



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEOS
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA

**“ESTUDIO TÉCNICO DE POZOS NO PRODUCTIVOS PARA SELECCIONAR
POTENCIALES REINYECTORES, DISEÑO Y COSTOS DE FACILIDADES DE
SUPERFICIE EN EL CAMPO PACOA, PROVINCIA DE SANTA ELENA”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES

**Freddy Eduardo Peralta Ochoa
Miguel Abraham Dumani Dueñas**

TUTOR

ING. TARQUINO LOPEZ CADENA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2013

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEOS
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA

**“ESTUDIO TÉCNICO DE POZOS NO PRODUCTIVOS PARA SELECCIONAR
POTENCIALES REINYECTORES, DISEÑO Y COSTOS DE FACILIDADES DE
SUPERFICIE EN EL CAMPO PACOA, PROVINCIA DE SANTA ELENA”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES

Freddy Eduardo Peralta Ochoa
Miguel Abraham Dumani Dueñas

TUTOR:

ING. TARQUINO LOPEZ CADENA

LA LIBERTAD - ECUADOR

2013

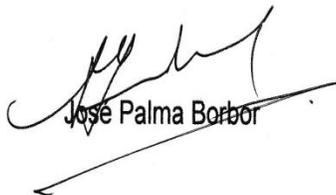
CERTIFICACIÓN

El profesor, José Palma Borbor,

Certifica:

Haber revisado y corregido, integralmente, en los aspectos: ortográfico, sintáctico y semántico, el trabajo de investigación titulado: ESTUDIO TÉCNICO DE POZOS NO PRODUCTIVOS PARA SELECCIONAR POTENCIALES REINYECTORES, DISEÑO Y COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN EL CAMPO PACOA, PROVINCIA DE SANTA ELENA, cuya autoría corresponde a los estudiantes de la UPSE, carrera de Ingeniería en Petróleo, señores: Freddy Eduardo Peralta Ochoa y Miguel Abraham Dumani Dueñas; por tanto, acredítese su aceptación conforme a las normas gramaticales en las áreas especificadas.

Santa Elena, 24 de septiembre del 2013



José Palma Borbor

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Ramón Muñoz Suárez
DECANO DE FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamir Alvarez Loor
DIRECTOR DE LA ESCUELA
INGENIERÍA EN PETROLEO

Ing. Tarquino López Cadena
PROFESOR –TUTOR

Ing. Carlos Portilla
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Milton Zambrano Coronado. MSc.
SECRETARIO GENERAL - PROCURADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

Nosotros, Freddy Eduardo Peralta Ochoa y Miguel Abraham Dumani Dueñas, declaramos que el trabajo aquí descrito cuyo tema es: **“ESTUDIO TÉCNICO DE POZOS NO PRODUCTIVOS PARA SELECCIONAR POTENCIALES REINYECTORES, DISEÑO Y COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN EL CAMPO PACOA, PROVINCIA DE SANTA ELENA”**, nos corresponde exclusivamente por ser sus autores; para el efecto, además de las indispensables actividades de campo, hemos consultado las referencias bibliográficas que incluimos en sus páginas.

Sean estas líneas la formal declaración de cesión de nuestros derechos de propiedad intelectual a favor de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Freddy Peralta Ochoa

Miguel Dumani Dueñas

DEDICATORIA

A Jehová, Dios, por haberme dado la fortaleza para levantarme en los momentos difíciles.

A mis padres, Carlos Peralta y Ana Ochoa, quienes me dieron su apoyo en todo momento.

A mis hermanos para quienes anhelo alcancen también los espacios profesionales.

Freddy Eduardo Peralta Ochoa

DEDICATORIA

A Jehová, Dios, por haberme dado salud y sabiduría, para culminar con éxito mi carrera universitaria.

A mis padres por asistirme siempre incondicionalmente.

Miguel Dumani Dueñas

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la fuerza para seguir adelante; igual a mis padres y hermanos.

Al ingeniero Juan Pablo Freire por habernos facilitado la información necesaria para la realización del proyecto.

Al ingeniero Tarquino López nuestro tutor de Tesis por sus oportunas directrices.

A mis compañeros de clases con quienes compartimos buenos momentos en nuestra preparación universitaria.

A todos los profesionales que nos brindaron sus conocimientos en las jornadas de clases.

Freddy Eduardo Peralta Ochoa

AGRADECIMIENTO

A mis padres, a mis hermanos Jorge y Salomé y, en especial, a mi tía Gladis Rivera Viejo.

Al ingeniero Juan Pablo Freire por habernos ayudado en la realización de este proyecto.

Al ingeniero Tarquino López nuestro tutor de Tesis.

A todos los profesores que nos formaron profesionalmente.

Miguel Dumani Dueñas

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEOS
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

RESUMEN

**“ESTUDIO TÉCNICO DE POZOS NO PRODUCTIVOS PARA SELECCIONAR
POTENCIALES REINYECTORES, DISEÑO Y COSTOS DE FACILIDADES DE
SUPERFICIE EN EL CAMPO PACOA, PROVINCIA DE SANTA ELENA”**

Autores: Freddy Eduardo Peralta Ochoa
Miguel Abraham Dumani Dueñas

El presente trabajo de titulación comprende los siguientes capítulos:

El capítulo I, trata sobre los aspectos generales en torno al campo de aplicación del proyecto como: ubicación geográfica, geología, límites, formaciones, clima, meteorología, cantidad de pozos perforados, estado actual de cada pozo, producción promedio del campo Pacoa y pozos no productivos. El capítulo II, comprende las consideraciones acerca de la Reinyección de Agua de Formación: Sistema de Reinyección de Agua de Formación, completación de pozos Reinyectores, proceso de reacondicionamiento de los pozos para ser convertidos en Reinyectores, características del yacimiento receptor, Agua de Formación, facilidades y equipos de Reinyección, decreto ejecutivo 1215. En el capítulo III, se presentan los diferentes Criterios para la Selección de Pozos a ser convertidos a Reinyectores: Criterio para la selección de pozos, pozos seleccionados para estudio, características de los pozos seleccionados, historial de reacondicionamiento y producción, parámetros petrofísicos, presiones, mapas, evaluación de reserva y capacidad de confinamiento de la formación. En el capítulo IV, se efectúa el Análisis Técnico, Diseño y Costos de facilidades de Superficie para la selección de pozos Reinyectores y se complementa con la presentación de resultados. Finalmente, en el capítulo V, se establecen las Conclusiones obtenidas en el estudio; de igual manera se formulan las Recomendaciones para concretar el proyecto.

INDICE

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL CAMPO PACOA

1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Ubicación geográfica	3
1.4. Geología regional	5
1.4.1. Geología local (cuenca Pacoa)	5
1.4.2. Límites de la cuenca Pacoa	6
1.4.3. Estratigrafía del campo Pacoa	8
1.4.3.1. Formación Seca (eoceno medio superior)	10
1.4.3.2. Formación Socorro (eoceno medio medio)	10
1.4.3.3. Formación Santa Elena (maastrichtiano-paleoceno inferior)	11
1.4.3.4. Formación el Rosario (paleoceno superior-eoceno inferior)	11
1.4.3.5. Formación Clay Pebble Beds (eoceno medio inferior)	12
1.4.3.6. Formación cayo (santoniano-campaniano)	12
1.4.3.7. Formación Piñón (aptiano superior - albiano)	12
1.5. Clima y Meteorología	13
1.6. Cantidad de pozos perforados	13
1.7. Estado actual de cada pozo	14
1.8. Producción promedio del campo Pacoa	15
1.9. Pozos no productivos	15

CAPITULO II

CONSIDERACIONES ACERCA DE LA REINYECCION DE AGUA DE FORMACIÓN

2.1. Descripción teórica	16
2.2. Descripción actual del sistema	16
2.3. Sistema de Reinyección de Agua de Formación	17
2.4. Pozos Reinyectores del Agua de Formación	17
2.5. Completación de pozos reinyectores	18
2.6. Proceso de reacondicionamiento de los pozos para ser convertidos en Reinyectores	18
2.7. Características del Yacimiento Receptor	19
2.7.1. Porosidad	19
2.7.2. Permeabilidad	19
2.7.2.1. Permeabilidad Absoluta	20
2.7.2.2. Permeabilidad Efectiva	20
2.7.2.3. Permeabilidad Relativa	20
2.7.3. Saturación	20
2.7.4. Resistividad	20
2.8. Agua de formación	21
2.8.1. Objetivos	21
2.8.2. Composición	21
2.8.3. Propiedades del Agua de Formación	21
2.8.3.1. Conductividad	21
2.8.3.2. Resistividad del Agua de Formación	22
2.8.3.3. Turbidez	22
2.8.3.4. Color	22
2.8.3.5. Sólidos Suspendidos	22
2.8.3.6. Dureza	23
2.8.3.7. Alcalinidad	23
2.8.3.8. Solubilidad	23
2.8.3.9. El ph	24

2.8.3.10. Escala	24
2.8.3.11. Corrosión	24
2.9. Facilidades y Equipos de Reinyección	25
2.9.1. Equipos de Superficie	25
2.9.1.1. Bombas	25
2.9.1.1.1. Bombas Centrífugas	25
2.9.1.1.2. Bombas Horizontales de Desplazamiento Positivo de Pistón	25
2.9.1.2. Motores	26
2.9.1.2.1. Eléctricos de Inducción	26
2.9.1.2.2. De Combustión Interna	26
2.9.1.3. Cabezal del Pozo Reinyector	27
2.9.1.4. Tendido de Líneas Superficiales	28
2.9.2. Equipos de Subsuelo	28
2.9.2.1. Tubería	28
2.9.2.1.1. Casing o Tubería de Revestimiento	28
2.9.2.1.2. Tubing (tubería de producción)	29
2.9.2.2. Camisa Deslizable	29
2.9.2.3. No-go	29
2.9.2.4. Empacadura (packer)	30
2.10. Facilidades de Superficie del campo Pacoa	30
2.10.1. Diagnóstico actual de las Facilidades de Superficie	30
2.11. Decreto Ejecutivo No. 1215.- Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE)	37
2.11.1. Parámetros y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental	38
2.11.2. Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive, lavado y mantenimiento de tanques y vehículos	39
2.12. Descripción operativa del sistema de Reinyección del Agua de Formación en el campo Pacoa	41

CAPITULO III
CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A SER CONVERTIDOS A
REINYECTORES

3.1. Criterios para la selección de pozos	42
3.2. Pozos seleccionados para estudio	43
3.2.1. Características de los pozos seleccionados	43
3.2.1.1. Pozo Pacoa No 06	43
3.2.1.2. Pozo Pacoa No 07	44
3.2.1.3. Pozo Pacoa No 08	44
3.2.1.4. Pozo Pacoa No 16	45
3.2.1.5. Pozo Pacoa No 23	45
3.3. Histórico de Reacondicionamiento de los pozos seleccionados	46
3.4. Histórico de Producción por Reservorio	46
3.4.1. Nivel D	46
3.4.2. Nivel C	47
3.4.3. Nivel B	47
3.4.4. Nivel E	48
3.4.5. Histórico de Producción de los pozos seleccionados	48
3.5. Registros Eléctricos de los pozos seleccionados	51
3.6. Principales parámetros petrofísicos de las formaciones ex productoras del campo Pacoa	51
3.6.1. Pacoa 6 Evaluación Petrofísica	52
3.6.2. Pacoa 23 Evaluación Petrofísica	52
3.7. Presiones	52
3.7.1. Análisis de Presiones	52
3.7.1.1. Nivel D	53
3.7.1.2. Nivel C	53
3.7.1.3. Nivel B	54
3.7.2. Sumario de Presiones del campo Pacoa	55
3.8. Mapas Estructurales de los pozos seleccionados	55

3.9. Mapas de Espesores de Arena Neta	56
3.10. Evaluación de Reserva	56
3.10.1. Volumen de petróleo in situ	56
3.10.2. Volumen neto de roca	57
3.10.3. Factor volumétrico del petróleo (Bo)	57
3.10.4. Factor de recobro	57
3.11. Capacidad de Confinamiento de la Formación	57

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO DE POZOS SELECCIONADOS Y DISEÑO-COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

4.1. Análisis Técnico de los Pozos Seleccionados	58
4.1.1. Análisis Geológico	58
4.2. Resultados	60
4.2.1. Pozos seleccionados para ser convertidos a reinyectores	60
4.2.2. Evaluación de reserva	60
4.2.3. Análisis de muestras del agua de las piscinas Norte y Sur	60
4.2.3.1. Muestra piscina Norte	61
4.2.3.2. Muestra piscina Sur	61
4.2.4. Estimación de capacidad de recepción total de las areniscas	62
4.2.5. Capacidad de confinamiento de la arena "D" en el pozo Pacoa 6	64
4.2.6. Capacidad de confinamiento de la arena "C" en el pozo Pacoa 23	64
4.3. Geología de la formación de los pozos seleccionados a ser convertidos en Reinyectores	64
4.3.1. Arenisca "C"	65
4.3.2. Arenisca "B"	65
4.3.3. Arenisca "D"	65
4.4. Estado actual de los pozos a ser convertidos a reinyectores	65
4.4.1. Pacoa 23	65

4.4.2. Pacoa 6	66
4.5. Descripción del procedimiento a realizarse para convertir en pozo reinyector	67
4.6. Cumplimiento del artículo 29, literal c del RAOHE	68
4.7. Diseño de las instalaciones de las Facilidades de Superficie	69
4.8. Costos	71

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones	72
5.2. Recomendaciones	73

ANEXOS

Anexo A: Corte Estructural del pozo Pacoa 23	75
Anexo B: Mapas Estructurales	
Anexo B-1: Mapa Estructural Horizonte "C"	76
Anexo B-2: Mapa Estructural Horizonte "D"	77
Anexo B-3: Mapa Estructural Horizonte "B"	78
Anexo B-4: Mapa Estructural Horizonte "E"	79
Anexo C Mapas de espesores de arena	
Anexo C-1: Mapas de espesores de arena, horizonte "C"	80
Anexo C-2: Mapas de espesores de arena, horizonte "D"	81
Anexo C-3: Mapas de espesores de arena, horizonte "B"	82
Anexo C-4: Mapas de espesores de arena, horizonte "E"	83

Anexo D registros eléctricos

Anexo D-1: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 1)	84
Anexo D-1.1: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 1)	85
Anexo D-1.2: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 1)	86
Anexo D-1.3: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 1)	87
Anexo D-2: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 6)	88
Anexo D-2.1: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 6)	89
Anexo D-3: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 7)	90
Anexo D-3.1: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 7)	91
Anexo D-4: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 8)	92
Anexo D-5: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 15)	93
Anexo D-5.1: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 15)	94
Anexo D-6: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 16)	94
Anexo D-6.1: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 16)	95
Anexo D-7: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 23)	96
Anexo D-7.1: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 23)	97
Anexo D-8: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 41)	97
Anexo D-8.1: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 41)	98
Anexo D-8.2: Registro Eléctrico, zona de interés (Pacoa 41)	99

Anexo E: Diagrama de Completación de Pozos

Anexo E-1: Diagrama de Completación de pozo (Pacoa 1)	100
Anexo E-2: Diagrama de Completación de pozo (Pacoa 6)	101
Anexo E-3: Diagrama de Completación de pozo (Pacoa 7)	102
Anexo E-4: Diagrama de Completación de pozo (Pacoa 8)	103
Anexo E-5: Diagrama de Completación de pozo (Pacoa 15)	104
Anexo E-6: Diagrama de Completación de pozo (pacoa 16)	105
Anexo E-7: Diagrama de Completación de pozo (pacoa 23)	106
Anexo E-8: Diagrama de Completación de pozo (pacoa 41)	107

Anexo G: Fotografías

Foto 1: Estación Norte Pacoa	108
Foto 2: Piscina de Agua de Formación de Estación Norte	108
Foto 3: Piscina de Agua de Formación de Estación Norte	109
Foto 4: Piscina de Agua de Formación de Estación Norte	109
Foto 5: Estación Central campo Pacoa	110
Foto 6: Pozo Reinyector Pacoa 27	110

Simbología	111
-------------------	-----

Bibliografía	114
---------------------	-----

INDICE DE TABLA

Tabla 1.1: Categoría de pozos del campo Pacoa.	13
Tabla 1.2: Estado actual de los pozos	14
Tabla 1.3: Pozos cerrados del campo Pacoa.	15
Tabla 2.1: Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas)	40
Tabla 3.1: Pozos seleccionados para estudio	43
Tabla 3.2: Producción del Pozo pacoa No. 06	43
Tabla 3.3: Producción del Pozo pacoa No. 07	44
Tabla 3.4: Producción del Pozo pacoa No. 08	44
Tabla 3.5: Producción del Pozo pacoa No. 16	45
Tabla 3.6: Producción del Pozo pacoa No. 23	46
Tabla 3.7: Historial de Reacondicionamiento	46
Tabla 3.8: Historial de Producción	48
Tabla 3.9: Parámetros Petrofísicos	51
Tabla 3.10: Parámetros Petrofísicos (pozo Pacoa 6)	52
Tabla 3.11: Parámetros Petrofísicos (pozo Pacoa 23)	52

Tabla 3.12: Sumario de Presiones del campo Pacoa	55
Tabla 4.1: Pozos seleccionados para ser convertidos a reinyectores	60
Tabla 4.2: Reserva en sitio	60
Tabla 4.3: Análisis del agua de formación (piscina Norte)	61
Tabla 4.4: Análisis del agua de formación (piscina Sur)	61
Tabla 4.5: Capacidad de recepción de la areniscas “C” y “D”	62
Tabla 4.6: Radio de recepción Pacoa 6	64
Tabla 4.7: Radio de recepción Pacoa 23	64
Tabla 4.8: Costos de equipos de superficie	71
Tabla 4.9: Costos de químicos	71
Tabla 4.10: Descripción, uso y ventajas de los químicos	72

INDICE DE FIGURA

Figura 1.1: Ubicación geográfica del campo Pacoa	3
Figura 1.2: Ubicación de pozos	4
Figura 1.3: Límites de la cuenca Pacoa	7
Figura 1.4: Columna Estratigráfica de la cuenca Pacoa	9
Figura 2.1: Líneas de Flujo - Estación Norte	31
Figura 2.2: Estación Norte - Campo Pacoa	32
Figura 2.3: Líneas de Flujo - Estación Central	33
Figura 2.4: Estación Central - Campo Pacoa	34
Figura 2.5: Líneas de Flujo - Estación Sur	35
Figura 2.6: Estación Sur - Campo Pacoa	36
Figura 2.7: Diagrama de Operación	41
Figura 3.1: Curvas de Producción (pozo Pacoa 6)	48
Figura 3.2: Curvas de Producción (pozo Pacoa 7)	49
Figura 3.3: Curvas de Producción (pozo Pacoa 8)	49
Figura 3.4: Curvas de Producción (pozo Pacoa 16)	50
Figura 3.5: Curvas de Producción (pozo Pacoa 23)	50

Figura 3.6: Comportamiento de Presión - Nivel D	53
Figura 3.7: Comportamiento de Presión - Nivel C	54
Figura 3.8: Comportamiento de presión - Nivel B	54
Figura 4.1: Sistema de Reinyección del pozo Pacoa 6	69
Figura 4.2: Sistema de Reinyección del pozo Pacoa 23	70

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL CAMPO PACOA

1.1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad el Agua de formación del campo Pacoa es confinada en el pozo Pacoa 27, el mismo que fue productor hasta el año 1998, ese mismo año fue convertido en el Pozo reinyector del Campo, hasta la actualidad sigue activo, pero prácticamente está saturado, por este motivo es necesario seleccionar nuevos pozos que cumplan esta misma función. Con esta necesidad se procedió a realizar un estudio técnico de todos los pozos perforados en el Campo, de los cuales nos concentramos en los pozos cerrados y en los pozos cercanos a los mismos.

El Agua de Formación recuperada en superficie se necesita tratarla de la manera más óptima posible es decir, que se cumpla con los parámetros permisibles según lo decretado en el reglamento 1215, para que posteriormente sea reinyectada. Si el Agua de Formación se la desecha al medio ambiente causaría una gran contaminación que afectaría a los ríos, suelos y el entorno en general.

En años anteriores, estas aguas eran mantenidas en piscinas en superficie y, luego desechadas al ambiente contaminando ríos, matando peces y otras especies que vivían en estos medios por la falta de conocimiento de los materiales contaminantes no aptos para la vida que las Aguas de Formación contenían. Pero desde 1930 que se actualizó cierta información acerca del agua de formación, se empezó a tomar nuevas acciones, una de ellas fue reinyectar esta agua a través de pozos de petróleo que ya no son rentables económicamente, para confinar en el subsuelo estas aguas en arenas compatibles, pero antes se debe retirar los componentes contaminantes como el petróleo y metales pesados, los mismos que producen varios problemas en las facilidades de superficie, facilidades reinyección y en la formación receptora.

1.2. ANTECEDENTES

BELCO comenzó la exploración del Bloque 1 el 25 de julio de 1985; y entre 1988 y 1989 se perforó los pozos exploratorios: Dorado XI, Montañita X1 y North Salinas. En los Pozos perforados costa afuera no hubo presencia de hidrocarburos; solamente, el pozo San Pablo (1989) perforado costa adentro, presentó manifestaciones de hidrocarburos en la formación Socorro.

TRIPETROL en 1989, adquirió la concesión del Bloque 1 y perforó en total cinco pozos exploratorios que definieron la estructura Pacoa: El Pozo Mata Chivato (1990), Pacoa # 1 (1991), Guayacán (1991), Palo Santo (1991) y Pechiche (1992). Luego para desarrollar el campo se perforó 43 nuevos pozos de desarrollo entre 1992 y 1995.

Mucho antes los primeros pozos exploratorios del Bloque 1 fueron perforados por la compañía Anglo Ecuadorian Oilfields; éstos son: Carrizal (1944), Aragón-1 y Aragón-2 (1950), Centinela (1953), América (1958) y Aragón-3 (1964). Ninguna de estas perforaciones permitió el descubrimiento de yacimientos comerciales de hidrocarburos.

El 22 de abril de 1992 el Ministerio de Energía y Minas aprobó la explotación del campo Pacoa, que cuenta con una extensión de 15 Km², siendo el principal campo productivo del bloque, seguido del área Monteverde, que constituye un campo poco productivo. El 18 de Diciembre de 1998, CANADÁ GRANDE LIMITED adquirió el 50% de la participación que tenía TRIPETROL.

El actual operador del Bloque 1 es la empresa EP PETROECUADOR. Hasta la presente fecha se han perforado un total de 46 pozos, de los cuales, 44 son productores, uno es reinector de aguas de formación (PAC-027) y un pozo resultó seco (PAC-019).

1.3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Pacoa, con una extensión de 15 Km², se encuentra localizado en la provincia de Santa Elena, cantón Santa Elena, en la comuna de San Pablo, parte Sur meridional del bloque 1 en el suroeste ecuatoriano. Este bloque tiene una extensión de 400.000 Km², de los cuales 300.000 Km² se encuentran en mar territorial y 100.000 Km² costa a dentro.

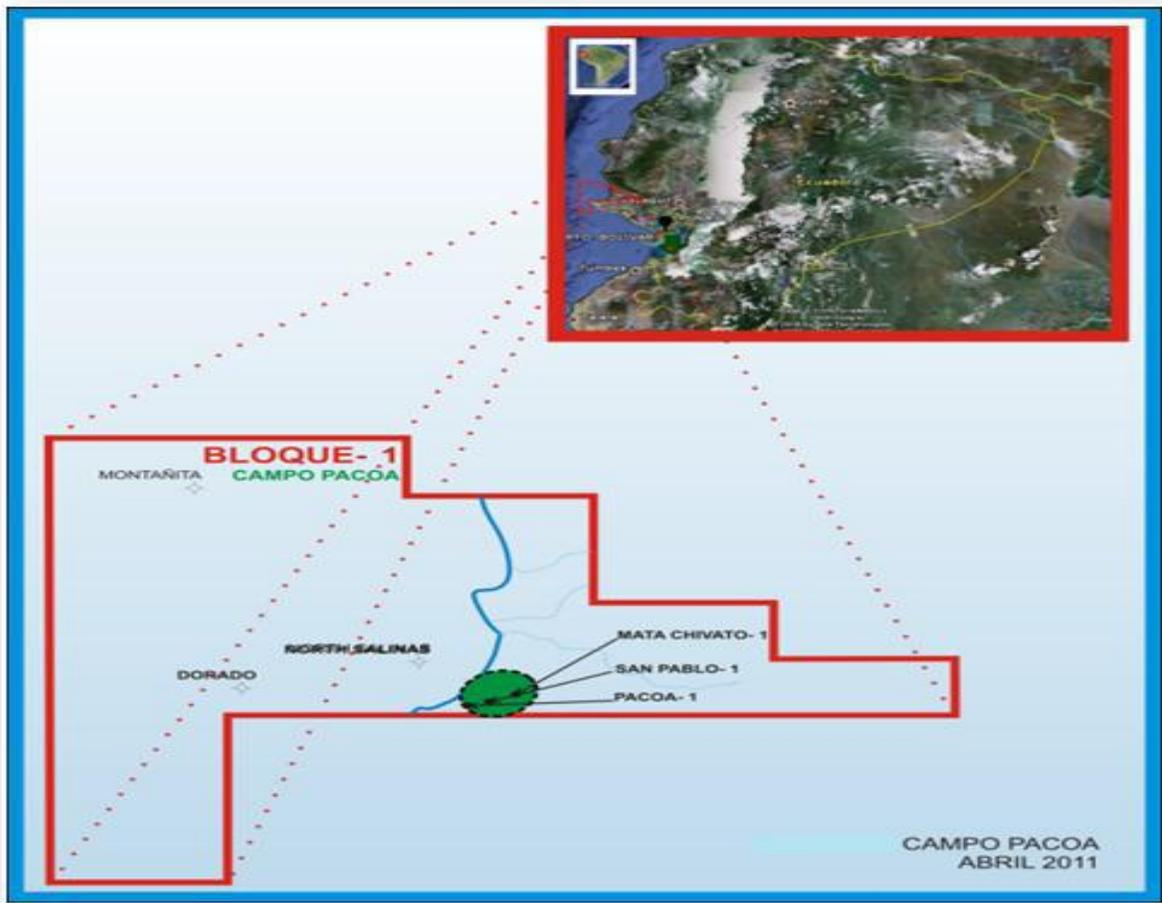
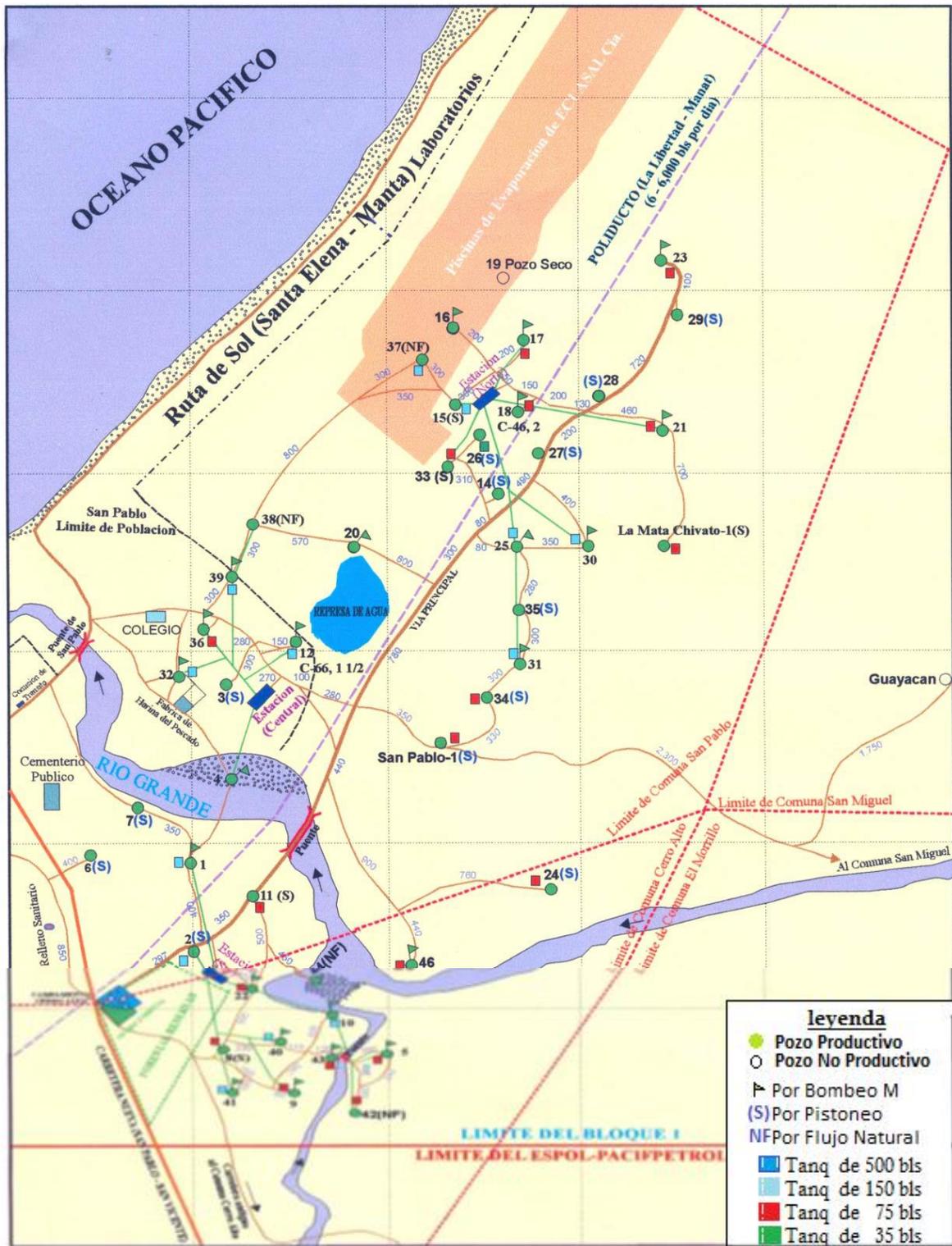


Figura 1.1: Ubicación geográfica del campo Pacoa.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



CAMPO PACOA (ENERO - 2003)

Figura 1.2: Ubicación de pozos.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

1.4. GEOLOGIA REGIONAL

El Bloque 1, geográficamente, está localizado al sur de la falla Colonche que separa la cordillera Chongón Colonche del Levantamiento Santa Elena/Cuenca Progreso. Dentro del Bloque 1 se define el campo Pacoa, ubicado en la parte sur-central del Bloque 1.

