

Figura 28. Aporte de arena en el P-113

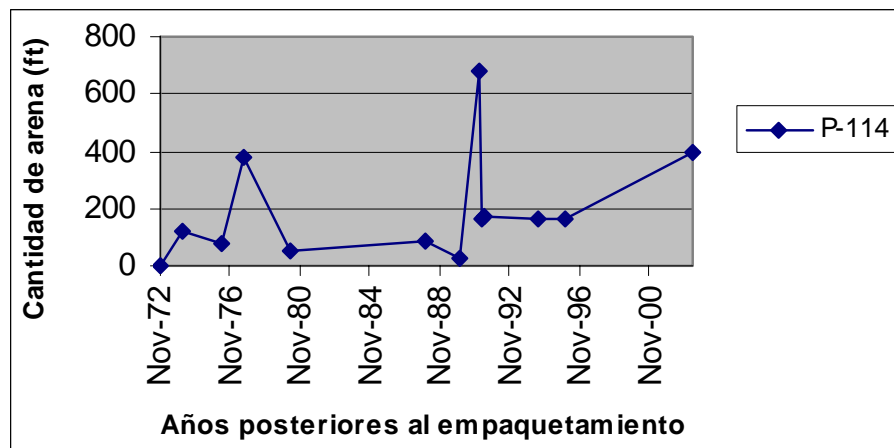


7.14. POZO PAL-114

Aunque la entrada de arena no presentó un comportamiento fácil de caracterizar, se puede notar que la cantidad de arena dentro del pozo aumentó con el tiempo presentando un valor máximo de 680' de arena en Enero de 1991 (Fig. 29). A pesar que en la mayoría de los casos se limpió hasta fondo en los siguientes chequeos de fondo se seguían encontrando valores elevados de arena, teniendo que manejar velocidades de bombeo

entre 5 y 6 SPM. De esta forma en el último servicio de chequeo de fondo realizado en Abril del 2003 se encontraron 393' de arena de los cuales se limpiaron 320'. Por otro lado, a pesar que las medidas de la sarta de liner y los topes concuerdan con el tope y el fondo reportados, no se presentan en forma más detallada las diferentes partes que conforman la sarta sino que se colocaron los más característicos y una medida en conjunto para varios de ellos.

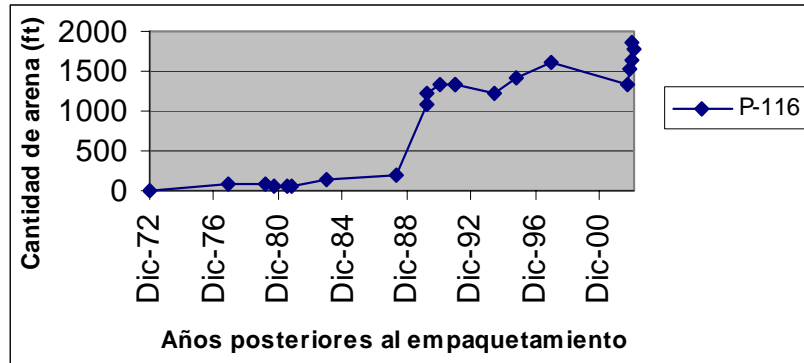
Figura 29. Aporte de arena en el P-114



7.15. POZO PAL-116

Desde el empaquetamiento de este pozo la entrada de arena fue aumentando hasta Diciembre de 1990 cuando se comenzó a tomar como referencia el tope de un pescado ubicado a 4031', dejando 1330' del pozo taponados (Fig. 30). A partir de esta fecha los valores de relleno sobre el tope del pescado fueron aumentando con el tiempo hasta encontrar actualmente 458' de arena sobre el pescado los cuales fueron limpiados en su totalidad.

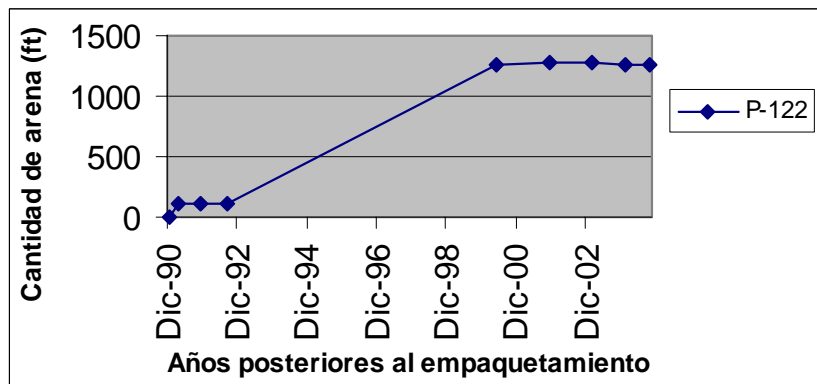
Figura 30. Aporte de arena en el P-116



7.16. POZO PAL-122

En los primeros diez años después de ser empaquetado con grava y luego de mantener un relleno promedio de 114' de arena, se encontró un tope de arena a 3994' lo que implica 1251' de relleno, esto se presentó posiblemente debido a que los SPM estaban demasiado altos para el pozo (12 SPM) y a pesar de reducirlos a 10 SPM en Noviembre de 1997 no fue suficiente ya que la cantidad de arena continuó alta teniendo que reducirlos a 6 SPM (Fig. 31).