Al oeste del levantamiento de Aguadita se localiza el campo Pacoa; hacia el Sur, los límites son poco conocidos probablemente tectónicos, pues, se encuentran en superficie, afloramientos de la formación Cayo.

1.4.1. Geología Local (Cuenca Pacoa)

El campo Pacoa es una estructura anticlinal que cuenta con cuatro reservorios principales dentro de la FORMACIÓN SOCORRO, de abajo hacia arriba están denominados como: “E”, “B”, “C” y “D” respectivamente.

Dentro de la Península de Santa Elena, sobre la base de sus características estratigráficas y estructurales, se reconocen tres unidades morfotectónicas que son:

1. Cordillera Chongón-Colonche.
2. Levantamiento de Santa Elena.
3. Cuenca Progreso.

Los niveles de la FORMACIÓN SOCORRO, son las zonas productoras presentes en el campo Pacoa.

1.4.2. Límites de la cuenca Pacoa

El área subsidente está limitada hacia el SE por un sobrecorrimiento de rocas de la formación Azúcar (=Atlanta) sobre las rocas del Grupo Ancón; este límite, tiene una dirección NE-SO y pasa a pocos kilómetros al NO del alineamiento entre el sitio Aguadita y el pozo América.

El límite sur está representado por un levantamiento de rocas bien consolidadas de edad Cretáceo-Paleoceno en una mezcla tectónica compleja con sedimentos suaves del Eoceno Medio, y coincide aproximadamente con la carretera Santa Elena-Ballenita.

El límite norte se lo ha ubicado en un complejo tectónico localizado en las inmediaciones del pozo Aragón-3, en el cual, se perforó el mayor espesor de la formación Seca, (1700 pies). (1)

Fuente:

(1) La lectura se tomó de la tesis de grado: "Interpretación Sísmica Geológica 2D, en el área de san Vicente Morrillo, del bloque Espol"; de VICTORIA ZUMBA Nancy, año 2005.

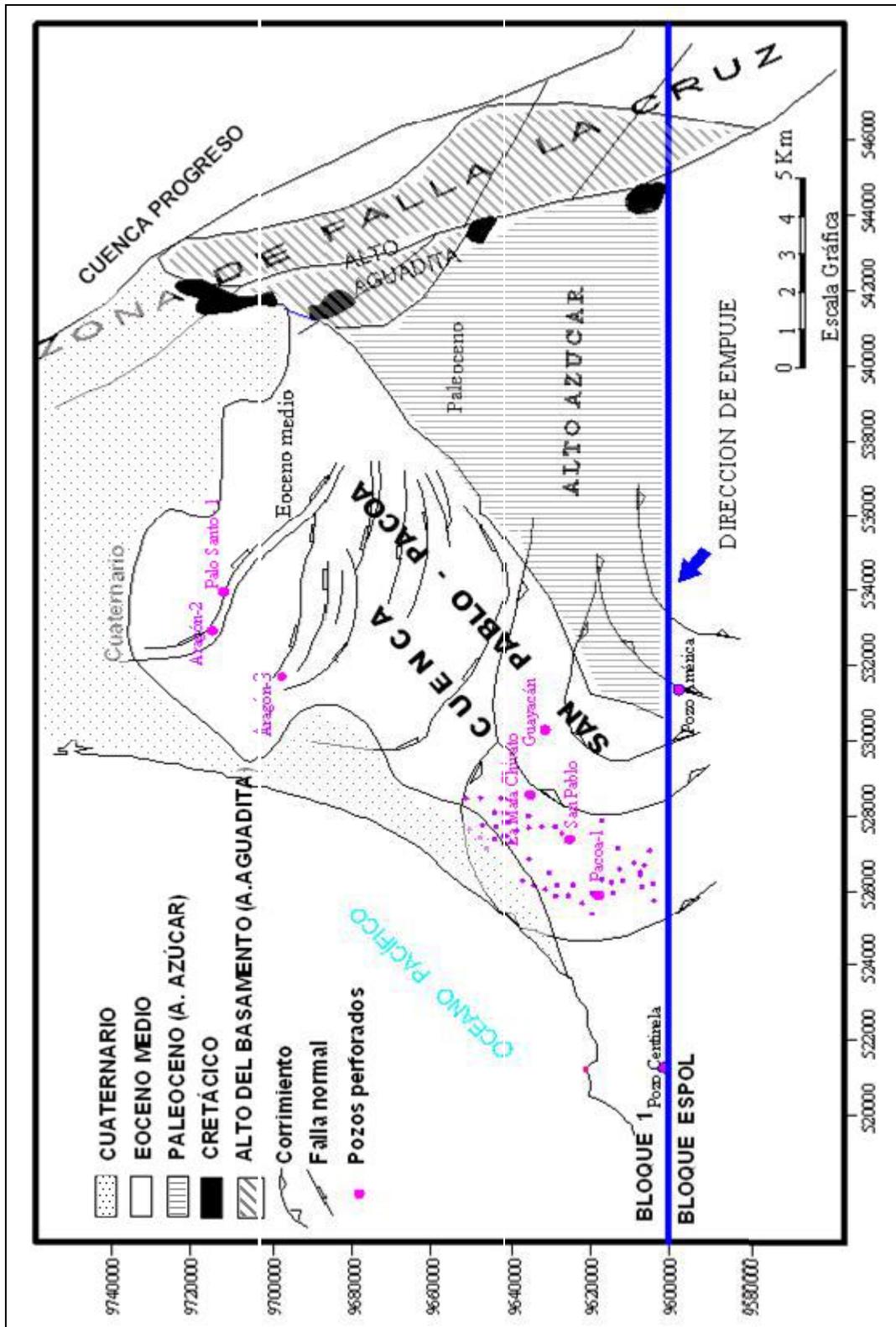


Figura 1.3: Límites de la cuenca Pacoa.
Fuente: Interpretación geológica sísmica 2D.

1.4.3. Estratigrafía del campo Pacoa

El campo Pacoa comprende la siguiente columna estratigráfica:

- 1) El basamento oceánico, Piñón.

- 2) Cobertura volcánico clástica de edad Cretácico Superior-Paleoceno: formación Cayo, formación Santa Elena/Rosario.

- 3) Depósitos turbidíticos del Grupo Ancón: CPB, Socorro, Seca y Punta Ancón.

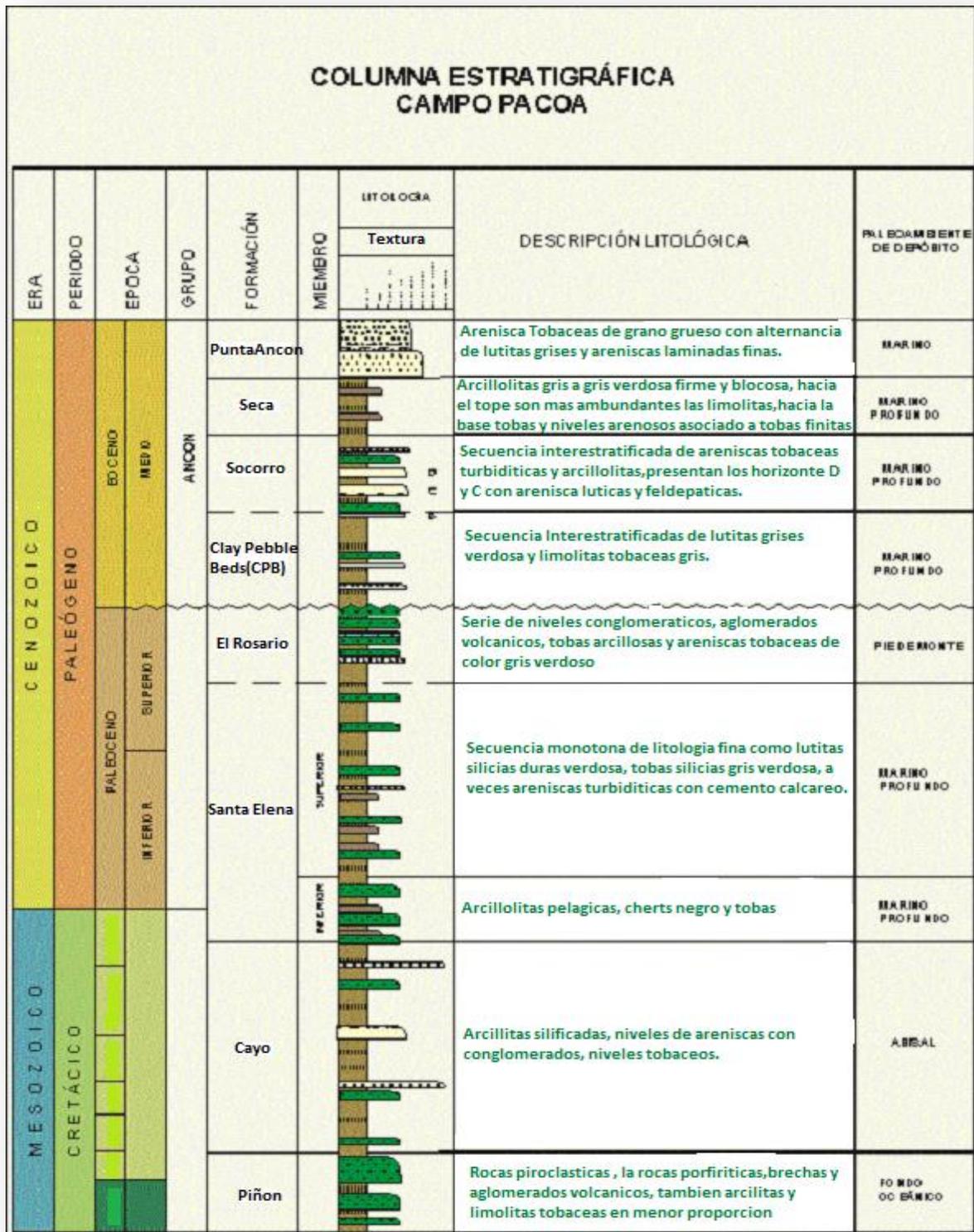


Figura 1.4: Columna Estratigráfica de la cuenca Pacoa.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

1.4.3.1. Formación Seca (Eoceno Medio Superior)

En el campo Pacoa, la formación Seca está ausente en la mayoría de los pozos, ya sea por efectos erosivos o tectónicos.

Representada básicamente por arcillolitas grises a verde grisáceas asociadas a desarrollos muy delgados de yeso y caliza. Hacia su parte media presenta desarrollos de cuerpos limosos. Presenta relativa abundancia de microflora y fauna, en base a esto se le atribuye un medio ambiente sedimentológico marino distal.

En registros eléctricos toda esta secuencia presenta la particularidad de valores de las curvas de inducción muy altos en comparación a la curva laterolog al igual que los tiempos de tránsito en el sónico. (1)

1.4.3.2. Formación Socorro (Eoceno Medio Medio)

La formación Socorro, es el principal reservorio de petróleo en el campo Pacoa,

Se considera fundamentalmente la división en 2 miembros:

- Miembro Sedimentario
- Miembro Tobáceo

El miembro sedimentario constituido principalmente por depósitos pelíticos con intercalaciones de areniscas de composición predominante clastos líticos y feldespáticos con matriz tobácea – arcillosa con porosidades regulares saturadas de hidrocarburos, secciones areniscas denominadas “C” y “D”.

No obstante la similitud litológica difieren en la naturaleza de sus cielos sedimentarios, siendo para el nivel “C” características la disminución gradual granulométrica.

El miembro tobáceo representado principalmente por una intercalación de arcilitas y limolitas grises oscuras, con intercalaciones de tobas arcillosas muy solubles (posibles productos retrabajados o de alteración) y la presencia intermitente de tobas afaníticas blancas grisáceas, firmes ocasionalmente con desarrollos cristalográficos de feldespatos que dan un aspecto arenoso.

En el campo Pacoa se reconocen los complejos arenosos “B” y “E” como pertenecientes a este intervalo. (2)

1.4.3.3. Formación Santa Elena (Maestrichtiano-Paleoceno Inferior)

Esta es una monótona secuencia de litologías finas como lutitas silíceas duras gris verduzco, tobas silíceas gris verduzco, chert y raras areniscas con cemento calcáreo. Los valores muy bajos de los registros de rayos gama (10^o API), los valores muy altos de los registros de inducción eléctrica y los bajos valores de los registros de velocidad sísmica (DT), son consecuencia del alto grado de compactación y cementación que impiden generalmente la presencia de hidrocarburos. (3)

1.4.3.4. Formación El Rosario (Paleoceno Superior-Eoceno Inferior)

Constituida por tobas arenosas niveles conglomeradicos, clastos angulosos hacia su toe una secuencia litológica con predominio de sedimentos pelíticos de naturaleza tobácea.

Por información sísmica así como pozos exploratorios distantes se determina que la formación Rosario presenta amplia distribución areal sin embargo en el Campo Pacoa 1 y San Pablo no presentan sección, lo que induce a pensar en la existencia de Paleosuperficies de relieve de erosión las que son determinantes en la distribución y configuración en el proceso de sedimentación. (4)

Fuente:

(1) (2) y (4) La lectura se tomó de los Archivos de la (ARCH). “Plan de desarrollo, 2011 del campo Pacoa”.

(3) La lectura se tomó de la tesis de grado: “Interpretación Sísmica Geológica 2D, en el área de san Vicente Morrillo, del bloque Espol”; de VICTORIA ZUMBA Nancy.

1.4.3.5. Formación Clay Pebble Beds (CPB) (Eoceno Medio Inferior)

La Formación Clay Pebble Beds se interpreta como depositada por procesos sedimentarios gravitacionales en un ambiente de talud. Los temblores o sismos disparaban deslizamientos rotacionales (slumping) retrogresivos y grandes deslizamientos planares; el bajo valor de consistencia de matriz del cuerpo, proveía una superficie friccional sobre la cual los bloques fueron transportados como flujo de detritos. (1)

1.4.3.6. Formación Cayo (Santoniano-Campaniano)

La formación Cayo fue encontrada en los pozos Aragón-2 y Aragón-3, como rocas basálticas a una profundidad 1390.5m y 480m respectivamente. Su composición volcano-clástica y su cementación disminuyen su potencial como prospecto petrolero. Sin embargo, el Miembro Calentura, cerca de la base de esta Formación es suficientemente rico en materia orgánica bituminosa para ser considerada roca madre. (2)

1.4.3.7. Formación Piñón (Aptiano Superior - Albiano)

Esta Formación se la ha encontrado aflorando en las cordilleras Chongón Colonche y Costera, y en la Cuenca de Esmeraldas. Representa un complejo de rocas volcánicas básicas, representadas por rocas basálticas de grano fino de color gris oscuro azulado (roca fresca) y de un color ocre con abundantes pátinas ferrosas (roca meteorizada) y siempre conformando la típica estructura de pillow lavas y estructura columnar. Petrográficamente se trata de traquibasaltos y basaltos melilíticos, lo que indica que son rocas básicas alcalinas con bajo contenido de sílice. (3)

Fuente:

(1) y (3) La lectura se tomó de los Archivos de la (ARCH). “Plan de desarrollo, 2011 del campo Pacoa”.

(2) La lectura se tomó de la tesis de grado: “Interpretación Sísmica Geológica 2D, en el área de san Vicente Morrillo, del bloque Espol”; de VICTORIA ZUMBA Nancy.

1.5. CLIMA Y METEOROLOGÍA

La península de Santa Elena presenta una estación cálida y lluviosa entre los meses de Enero y Abril, y una estación fría y seca entre Mayo y Diciembre. La primera se debe a la zona de convergencia intertropical y a la influencia de la corriente cálida del Golfo de Panamá (Corriente del Niño). Se clasifica al clima como seco, semiárido, y de tipo estepa. De acuerdo a la clasificación bioclimática de Cañadas (1983), el área está definida como una región desértica tropical. Las precipitaciones anuales no alcanzan los 200 mm. Una variación ligera pero apreciable se presenta en las localidades de Morrillo y Cerro Alto. (1)

1.6. CANTIDAD DE POZOS PERFORADOS

El campo Pacoa cuenta con un total de 46 pozos perforados, de los cuales 40 pozos son productores, 4 pozos cerrados, 1 pozo abandonado, 1 pozo reinyector (pac -027).

MECANISMOS DE PRODUCCION

MÉTODO DE EXTRACCIÓN	# DE POZOS	BFPD	BPPD	BAPD
BOMBEO MECÁNICO	26	136,23	54,87	81,36
PISTONEO	13	1,27	0,32	0,95
FLUJO NATURAL	1	3,76	3,44	0,32
TOTAL	40	141,26	58,63	82,63

**Tabla 1.1: Categoría de pozos del Campo Pacoa.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.**

Fuente:

(1) PRONAREG (Programa Nacional de Regionalización); año 1978.

1.7. ESTADO ACTUAL DE CADA POZO

POZO	FECHA	ZONA PRODUCTORA	BFPD	BPPD	BAPD	MÉTODO DE EXTRACCIÓN	LOCALIZACION
PAC 1	30/abr/11	D,C,B	17.05	2.99	14.05	BM	CENTRO
PAC 2	30/abr/11	D,C,B	8.15	0.87	7.28	BM	CENTRO
PAC 3	27/mar/94	C,B,E	0	0	0	P	NORTE
PAC 4	15/abr/11	D,C	5.43	3.09	2.34	BM	CENTRO
PAC 5	15/abr/11	D,C,B,E	3.95	2.55	1.39	BM	SUR
PAC 6	01/ene/00	D,C	0	0	0	C	SUR-ESTE
PAC 7	01/dic/10	D,C,B	0	0	0	C	SUR
PAC 8	01/dic/10	B,D	0	0	0	C	SUR
PAC 9	15/abr/11	D,E	4.98	3.33	1.64	BM	SUR
PAC 10	15/abr/11	B,C,E	10.60	8.86	1.75	BM	SUR
PAC 11	15/abr/11	D,C,B	1.05	0.38	0.67	BM	SUR-ESTE
PAC 12	15/abr/11	D,C,B,E	3.02	1.81	1.21	BM	CENTRO
PAC 14	15/abr/11	D,C	14.88	0.95	13.93	BM	NORTE
PAC 15	18/feb/94	D	4.19	0.71	3.48	BM	NORTE
PAC 16	01/abr/11	D	0	0	0	C	NORTE
PAC 17	15/abr/11	D	4.04	1.11	2.93	BM	NORTE
PAC 18	15/abr/11	D,C	14.41	0.79	13.62	BM	NORTE
PAC 19							SUR-ESTE
PAC 20	15/abr/11	D	0.87	0.71	0.16	BM	CENTRO
PAC 21	15/abr/11	D,C	3.16	0.63	2.53	BM	NORTE
PAC 22	15/abr/11	B,D,C	0	0	0	C	SUR
PAC 23	15/abr/11	C,B	0	0	0	P	NORTE
PAC 24	15/abr/11	D,C,B	0	0	0	P	SUR-ESTE
PAC 25	15/abr/11	D,C	5.22	1.9	3.32	BM	CENTRO
PAC 26	15/abr/11	D,C	11.16	1.14	10.02	BM	NORTE
PAC 27	11/mar/04	D,C	0	0	0	R	NOR-ESTE
PAC 28	21/sep/10	D	0	0	0	P	NOR-ESTE
PAC 29	13/ene/11	D	0	0	0	P	NORTE
PAC 30	15/abr/11	D,C				C	CENTRO
PAC 31	15/abr/11	D,C,B	3.8	0.63	3.17	BM	NOR-ESTE
PAC 32	15/abr/11	D,C,B	3.33	0.95	2.38	BM	SUR
PAC 33	14/abr/11	C	0	0	0	P	NOR-ESTE
PAC 34	15/abr/11	D,C,B	3.54	0.48	3.06	BM	NOR-ESTE
PAC 35	15/abr/11	D,C,B	0	0	0	P	NOR-ESTE
PAC 36	15/abr/11	D,C	2.97	1.71	1.26	BM	CENTRO -SUR
PAC 37	15/abr/11	C,D	3.8	1.27	2.53	BM	NORTE
PAC 38	28/feb/11	D,C,B	0	0	0	P	NOR-ESTE
PAC 39	15/abr/11	D,B,C,E	1.58	0.79	0.79	BM	CENTRO-OESTE
PAC 40	15/abr/11	E,C,B	2.3	2.3	0	BM	SUR
PAC 41	15/abr/11	D,E,B	6.29	1.98	4.31	BM	SUR
PAC 42	15/abr/11	D,C,B,E	9.33	7.95	1.38	BM	SUR
PAC 43	15/abr/11	D,C,B,E				C	SUR
PAC 44	15/abr/11	B,E	1.27	0.32	0.95	P	SUR
PAC 46	15/abr/11	B,C	0.87	0.87	0	BM	SUR
MATACHI VATO	15/abr/11	1	3.76	3.44	0.32	FN	SUR
SAM PABLO	14/abr/11	1	0	0	0	P	CENTRO

Tabla 1.2: Estado actual de los pozos.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

1.8. PRODUCCIÓN PROMEDIO DEL CAMPO PACOA

La producción promedio del Campo, actualmente, es de 60 BPPD, con un BSW aproximado de 55% proveniente de los niveles C, D, B y E de la formación Socorro. La calidad del crudo promedio es de 31° API y el GOR es 106 pcs/bls.

El POES (Petróleo Original en sitio) oficial del campo es de 45,412 MMBls, con un factor de recobro inicial por niveles: Nivel D: 8,25%; Nivel C: 11,45%; Nivel B: 13,51%; y Nivel E: 10%. Las reservas probadas originales han sido estimadas en 4,8 MMBls. La producción acumulada al 30 de abril del 2011 es 1,7 MMBls, y las reservas remanentes 2,8 MMBls.

1.9. POZOS NO PRODUCTIVOS

En la actualidad el campo, cuenta con seis pozos cerrados y un pozo abandonado (pozo seco).

Los pozos cerrados, se refieren a los pozos que por motivos técnicos o económicos se ha interrumpido su operación y permanecen en esta condición hasta solucionar los problemas presentados.

POZO	ZONA PRODUCTORA	ESTADO ACTUAL
PAC-19		Abandonado
PAC-6	D,C	Cerrado
PAC-7	D,C,B	Cerrado
PAC-8	B,D	Cerrado
PAC-16	D	Cerrado
PAC-23	C,D	Poco productivo

Tabla 1.3: Pozos Cerrados del Campo Pacoa.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

CAPITULO II

CONSIDERACIONES ACERCA DE LA REINYECCION DE AGUA DE FORMACIÓN

2.1. DESCRIPCIÓN TEÓRICA

La técnica de la reinyección de Aguas de Formación, en muchos casos es utilizada, para solucionar el problema del volumen de agua producida con el petróleo, que en superficie, no se la puede mantener por mucho tiempo, ni desechar al ambiente por su alto contenido de contaminantes que causarían graves daños en el entorno.

La reinyección de Agua de Formación, es controlada por medio de parámetros expresos en la ley ambiental y otras normas específicas que regulan todas las actividades petrolíferas en el tema del manejo y desecho del Agua de Formación entre otras; se debe cumplir con límites máximos permisibles después de un proceso de eliminación de elementos contaminantes, posteriormente, se procede a reinyectarla a las formaciones seleccionadas, mediante métodos y técnicas adecuadas.

2.2. DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

PETROECUADOR empresa operadora del campo Pacoa ubicado en el Bloque 1 del Litoral Ecuatoriano, reinyecta y confina en el subsuelo, el Agua de Formación que se ha producido conjuntamente con la producción de petróleo.

En la actualidad, el pozo Pacoa-27 es el pozo reinyector en el campo. Es un pozo que antes de convertirlo a reinyector se encontraba cerrado desde enero de 1998, existen dos reservorios principales dentro de la formación Socorro que se los ha denominado como: "C" y "D". El volumen de agua a reinyectarse y confinarse alcanza los 1350 Bls mensuales.

El Agua de Formación se almacena en piscinas, posteriormente es bombeada al pozo reinyector, de allí que cae por gravedad hacia la Formación receptora.

2.3. SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

El campo Pacoa tiene un sistema de Reinyección de Agua de Formación debido a que este campo produce petróleo con un alto corte de agua, la misma, que no puede ser desechada al medio ambiente; sin duda, tiene que ser tratada, para que, los equipos no sufran daños por el exceso de contaminantes que acarrea como: sólidos, sales y bitumen y otros; tales contaminantes, en efecto han deteriorado de un modo apresurado la vida útil de los componentes del sistema es decir: los tanques, las bombas, las líneas de flujo.

El exceso de sólidos en el Agua produce: taponamiento en la arena receptora, reducción del diámetro interno de las tuberías; acumulación de escala en los ejes de las bombas, entre otros, ocasionando daños de consideración en los equipos.

2.4. POZOS REINYECTORES DEL AGUA DE FORMACIÓN

Para la Reinyección se reacondicionan aquellos pozos que dejaron de ser económicamente productivos o que fueron abandonados.

No se descargará el agua de formación mientras no cumplan los límites permisibles, especificado en el decreto No 1215 del (RAOHE), REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR. Si esta agua es arrojada hacia algún río o suelo contaminarían, ocasionando grandes daños.

Uno de los parámetros más importantes para determinar si un pozo puede ser reinyector se conoce con las “pruebas de inyektividad” que consisten en bombear diferentes caudales o ratas de agua dulce o salada (pruebas de ratas múltiples) a la arena que vaya a inyectarse con determinadas presiones en superficie.

El objetivo es cuantificar el nivel de aceptación que tiene una formación luego que ha sido reacondicionada.

2.5. COMPLETACIÓN DE POZOS REINYECTORES

La completación de un pozo reinyector es similar a la del pozo productor. Tiene una camisa, un packer y el tubing puede resistir altas presiones. Se debe tener mucho cuidado en el estado del casing en los pozos abandonados, y pues dependiendo del lapso de tiempo y las características del fluido que pueden ser corrosiva, ocasionan daños en su estructura, razón por la cual uno de los procedimientos para la verificación de su estado es presurizar con 500 psi en superficie, y así evitar la fuga del agua de reinyección.

2.6. PROCESO DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS PARA SER CONVERTIDOS EN REINYECTORES

Los trabajos para reacondicionar un pozo y poder ser utilizado como reinyector consisten en el siguiente procedimiento:

- 1.- Recuperar equipos, como: bomba, packers, tapones y después la limpieza del pozo.
- 2.- Registros eléctricos del pozo.
- 3.- Realizar trabajos de cementación forzada en el pozo, en tramos donde se procederá a reinyectar el Agua de Formación.
- 4.- Circular el fluido del pozo con agua filtrada de las piscinas API de separación.
- 5.- Cañoneo de la Formación donde se tiene pronosticado reinyectar el Agua de Formación.
- 6.- Realizar pruebas de formación, para determinar los diferentes parámetros como: permeabilidad, porosidad, saturaciones, índices de inyectividad, presiones, entre otros. Luego de pruebas pilotos de inyección, el pozo pasa a ser reinyector.
- 7.- Si el pozo reinyector, pierde presión en la tubería de inyección en su fase operativa, obligatoriamente se debe realizar el cambio de la tubería porque puede existir fisuras y por ende fugas.

2.7. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO RECEPTOR

Para entender el comportamiento de la Reinyección de Agua de Formación se debe tener conocimiento de las propiedades básicas de la Formación receptora, es decir, propiedades de la roca propiamente dicha: porosidad, permeabilidad, saturación de agua, resistividad y los registros eléctricos, entre otros.

De acuerdo a los datos con que cuenta el campo Pacoa referente a resultados de evaluaciones petrofísicas se muestran características generales en las zonas más arenosas. Se trata de areniscas arcillosas cuyos valores moderadamente altos de porosidad, y alto porcentaje de microporosidad, ocasionan valores bajos de permeabilidades.

2.7.1. Porosidad (ϕ)

Esta propiedad física de la roca determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y, generalmente, se la expresa como porcentaje, fracción o decimal.

“Por porosidad se entiende como la habilidad de una roca en almacenar un fluido”.

“Las arenas petrolíferas, como todas las arenas están compuesta por millones de granos que, por lo general, no son redondos ya que su forma depende de la erosión que les dio origen, que pudo haber sido por la acción de los vientos y de las aguas o del vulcanismo y de las alteraciones bruscas de la temperatura. Los granos de arena nunca se ajustan completamente unos a otros y los espacios que quedan forman la Porosidad en la cual se encuentran los fluidos”. (1)

2.7.2. Permeabilidad (K)

Es la propiedad que tiene la roca, en permitir el paso de un fluido a través de ella.

Fuente:

(1) La lectura se tomó del libro “Prueba, Completación y Reacondicionamiento de pozos petroleros”, de Klever Quiroga.

2.7.2.1. Permeabilidad Absoluta

Permeabilidad de la roca saturada completamente por un solo fluido.

2.7.2.2. Permeabilidad Efectiva

“La Permeabilidad efectiva de una roca puede ser con respecto al agua, al petróleo o al gas, y es la permeabilidad de la roca a un fluido particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor del ciento por ciento”. (1)

2.7.2.3. Permeabilidad Relativa

“Es la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta, consecuentemente habrá permeabilidades relativas al agua (K_{rw}), al petróleo (K_{ro}) y al gas (K_{rg})”. (2)

2.7.3. Saturación

Se define a la Saturación como la fracción del volumen poroso, ocupado generalmente por un fluido.

2.7.4. Resistividad

“Es una propiedad no solo de los fluidos del yacimiento, sino también de la roca de la formación del mismo, es un parámetro de singular importancia y esencial para la determinación de las saturaciones. Estas resistividades, con la Porosidad y las resistividades del Agua de Formación son usadas para obtener valores de Saturación de agua”. (3)

Fuente:

(1) (2) y (3) La lectura se tomó del libro “Prueba, Completación y Reacondicionamiento de pozos petroleros”, de Klever Quiroga.

2.8. AGUA DE FORMACIÓN

2.8.1. Objetivos

El objetivo principal al inyectar el Agua de Formación producida con el petróleo, es no ocasionar en la Formación lo siguiente:

- Taponamientos del reservorio
- Reducción de la permeabilidad (k), ocasionado porque debido algunas de las formaciones contienen arcillas, las cuales al ponerse en contacto con agua de baja salinidad provocan que dichas arcillas se hinchen en su volumen dando como resultado una reducción en la permeabilidad (k), y por consiguiente en la reinyección del agua en la formación.

2.8.2. Composición

El crudo que es extraído del reservorio petrolífero viene en forma libre asociado con agua, la misma que es llamada Agua de Formación o agua producida y se la puede clasificar de acuerdo a su composición química: estas aguas contienen metales pesados, sales disueltas por ende puede contaminar acuíferos de agua dulce como también puede ser radioactiva. Por tales motivos esta agua debe ser tratada y reinyectada en el subsuelo.

2.8.3. Propiedades del Agua de Formación

2.8.3.1. Conductividad

“La conductividad eléctrica es la medida de la capacidad del agua para conducir la electricidad y la resistividad es la medida recíproca. Son indicativas de la materia ionizable presente en el agua. El agua pura prácticamente no conduce la electricidad; por lo tanto la conductividad que podemos medir será consecuencia de las impurezas presentes en el agua”. (1)

Fuente:

(1) La lectura se tomó del libro “Parámetros de la Calidad de las Aguas”, de Bonsai Menorca.

2.8.3.2. Resistividad del Agua de Formación

De acuerdo al principio de la resistencia u oposición que presenta el Agua producida junto con el petróleo, llamada Agua de Formación, la misma que deja pasar cierta cantidad de corriente a través de ella, que por su concentración de sales los iones de estas permiten el flujo de la corriente o conductividad.

2.8.3.3. Turbidez

“Es la dificultad del agua para transmitir la luz debido a materiales insolubles en suspensión, coloidales o muy finos y que se presentan principalmente en aguas superficiales, en general son muy difíciles de filtrar y pueden dar lugar a depósitos en las conducciones”. (1)

2.8.3.4. Color

“El color es la capacidad de absorber ciertas radiaciones del espectro visible. Existen muchas causas y por ello no podemos atribuirlo a un constituyente en exclusiva, aunque algunos colores específicos dan una idea de la causa que los provoca, sobre todo en las aguas naturales. El agua pura es bastante incolora sólo aparece como azulada en grandes espesores”. (2)

2.8.3.5. Sólidos suspendidos

“Se suelen separar por filtración y decantación. Son sólidos sedimentables, no disueltos, que pueden ser retenidos por filtración. Las aguas subterráneas suelen tener menos de 1 ppm, las superficiales pueden tener mucho más dependiendo del origen y forma de captación”. (3)

Fuente:

(1) (2) y (3) La lectura se tomó del libro “Parámetros de la Calidad de las Aguas”, de Bonsai Menorca.

2.8.3.6. Dureza

“La dureza, es debida a la presencia de sales de calcio y magnesio y mide la capacidad de un agua para producir incrustaciones”. (1)

2.8.3.7. Alcalinidad

“La alcalinidad es una medida de neutralizar ácidos. Contribuyen, principalmente, a la alcalinidad de una solución acuosa los iones bicarbonato (CO_3H^-), carbonato (CO_3^{2-}), y oxidrilo (OH^-), pero también los fosfatos, ácido silícico u otros ácidos de carácter débil. Su presencia en el agua puede producir CO_2 en el vapor de calderas que es muy corrosivo y también puede producir espumas, arrastre de sólidos con el vapor de calderas, etc. Se mide en las mismas unidades que la dureza. Se corrige por descarbonatación con cal, tratamiento ácido o desmineralización por intercambio iónico”. (2)

2.8.3.8. Solubilidad

“El agua es un disolvente altamente polar que posee una elevada constante dieléctrica y capaz de actuar tanto como dador de hidrogeno como de aceptor. En consecuencia las moléculas que poseen grupos muy polares capaces de formar enlaces por puentes de hidrógeno con el agua (grupos hidrofílicos) tendrán una solubilidad en el agua superior a las moléculas que no poseen tales grupos funcionales”. (3)

Fuente:

(1) (2) La lectura se tomó del libro “Parámetros de la Calidad de las Aguas”, de Bonsai Menorca.

(3) La lectura se tomó del libro “Determinación de Estructuras Orgánicas”, de Daniel J. Pasto, Carl R. Johnson.

2.8.3.9. El pH

“Se define el valor pH, como la medida de la concentración de los iones hidrógeno. Nos mide la naturaleza ácida o alcalina de la solución acuosa. La mayoría de las aguas naturales tienen un pH entre 6 y 8”. (1)

2.8.3.10. Escala

Los componentes del agua, se encuentran en la solución acuosa como iones. Varias combinaciones de los iones son componentes en solución, dichos componentes se precipitan desde la solución como sólidos cuando la solubilidad excede. Estos sólidos pueden formar escala en las paredes de la tubería.

2.8.3.11. Corrosión

“La corrosión es la reacción química, electroquímica o también físicometalúrgica de un material metálico con su entorno, la cual conduce a una variación de sus propiedades. Por regla general los materiales son influidos por la atmósfera. En el aire se encuentran oxígeno, vapor de agua, humos, compuesto con azufre y fósforo, gases de la combustión tales como dióxido de carbono o dióxido de azufre, ácidos diluidos como ácido carbónico, ácido sulfúrico y ácido nítrico”. (2)

Fuente:

(1) La lectura se tomó del libro “Parámetros de la Calidad de las Aguas”, de Bonsai Menorca

(2) La lectura se tomó del libro “Tecnología de los metales para profesionales técnico-mecánicos”, de H. Appold/ K. Feiler/ A. Reinhard/ P. Schmidt.

2.9. FACILIDADES Y EQUIPOS DE REINYECCIÓN

2.9.1. Equipos de superficie

Las facilidades de superficie que se utilizan en el proceso son: Bombas, Motores, Cabezal, Tendido de líneas.

2.9.1.1. Bombas

Una bomba hidráulica es una máquina generadora que transforma la energía (generalmente energía mecánica) con la que es accionada en energía del fluido incompresible que mueve. En general, una bomba se utiliza para incrementar la presión de un líquido añadiendo energía al sistema hidráulico, para mover el fluido de una zona de menor presión o altitud a otra de mayor presión o altitud.

2.9.1.1.1. Bombas Centrífugas

“La mayoría de las bombas centrífugas pueden operarse a diferentes velocidades para obtener capacidades variadas. Asimismo, una cubierta de bomba de un determinado tamaño puede acomodar impulsores de diferentes diámetros. Es importante comprender la forma en que varían la capacidad, la cabeza y la potencia cuando la velocidad o el diámetro del impulsor varía”. (1)

2.9.1.1.2. Bombas Horizontales de Desplazamiento Positivo de Pistón

“El Bombeo de Desplazamiento Positivo entrega una cantidad fija de fluido en cada revolución del rotor de la bomba. Las características de operación de las bombas de desplazamiento positivo las hacen muy útiles en el manejo de fluidos tales como agua, aceites hidráulicos en sistemas de alimentación de fluido, químicos, pinturas, gasolinas, grasas, adhesivos y en algunos productos alimenticios”. (2)

Fuente:

(1) Y (2) La lectura se tomó del libro “Mecánica de fluidos aplicada”, de Robert L. Mott.

2.9.1.2. Motores

Constituyen los generadores del movimiento mecánico que se transmitirá posteriormente a las bombas.

2.9.1.2.1. Eléctricos

“Los motores eléctricos se encuentran prácticamente en cualquier parte, mueven aire y fluidos por medio de ventiladores y bombas en cualquier ciudad, hoy en día en las fábricas, el elemento de movimiento primario es probablemente un motor eléctrico, ya sea de corriente alterna (C.A.) o de corriente directa (C.D.), estos motores eléctricos convierten la energía eléctrica en energía mecánica, la cual finalmente desarrolla un trabajo”. (1)

2.9.1.2.2. De Combustión Interna

“La energía térmica que se transforma en energía mecánica en un motor de combustión interna procede de las sustancias que denominamos genéricamente combustibles.

La reacción de estas sustancias con el oxígeno (combustión) se produce de forma exotérmica; esta energía térmica liberada procede de la energía inherente a la estructura molecular de los componentes de los combustibles.

Su estado en condiciones normales de presión y temperatura nos permite clasificarlos, independientemente de su procedencia, en tres grandes grupos:

Combustibles sólidos, Combustibles líquidos y Combustibles gaseosos”. (2)

Fuente:

(1) La lectura se tomó del libro “El ABC del control electrónico de las maquinas eléctricas”, de Gilberto Enríquez Harper.

(2) La lectura se tomó del libro “Motores alternativos de combustión interna”, de Jesús Andrés Álvarez Flórez.

2.9.1.3. Cabezal del Pozo Reinyector

“El Cabezal del Pozo es el lugar donde las sargas concéntricas de casing y tubing llegan a superficie. Constituye una colección de válvulas, colgadores y segmentos empacadores, todo el equipo que lo conforma sirve como un medio para:

- a.- Controlar y dirigir la entrada y salida de los fluidos (gases y líquidos) bajo las condiciones de presión de las varias sargas de tubería principalmente con el uso de válvulas.
- b.- Suspender la tubería de producción (tubing) y la parte libre de la tubería de revestimiento (casing), mediante colgadores en las secciones apropiadas del cabezal.
- c.- Sellar un espacio anular de otro.
- d.- Servir como base para la instalación de las válvulas de seguridad, válvulas con fines especiales, usadas para permitir el cierre de cualquier presión mientras se está trabajando en el pozo”.

El cabezal comprende tres secciones:

La sección A.- Es la más inferior y a ella pertenece parte del casing superficial y es donde va sujeta la tubería de revestimiento del hueco.

La sección B.- Es la parte intermedia donde va sujeta la tubería de producción al dejar finalizado la completación del pozo y allí están ubicadas las válvulas de espacio anular.

La sección C.- Es la superior, propiamente, la que se llama árbol de navidad, nombre que se ha generalizado para designar a todo el cabezal o complemento de las tres secciones, En esta parte C se encuentra la válvula master del pozo con la que se pueden abrir o cerrar las válvulas laterales de producción”. (1)

Fuente:

(1) La lectura se tomó del libro “Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de pozos petroleros”, de Klever Quiroga.

2.9.1.4. Tendido de líneas superficiales

Cuando un pozo ha sido considerado apto para las operaciones de Reinyección se realiza el diseño de las líneas de flujo dependiendo de los datos de inyectividad obtenidos en los reacondicionamientos del pozo para ser reinyector y considerando factores como:

- Distancias desde las estaciones hasta la cabeza del pozo y hacia la arena productora.
- Presiones de salida de las bombas que se encuentran en las estaciones.
- Pérdidas de presión hasta la cabeza del pozo.
- Presiones límites de fracturamiento de zonas o arenas receptoras.
- Presiones de operación de tuberías.
- Materiales, diámetros (OD-ID), espesores y tratamientos para evitar desgastes y deterioro prematuro de la tubería y facilidades.

2.9.2. Equipos de subsuelo.

2.9.2.1. Tubería

Constituye la estructura mecánica del pozo.

2.9.2.1.1. Casing o Tubería de Revestimiento

“El casing en un pozo debe ser de una resistencia adecuada para soportar las fuerzas a las cuales está sujeto el pozo; el tipo de junta usada no solamente debe asegurar resistencia adecuada sino también debe ser diseñada para que pueda ser unida o desconectada tal como se desea. El casing debe presentar la superficie tan lisa como sea posible tanto fuera como dentro; afuera, para reducir la fricción entre la tubería y las paredes del pozo; y, adentro, para prevenir que las herramientas, otros revestidores o tubería de producción se enganchen cuando sean bajadas a través de este”. (1)

Fuente:

(1) La lectura se tomó del libro “Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de pozos petroleros”, de Klever Quiroga.

2.9.2.1.2. Tubing (tubería de producción)

“La tubería de producción es la que va sujeta a la sección B del cabezal del pozo mediante un colgador también llamado “cebolla” o “tubing hanger” y corrida dentro del casing; el diámetro del tubing utilizado depende del diámetro del casing, normalmente, se usa tubing de 3 ½ en casing de 7” y tubing de 2 7/8 en casing de 5 ½”. A veces, es necesario combinar diferentes diámetros de tubing en un mismo casing de acuerdo a la disponibilidad de otras herramientas de completación. Para los fines de reinyección esta tubería proporciona la principal vía de flujo hacia la Formación”. (1)

2.9.2.2. Camisa Deslizable

“Esta provista de ranuras que pueden abrirse o cerrarse a voluntad con el propósito de establecer comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular con la tubería de revestimiento”. (2)

2.9.2.3. No-Go

“Es llamado también Niple de Asiento, puede ser catalogado como una herramienta de seguridad generalmente colocada al fondo de la sarta de completación. Contiene un diámetro interno y una ranura de seguridad, la cual permite colocar, accionar y constituir sello con los accesorios de control de flujo, tales como, tapones y standing valve, los cuales son retenidos por el No-Go al ser soltados desde la superficie o bajados con herramientas apropiadas mediante cable de acero (wireline); de igual manera son recuperadas (usando el pulling tool)”. (3)

Fuente:

- (1) (2) y (3) La lectura se tomó del libro “Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de pozos petroleros”, de Klever Quiroga.

2.9.2.4. Empacadura (packer)

“La empacadura es un sello, como también lo es un tapón; la diferencia radica en que la empacadura es un dispositivo que hace obturación entre una sarta de tubería y otra, o entre una sarta y las paredes del pozo. Un tapón, por otra parte, actúa como puente y sello dentro de la tubería. Siendo ambos sellos, la empacadura está basada en el principio de que el flujo puede continuar a través del interior de la tubería, mientras que un tapón propiamente dicho, no lo permite”. (1)

2.10. FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO PACOA

2.10.1. DIAGNÓSTICO ACTUAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

El campo Pacoa dispone de tres estaciones de producción: Norte, Central y Estación Sur.

Estación Norte

La Estación Norte, es de producción; además, en ella se recibe la producción proveniente de 13 pozos: PAC-014, PAC-15, PAC-16, PAC-17, PAC-18, PAC-21, PAC-25, PAC-26, PAC-30, PAC-31, PAC-33, PAC-34, y PAC-37, los que se encuentran conectados a la estación con tubería de 2”, 2 7/8” y 3 1/2”, en una longitud total aproximada de 4,278.8 m (Volumen 97.9 Bls). (2)

Fuente:

(1) La lectura se tomó del libro “Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de pozos petroleros”, de Klever Quiroga.

(2) La lectura se tomó de los Archivos de la (ARCH). “Plan de desarrollo, 2011 del campo Pacoa”.

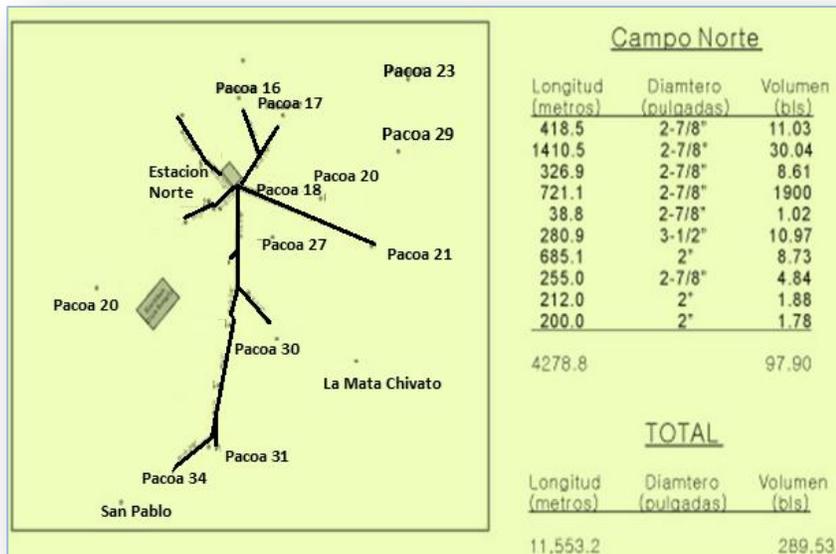


Figura 2.1: Líneas de Flujo - Estación Norte.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

La Estación Norte tiene la capacidad de 2,418.08 BFPD, y consta de la siguiente infraestructura:

- 4 Tanques de 500 Bls cada uno:
 - 1 tanque de lavado
 - 2 tanques de surgencia
 - 1 tanque de carga) → Total 2,000 Bls
- 1 Cisterna de recepción de producción diaria de 418.08 Bls
- 1 Bomba de cisterna (marca Lister)
- Conexiones entre cisterna y tanques
- Cerramiento de mallas
- Cubeto de seguridad
- Garita de seguridad
- 1 Piscina para drenaje con capacidad de 13,000 bls
- Alumbrado (no utilizando)
- Línea de carga

- Manifold
- 1 Extintor de 150 Lbs

El diagrama de esta Estación se puede apreciar en la figura 2.2

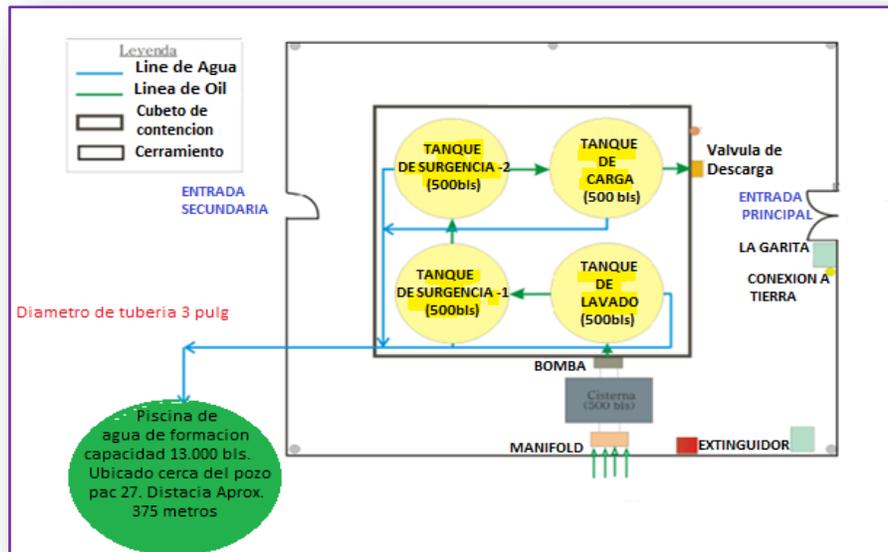


Figura 2.2: Estación Norte - Campo Pacoa.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

Estación Central

La Estación Central, es de producción en ellos, se recibe la producción de los 6 pozos: PAC-004, PAC-012, PAC-032, PAC-036, PAC-038 y PAC-039, los cuales, se encuentran conectados en la Estación con tubería de 2 7/8" en una longitud total aproximada de 2,183.1 m. (Volumen 57.51 Bls). (1)

Fuente:

(2) La lectura se tomó de los Archivos de la (ARCH). "Plan de desarrollo, 2011 del campo Pacoa".

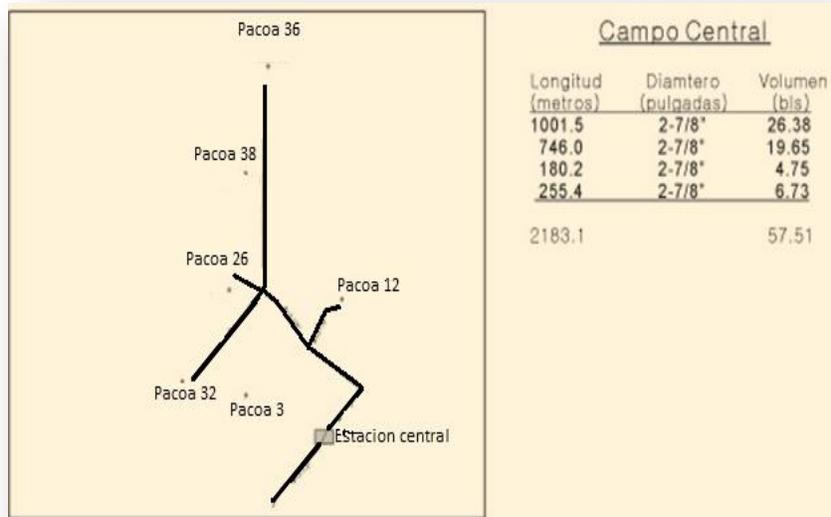


Figura 2.3: Líneas de Flujo - Estación Central.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

Esta estación tiene una capacidad de 3,188.32 Bls, y presenta la siguiente infraestructura:

- 4 Tanques de 500 Bls cada uno:
 - 1 tanque de lavado
 - 2 tanques de surgencia
 - 1 tanque de carga
 - 1 tanque de 500 Bls ubicado afuera de cubeto para emergencia durante de época de lluvias → Total 2,500 Bls.
- Cisternas de recepción de producción diaria de 688.32 Bls
- 1 Bomba de Cisterna (marca Lister)
- Conexiones entre cisterna y tanques
- Cerramiento de mallas
- Cubeto de seguridad
- Línea de carga
- Garita de seguridad
- Alumbrado público

- 1 Piscina de drenaje
- Laboratorio de control de calidad
- Extintores de 150 Lbs.

El diagrama de Esta estación se puede apreciar en la figura 2.4

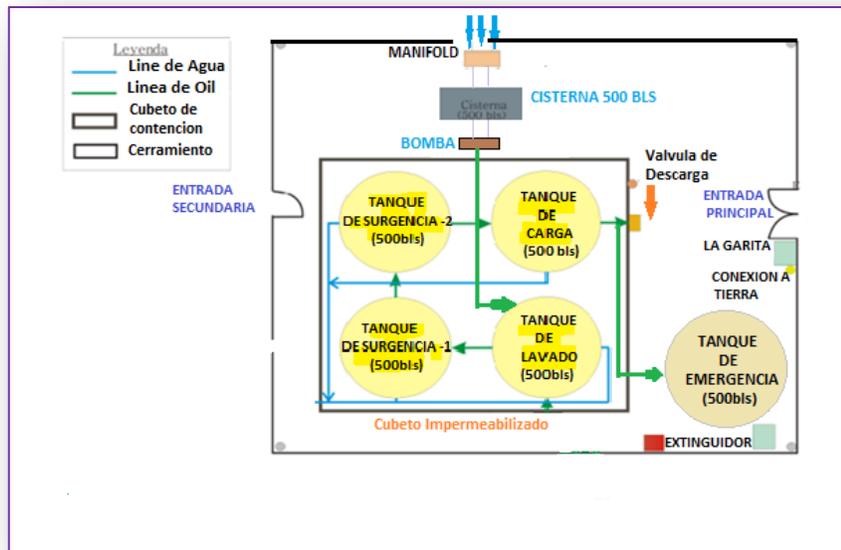


Figura 2.4: Estación Central – Campo Pacoa.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

Estación Sur

La Estación Sur, es de producción; también, en ella se procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 13 pozos: PAC-001, PAC-002, PAC-005, PAC-008, PAC-009, PAC-010, PAC-011, PAC-022, PAC-040, PAC-041, PAC-042, PAC-043 y PAC-044, los cuales se encuentran conectados a la Estación con tubería de 2 7/8” en una longitud total aproximada de: 5,091.3 m. (Volumen 134.12 Bls). (1)

Fuente:

(1) La lectura se tomó de los Archivos de la (ARCH). “Plan de desarrollo, 2011 del campo Pacoa”.

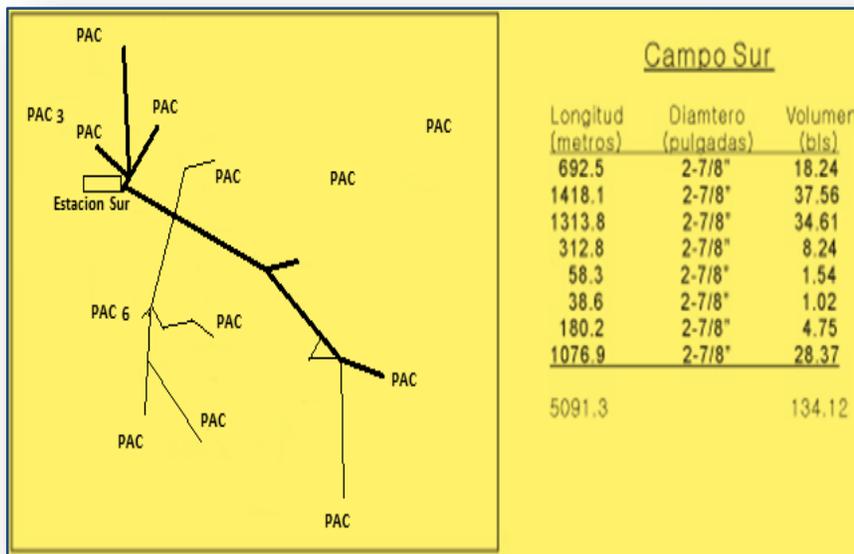


Figura 2.5: Líneas de Flujo - Estación Sur
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

Esta Estación tiene una capacidad de 3,441.6 Bls, y presenta la siguiente infraestructura:

- 6 Tanques de 500 Bls cada uno
 - 1 Tanque de lavado
 - 2 Tanques de surgencia
 - 1 Tanques de descarga
 - 1 Tanques auto-transportables
 - 1 tanque de 500 Bls
- Cisternas de recepción de Producción diaria de 441.6 Bls
- 1 Bomba de cisterna (marca Lister)
- Conexiones entre cisterna y tanque
- Cubeto de seguridad
- Cerramiento de mallas
- Manifold

- 1 Piscina de drenaje
- Garita de seguridad
- Alumbrado público (No utilizando)
- Línea de carga
- Extintores de 150 Lbs

El diagrama de esta estación se lo puede apreciar en la figura 2.6

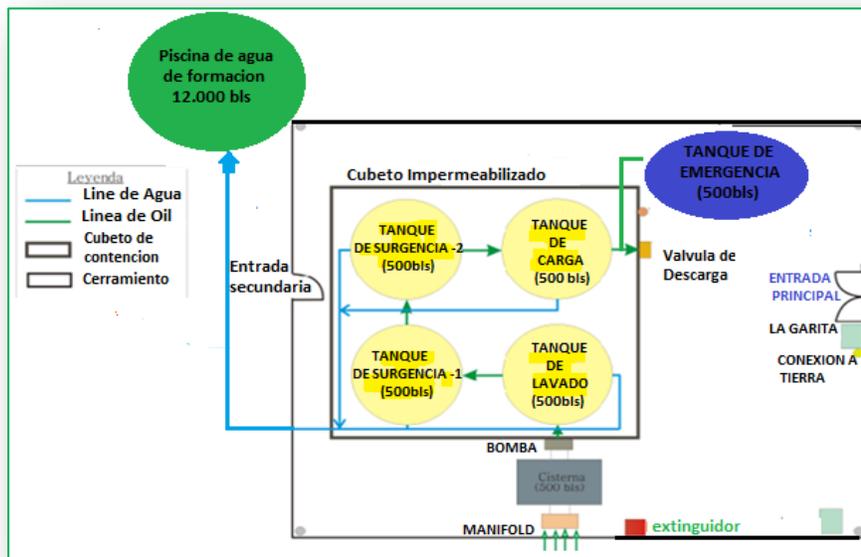


Figura 2.6: Estación Sur – Campo Pacoa.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

La recolección de petróleo en los pozos que no están conectados a las estaciones de producción, es decir, de los pozos: PAC-003, PAC-006, PAC-007, PAC-020, PAC-023, PAC-024, PAC-028, PAC-029, PAC-035, PAC-046, San Pablo y La Mata Chivato, se lo realiza con la ayuda de tanques portátiles de: No 20 (Tanquero FORD 350), No 50 (Anita) y No 220 (Auto-tanquero con Bomba) Bls. (1)

Fuente:

(1) La lectura se tomó de los Archivos de la (ARCH). “Plan de desarrollo, 2011 del campo Pacoa”.