Figura 31. Aporte de arena en el P-122

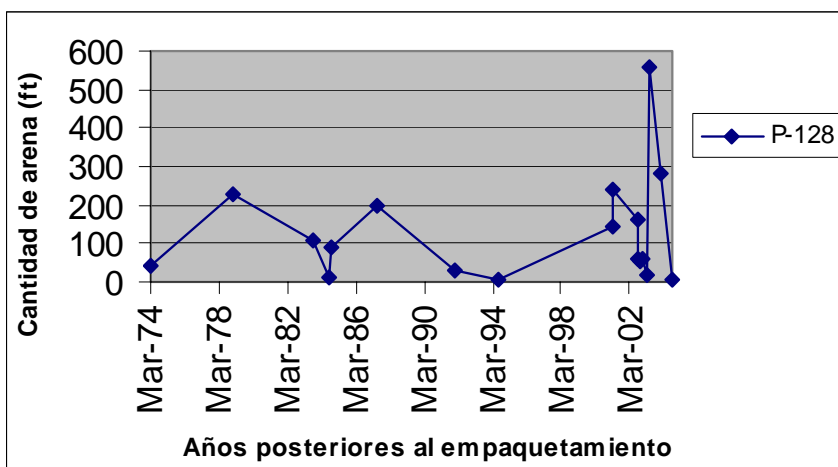


Luego se dejó abandonado el liner y se tomó como referencia el tope de este presentándose pequeñas cantidades adicionales de arena en los años siguientes y encontrando 1255' de arena en el último servicio de limpieza en Octubre del 2004 de los cuales se limpiaron únicamente 614' por amago de pega de la tubería de lavado.

7.17. POZO PAL-128

La cantidad de arena dentro del pozo presentó valores que se encuentran distribuidos de una manera poco uniforme y que además no muestran un comportamiento característico, teniendo rangos de valores tanto altos como pequeños (Fig. 32), en ocasiones limpiados totalmente hasta fondo y en otras a pesar de no haberse efectuado trabajos de limpieza se encontraron valores menores a los encontrados en los servicios anteriores. Esto también se presentó debido a la constante variación de los SPM pasando por valores de 9, 12, 10, 6, 9 y 5.

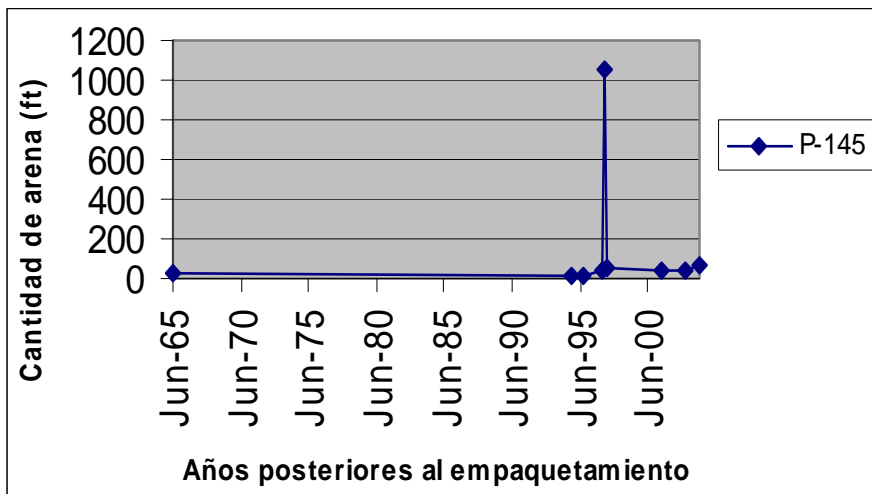
Figura 32. Aporte de arena en el P-128



7.18. POZO PAL-145

Este liner presentó valores de relleno de arena relativamente constantes promediando valores de 26' de arena hasta abril de 1997 cuando se encontraron 1058' de arena que fueron limpiados hasta fondo (Fig. 33), teniendo que reducir la velocidad de bombeo de 10 SPM a 7 SPM.