2.11. DECRETO EJECUTIVO No. 1215.- REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR (RAHOE).

El decreto ejecutivo No 1215 publicado en el Reg. Of. No. 265 del 13 de febrero del 2001, es un instrumento legal en el que se establecen reglas claras en materia socio-ambiental para todas las fases de las operaciones hidrocarburíferas, orientadas a promover sistemas eficientes y modernos de gestión ambiental; dichos sistemas, no solamente mejoran los estándares ambientales bajo los cuales se realizan las actividades, sino también ayudan a los organismos del Estado a cumplir eficientemente con sus responsabilidades de monitoreo, control, fiscalización y auditoría ambiental.

“Durante los últimos 10 años, la gestión ambiental en el sector hidrocarburífero ha mejorado sustancialmente dentro de un marco legal que se desarrolló a través de varios instrumentos; entre ellos: un llamado Acuerdo de caballeros a inicios de los años 90, el Acuerdo Ministerial No. 621 (1992) y el Decreto Ejecutivo No. 2982 (1995)”.

El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas reformado, se enmarca dentro de las nuevas normas constitucionales y legales que se adoptaron en el País durante los últimos años, así como de estándares ambientales aceptados a nivel nacional e internacional en la industria petrolera; además, la Constitución de la República, garantiza la preservación del medio ambiente, la prevención de la contaminación y la explotación sustentable de los recursos naturales. (1)

Fuente:

(1) La lectura se tomó del Decreto ejecutivo No 1215 publicado en el Reg. Of. No. 265 del 13 de febrero del 2001, del RAOHE.

2.11.1. Parámetros y límites permisibles para el monitoreo y control ambiental

En el Reglamento Ambiental se dispone un tratamiento operativo al control de descargas líquidas y se establecen parámetros para el monitoreo de los componentes ambientales, del aire y los suelos.

Se establecen valores máximos referenciales para el control y la reducción de emisiones a la atmósfera en función de los parámetros ambientalmente más significativos. De igual manera, se establecen frecuencias de monitoreo para diferentes tipos de instalaciones hidrocarburíferas, lo que permite un monitoreo permanente a los valores límites permisibles para cada parámetro y tipo de fuente de emisión. Además de estructurar operacionalmente el monitoreo de emisiones a la atmósfera, implica una revisión permanente de procesos y equipos, y la adopción de medidas correctivas cuando sea el caso.

El Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE) señala algunos puntos que tienen que ver con el manejo y tratamiento de descargas líquidas. En el Artículo 29, Literal b, se establece que: “Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos.” (1)

Fuente:

(1) Su lectura se tomó del Decreto ejecutivo No 1215 publicado en el Reg. Of. No. 265 del 13 de febrero del 2001, del RAOHE.

2.11.2. Límites permisibles para el monitoreo ambiental permanente de aguas y descargas líquidas en la exploración, producción, industrialización, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, inclusive lavado y mantenimiento de tanques y vehículos.

Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).

Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

Tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que si el efluente cumple con los límites establecidos pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión).

Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el período de perforación;

Mínimo una vez al mes en todas las demás instalaciones hidrocarburíferas que generan descargas líquidas y en todas las fases de operación, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;

Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos que generen descargas líquidas. (1)

Fuente:

(1) Su lectura se tomó del Decreto ejecutivo No 1215 publicado en el Reg. Of. No. 265 del 13 de febrero del 2001, del RAOHE.

EFLUENTE (punto de descarga)

Parámetros	Expresado en	Unidad	Valor permisible 1)	promedio anual 2)	destino de descarga
Potencial hidrógeno	PH	-----	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo(total)	Cr	mg/l			
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global(incluye N orgánico amoniacal y oxidos) 3)	NH4-N	mg/l	<20	<15	Todos
Fenoles 3)		mg/l	<0.15	<0.10	Todos

Tabla 2.1: Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas)

Fuente: Decreto ejecutivo no. 1215, RAOHE.

2.12. DESCRIPCIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO PACOA

Descripción del área de operación de la reinyección del Agua de Formación

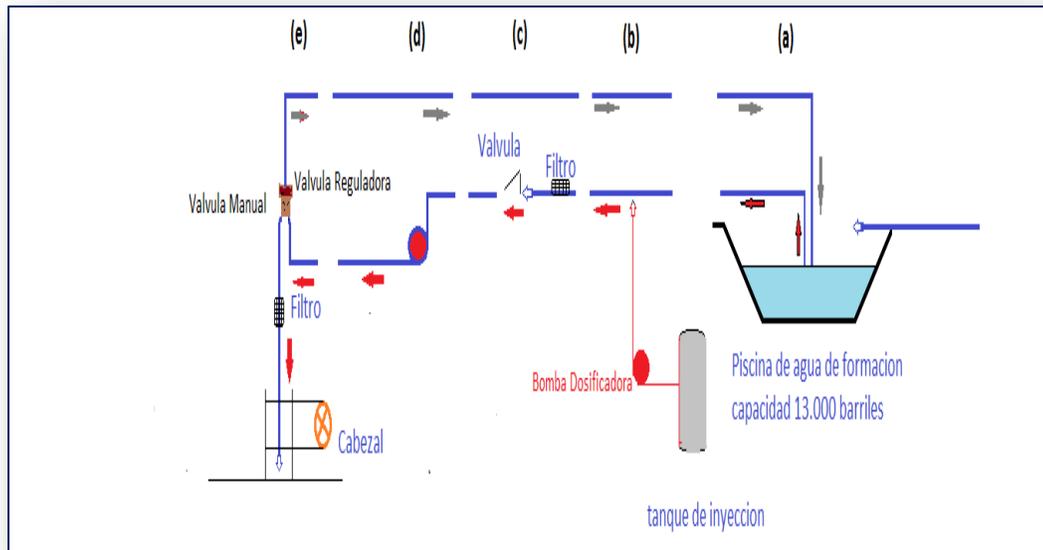


Figura 2.7: Diagrama de operación
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

El área de operación cuenta con las siguientes instalaciones: Piscinas de agua de formación, tanque de inyección, bomba dosificadora, filtros, válvulas.

- (a) Piscina de Agua de Formación: Piscina que almacena el agua de Formación proveniente de los diferentes pozos del campo Pacoa, cuya capacidad de almacenamiento es de 13.000 Barriles, con una elevación de un ángulo de 30° sobre el nivel horizontal del cabezal de reinyección.
- (b) Tanque de inyección de químico con bomba dosificadora: son los encargados de bombear los químicos al Agua de Formación para evitar la formación de incrustaciones, corrosión y la formación de óxidos. De esta forma se protegerá a los equipos e instalación.
- (c) Filtros de cascara de nuez: La función del filtro es de retener los sólidos en suspensión para no causar daños a las instalaciones, también evitar el taponamiento de la arena receptora.

- (d) Bomba: Se utiliza para bombear desde la piscina hasta la arena receptora.
- (e) Válvulas: Son utilizadas para permitir o cerrar el paso del fluido.

CAPITULO III

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A SER CONVERTIDOS A REINYECTOR

3.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS

Para el desarrollo del Proyecto en el campo Pacoa, se empezó con la recopilación de datos, información y resultados de cada pozo, cuya obtención se logró en los diferentes estudios realizados sobre la geología del subsuelo por parte de las diferentes compañías petroleras; al proceder a la revisión de la información se verifico que una gran cantidad de pozos cuentan con información disponible de sus perfiles: bioestratigrafía del área de estudio, topes y bases de los pozos, profundidad de los pozos , sistemas de extracción y cuántos y cuáles de dichos pozos están productivos.

Para el estudio del Proyecto se consideró los pozos que actualmente no están productivos o tienen una producción muy baja, también de aquellos cercanos a los seleccionados para estudio.

Con los datos obtenidos se procesó la información, esta actividad nos ayudó en la interpretación de mapas y cortes estructurales en diferentes direcciones, Norte-Sur y Este-Oeste; en todo caso a correlacionar las secuencias de las areniscas en base a las características geológicas y petrofísicas.

Los mapas y cortes estructurales de los pozos del área de estudio nos permitieron analizar el comportamiento de cada bloque desde el punto de vista geológico, tratando de determinar, de manera más precisa, si hay o no comunicación entre los pozos del estudio.

3.2. POZOS SELECCIONADOS PARA ESTUDIO

Como se señaló antes, los pozos que actualmente están cerrados y los pozos que tienen una producción muy baja:

POZOS SELECCIONADOS	CONDICIÓN ACTUAL	
	ESTADO	FECHA
PACOA # 6	CERRADO	ENE/2000
PACOA # 7	CERRADO	DIC/ 2010
PACOA # 8	CERRADO	AGOS/2008
PACOA # 16	CERRADO	FEBR/2011
PACOA # 23	MUY POCO PRODUCTIVO	MARZO/2013

Tabla 3.1: Pozos seleccionados para estudio.

Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.2.1. Características de los Pozos seleccionados

3.2.1.1. Pozo Pacoa No. 06

El pozo Pacoa 06 fue el octavo en desarrollo, está localizado en el suroeste del campo, fue perforado por Tripetrol Exploration and Production Co. Dicha perforación se inició el 30 de junio de 1992, finalizaron estas operaciones, el 10 de julio de 1992; se llegó a la profundidad final de 4125 pies.

Tiene una estructura braquianticlinal de eje principal de orientación submeridiana, generada por fallamiento inverso, que imbrica a los sedimentos de la Formación Cayo y del Grupo Ancón. Además, cuenta con una estructura de saturación de hidrocarburos en los niveles productivos D y C de la Formación Socorro.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	METODO
PRODUCCIÓN INICIAL	20-Ago-92	D, C	18.00	18.00	0.00	Flujo Natural
PRODUCCIÓN ACTUAL	30-mar-13	D,C	0.00	0.00	0.00	Cerrado

Tabla 3.2: Producción del pozo Pacoa No. 06.

Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.2.1.2. Pozo Pacoa No. 07

El pozo Pacoa 07 está localizado en el sur del campo Pacoa; fue un pozo de avanzada perforado por Tripetrol Exploration and Production Co. El inicio de la perforación se dio el 29 de septiembre de 1994 y finalizó el 09 octubre de 1994, la profundidad final alcanzada fue de 3267 pies.

Tiene una estructura braquianticlinal de eje principal de orientación submeridiana, generada por fallamiento inverso que imbrica a los sedimentos de la Formación Cayo y del Grupo Ancón. También, Cuenta con una estructura de saturación de hidrocarburos en los niveles productivos D, C y B de la Formación Socorro.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	METODO
PRODUCCIÓN INICIAL	15-Ene-95	D,C,B	10,00	10.00	0.00	Flujo Natural
PRODUCCIÓN ACTUAL	30-Mar-13	D,C,B	0.00	0.00	0.00	Cerrado

Tabla 3.3: Producción del pozo Pacoa No. 07.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.2.1.3. Pozo Pacoa No. 08

El pozo Pacoa 08 está localizado en el sur del campo Pacoa, fue un pozo de desarrollo perforado por Tripetrol Exploration and Production Co. Su perforación empezó el 18 de julio de 1992 y finalizó el 27 de julio de 1992; la profundidad final llegó a 2602 pies.

Está ubicado en la zona sur del pliegue anticlinal; tiene una estructura braquianticlinal de eje principal de orientación submeridiana, generada por fallamiento inverso que imbrica a los sedimentos de la Formación Cayo y del Grupo Ancón.

El objetivo fue probar un mayor volumen de reservas hidrocarburíferas en los niveles productivos D, C y B en la zona sur del pliegue anticlinal de la Formación Socorro.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	METODO
PRODUCCIÓN INICIAL	08-Oct-92	B,D	34.00	34.00	0.00	Parado
PRODUCCIÓN ACTUAL	30-Mar-13	B,D	0.00	0.00	0.00	Parado

Tabla 3.4: Producción del pozo Pacoa No. 08.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.2.1.4. Pozo Pacoa No.16

El pozo Pacoa 16 está localizado en el norte del campo Pacoa; fue un pozo de avanzada perforado por Tripetrol Oil Exploration and Production Co. Esta empresa, inició la perforación el 24 de septiembre de 1992 y finalizó el 3 de octubre de 1992, la profundidad final alcanzada fue de 2700 pies.

Este pozo está ubicado en el flanco norte del pliegue anticlinal, tiene una estructura braquianticlinal de eje principal de orientación submeridiana, generada por fallamiento inverso, que imbrica a los sedimentos de la Formación Cayo y del Grupo Ancón. Su producción en el nivel productivo D en la zona norte del pliegue anticlinal de la Formación Socorro.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	METODO
PRODUCCIÓN INICIAL	06-Nov-92	D	148.00	148.00	0.00	Cerrado
PRODUCCIÓN ACTUAL	30-Mar-13	D	0.00	0.00	0.00	Cerrado

Tabla 3.5: Producción del pozo Pacoa No. 16.

Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.2.1.5. Pozo Pacoa No. 23

El pozo Pacoa 23 está localizado en el norte del campo Pacoa, fue un pozo de desarrollo perforado por Tripetrol Exploration and Production Co. La perforación empezó el 15 de octubre de 1992 y finalizan las operaciones el 22 de octubre de 1992; la profundidad final registrada fue de 2844 pies.

Le corresponde una estructura braquianticlinal de eje principal de orientación submeridiana, generada por fallamiento inverso que imbrica a los sedimentos de la Formación Cayo y del Grupo Ancón. Su producción fue posible en los niveles productivos D y C de la Formación Socorro.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	METODO
PRODUCCIÓN INICIAL	26-Nov-92	C,B	112.00	112.00	0.00	Bombeo Mecánico
PRODUCCIÓN ACTUAL	30-Mar-13	C,B	0.00	0.00	0.00	Cerrado

Tabla 3.6: Producción del pozo Pacoa No. 23.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.3. HISTÓRICO DE REACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO	FECHA	WO	ULTIMAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN				ESTADO ACTUAL
			FECHA	ARENA	BPPD	BAPD	
PACOA-6	1999	4	01/01/00	DyC	0,00	1,00	Cerrado
PACOA-7	1995	2	01/12/10	DyB	0,00	1,21	Cerrado
PACOA-8	1999	2	01/12/10	DyB	0,00	0,00	Cerrado
PACOA-16	1995	2	01/04/11	D	1,15	1,00	Cerrado
PACOA-23	1992	1	15/04/11	CyB	0,80	2,05	Muy poco productivo

Tabla 3.7: Historial de Reacondicionamiento
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.4. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN POR RESERVORIO

3.4.1. Nivel D

En la arenisca de la Sección D de la formación Socorro, se inició la producción en junio de 1992 con una tasa de 37 BPPD, proveniente del pozo PAC-001.

La sección D, hasta el 30 de Abril de 2011, cuenta con una producción acumulada de 523, 730 Bls de petróleo de 34.3 °API. Este reservorio ha producido continuamente; ha alcanzado niveles de producción en el orden de 76 BPPD con cortes de agua promedio de 37%.

Hasta la fecha han sido completados veintiún (19) pozos en este reservorio; ellos son: (PAC-001, PAC-004, PAC-005, PAC-006, PAC-007, PAC-011, PAC-012, PAC-015, PAC-016, PAC-017, PAC-020, PAC-021, PAC-022, PAC-023, PAC-025, PAC-026, PAC-028, PAC-034, PAC-040). La producción acumulada de agua es de 230,240 Bls.

3.4.2. Nivel C

En la arenisca de la Sección C de la formación Socorro, también, se inició la producción en junio de 1992 con una tasa de 23 BPPD, proveniente del pozo PAC-001.

Hasta la actualidad han sido completados veintiséis (26) pozos en este reservorio; ellos son: PAC-001, PAC-003, PAC-004, PAC-005, PAC-010, PAC-012, PAC-014, PAC-018, PAC-021, PAC-022, PAC-023, PAC-024, PAC-025, PAC-026, PAC-027, PAC-028, PAC-030, PAC-031, PAC-033, PAC-036, PAC-037, PAC-038, PAC-042, PAC-044, PAC-046 y PAC SPA). La producción acumulada de agua es de 382,940 Bls.

La sección C, hasta el 30 de Abril de 2011, tiene una producción acumulada de 561,090 Bls de petróleo de 34 °API. Este reservorio ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 80 BPPD con cortes de agua promedio de 38%.

3.4.3. Nivel B

En la arenisca de la Sección B de la Formación Socorro, a su vez, se inició la producción en octubre de 1992 con una tasa de 66 BPPD y 21 % de BSW, proveniente del pozo PAC-008.

Hasta la actualidad han sido completados diecinueve (19) pozos en este reservorio; ellos son: PAC-001, PAC-002, PAC-005, PAC-007, PAC-008, PAC-009, PAC-010, PAC-011, PAC-012, PAC-022, PAC-024, PAC-029, PAC-032, PAC-035, PAC-039, PAC-040, PAC-041, PAC-042 y PAC-043. La producción acumulada de agua es de 221,200 Bls.

La sección C, hasta el 30 de Abril de 2011, tiene una producción acumulada de 420,680.0 Bls de petróleo de 40.8 °API. Este reservorio ha producido continuamente alcanzando niveles de producción en el orden de 62 BPPD con cortes de agua promedio de 36%.

3.4.4. Nivel E

En la arenisca de la Sección E de la Formación Socorro, en cambio, se inició la producción en abril de 1995 con una tasa de 20 BPPD y 12 % de BSW, proveniente del pozo PAC-010.

Hasta la actualidad han sido completados nueve (9) pozos en este reservorio; estos son: PAC-005, PAC-009, PAC-010, PAC-012, PAC-040, PAC-041, PAC-042, PAC-043 y PAC-044. La producción acumulada de agua es de 19,690 Bls.

3.4.5. Histórico de Producción de los Pozos seleccionados

POZOS SELECCIONADOS NÚMEROS	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO		PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA	
	FECHA	BARRILES	FECHA	BARRILES
PACOA # 6	01/00	7083	01/00	9728
PACOA # 7	12/10	2233	12/10	865
PACOA # 8	08/08	36772	08/08	21261
PACOA # 16	02/11	38764	02/11	3907
PACOA # 23	03/13	28748	03/13	4057

Tabla 3.8: Historial de producción.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

Grafica de producción de los pozos seleccionados para estudio.

El comportamiento de producción del Pozo PACOA 6, se muestra en la Figura 3.1

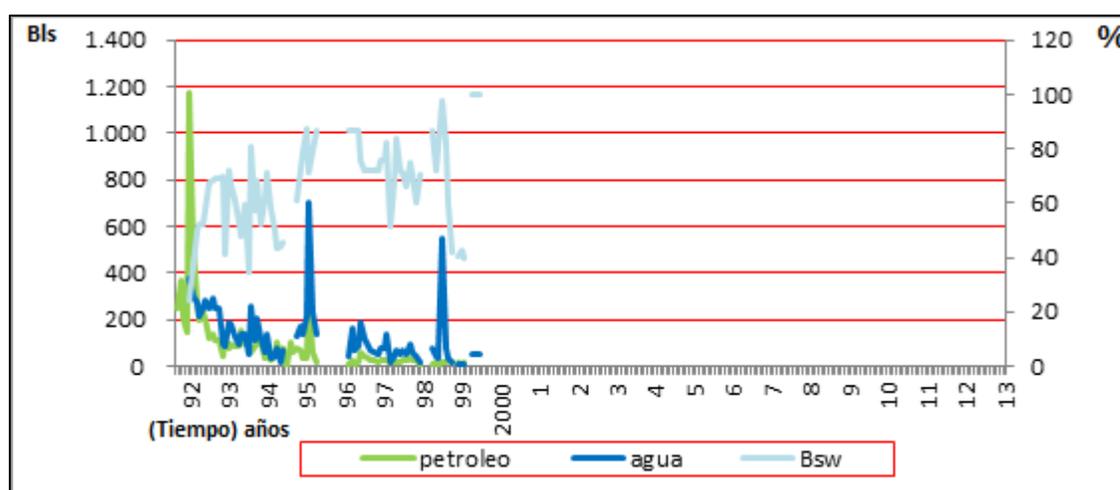


Figura 3.1: Curvas de Producción (Pozo Pacoa 6)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

El comportamiento de producción del Pozo PACOA 7, se muestra en la Figura 3.2

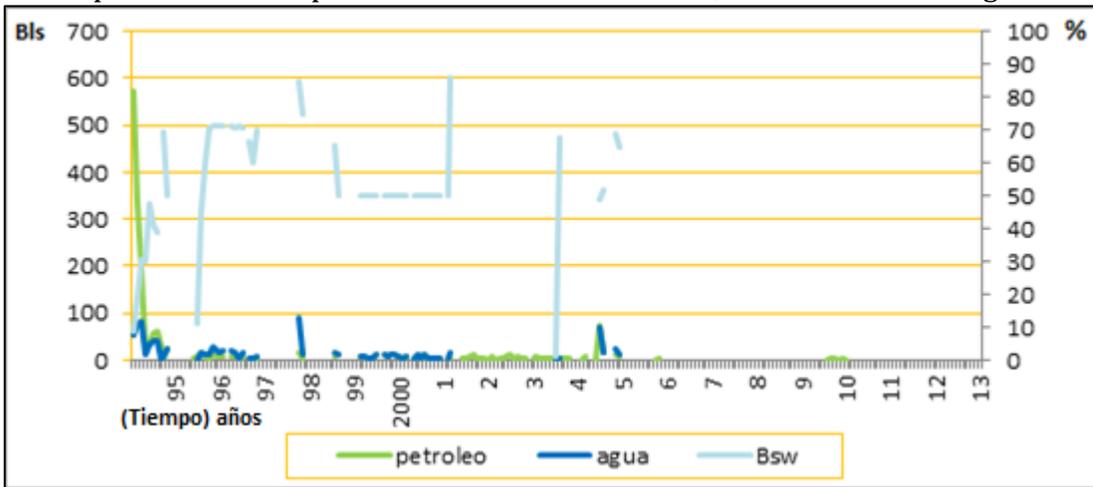


Figura 3.2: Curvas de Producción (Pozo Pacoa 7)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

El comportamiento de producción del Pozo PACOA 8, se muestra en la Figura 3.3

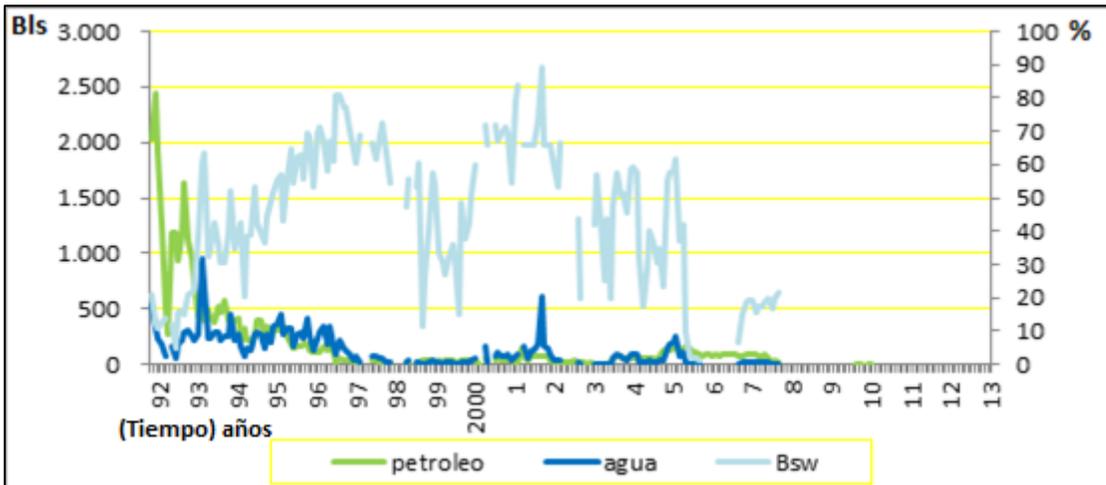


Figura 3.3: Curvas de Producción (Pozo Pacoa 8)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

El comportamiento de producción del Pozo PACOA 16, se muestra en la Figura 3.4

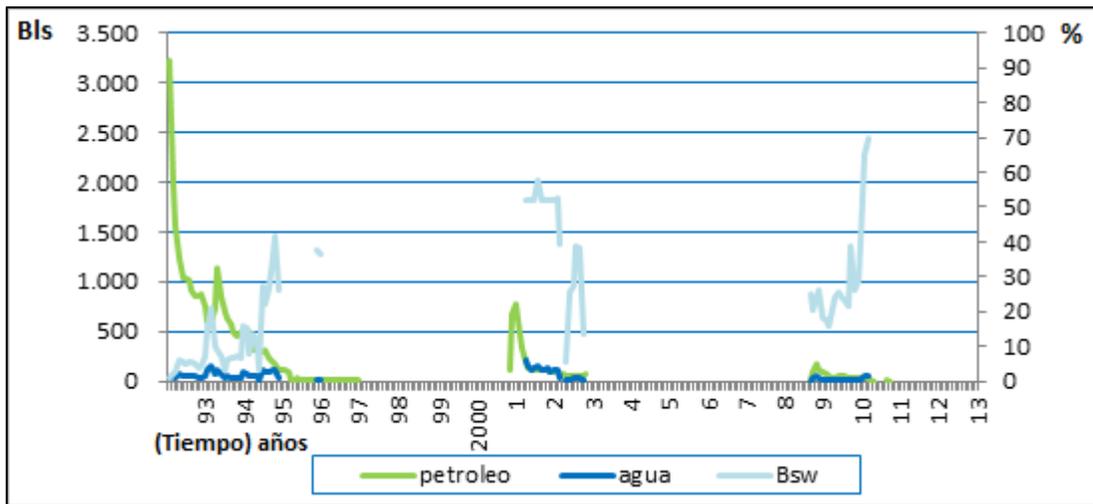


Figura 3.4: Curvas de Producción (Pozo Pacoa 16)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

El comportamiento de producción del Pozo PACOA 23, se muestra en la Figura 3.5

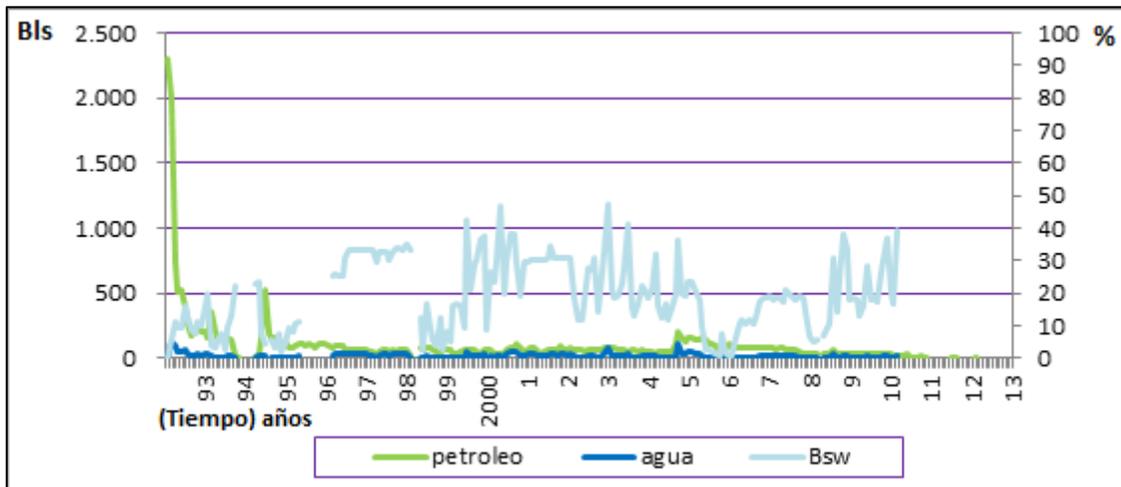


Figura 3.5: Curvas de Producción (Pozo Pacoa 23)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

3.5. REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Los registros de pozos y su correlación, se constituyen en herramientas fundamentales en la evaluación y caracterización del yacimiento. En efecto, dichos registros, permiten la valoración de ciertas características y propiedades de las Formaciones.