Figura 33. Aporte de arena en el P-145

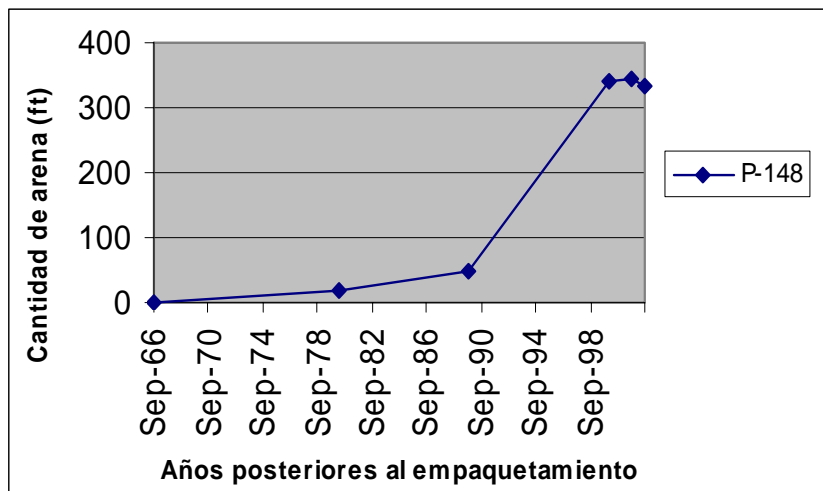


Posteriormente la entrada de arena retornó a valores mucho más bajos que los anteriores encontrando en promedio 42' de arena, por lo cual se pudo ir aumentando progresivamente los SPM hasta llegar actualmente a valores de 9.8 SPM con un comportamiento estable. Según el diseño del liner de este pozo, durante el trabajo de empaquetamiento no se reportaron las medidas de las juntas que comprenden la sarta, por lo cual no se pudo comparar su longitud con la reportada, además que no se señalan el resto de partes que deberían ir junto con la sarta de liner.

7.19. POZO PAL-148

La cantidad de arena dentro del pozo en los primeros años no fue chequeada continuamente pero se presentaron valores bajos llegando a encontrar 340' de arena en Enero del 2000, debido a que se aumentaron los SPM de 5 a 10, y desde entonces se ha mantenido con valores muy cercanos a pesar de no ser limpiados indicando que el volumen de arena adicional fue relativamente bajo (Fig. 34). En el último servicio en el que se chequeó fondo llevado a cabo en Agosto del 2002, se limpiaron en su totalidad 333' de arena. Actualmente se encuentra produciendo con 11 SPM sin presentar problemas de arenamiento.

Figura 34. Aporte de arena en el P-148



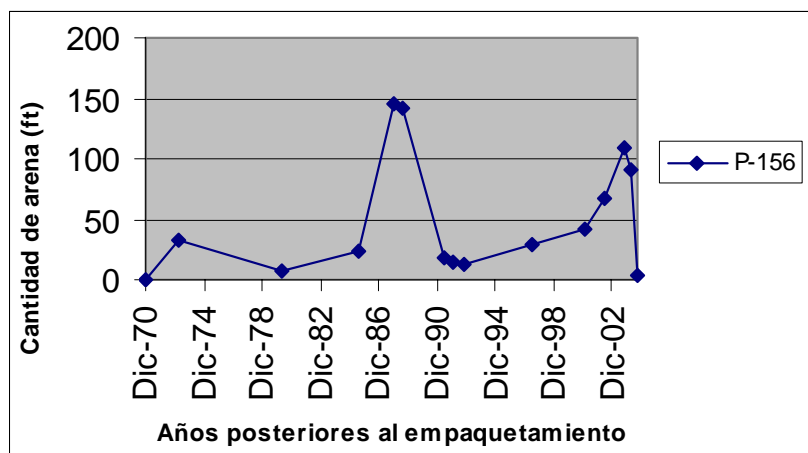
7.20. POZO PAL-156

En los primeros años este liner trató de mantener un comportamiento relativamente estable con valores promedio de 23' de arena, a excepción del

período que comprende de Noviembre de 1987 a Julio de 1988 en donde se encontraron 145' de relleno, que no fueron limpiados (Fig. 35).

A partir de Mayo del 2002 los valores comenzaron nuevamente a aumentar, debido a un aumento de los SPM de 6 a 10 SPM, para finalmente encontrar tan solo 4' de relleno en el último servicio de limpieza de arena realizado en Agosto del 2004. Actualmente el pozo se encuentra produciendo con 9.6 SPM.

Figura 35. Aporte de arena en el P-156

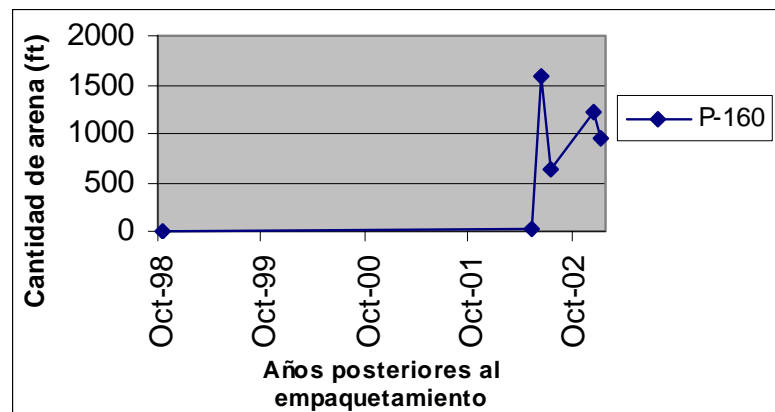


7.21. POZO PAL-160

Desde Octubre de 1998 hasta Mayo del 2002 el pozo no presentó problemas de arenamiento, pero en Junio del 2002 se encontraron 1586' de arena dentro del pozo, que fueron limpiados hasta fondo durante el servicio (Fig. 36). Posteriormente continuó presentado valores de relleno demasiado altos, tanto así que luego de limpiar con espuma, el pozo se arenó nuevamente encontrando 950' de arena en el último servicio de chequeo de fondo realizado en Enero del 2003.

Este pozo se encuentra actualmente como temporalmente abandonado por arenamiento y antes de esto se encontraba produciendo con 4.7 SPM que es un valor muy bajo para ser la causa del arenamiento, siendo más factible la entrada de arena debido a una restricción que se presenta en el liner a 4556'. En cuanto al diseño del liner, en un reporte del well file el tope del liner se muestra a 4161', pero en uno del tour report se muestra que el tope está a 4165', que es un valor más acorde con los valores encontrados para las medidas de los diferentes componentes de la sarta de liner.

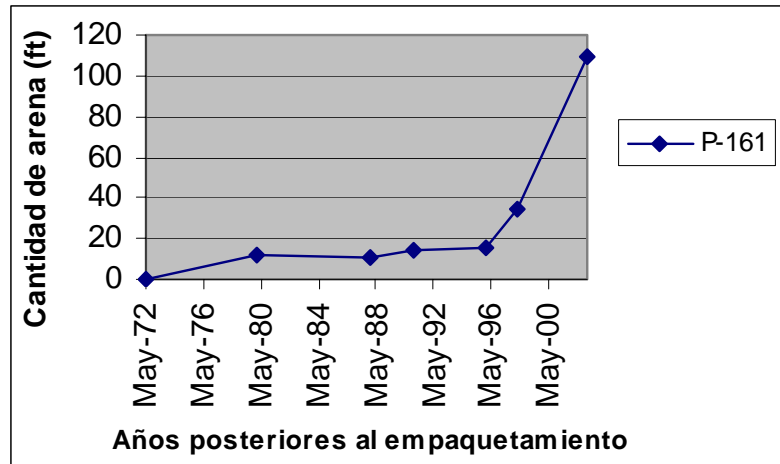
Figura 36. Aporte de arena en el P-160



7.22. POZO PAL-161

La cantidad de arena dentro del pozo durante varios años fue relativamente baja para un promedio de 13' de arena encontrados por cada servicio (Fig. 37). En Febrero de 1998 los valores de aporte de arena comenzaron a aumentar, llegando a encontrar en el servicio efectuado en Diciembre del 2002 una cantidad de 109' de arena, que fue limpiada hasta fondo. Los valores de SPM se mantuvieron entre 10 y 11, por lo que es más adecuado atribuir el arenamiento a una restricción en el liner que se encuentra ubicada a 4060'.

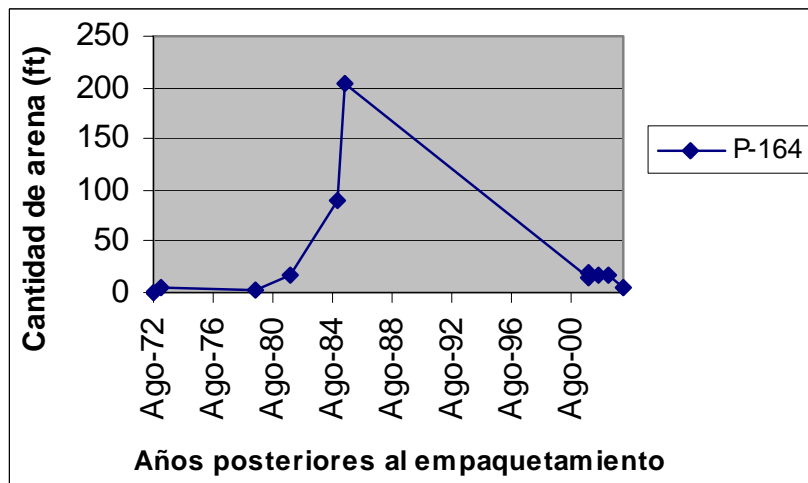
Figura 37. Aporte de arena en el P-161



7.23. POZO PAL-164

Este pozo no ha tenido problemas graves de arenamiento presentando valores promedio de 12' de arena durante los servicios en los que se chequeó fondo, solo en Junio de 1985 se encontraron 204' de arena que fueron limpiados hasta fondo (Fig. 38).

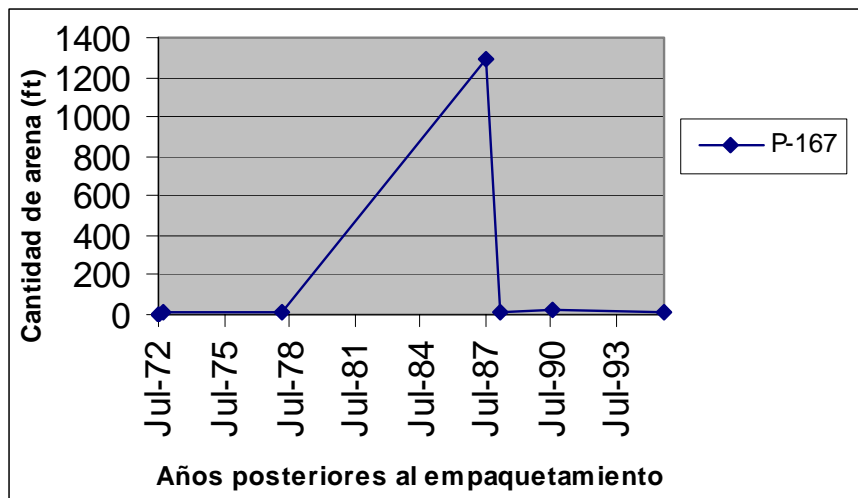
Figura 38. Aporte de arena en el P-164



7.24. POZO PAL-167

Este pozo no tuvo problemas graves de arenamiento durante los primeros años después de la instalación del liner, presentando valores promedio de 14' de arena durante los servicios en los que se chequeó fondo. El único problema se presentó en Junio de 1987 cuando se encontraron 1297' de arena que fueron limpiados (Fig. 39).