De otro lado, la correlación de registros entre pozos consiste en establecer comparaciones entre los patrones de comportamiento de las curvas en dichos registros para un punto o zona específica en el hueco registrado, con el fin de establecer la continuidad, el espesor, y los movimientos estructurales de las diferentes formaciones de interés a lo largo y ancho de la estructura. Las curvas más utilizadas en los procesos de correlación entre pozos y la generación de secciones estructurales son los registros de rayos gamma y micro resistividad.

En el anexo **D** (D-2, D-3, D-4, D-6, D-7) podemos observar los registros eléctricos de los pozos seleccionados para estudio.

3.6. PRINCIPALES PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LAS FORMACIONES EX PRODUCTORAS DEL CAMPO PACOA

SUMARIO PETROFÍSICO PROMEDIO CAMPO PACOA				
NIVEL	Ho (pies)	Φ (%)	Rw	Sw (%)
D	39,38	16,5	0,19	40,7
C	33,57	16,8	0,24	44,7
B	25,4	19,1	0,2	38,8
E	35	21	0,21	50,6

Tabla 3.9: Parámetros petrofísicos.
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.6.1. Pacoa 6 Evaluación petrofísica

NIVEL	INTERVALOS (PIES)	POROSIDAD (%)	RW (OHM-M)	RT (OHM-M)	SW (%)
D	1930-1942 1991-2002	19.7	0.19	6	72.10

Tabla 3.10: Parámetros Petrofísicos (pozo Pacoa 6).
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.6.2. Pacoa 23 Evaluación petrofísica

NIVEL	INTERVALOS (PIES)	POROSIDAD (%)	RW (OHM-M)	RT (OHM-M)	SW (%)
C	1750-1806 1840-1870	18.40	0.24	40	59.20
B	2160-2198	25.00	0.20	5	67.30

Tabla 3.11: Parámetros petrofísicos (Pozo Pacoa 23)
Fuente: Ingeniería de Petróleo, ARCH.

3.7. PRESIONES

3.7.1. Análisis de Presiones

Se dispone de poca información de presiones desde el año 1991. Los modelos utilizados por la compañía Halliburton para el análisis de presiones fueron:

Pozo en un arreglo múltiple, mostrando flujo radial hacia el inicio del mismo.

Pozo hidráulicamente fracturado con efecto de almacenamiento y skin lineal en la fractura.

Pozo naturalmente fracturado con efecto de almacenamiento al inicio de la prueba, una etapa de transición producto de la restauración de presión del sistema de fracturas naturales al sistema total (matriz más fractura) y un levantamiento en la presión que indicaría flujo restringido de la matriz hacia la fractura o discontinuidad en la red de fracturas naturales.

3.7.1.1. Nivel D

La presión inicial del reservorio fue reportada en 649 psi, en 1991. Como se puede observar en la Figura 3.6, la presión estimada en DIC/2010 es de 320 psi.

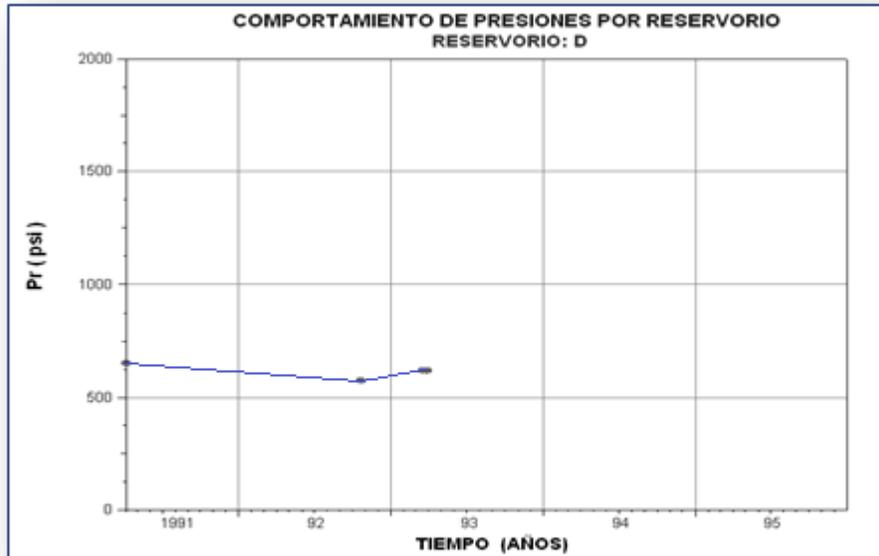


Figura 3.6: Comportamiento de Presión – Nivel D.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

3.7.1.2. Nivel C

La presión inicial del reservorio fue reportada en 966 psi, en noviembre de 1992. Se cuenta con escasas medidas de presión en este yacimiento, la última en diciembre del 2010 estimada en 550 psi.



Figura 3.7: Comportamiento de Presión - Nivel C.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

3.7.1.3. Nivel B

La presión inicial del reservorio en 1991 fue reportada en 1150 psi. Sólo se cuenta con tres medidas de presión en este yacimiento, la última en Octubre de 1992 con un valor de 967 psi.

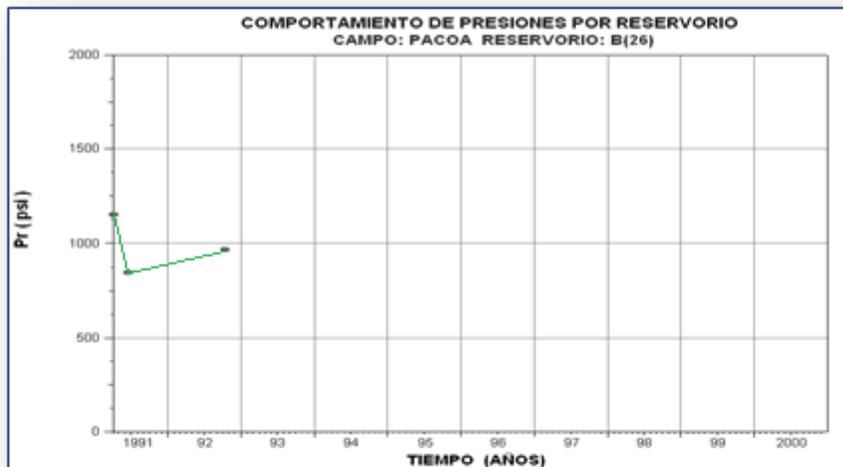


Figura 3.8: Comportamiento de Presión - Nivel B.
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

3.7.2. Sumario de Presiones del campo Pacoa

CAMPO PACOA				
PARAMETROS	RESERVORIOS			
	D	C	B	E
PROFUNDIDAD (ft)	1430-1460	1896-1925		
Presión Inicial, psi	649	966	968	
Presión Actual, psi	320	520	490	
Presión de Burbuja, psi	450	470	400	
Caudal Total Producido, Mbls	74860,782	86533,174	77314,252	5631,127
Caudal Acumulado Petróleo, Mbls	523,67	561,09	466,56	81,62

Tabla 3.12 Sumario de Presiones del campo Pacoa.

Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

3.8. MAPAS ESTRUCTURALES DE LOS POZOS SELECCIONADOS

El campo Pacoa tiene información disponible de estudio estructural; se cuenta con mapas en tiempo realizado a partir de sísmica 2D. Se han digitalizado los mapas para determinar las áreas de estudio delimitadas desde los mismos.

El Campo como se mencionó tiene una estructura branquianticlinical de eje principal de orientación submeridiana, generada por fallamiento inverso que imbraca a los sedimentos de la Formación Cayo y del grupo Ancòn, lo cual, se observa en los mapas de los horizontes:

- Horizonte C (tiene un área de drenaje de 3,2 Km²)
- Horizonte D (tiene un área de drenaje de 2,7 Km²)
- Horizonte B (tiene un área de drenaje de 2,1 Km²)
- Horizonte E (tiene un área de drenaje de 1,5 Km²)

Se puede observar en el anexo B (B-1. B-2., B-3, B-4) los mapas estructurales de los horizontes C, D, B y E.

3.9. MAPAS DE ESPESORES DE ARENA NETA.

Los mapas de espesores de arena neta de la Formación Socorro de los diferentes intervalos, abarca los diferentes intervalos de los niveles C, D, B y E, los cuales, se obtuvieron mediante análisis de cortes estructurales. Ver en el anexo C (C-1, C-2, C-3, C-4).

La realización de los mapas de espesores se realizó de acuerdo al espesor de arena de cada intervalo.

3.10. EVALUACIÓN DE RESERVA

3.10.1. Volumen de petróleo in situ

Para el cálculo del petróleo “in situ” (POES) se aplicó el Método Volumétrico, cuya fórmula es:

$$N = 7758 \times [Vr \times \phi \times Soi] / \beta_o$$

Dónde:

N = POES, Bls.

Vr = Volumen de Roca, (acres * pie)

ϕ = Porosidad (Fracción).

Soi = Saturación de Petróleo Inicial (Fracción).

Boi = Factor volumétrico del petróleo a la presión inicial (BY/BN).

Los valores del POES y Reservas Remanentes calculados se encuentran en la **Tabla**.

4.1

3.10.2. Volumen neto de roca

En los mapas isópacos de arena neta que se observa en el anexo “C”, se muestran curvas de igual espesor, con las cuales se calcula el valor del área de cada curva. Luego aplicando la fórmula del Método Trapezoidal se calcula el volumen de roca para los pozos Pacoa 6 y Pacoa 23.

$$VR = (A1 + A2) * h/2$$

h = Intervalo entre líneas de contornos expresada en pies

A1 = Área encerrada por la isópaca inferior (acres).

A2 = Área encerrada por la isópaca superior (acres).

VR = Volumen de roca expresado en acre-pie.

3.10.3. Factor volumétrico del petróleo (β_o)

Para los cálculos de reserva se emplea el valor de β_o de 1.2 BY/BN, valor utilizado en cálculos de reservas anteriores en el campo Pacoa.

3.10.4. Factor de recobro

Para los cálculos de reserva se emplea el valor de factor de recobro de 11.45% para la arenisca “C” y 8.25% para la arenisca “D”, valor utilizado en cálculos de reservas anteriores en el campo Pacoa.

3.11. CAPACIDAD DE CONFINAMIENTO DE LA FORMACIÓN

Para calcular la capacidad de aceptación de Agua de Formación de las areniscas “C” y “D” de la formación Socorro, y considerando la saturación de fluidos existente en el reservorio, utilizaremos la fórmula de volumen poroso.

a) Fórmula de volumen poroso

$$\text{Volumen Poroso} = 7758 A \times \varphi \times H, \text{ Bls}$$

b) Saturaciones actuales de agua

POZO	RESERVORIOS	SATURACIONES ACTUALES DE AGUA
PACOA 6	"D"	72.1%
PACOA 23	"C"	59.2%

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO DE POZOS SELECCIONADOS Y DISEÑO-COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE.

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

4.1.1. Análisis Geológico

Se han analizado cuatro mapas estructurales correspondientes a los horizontes: D, C, B, E. Estos mapas estructurales nos han permitido observar y correlacionar las secuencias de la Formación Socorro, en los levantamientos estructurales producidos, por el fallamiento inverso existente en el campo; de acuerdo al análisis geológico que hemos realizado, mediante el estudio de los cortes y mapas estructurales, en sus horizontes correspondientes, hemos determinado que los pozos Pacoa 06 y Pacoa 23, se encuentran en diferentes bloques estructurales, separados por una falla Nor-Oeste, Sur-Este; lo que, se corrobora en los cortes y mapas estructurales, Ver anexo A y anexo B.

Por lo que se concluye, que no existe comunicación de los yacimientos de los pozos Pacoa 6 y Pacoa 23 con el pozo Pacoa 27 y, con ningún otro pozo, sea productor o cerrado. Podemos ver en los mapas estructurales en el anexo B y corte estructural del pozo Pacoa 23 en el anexo A.

En cuanto a los pozos Pacoa **1, 7, 8,15, 16,41** se determinó lo siguiente:

Pozo Pacoa No. 7: Se encuentra en la zona sur del campo, perforado hasta la Formación Socorro, con una profundidad total de 3267ft, ubicado en la zona sur del pliegue anticlinal. Analizando el mapa estructural en el nivel B, donde fue productor, podemos observar que existe continuidad entre el pozo Pacoa 7 con el pozo Pacoa 1. Observar en anexo B-3.

Pozo Pacoa No. 1: Se encuentra en la zona central del Campo, tiene una profundidad final de 6642 ft. Actualmente, es productor con una producción mensual, promedio en los primeros tres meses de este año 2013, de 86 barriles de petróleo por mes.

Pozo Pacoa No. 8: Se encuentra en la zona sur del campo, perforado hasta la formación socorro, con una profundidad final de 2602ft; ubicado en la zona sur del pliegue anticlinal. Analizando el mapa estructural en el nivel B, donde fue productor, podemos observar que existe continuidad entre el pozo Pacoa 8 con el pozo Pacoa 41. Observar el anexo B-3.

Pozo Pacoa No. 41: Se encuentra ubicado en el mismo flanco sur del pliegue anticlinal; tiene una profundidad final de 4125 ft. Actualmente, es productor con una producción mensual, promedio en los primeros tres meses de este año 2013, de 66 barriles de petróleo.

Pozo Pacoa No. 16: Se encuentra en la zona norte del Campo, perforado hasta la Formación Socorro, con una profundidad total de 2602ft; ubicado en la zona sur del pliegue anticlinal, Analizando el mapa estructural del horizonte D, donde fue productor, podemos observar que existe continuidad entre el pozo Pacoa 16 con el pozo Pacoa 15. Observar el anexo B-2.

Pozo Pacoa No. 15: Se encuentra ubicado en la zona norte del campo. Actualmente es productor con una producción mensual, promedio en los tres primeros meses de este año 2013 de 21 barriles de petróleo.

4.2. RESULTADOS

4.2.1. Pozos seleccionados para ser convertidos a reinyector

POZO	ZONA	TD	FORMACIONES ABIERTAS	NIVEL	SISTEMA DE EXTRACCIÓN	ESTADO DEL POZO
Pacoa-6	Sur-Oeste	4125	Socorro	D	Flujo Natural	Cerrado
Pacoa-23	Norte	2884	Socorro	C/B	Bombeo Mecanica	muy poco productivo

Tabla 4.1: Pozos seleccionados para ser convertidos a reinyectores
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

4.2.2. Evaluación de Reserva

POZOS	RESERV	Φ (%)	BO (BY/BN)	SOI (%)	VOL. ROCA (ACRE-PIE)	POES BLS	FR (%)	RESERVAS REMANENTES BLS
Pacoa 6	D	19.7	1.2	0.28	762.6	270,979	8.25	32,846
Pacoa 23	C	18.40	1.2	0.408	1410.4	684,524	11.45	59,783

Tabla 4.2: Reservas en sitio
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

4.2.3. Análisis de muestras del Agua de las piscinas norte y sur

Los valores resaltados con rojo son los compuestos que están fuera del rango permisible, establecido por el decreto 1215 del RAOHE.

4.2.3.1. Muestra: Piscina Norte

PARÁMETROS	UNIDAD	RESULTADOS	LABORATORIOS
Potencial hidrógeno	Ph	6,94	REFINERÍA LA LIBERTAD
Conductividad	CE	60.4	REFINERÍA LA LIBERTAD
Hidrocarburos totales	Mg/L	0,0	REFINERÍA LA LIBERTAD
Demanda química de oxígeno	Mg/L	270	REFINERÍA LA LIBERTAD
Sólidos totales	Mg/L	47570	FIGEMPA
Bario	Mg/L	15,65	HAVOC
Cromo	Mg/L	<0,08	HAVOC
Plomo	Mg/L	<0,2	HAVOC
Vanadio	Mg/L	<1	HAVOC
Sólidos suspendidos	Mg/L	1112	FIGEMPA
Alcalinidad	Mg/L	60	FIGEMPA
Sulfatos	PPM	21	REFINERÍA LA LIBERTAD
Fosfatos	PPM	0.30	REFINERÍA LA LIBERTAD
Hierro	PPM	3.60	REFINERÍA LA LIBERTAD
Dureza		7000	REFINERÍA LA LIBERTAD

Tabla 4.3: Análisis del Agua de Formación (piscina Norte).
Fuente: Ingeniería de petróleo, ARCH.

4.2.3.2. Muestra: Piscina Sur

PARÁMETROS	UNIDAD	RESULTADOS	LABORATORIOS
Potencial hidrógeno	Ph	7.23	REFINERÍA LA LIBERTAD
Conductividad	CE	68.2	REFINERÍA LA LIBERTAD
Hidrocarburos totales	Mg/L	0,0	REFINERÍA LA LIBERTAD
Demanda química de oxígeno	Mg/L	250	REFINERÍA LA LIBERTAD
Sólidos totales	Mg/L	49292	FIGEMPA
Bario	Mg/L	16,76	HAVOC
Cromo	Mg/L	0,08	HAVOC
Plomo	Mg/L	0,18	HAVOC
Vanadio	Mg/L	0,08	HAVOC
Sólidos suspendidos	Mg/L	628	FIGEMPA
Alcalinidad	Mg/L	110	FIGEMPA
Sulfatos	PPM	31	REFINERÍA LA LIBERTAD
Fosfatos	PPM	0.72	REFINERÍA LA LIBERTAD
Hierro	PPM	3.30	REFINERÍA LA LIBERTAD
Dureza		7800	REFINERÍA LA LIBERTAD

Tabla 4.4: Análisis del Agua de Formación (piscina Sur).
Fuente: Ingeniería de petróleo, ARCH.

4.2.4. Estimación de capacidad de recepción total de las Areniscas

La capacidad de confinamiento de las Areniscas “C” y “D”, se va a establecer aplicando el siguiente marco:

a).- Definición de las variables de yacimientos, producción acumulada y saturaciones actuales de petróleo y agua.

Datos : Pozo Pacoa 6

Arenisca “D”: Espesor de la Arena: 40 pies

Porosidad Promedio: 20,3 %

Saturación inicial de agua: 72,1%

Saturación inicial de petróleo: 27,9%

Producción Acumulada de petróleo: 7083 barriles

Producción Acumulada de agua: 9728 barriles

Datos : Pozo Pacoa 23

Arenisca “C”: Espesor de la Arena: 35 pies

Porosidad Promedio: 16.4 %

Saturación inicial de agua: 59,2%

Saturación inicial de petróleo: 40,8%

Producción Acumulada de petróleo: 28748 barriles

Producción Acumulada de agua: 4057 barriles

POZOS	RESERVORIO	Φ (%)	ÁREA (ACRES)	ESPESOR (PIE)	CAPACIDAD DE CONFINAMIENTO (MMBLS)
Pacoa 6	D	0.203	2966.98	40	186.904
Pacoa 23	C	0.164	4.516,84	35	201.139

Tabla 4.5 Capacidad de Recepción de las areniscas “C” y “D”
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

CAPACIDAD CONFINAMIENTO DE LA FORMACION
Considerando; $SW=100\%$, $S_o=0$ para las Areniscas "D" y "C"

Para una saturación de agua de formación del 100% de toda la Arenisca "D", su capacidad de confinamiento alcanza los 186' 904.786,42 BLS de agua.

Para una saturación de agua de formación del 100% de toda la Arenisca "C", su capacidad de confinamiento alcanza los 201'139.040,69 BLS de agua.

Para el cálculo del radio de inyección que se espera obtener depende de una variable importante que está en función de las diferencias de presiones, que existe entre la presión de inyección con la presión de formación, cuya diferencia de presión va a ir incrementando a medida que ocurre la inyección. Considerando que la presión de fractura de la formación debe ser mayor que la presión de inyección.

Como la presión de inyección debe ser mayor que la presión de formación y, además que la saturación de fluidos existentes en el reservorio limitan su capacidad de confinamiento, entonces se realizó los cálculos necesarios para obtener la capacidad de confinamiento de la arenisca "D" en el pozo Pacoa 6 y, en la arenisca "C" en el pozo Pacoa 23, para los diferentes radios de inyección que se han obtenido, los mismos que varían entre 5 m y 100 m, habiéndose determinado que el radio mínimo de inyección para poder confinar los 45 BAPD producidos en el campo por un lapso de 5 años; siempre y cuando el campo produzca hasta ese tiempo el pozo ideal sería el Pacoa 23, cuyo radio de inyección es de 60 metros, y en el caso de que el campo cierre en menos tiempo el pozo indicado será el Pacoa 6, el mismo que alcanzaría un radio de inyección de 50 m, tal como se puede apreciar en las siguientes tablas:

4.2.5. Capacidad de confinamiento de la arena "D" en el pozo Pacoa 6

Los valores marcados con rojo indica el radio mínimo de inyección tentativo para este pozo.

RADIO (m)	ÁREA (Acres)	SW (%)	VOLUMEN (BLS)
5	0.019406923	72.10	855.3974282
10	0.077627691	72.10	3421.589669
20	0.310510764	72.10	13686.35868
30	0.698649219	72.10	30794.30702
40	1.242043056	72.10	54745.4347
50	1.940692274	72.10	85539.7416
60	2.794596875	72.10	123177.228
70	3.80376858	72.10	167658.4104
80	4.968172222	72.10	218981.7387
90	6.287842964	72.10	277148.7631
100	7.762769097	72.10	342158.9668

Tabla 4.6 Radio de Recepción, Pacoa 6
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

4.2.6. Capacidad de confinamiento de la arena "C" en el pozo Pacoa 23

Los valores marcados con rojo indica el radio mínimo de inyección tentativo para este pozo.

RADIO (m)	ÁREA (Acres)	SW (%)	VOLUMEN (BLS)
5	0,019406923	59.2	574.00
10	0,077627691	59.2	2296.011
20	0,310510764	59.2	9184.045
30	0,698649219	59.2	20663.828
40	1,242043056	59.2	36734.90
50	1,940692274	59.2	57400.2798
60	2,794596875	59.2	82656.40614
70	3,803756858	59.2	112504.5528
80	4,968172222	59.2	146944.722
90	6,287842969	59.2	185976.913
100	7,762769097	59.2	229601.128

Tabla 4.7 Radio de recepción, Pacoa 23
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

4.3. GEOLOGIA DE LA FORMACION DE LOS POZOS SELECCIONADOS A SER CONVERTIDOS EN REINYECTORES

En el pozo Pacoa-23 se tienen dos reservorios principales dentro de la Formación Socorro que se los ha denominado como: "C" y "B"; y, el Pacoa-6 tiene un reservorio considerado "D"

4.3.1. Arenisca "C"

Esta arenisca es considerada como el principal evento clástico de la secuencia arenosa del miembro Socorro medio. La arenisca está constituida, predominantemente, de clastos de feldespatos de color gris claro y líticos volcánico porfíricos de colores: verde, negro, y rojo; el grano es sub-angular, subredondeada y el tamaño varía gradualmente de medio en la base a fino hacia el tope; es, moderadamente consolidada, de mala selección presenta matriz tobácea - arcillosa, localmente presenta cemento calcáreo.

Su espesor promedio varía entre 30 y 40 pies; las curvas, de rayos gamma y resistividad, muestran la forma correspondiente a los depósitos gradados turbidíticos. Durante la perforación se caracteriza por ser bastante duro con un promedio de 10 pies por hora; los ripios, generalmente, no presentan fluorescencia natural y los niveles de gas son bajos.

4.3.2. Arenisca "B"

El nivel B presenta valores de porosidad promedio de 25,40% y espesores netos de 25 ft.

4.3.3. Arenisca "D"

El Nivel D presenta una distribución continua. La salinidad del agua de formación es de 46200 ppm de ClNa, con resistividades de agua de formación (Rw) de 0,15 ohm-m. Presenta valores de porosidad en el orden de 20%, espesor neto petrolífero en el orden de 40 pies.

4.4. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS A SER CONVERTIDOS A REINYECTORES

4.4.1. Pacoa 23

El pozo Pacoa 23 está localizado en el norte del campo Pacoa; fue un pozo de desarrollo. Inicia la perforación el 15 de octubre de 1992 y finalizan las operaciones el 22 de octubre de 1992, siendo la profundidad final 2844 pies; en el año 2012 el pozo

tuvo una producción muy pobre y, dejó de producir con continuidad en diciembre del 2011, desde esta fecha, hasta el 30 de marzo del 2013, el pozo tuvo una producción muy baja de 23,72 barriles de petróleo.

Este pozo se encuentra ubicado a una distancia aproximada de 1000 m de la Estación de Producción Pacoa Norte y, de 950 m de la piscina de Agua de Formación.

Sus coordenadas geográficas son:

Latitud: 9765110 N

Longitud: 528469 E

Ver (figura 1.2): Ubicación del pozo Pacoa 23

El pozo fue completado para producir de dos intervalos.

Intervalo "C" (Actualmente tiene una producción muy baja)

* 1760 - 1780 pies (20 pies)

* 1790 - 1810 pies (20 pies)

* 1846 - 1866 pies (20 pies)

En el (Anexo E-7) se muestra la completación actual del pozo Pacoa 23, la misma que presenta tubería de revestimiento de un diámetro de 7" entre el fondo del pozo y la superficie, y un retenedor de cemento a una profundidad de 1955 pies bajo el intervalo "C", aislando el intervalo "B".

4.4.2. Pacoa 6

El pozo Pacoa 06, fue el octavo pozo de desarrollo, y está localizado en el suroeste del campo. Inicia la perforación el 30 de junio de 1992 y finalizan las operaciones el 10 de julio de 1992; la profundidad final alcanzo los 4125 pies.

El pozo dejó de producir en diciembre del 2000; desde esa fecha hasta el 30 de marzo del 2013 el pozo se encuentra cerrado.

Cuenta con una estructura de saturación de hidrocarburos en los niveles productivos D y C de la Formación Socorro.

Este pozo se encuentra ubicado a una distancia aproximada de 700 m de la Estación de Producción sur.

Sus coordenadas geográficas son:

Latitud: 9761951 N

Longitud: 525380 E

Ver Figura 1.2: Ubicación del Pozo Pacoa 6.

El pozo fue completado para producir en dos intervalos.

Intervalo "C" (Actualmente no produce)

* 1930-1942 pies (12 pies)

* 1991-2002 pies (11 pies)

En el (Anexo E-2) se muestra la completación actual del Pacoa 6, la misma que presenta tubería de revestimiento de un diámetro de 7" entre el fondo del pozo y la superficie, y un tapón de cemento a una profundidad de 2611 pies bajo el intervalo "D", aislando el intervalo "E".

4.5. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO A REALIZARSE PARA CONVERTIR EN POZO REINYECTOR

La conversión a Reinyectores de los pozos Pacoa 6 (cerrado) y Pacoa 23, (muy poco productivo), parte de los siguientes criterios:

- Las areniscas "C" y "D", presentan las condiciones petrofísicas y volumétricas suficientes para confinar el Agua de Formación.
- El pozo Pacoa 6 y el Pacoa 23 en su completación actual deben presentar válvulas de control y de cierre en sus cabezales, dotadas de manómetro, también instalar Equipos para chequear el nivel de líquidos y la presión respectiva.
- Instalar una tubería acoplable de 2 7/8" entre el pozo y la piscina; colocar una bomba (Características de Bomba: 8 HP, 3600 RPM. Capacidad 430 gal/min y solido 38 mm, y uno o dos filtros de cáscara de nuez para retener los sólidos.

- Con el agua filtrada, realizar una prueba de inyektividad de 1 hora de duración a intervalo “C” y “D” conjuntamente para establecer la aceptación de la Formación.
- Si la Formación no acepta o, a medida que se inyecta, se reduce la aceptación, se procederá a evaluar el daño de formación; y, de ser el caso, proceder a eliminarlo.
- Continuar con el confinamiento del Agua de Formación hasta que la piscina se haya vaciado.
- Cerrar las válvulas del cabezal, desmontar las bombas y las válvulas, y dar por concluido la operación.
- Después de 24 horas chequear: nivel de líquidos y presión de los pozos y, luego desinstalar los equipos, dando también por terminado la operación.