Figura 39. Aporte de arena en el P-167

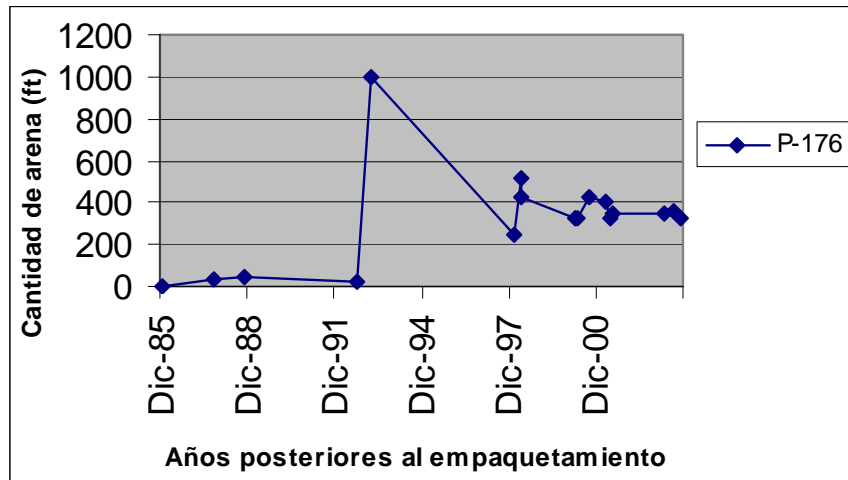


7.25. POZO PAL-176

Hasta Septiembre de 1992 para cada servicio en que se chequeó fondo se encontraron en promedio 32' de arena dentro del liner, que es un valor fácil de manejar sin tener problemas de reducción en la producción del pozo. Posteriormente para Marzo de 1993 se encontraron 1003' de arena, produciendo a una velocidad entre 10 y 11 SPM, luego se redujeron a 7 SPM y se encontraron 244' de arena, pero en los siguientes años se pasó a un promedio de 376' de arena (Fig. 40), teniendo en cuenta que el liner se

encuentra abandonado con 329' de arena. Actualmente el pozo se encuentra produciendo con velocidades entre 8 y 9 SPM. En cuanto al diseño del liner, no se reporta la instalación de landing nipple, ni de otros accesorios, faltando 3' para ajustar los valores de tope y fondo del liner.

Figura 40. Aporte de arena en el P-176



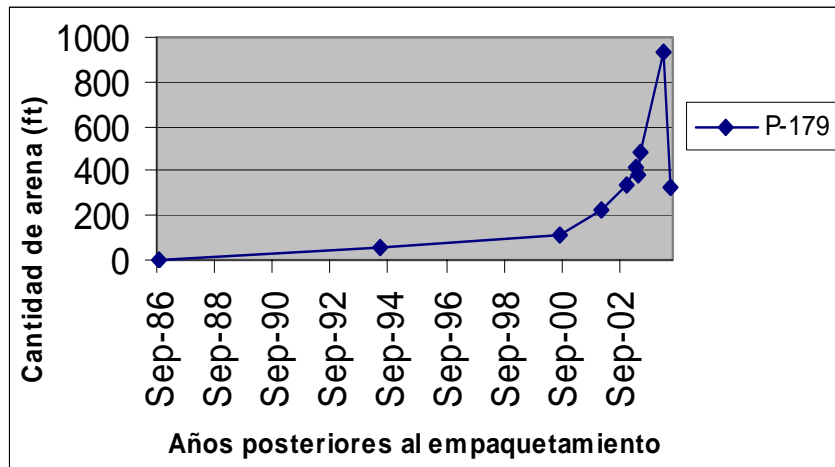
7.26. POZO PAL-179

La cantidad de arena dentro del pozo tuvo un comportamiento creciente hasta Marzo del 2004 cuando se encontraron 936' de arena, siendo necesario limpiar hasta fondo y reducir los SPM de 8 a valores entre 5 y 4. Gracias a la reducción de la velocidad de bombeo la cantidad de arena dentro del pozo bajó a 322' en el último servicio en el que se chequeó fondo, realizado en Junio del 2004 (Fig. 41).

En la actualidad el pozo opera a una velocidad de 6.4 SPM, sin presentar problemas de arenamiento. Por otro lado, un factor que puede estar influyendo en la entrada de arena al pozo es la presencia de restricciones

dentro del liner a profundidades de 5076' y 5198'. En cuanto al diseño del liner, en ningún reporte se informó sobre las diferentes medidas de las juntas y demás partes que conforman la sarta, para poder comparar su longitud total con la diferencia entre el tope y el fondo que se reportan.

Figura 41. Aporte de arena en el P-179



7.27. POZO PAL-186

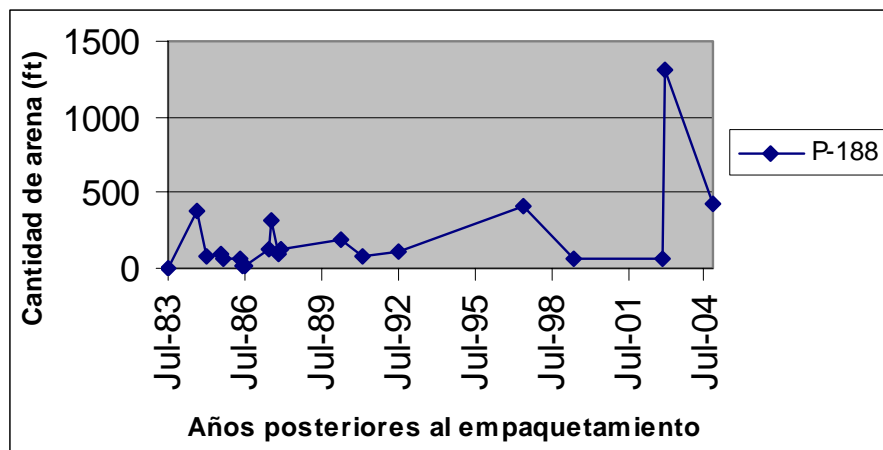
Para este pozo no se reportó ninguna medida de las juntas que conforman la sarta, lo que imposibilitó revisar el diseño de la misma. En Marzo de 1998 fueron recuperadas la segunda y tercera etapa del liner, quedando solo la primera etapa, que en la actualidad se encuentra abandonada con tope de arena a 4755'.

7.28. POZO PAL-188

Hasta Diciembre del 2002 la cantidad de arena dentro del pozo fue en promedio de 135' de arena encontrados por servicio de chequeó fondo y en

diciembre del 2002 se encontraron 1317' de arena que fueron limpiados en su totalidad (Fig. 42). En el último servicio se encontraron 421' de arena en el pozo, que fueron limpiados hasta fondo.

Figura 42. Aporte de arena en el P-188

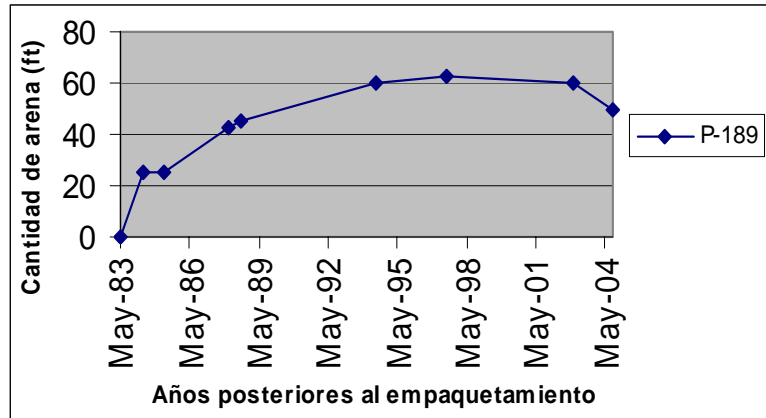


7.29. POZO PAL-189

Los valores de cantidad de arena dentro del pozo fueron aumentando con el tiempo hasta llegar a un máximo de 63' de arena en Junio de 1997, para luego comenzar a caer hasta valores cercanos a los 50' encontrados en el último servicio de chequeo de fondo realizado en Agosto del 2004 (Fig. 43). En Septiembre de 1996 se tuvo que disminuir la velocidad de bombeo de 10.8 SPM a 7.2 SPM.

Por otro lado, en la sarta de liner reportada para este pozo quedan faltando aproximadamente 4' que pueden estar conformados por el landing nipple, el sello metálico.

Figura 43. Aporte de arena en el P-189



8. CONCLUSIONES

En el Campo Palagua actualmente se manejan aproximadamente 3000 Bls de crudo pesado por día (BOPD) y 12000 Bls de agua asociada a la producción (BWPD), agua que se presenta en gran cantidad debido al acuífero activo de gran tamaño asociado al yacimiento.

El agua inyectada al yacimiento en los 4 pozos inyectoros es casi el 99 % del agua producida por los pozos, la cual previamente ha pasado por un proceso de limpieza para disponerla de una forma tal que cumpla con los requerimientos ambientales exigidos por el gobierno.

Dada la inestabilidad y poca consolidación de las arenas en los pozos del Campo Palagua, el proceso de producción de petróleo presenta inconvenientes frecuentemente, requiriendo de constantes trabajos de limpieza de arenas y servicios por bombas pegadas, daños en pistones y barriles, y daños de tubería por fisura.

En el transcurso de los 4 años que lleva la Unión Temporal IJP como operador del CPI PALAGUA se han presentado en total 51 pozos con problemas de fisuras en la tubería de producción (17 en el 2001, 12 en el 2002, 18 en el 2003 y 20 en el 2004).

En el año 2001 los pozos con mayor frecuencia en el problema de fisuras fueron de tipo vertical, donde los más representativos son los pozos P-23 y P-148 con dos incidentes de tubería rota a diferentes profundidades lo que

indica que su origen puede estar por pandeo de la tubería, ya que nunca se les instaló ancla de tubería, o por corrosión teniendo en cuenta que son pozos con alto corte de agua.