4.6. CUMPLIMIENTO DEL ARTICULO 29, LITERAL C del RAOHE

Cabe destacar que los pocos acuíferos de agua existentes en el campo Pacoa, tienen una profundidad de 30 – 50 m, con la particularidad de que producen agua salada. Los únicos acuíferos de agua dulce están ubicados en el centro del Río Grande, que cruza el campo de este a oeste. Los acuíferos producen agua dulce a 2 - 3 m de profundidad, solamente después de época de lluvia.

4.7. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE

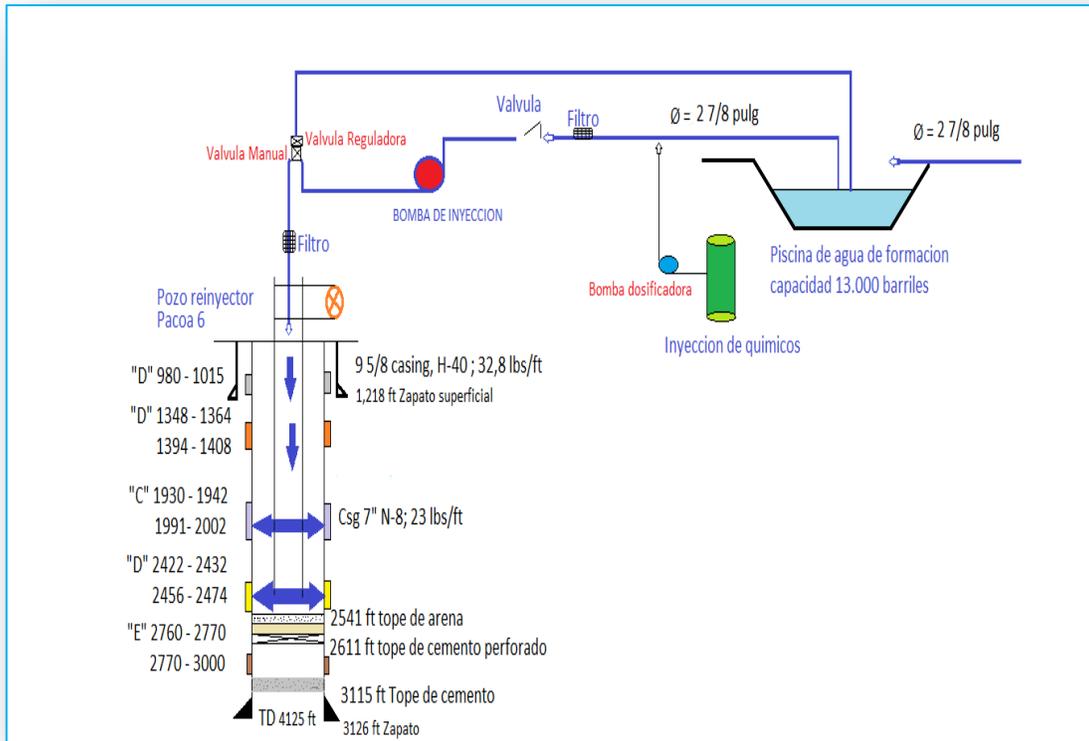


Figura 4.1: Sistema de Reinyección del pozo Pacoa 6
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

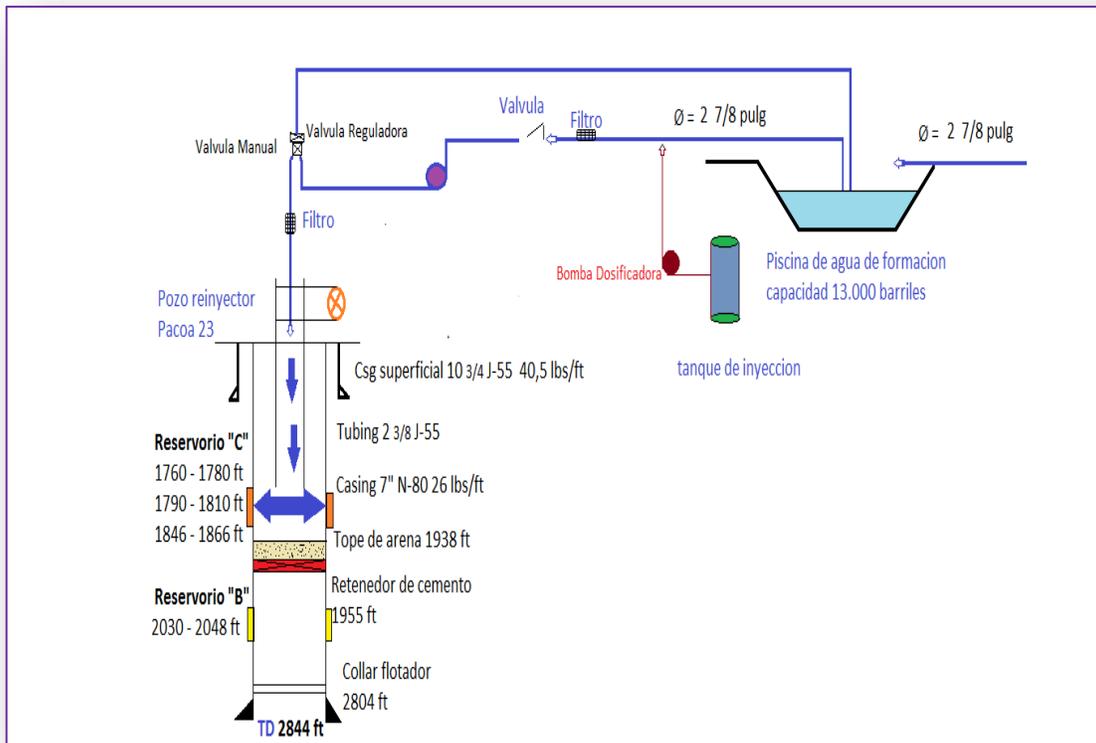


Figura 4.2: Sistema de Reinyección del pozo Pacoa 23
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

Descripción del diseño:

Nuestro diseño cuenta con una piscina, la misma que se encarga de almacenar el agua de formación provenientes de las diferentes estaciones, desde allí es bombeada al pozo Reinyector, el fluido pasa por un filtro de cascara de nuez antes de llegar a la bomba para retener los sólidos en suspensión, y cerca del cabezal vuelve a pasar por un segundo filtro para retener las partículas que no fueron retenidas en primera instancia.

En el momento que el agua de formación está siendo bombeada hacia el pozo se le reinyectara químicos directamente en la tubería.

También cuenta con una válvula manual y otra reguladora, para cuando en el pozo haya cambios de presión y necesite desfogar gas del Pozo lo haga por esta vía, y ese gas no vaya al ambiente, sino que retorne a la piscina.

4.8. COSTOS

A continuación se detallan los diversos costos estimados de Facilidades de Superficie requerido para un pozo.

El valor de la tubería está calculado para una longitud de 1600 metros.

EQUIPOS	DÓLARES
TUBERÍAS 2 7/8	45,000.00
2 BOMBAS DE 25HP	50,000.00
1 CABEZALES	45,000.00
TRANSPORTE	3,000.00
OTROS	5,000.00
TOTAL	\$ 148,000.00

Tabla 4.8: Costos de equipos de superficie
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

El tratamiento químico se lo realizará considerando una rata de reinyección de agua de formación de 1350 Bls/mes.

QUIMICO	CONSUMO GAL/MES	COSTO GAL/UNIDAD	COSTO DOLARES/MES
INHIBIDOR DE ESCALA MX-503	7.00	11.14	\$ 77.98
INHIBIDOR DE CORROSIÓN PROTERQUIN- 1106	7.00	11.14	\$ 77.98
SECUESTRANTE DE OXIGENO BISULFITO DE AMONIO	7.00	10.50	\$ 73.50
TOTAL	21.00	32.78	\$ 229.46

Tabla 4.9: Costos de químicos
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani

QUIMICO	DESCRIPCION	USO	VENTAJAS
INHIBIDOR DE ESCALA MX-503	El producto MX 503 es un inhibidor de incrustación en base de éster fosfato. Es un líquido de color amarillento El producto es soluble en agua.	Diseñado para ser utilizado en el Agua de Formación para evitar la formación de incrustaciones.	Evita la formación de incrustaciones de: -Sulfato de bario -Sulfato de calcio -Carbonato de calcio -Rápida reacción -Bajo costo -No daña a equipos
INHIBIDOR DE CORROSIÓN PROTERQUIN-1106	El producto PT 1106 es un inhibidor de corrosión soluble en agua de alta velocidad. Es un líquido transparente café claro	Utilizado en sistemas de inyección de agua y en sistemas de producción.	-Trabaja hasta sobre temperaturas de 250 F. -Soluble en agua. -Bajo costo -No causa daños a los equipos. -Rápida reacción
SECUESTRANTE DE OXIGENO BISULFITO DE AMONIO	El bisulfito de amonio es un químico el cual secuestra el oxígeno disuelto en agua por una reacción de reducción y de este modo inhibe la corrosión causada por éste.	Utilizado en tratamiento de agua de formación para eliminar el oxígeno.	-Reacciona rápido con el oxígeno. -Facilidad de manejo -No provoca incrustaciones. -No son dañinos para ningún equipo -bajo costos

**Tabla 4.10: Descripción, uso y ventajas de químicos
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani**

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Como resultado del desarrollo del presente trabajo de investigación se concluyó lo siguiente:

- Del estudio geológico, mediante cortes y mapas estructurales, concluimos que los pozos, Pacoa 6 y Pacoa 23, no tienen comunicación con ningún pozo productor o cerrado.

- Las arenas “D” y “C” de los pozos Pacoa 6 y Pacoa 23, presentan aceptable desarrollo estructural y buenas características petrofísicas, lo cual, es favorable para que se pueda confinar el Agua de Formación.
- Las arenas “D” y “C” presentan sellos lutíticos impermeables los mismos que permiten un adecuado aislamiento de los reservorios de agua dulce, estos reservorios están ubicados en el centro del río Grande, que cruza el campo de este a oeste.
- Los acuíferos producen agua dulce de 2 a 3 m de profundidad solamente después de época de lluvia y los pocos acuíferos de agua salada que están presentes en el campo Pacoa, tienen una profundidad 30 – 50 m.
- De acuerdo al análisis realizado en el laboratorio se determinó que de todos los parámetros que contiene el Agua de Formación, la cantidad de sólidos totales, demanda química de oxígeno y Bario no cumplen con los rangos permisibles establecidos en el decreto No 1215 del RAOHE.

5.2. RECOMENDACIONES

- Realizar prueba de hermeticidad antes de proceder a la prueba de inyektividad a los pozos, Pacoa 6 y Pacoa 23, para conocer el estado del casing y así evitar la contaminación de posibles acuíferos de agua dulce.
- Realizar pruebas de inyektividad a los pozos, Pacoa 6 y Pacoa 23, para las arenas “D” y “C” conjuntamente, bajo el concepto de Tasas Múltiples de Inyección, para conocer la aceptación de las arenas.

- Implementar un sistema de filtrado de cáscara de nuez bien fina con un mayado de 45um, antes de eliminar o bajar los niveles de sólidos en el Agua de Formación.
- Tratar el Agua de Formación utilizando químicos como inhibidores de corrosión e inhibidores de escala, para bajar los niveles de concentración de los metales que están fuera de los rangos permisibles según lo establecido en el decreto 1215 del RAOHE y así asegurar la calidad de la inyección en el Pozo.
- Para mejor efecto de los químicos, debe ser aplicado directamente en la tubería en el momento que se esté bombeando el Agua de Formación al pozo, para que exista una mayor reacción del químico con el agua.

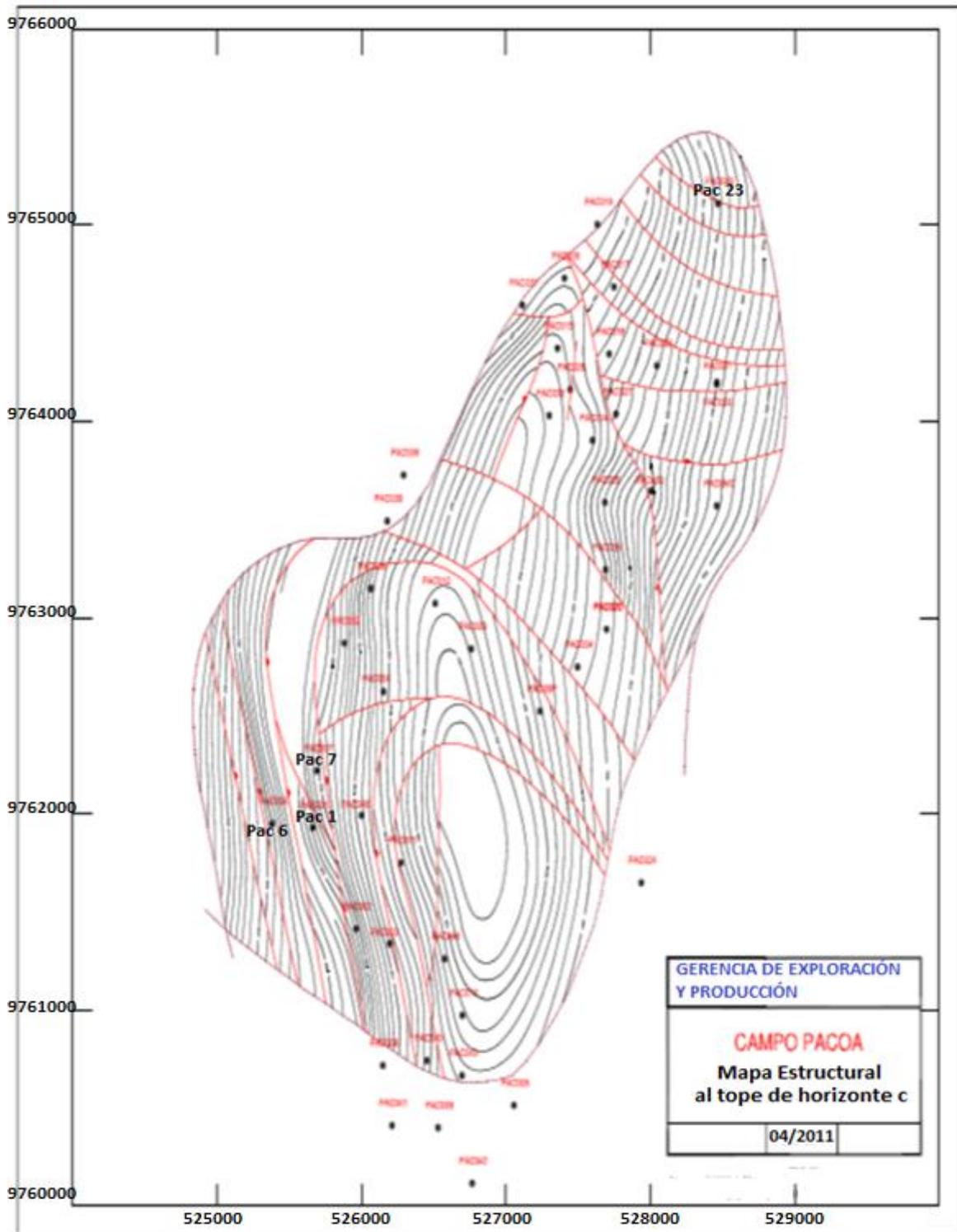
ANEXOS

Reservorio "C"  Reservorio "D" 

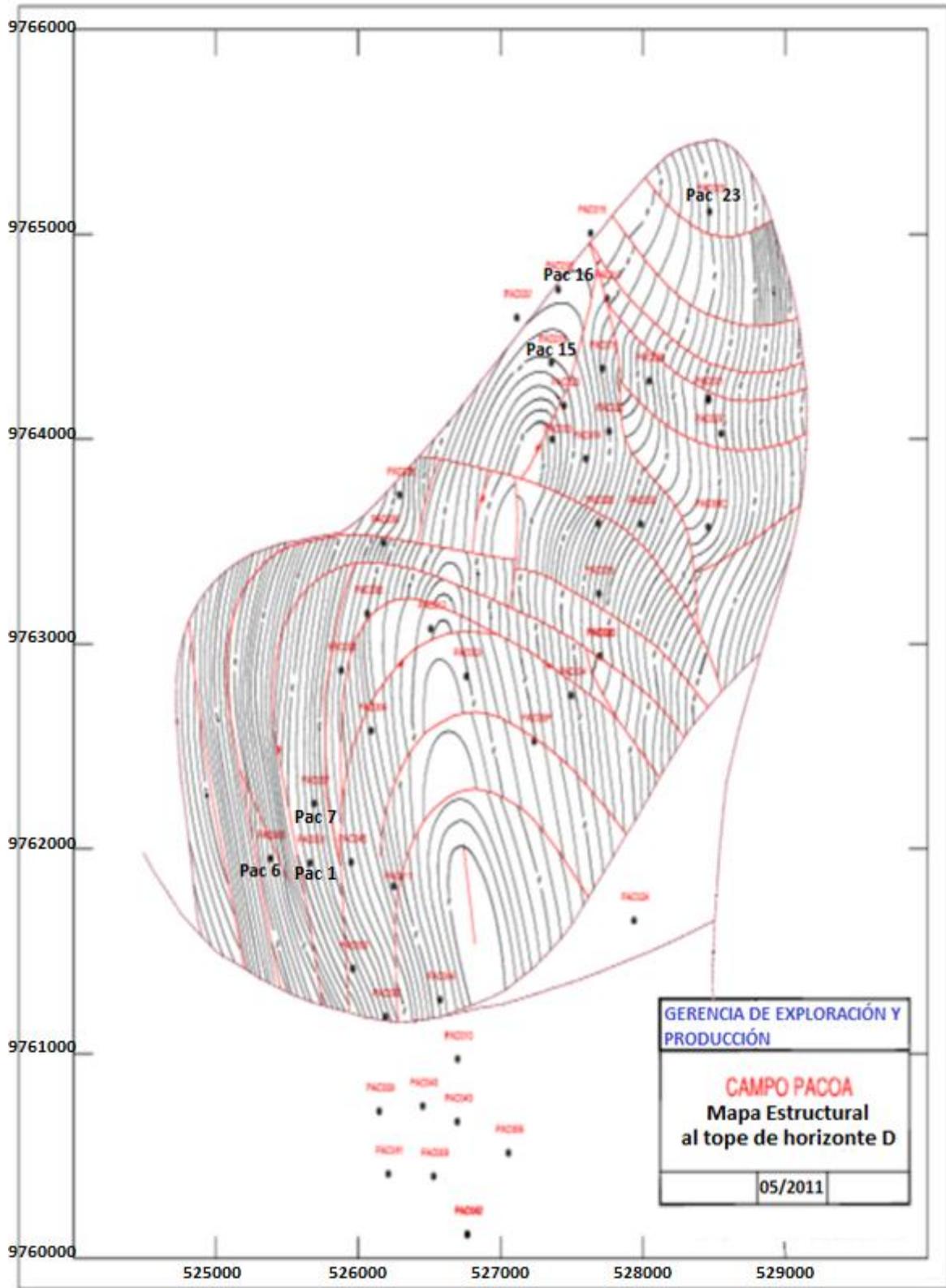


Anexo A: Corte estructural del pozo Pacoa 23
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011

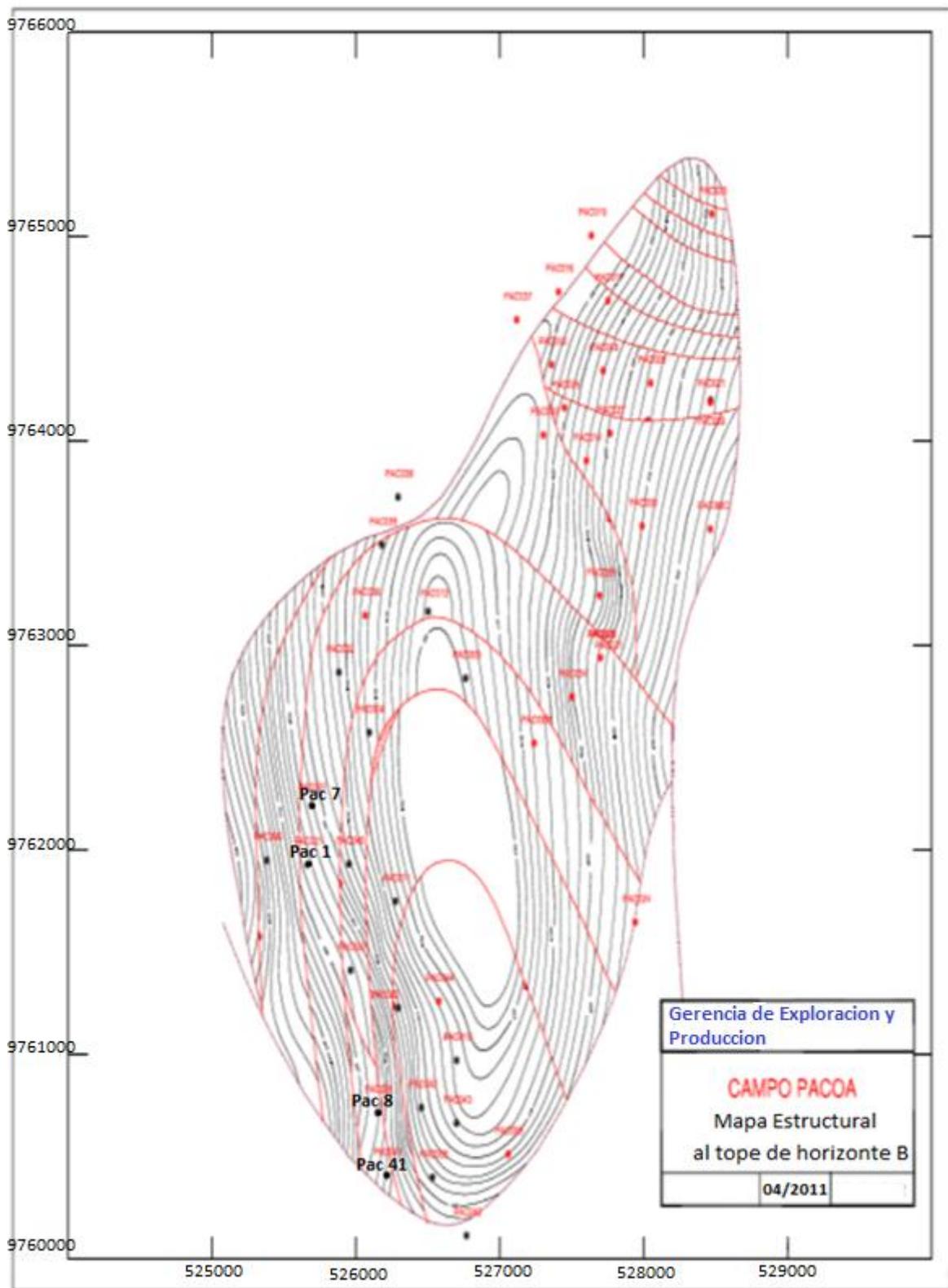
ANEXO B: MAPAS ESTRUCTURALES
Las coordenadas X y Y están dadas en metros



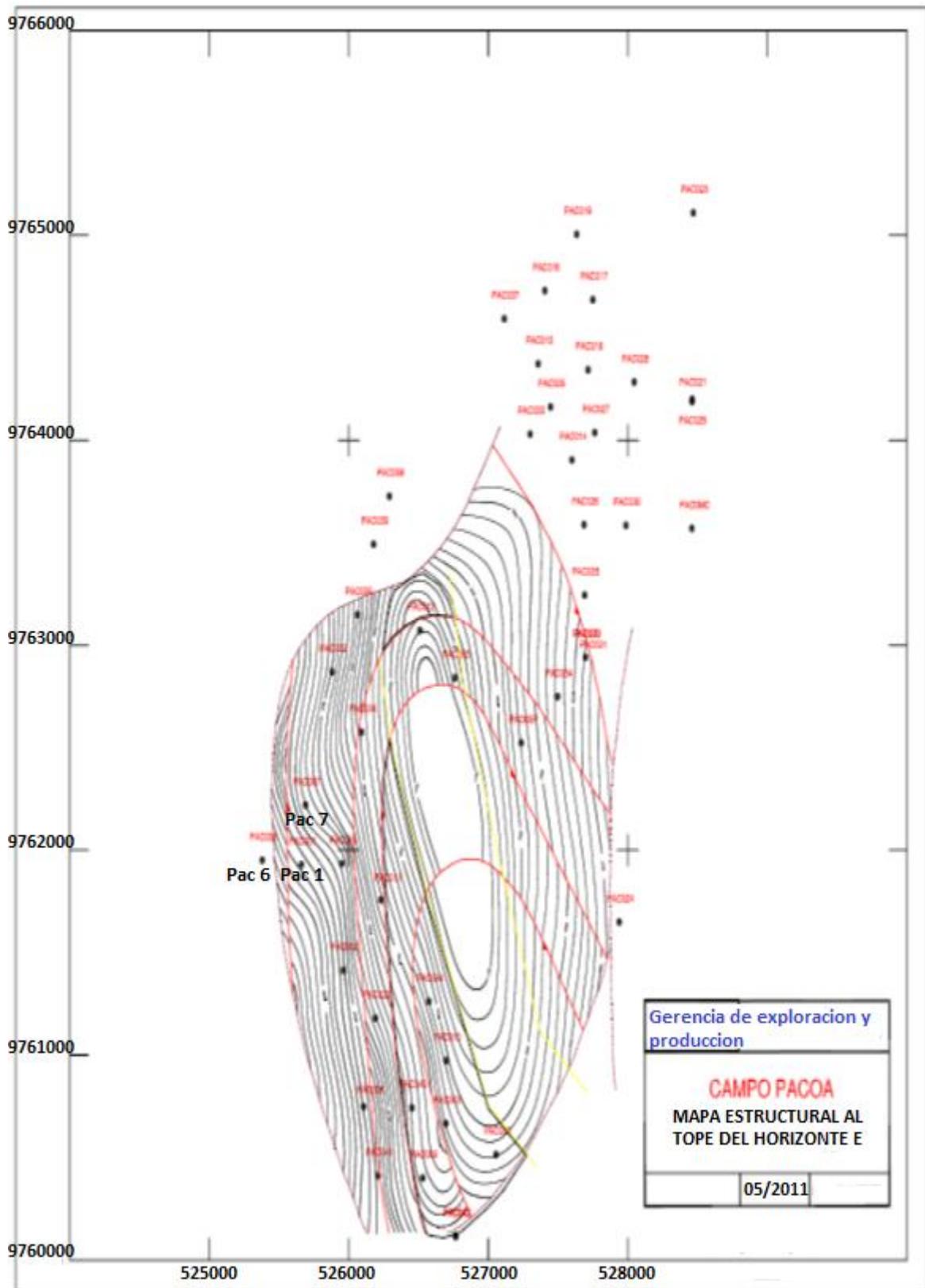
Anexo B-1: Mapa Estructural Horizonte "C".
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



Anexo B-2: Mapa Estructural Horizonte "D".
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