En el año 2002 los pozos con mayor frecuencia en fisuras fueron de tipo direccional, destacándose el P-160 con 4 servicios y el P-183 con 2 servicios. En el pozo P-160 las profundidades de las fisuras fueron muy diferentes en cada servicio y al compararlas con las profundidades de la máxima desviación, no se encontró relación entre ellas lo que indica que la tubería no necesariamente se está recostando al revestimiento en ese lugar. Por el lado del P-183 no se pudo determinar una relación entre ellas ya que no se especificaron las juntas del problema, pero se pueden relacionar con el hecho que antes tuviera ancla de tubería y ahora no, por lo que el efecto de pandeo podría estar influyendo en la aparición de las fisuras.

Para el 2003 los pozos con mayor frecuencia en fisuras fueron de tipo direccional donde los más representativos son el P-10, el P-21, el P-197 y el P-140 con 2 servicios cada uno. Al relacionar las profundidades del problema en los pozos P-21, P-140 y P-197 con las profundidades de la máxima desviación, no se encontró una relación que indicara que la tubería se está recostando al revestimiento; en cambio para el P-10 las profundidades son cercanas y mayores a la profundidad de la máxima desviación, lo cual indica que la sarta posiblemente se está recostando al revestimiento, presentando un leve rozamiento por elongación y contracción de la tubería que con el tiempo puede estar formando las fisuras.

Para el año 2004 desde el primero de enero hasta el 8 de agosto se destacaron los pozos P-115 de tipo direccional y P-156 de tipo vertical, con 2 servicios cada uno a causa de las fisuras en su tubería de producción. Las profundidades con problemas fueron cercanas entre servicios para cada uno

de estos pozos, ubicándose dentro de un rango de 30' a 90' en ambos casos. En el caso del P-115 (direccional) las profundidades no tienen relación con la ubicación de la desviación máxima descartando que la tubería se esté recostando a las paredes por esta razón, y más bien sea por causa del pandeo ya que ninguno de los dos pozos cuenta con un ancla de tubería.

De los 51 pozos con problemas de fisuras, a 27 nunca se les instaló ancla de tubería, 21 en algún momento tuvieron instalada ancla de tubería, y 2 todavía tienen instalada ancla de tubería en su sarta de producción.

Los métodos de control de arenas y estimulación más usados en el campo Palagua en sus comienzos fueron el TEXFRAC, TEXPAC (Implementados por la Texas Petroleum Company) y el empaquetamiento con grava de Liner ranurado.

De los 102 pozos inactivos actualmente, 56 enfrentaron problemas de arenamiento, 38 altos cortes de agua, 17 baja producción de aceite, 30 daños en el revestimiento, 2 daños en el liner y 12 presentaron pescados, teniendo en cuenta que cada uno de ellos generalmente presentó más de un problema.

La mayor parte de las causas del abandono de pozos fueron debidas a los problemas de arenamiento y a los altos cortes de agua, que en algunos pozos alcanzaron valores hasta del 100%, razones que en muchas ocasiones estuvieron íntimamente relacionadas entre sí.

Muchos de los pescados que se encuentran en los pozos obstaculizando la producción, han sido debido a problemas durante los múltiples trabajos de limpieza y durante los trabajos de reacondicionamiento de los mecanismos de bombeo al verse afectados con la producción de arena.

El pozo Pal-33 estuvo afectado constantemente por la alta producción de arena y por varios daños en el revestimiento que posteriormente se aislaron con retenedores D.M y D.C. Actualmente presenta un daño en el revestimiento de producción a una profundidad de 3522’.

El pozo Pal-116 ha tenido gran cantidad de inconvenientes debido a su alta producción de arena, la cual han influido en las continuas pegas de la bomba y en el no bombeo debido a la presencia de arena entre la bomba de subsuelo. Además, la presencia de un pescado está impidiendo la entrada del fluido, ya que se encuentra aislando parte de los intervalos.

El pozo Pal-155 a pesar de no haber tenido problemas severos de arena, posee un pescado dejado con tope a 3165’ conformado por tubería de producción, varillas y bomba, que se quedó cuando se profundizó la sarta de producción dentro del liner. Posteriormente se intentó sacar este pescado sin obtener resultados satisfactorios y además comenzó a producir 100% agua, razones por las cuales se decidió abandonarlo temporalmente.

El pozo Pal-160 presentó severos problemas de arenamiento, requiriendo de numerosos trabajos de empaquetamiento con grava y de constantes limpiezas con agua de formación e incluso en una ocasión se probó la limpieza con espuma, sin obtener resultados satisfactorios ya que el pozo continuó con la alta producción de arena. Actualmente presenta un daño en el liner a una profundidad de 4556’, que puede ser la causa del arenamiento. Igualmente, su producción se vio afectada debido a los continuos arenamientos y a que en algunas limpiezas de arena no se realizó hasta fondo o no se limpió debido a que se presentaban pegas de tubería dentro del liner.

El pozo Pal-169 estuvo expuesto en numerosas ocasiones a la alta producción de arena, requiriendo de constantes trabajos de limpieza con agua de formación y de empaquetamientos con liner ranurado y grava, que no fueron lo suficientemente adecuados para impedir satisfactoriamente la entrada de arena al pozo. Actualmente este pozo se encuentra con bajo aporte de fluido de la formación, posiblemente por tener el liner taponado y por el alto BS&W aproximadamente del 82%.

El pozo Pal-193 estuvo afectado en varias ocasiones por los problemas de arenamiento. Igualmente, presenta un colapso a una profundidad de 498' que posiblemente esta influyendo en la entrada de arena y agua al pozo y además el BS&W del fluido alcanzó el 100%.

Generalmente, luego de realizarse algún trabajo de fracturamiento con la técnica de TEXFRAC, el aporte de arena al pozo aumentó considerablemente, tanto que en algunos casos se tuvo que recurrir a cerrar temporalmente los pozos hasta poder efectuar los trabajos de empaquetamiento con grava y así reducir estos problemas.

La mayor parte de los diseños de Liner empaquetados a hueco abierto dieron mejores resultados en cuanto al control de arena que los empaquetados dentro de tubería de revestimiento cementada.

Se pudo observar que la mayoría de pozos que continuaron con problemas de arenamiento luego de su empaquetamiento con grava, fueron aquellos que presentaron daños en el Liner y no por tener algún diseño errado, ya que todos desde un principio tenían un buen desempeño controlando la entrada de arena.

En algunos casos específicos se utilizaban solo los valores de la longitud de la sarta tanto ranurada como ciega para reportar el fondo y tope del Liner, sin tomar en cuenta el resto de accesorios que la acompañan y que aportan a la longitud de la sarta como es el caso de los landing nipple, los bull plug, los cross-over y los sellos metálicos.

La velocidad de bombeo con que un pozo se inicia después de un servicio y la presión en el anular son factores importantes a la hora de controlar la entrada de arena a los pozos, especialmente donde las formaciones son poco consolidadas, ya que cuando se aumentan los SPM de una forma drástica y se disminuye la presión del revestimiento es más factible que se presenten estos arenamientos.

9. RECOMENDACIONES

A mediano plazo se ve la posibilidad de realizar desarrollos en el campo Caipal, que por el momento solo cuenta con un pozo, a nivel de reactivación de pozos ya existentes, realizando en ellos trabajos de workover, y desarrollando nuevos proyectos de perforación en áreas donde se ve la posibilidad de encontrar arenas productoras de petróleo.

Se requiere de nuevas formas para incrementar y mejorar la recolección de gas producido por los mismos pozos, para así aumentar el gas disponible que es usado en las plantas eléctricas con las que cuenta el campo para su autoabastecimiento en caso de contingencias a nivel de flujo de energía, y para alimentar los tratadores térmicos y demás implementos que requieren de este fluido.

Según los datos históricos sobre el completamiento de los pozos del Campo Palagua, es recomendable para el desarrollo de nuevos pozos productores utilizar en su diseño empaquetamientos de Liner a hueco abierto, debido a la alta eficiencia que este tipo de completamiento ha presentado en los pozos para el control de las arenas en las formaciones productoras.

En pozos verticales como el P-23 y el P-148, y en especial, en los pozos direccionales P-10, P-21, P-115, P-140, P-160, P-183 y P-197, debido a su alta frecuencia en los problemas de fisuras de tubería, requieren de un mayor seguimiento en su tubería de producción ya que esta podría necesitar de un

ancla de tubería que minimice el pandeo de la sarta, reduciendo así la fricción entre las paredes del revestimiento y la misma.

Se debe tener muy presente la velocidad de bombeo con la cual se va a iniciar la producción luego de un trabajo de workover en determinado pozo, ya que un valor muy alto de SPM puede llevar a un arenamiento del pozo teniendo que recurrir nuevamente a un servicio de limpieza de arena aumentando los costos de mantenimiento del pozo y retardando su producción. De igual forma, se debe llevar un control de la presión dentro del anular para estabilizarla en la que sea adecuada en cuanto al control de la arena en la formación.

BIBLIOGRAFÍA

BALLESTEROS, Jairo. Técnicas sobre Empaquetamientos con grava de Liners ranurados. ECOPETROL, 1973.

BUZARDE Jr, L. E; KASTOR, R. L; BELL W. T y DEPRIESTER, C. L. Production Operations Course I. Well Completions. Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas. 1972. p. 354-394.

CASTRO, Ferney. Procedimiento básico para el cargue de la información en la aplicación DFW. 2002.

DOMINGUEZ, Rodrigo. Informe de seguimiento a la gestión ambiental al campo Palagua. Gerencia alto magdalena. 2004.

GATLIN, Carl. Petroleum Engineering. Drilling and Well Completions. Prentice-Hall, Inc. 1960. p. 308-316.

GUARDELA, Fulgencio; ALMARIO, Jaime y ALTAMIRANDA, Francisco. Manual sobre Herramientas de Limpieza de Pozos. ECOPETROL, 1970.

HALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production Operations. Well Completions, Workover, and Stimulation. Vol. 2. Tulsa, Oklahoma. 1982. p. 35-59.

OTT, William. Selection and Design Criteria for Sand Control Screens. Well Completion Technology. Houston.