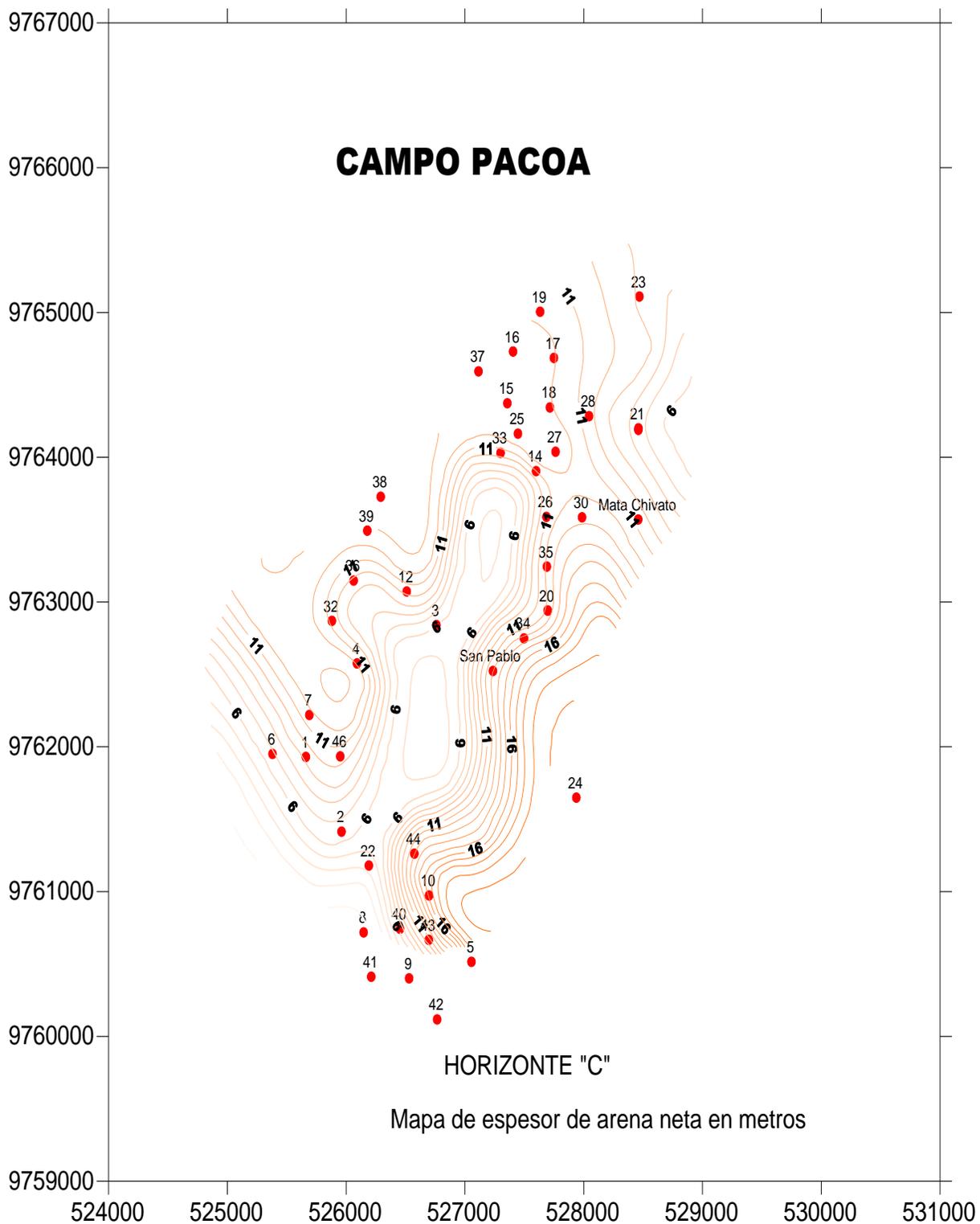


Anexo B-3: Mapa Estructural Horizonte "B".
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

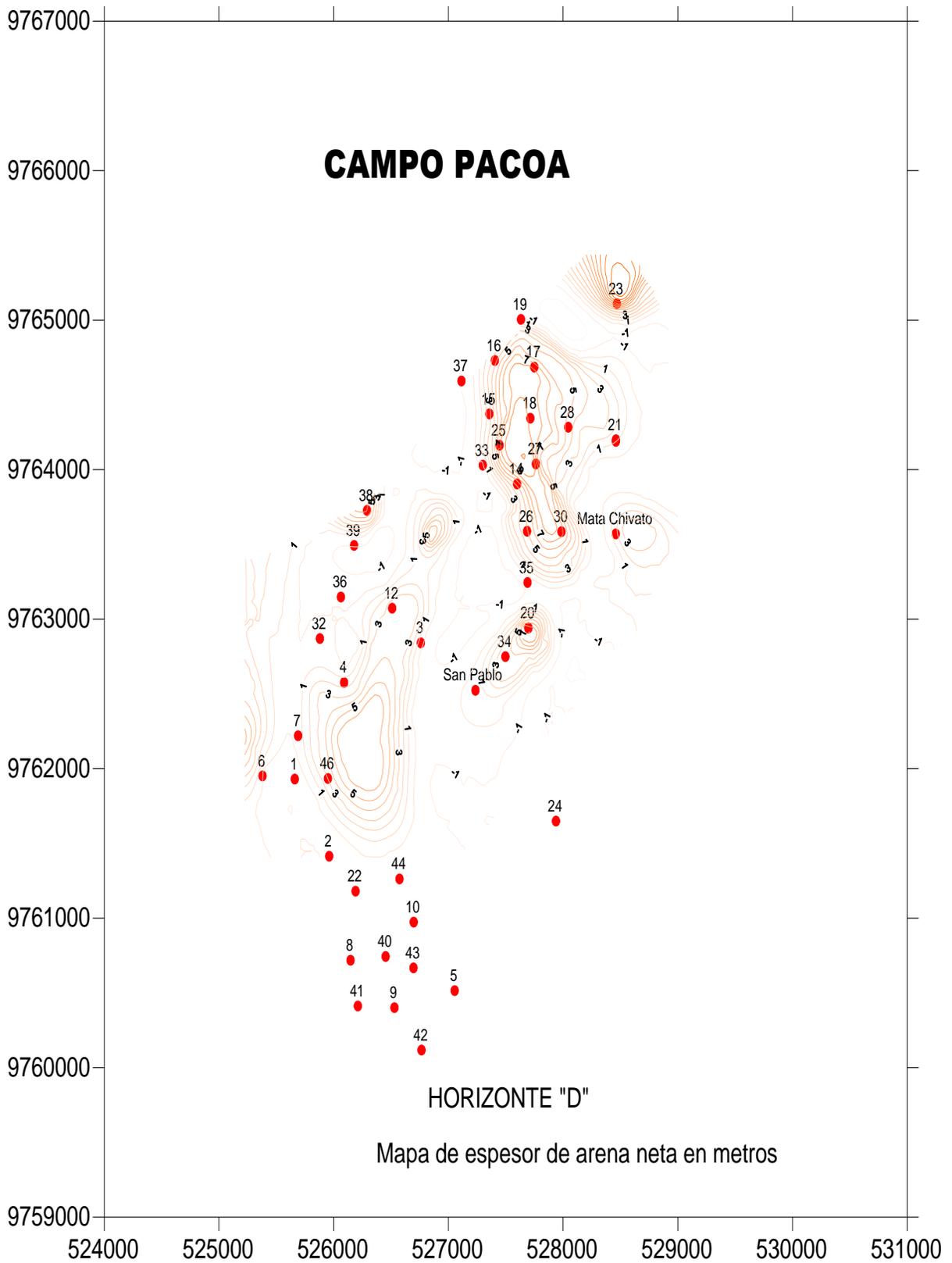


Anexo B-4: Mapa Estructural Horizonte "E".
 Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

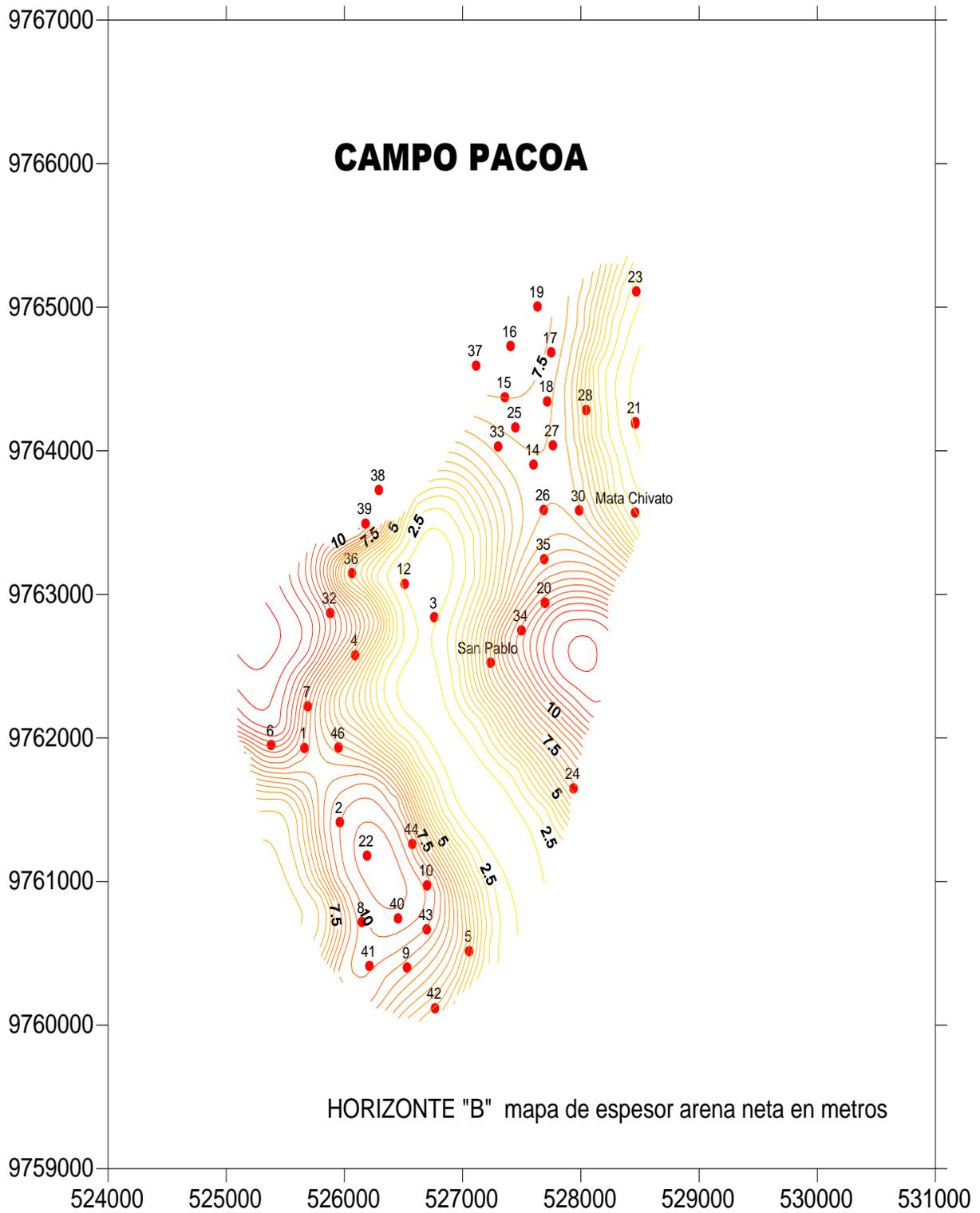
ANEXO C: MAPAS DE ESPEORES DE ARENA



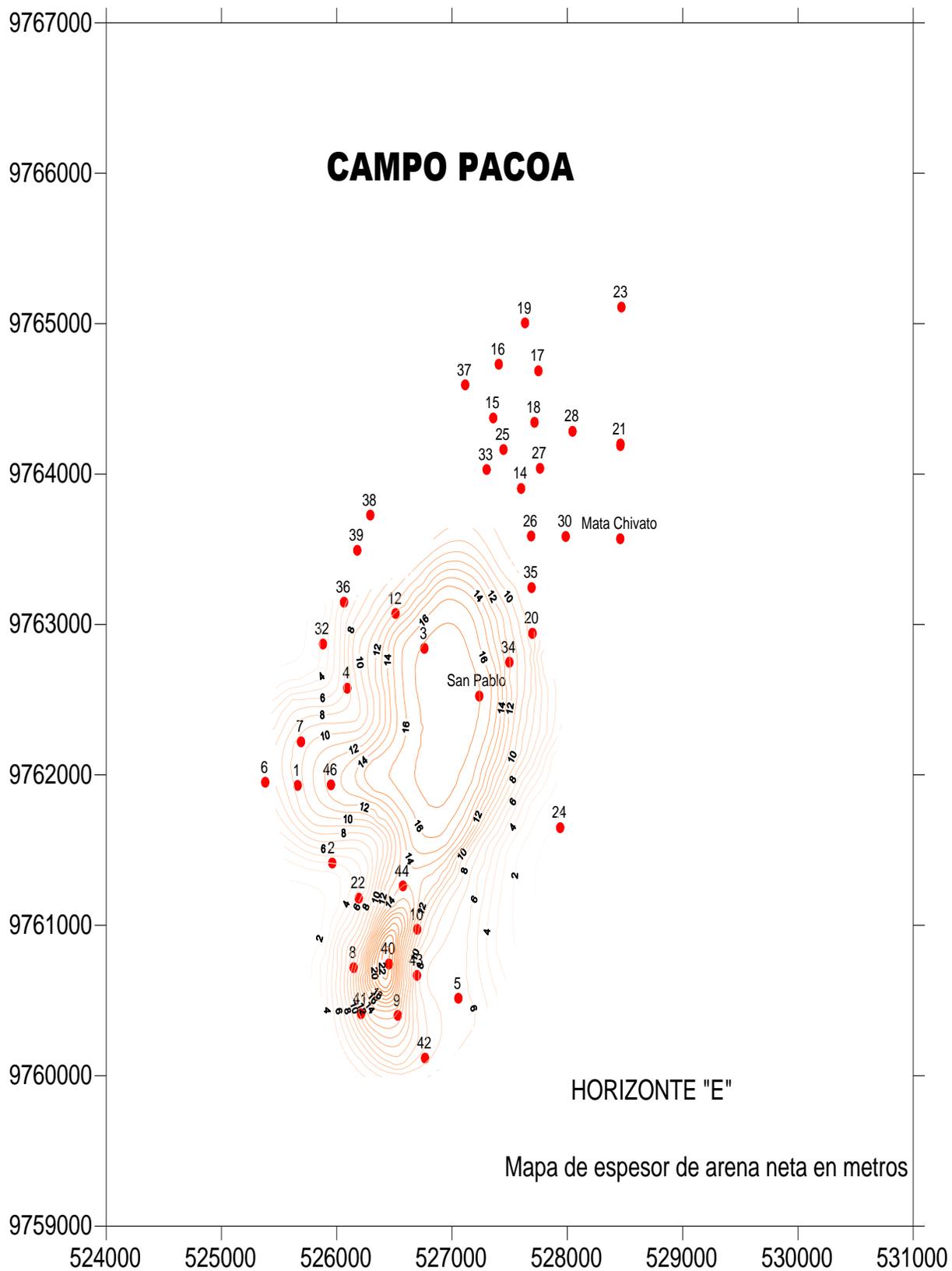
Anexo C-1: Mapas de espesores de arena, horizonte "C".
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



Anexo C-2: Mapas de espesores de arena, horizonte "D"
 Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



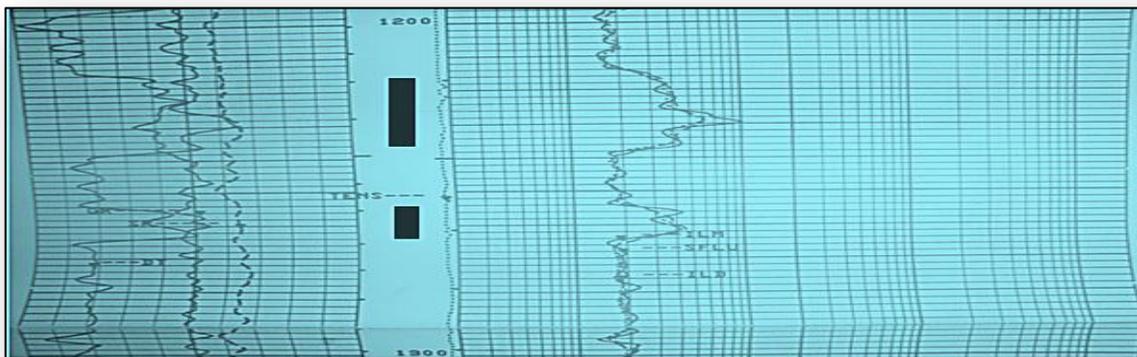
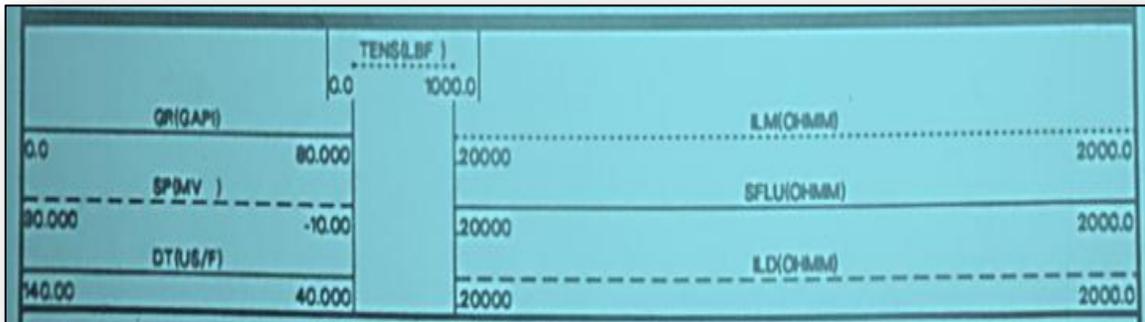
**Anexo C-3: Mapas de espesores de arena, horizonte "B".
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.**



**Anexo C-4: Mapas de espesores de arena, horizonte "E".
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.**

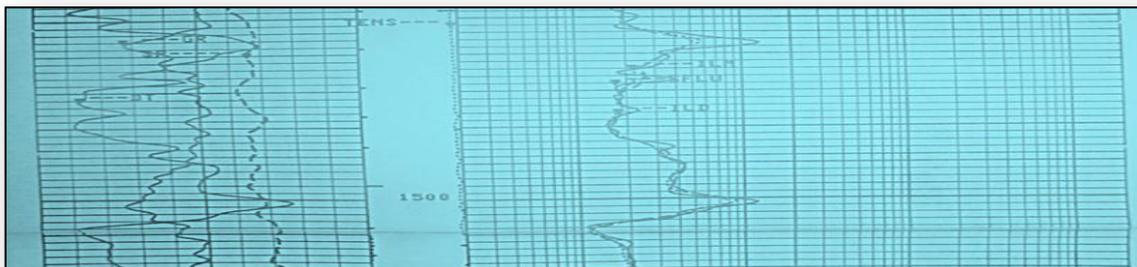
ANEXO D: REGISTROS ELÉCTRICOS

Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 1)



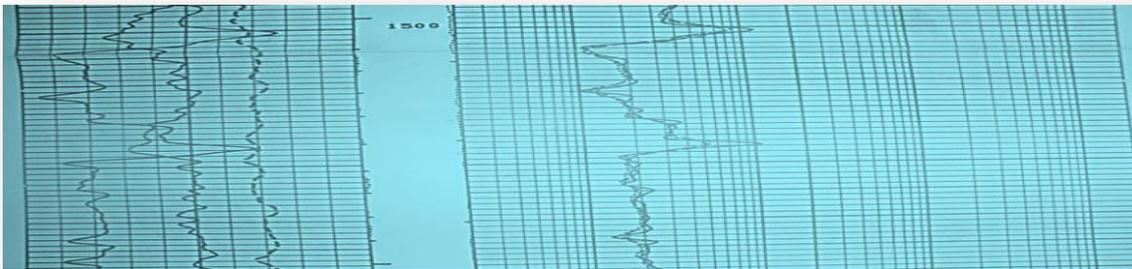
NIVEL "D"

INTERVALOS: 1216-1236 / 1254-1264

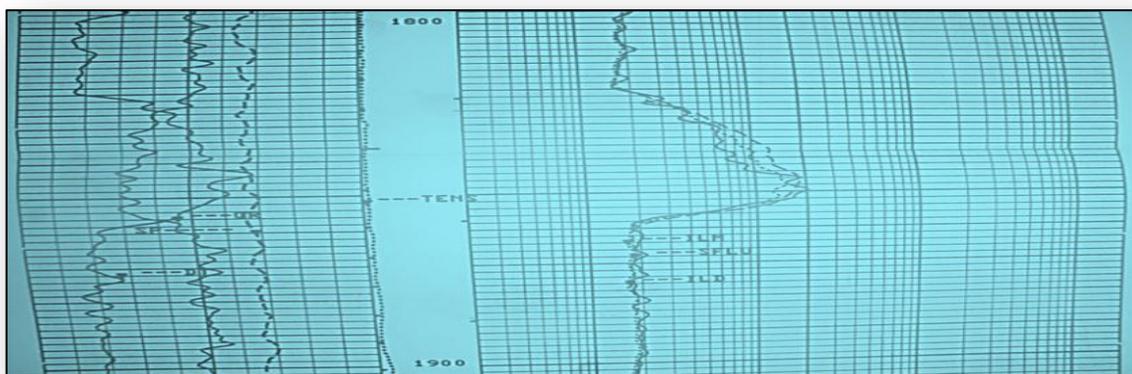


1455-1462/1484-1504

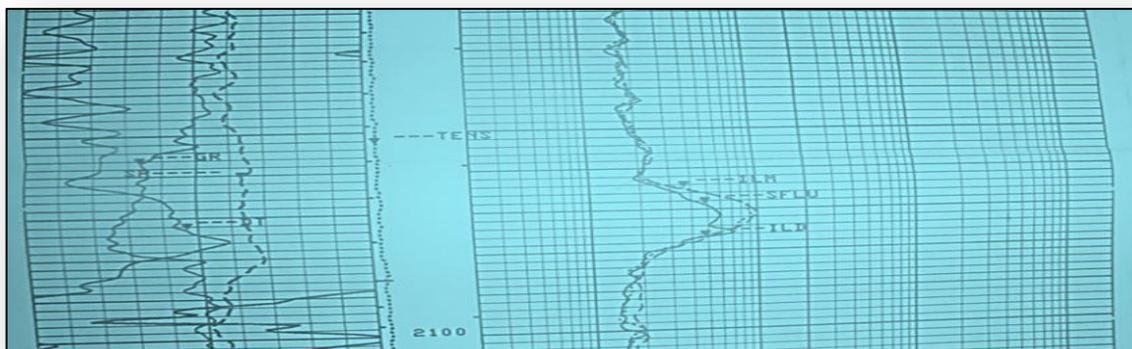
Anexo D-1: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 1).
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



1534-1546/1550-1560

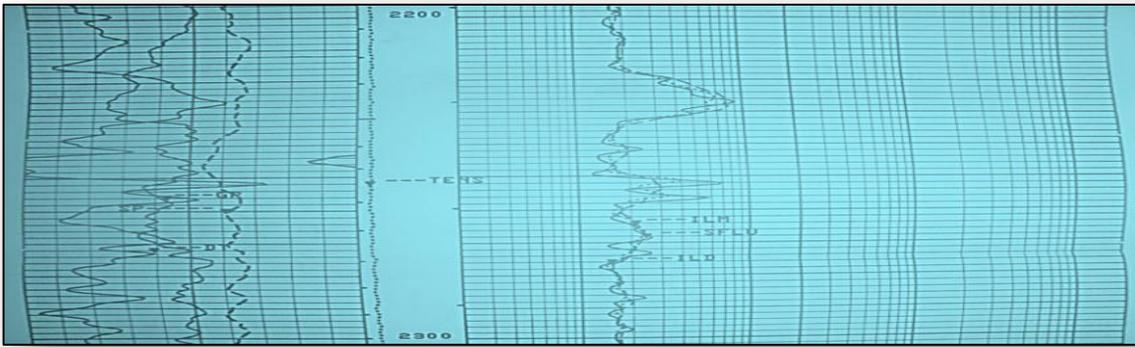


NIVEL "C"
1826-1855/1865-1872

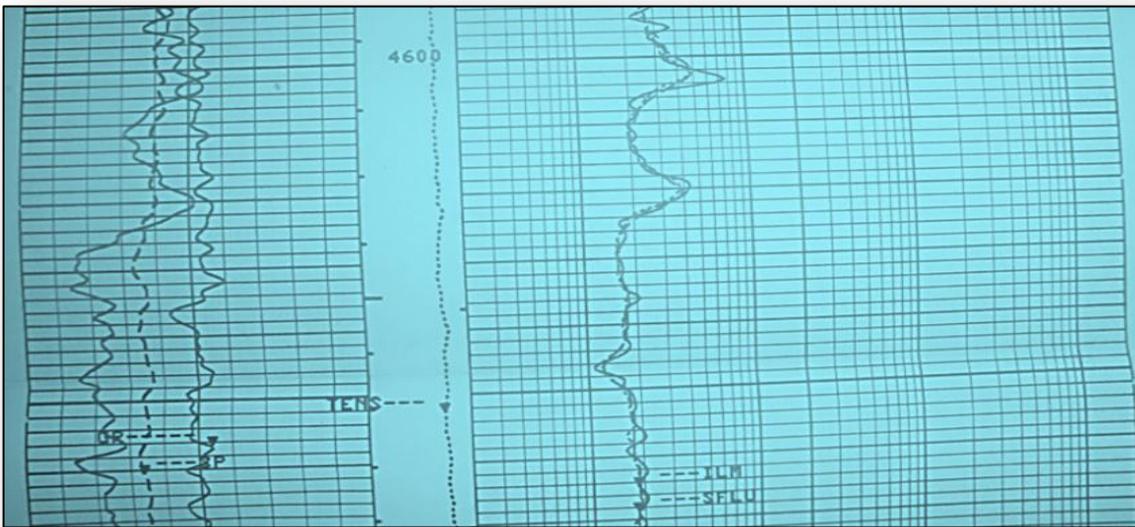
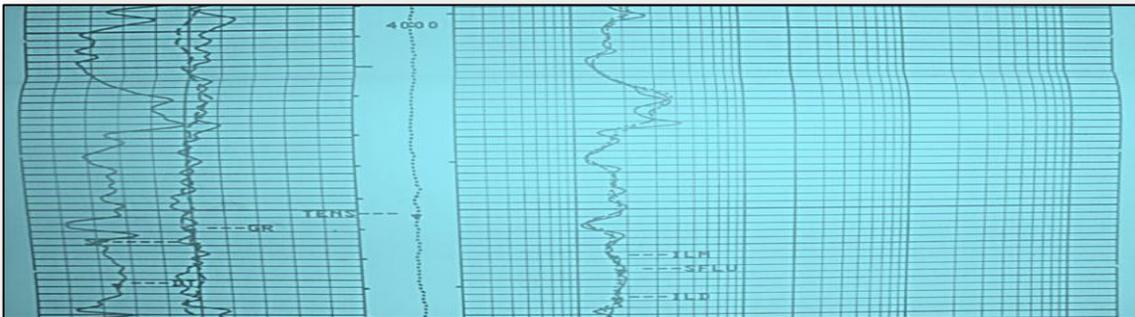


NIVEL "B"
2060-2072

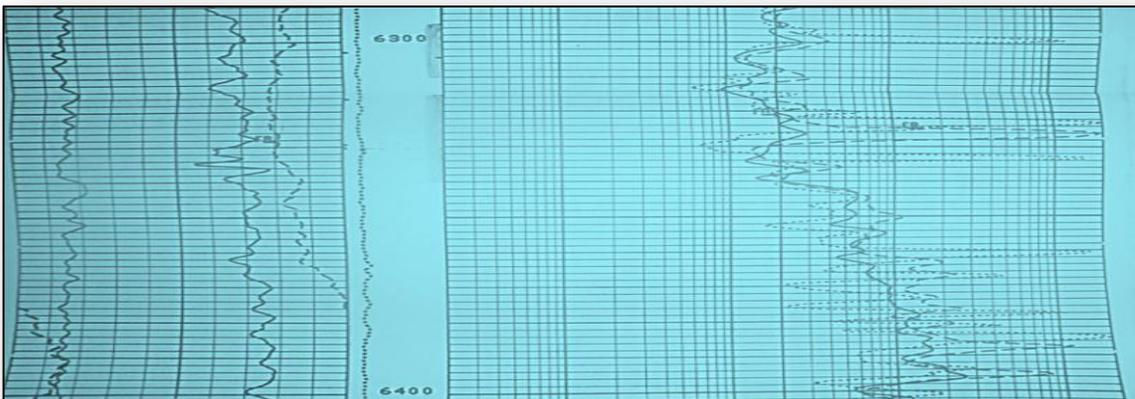
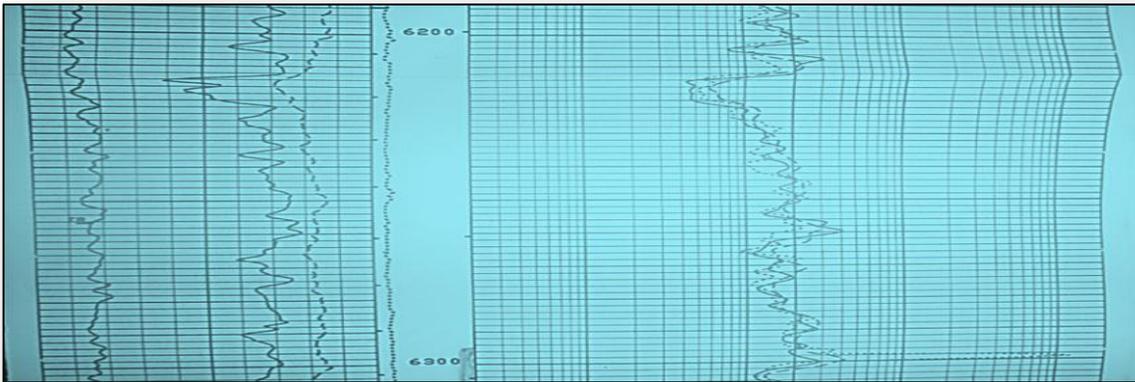
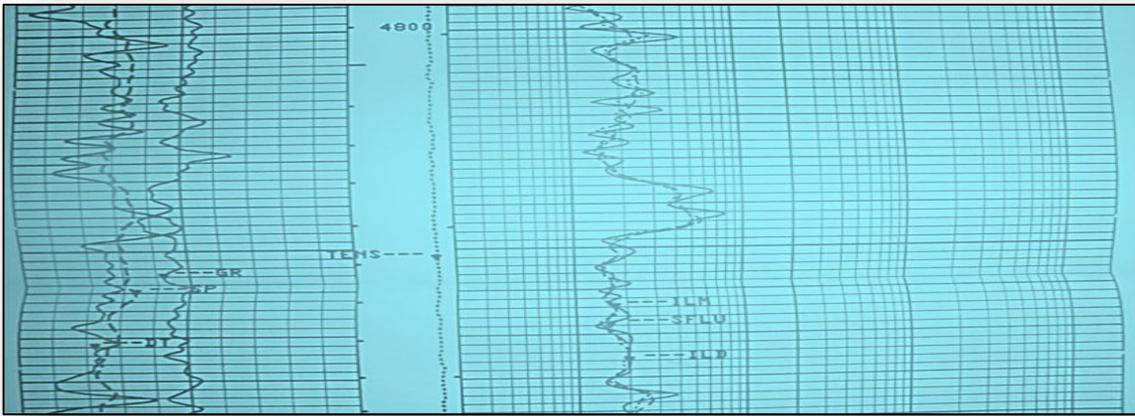
Anexo D-1.1: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 1)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



NIVEL "B"
2220-2231/2250-2272



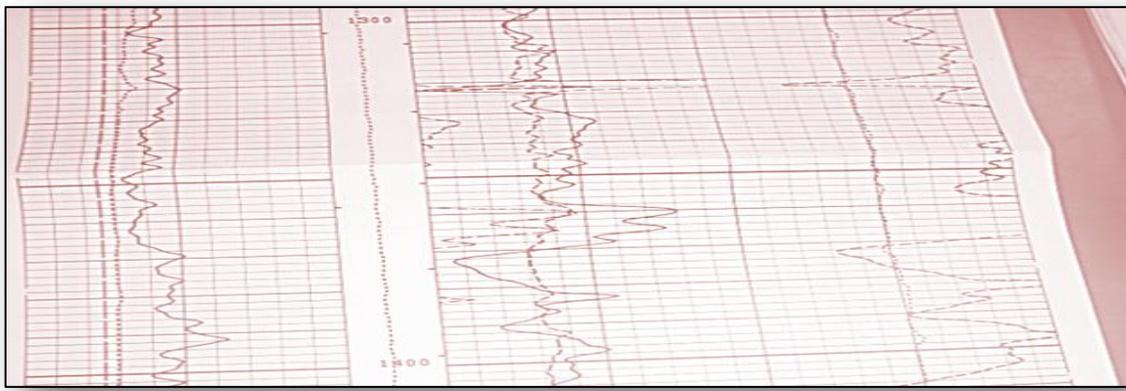
Anexo D-1.2: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 1)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



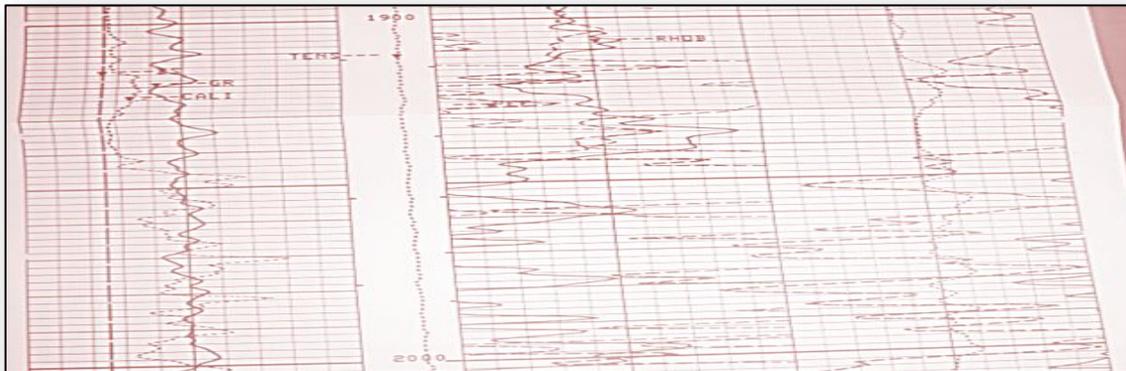
**Anexo D-1.3: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 1)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.**

REGISTRO ELÉCTRICO, ZONA DE INTERÉS (POZO PACOA 6)

BS (IN)	PEF	DRHO(G/G3)
6.0000 16.000	0.0 10.000	-.2500 .25000
GR (GAPI)		DPHI(V/V)
0.0 80.000	.25000	-.1500
CALI(SIN)		RHOB(G/G3)
6.0000 16.000	1.9500	2.9500

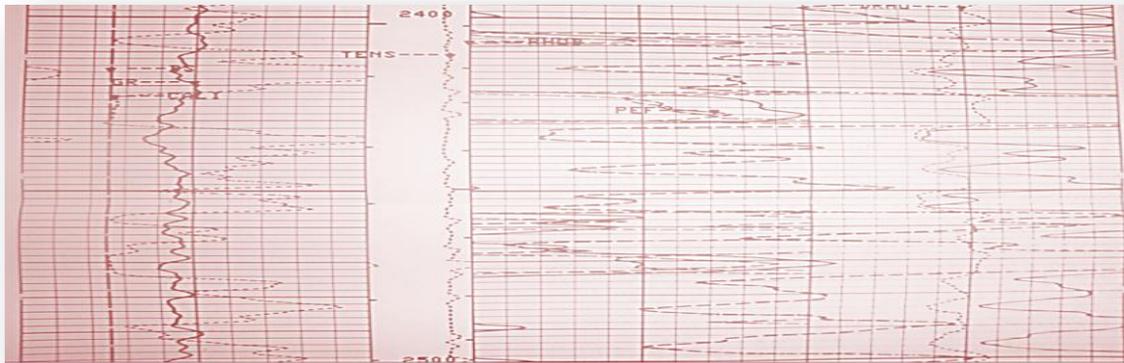


NIVEL "D"
1348'-1364' / 1394'-1408'

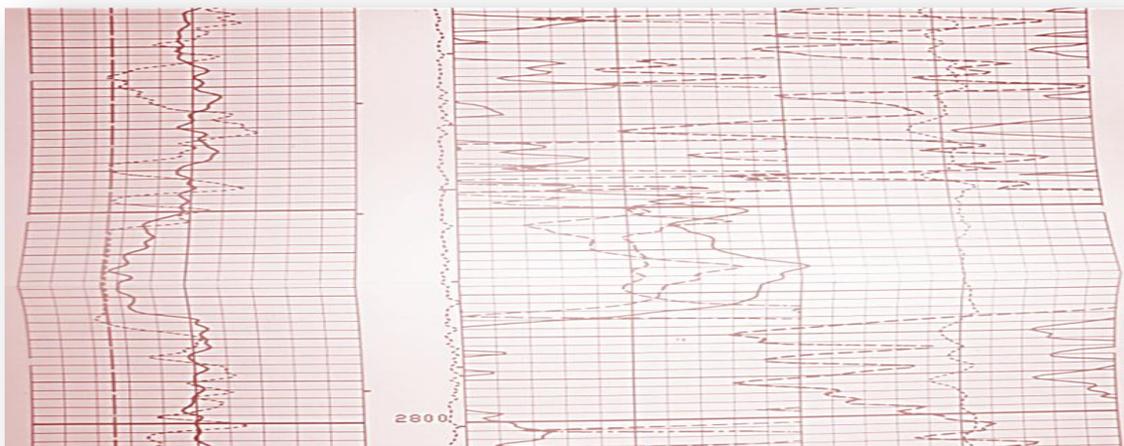


NIVEL "C"
1930'-1942' / 1991'-2002

Anexo D-2: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 6)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



NIVEL "D"
2422'-2432' / 2456'-2474'

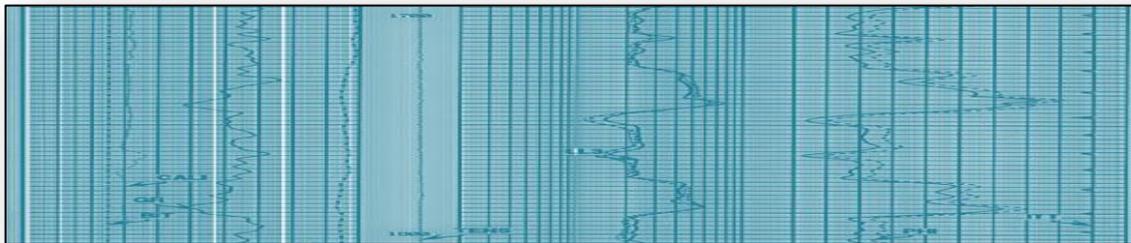


NIVEL "E"
2760'-2770'

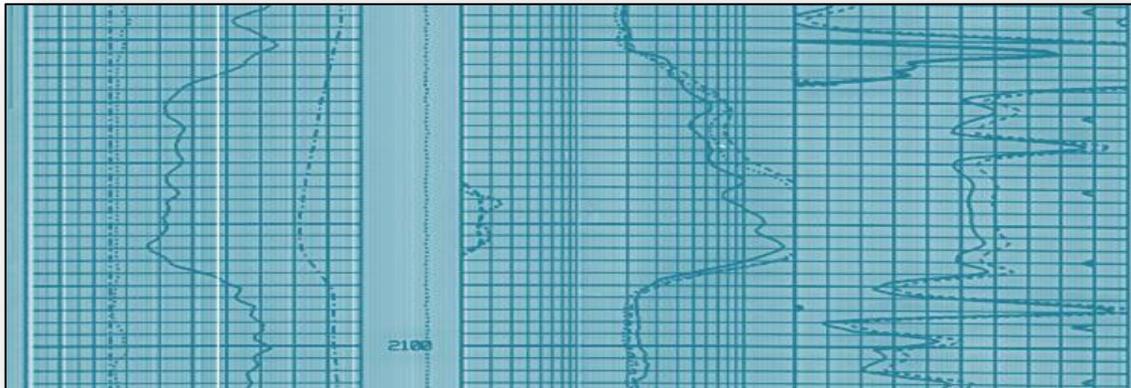
Anexo D-2.1: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 6)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

REGISTRO ELÉCTRICO, ZONA DE INTERÉS (POZO PACOA 7)

10.00	SP	110.00	1200 Ft	0.20	LL3	20.00	140.00	DT	40.00	
	mV					ohm-m			us/ft	
8.00	BIT	16.00			0.20	ILD	20.00	70.00	PHI	0.00
	Inches					ohm-m			pu	
8.00	CAL	16.00		0.20	ILM	20.00	27.00	ITT	-3.00	
	Inches				ohm-m			ms		
0.00	GR	80.00								
	API									

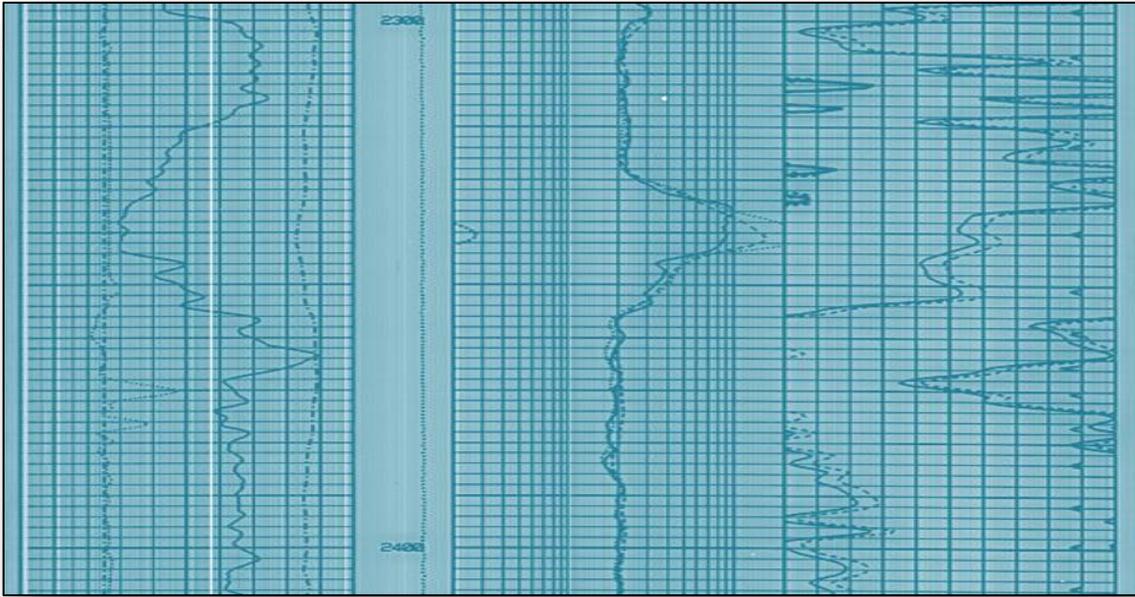


NIVEL "D"
1732'-1744'/1775'-1789'

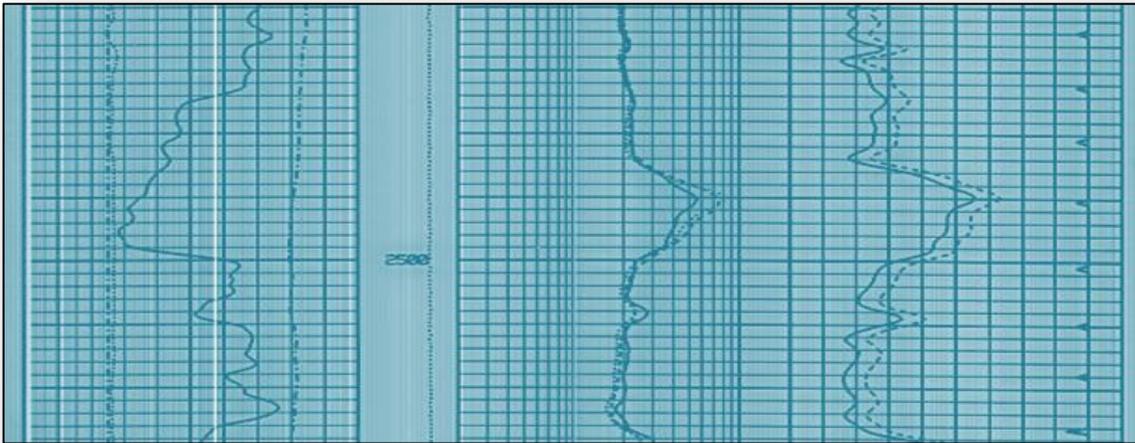


NIVEL "C"
2068'-2084'

Anexo D-3: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 7)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



NIVEL "B"
2334'-2344'

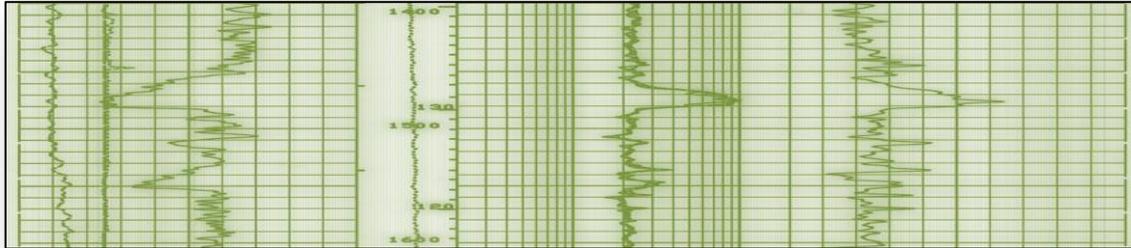


NIVEL E
2480'-2500'/2560'-2570'

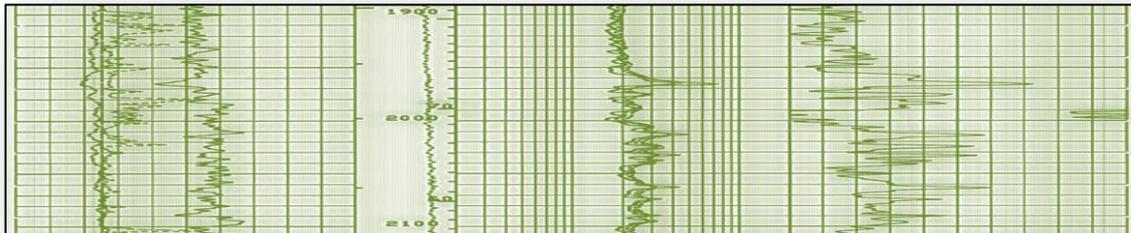
Anexo D-3.1: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 7)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

REGISTRO ELÉCTRICO, ZONA DE INTERÉS (PACOA 8)

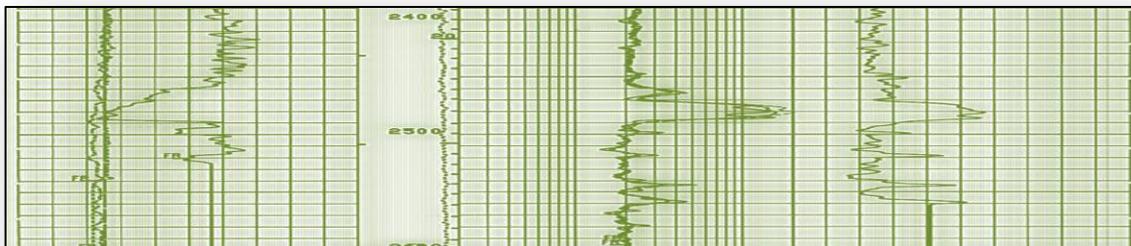
		20.000	ILD <DHMM>	2000.0	
		.20000	ILM <DHMM>	20.000	
		.20000	SFLU<DHMM>	20.000	
6.0000	RS <IN >	16.000			
0.0	GR <GAPI>	80.000	20.000	SFLU<DHMM>	2000.0
-80.00	SP <MV >	20.000	20.000	ILM <DHMM>	20000
6.0000	CALI<IN >	16.000	.20000	ILD <DHMM>	20.000
					DT <US/F>
					140.00
					40.000



NIVEL "B"
1458'-1481'/1538'-1552



NIVEL "D"
1957'-1967'/2012'-2016'/2023'-2026'/2032'-2042'

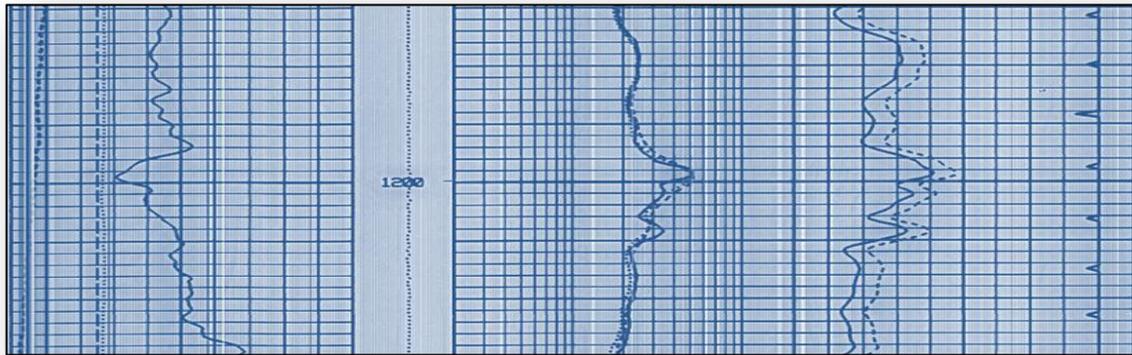


NIVEL "B"
2472'-2487'

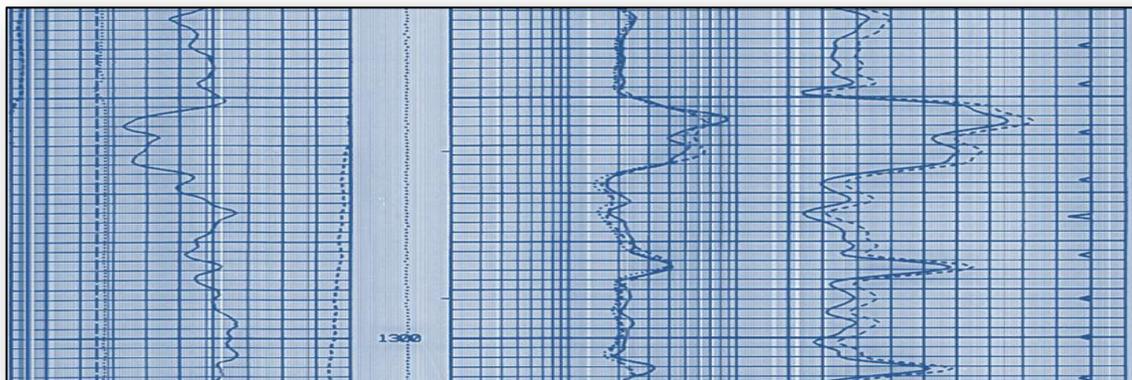
Anexo D-4: Registro Eléctrico, zona de interés (PACOA 8)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

REGISTRO ELÉCTRICO, ZONA DE INTERÉS (POZO PACOA 15)

0.00	SP	100.00	1:200 ft	0.20	LL3	20.00	140.00	DT	40.00	
	m/					ohm-m			us/ft	
6.00	BIT	16.00			0.20	ILD	20.00	70.00	PHI	0.00
	Inches					ohm-m			pu	
6.00	CALI	16.00			0.20	ILM	20.00	27.00	ITT	-3.00
	Inches				ohm-m			ms		
0.00	GF	80.00								
	API									

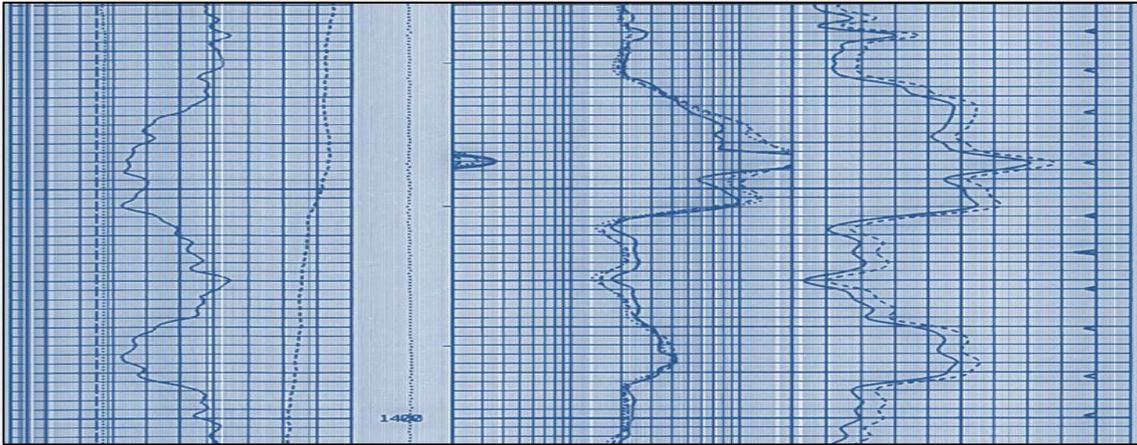


NIVEL "D"
1197'-1207' / 1253'-1263'



NIVEL "D"
1350'-1390'

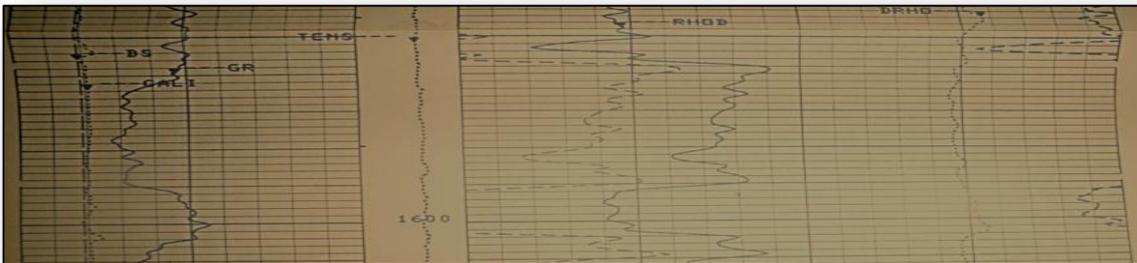
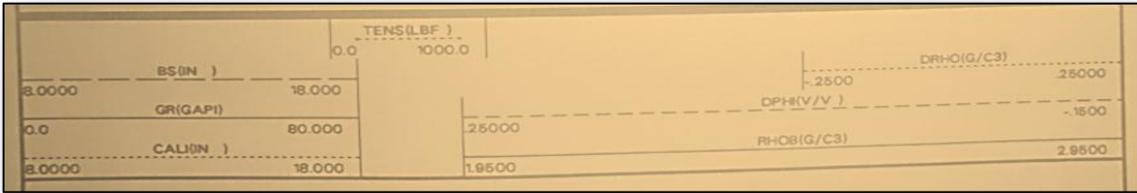
Anexo D-5: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 15)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



NIVEL "D"
1350'1390'

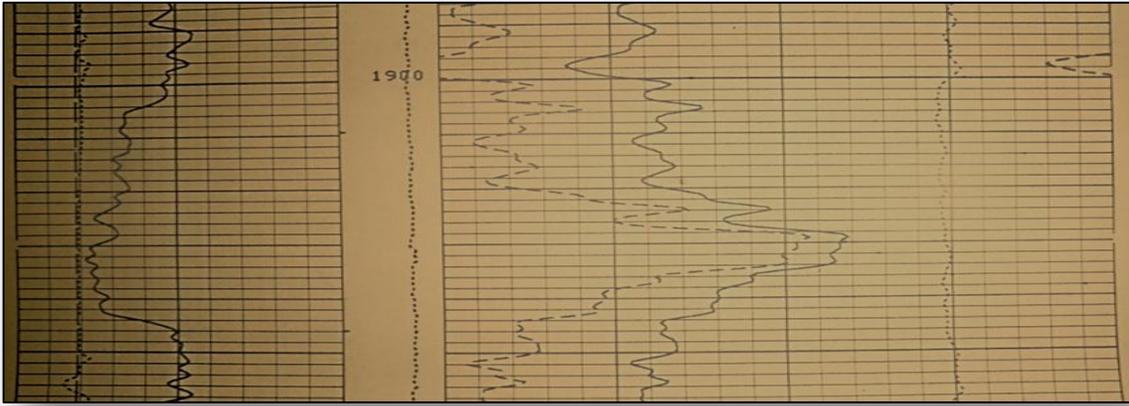
Anexo D-5.1: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 15)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

REGISTRO ELÉCTRICO, ZONA DE INTERÉS (POZO PACOA 16)

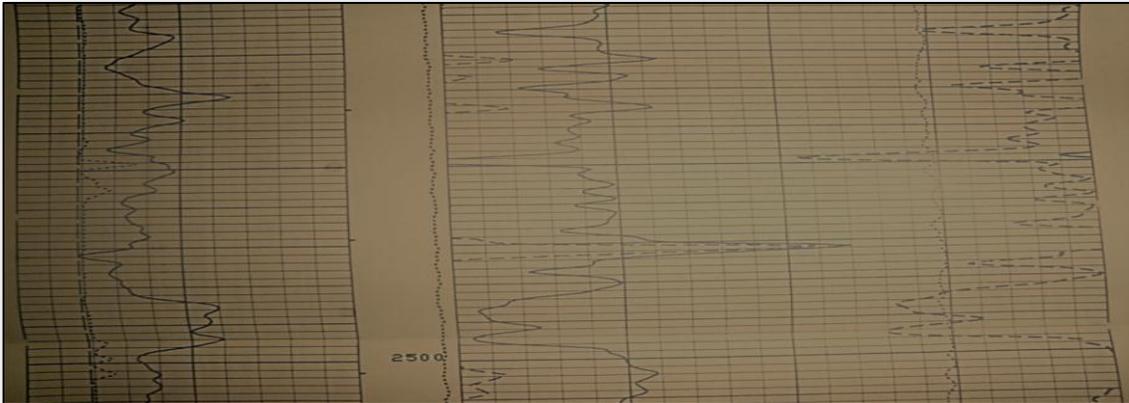


NIVEL "D"
1566'-1586'/1610'-1640

Anexo D-6: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 16)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



NIVEL "C"
1900'-1944'



Anexo D-6.1: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 16)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

REGISTRO ELÉCTRICO, ZONA DE INTERÉS (POZO PACOA 23)

Depthtrack curve ; TENS dot		0.00	2500.00 lbs						
-20.00	SP	80.00	1:500 ft	0.20	LLS	20.00	140.00	DT	40.00
	mV				ohm-m			us/ft	
8.00	BIT	18.00		0.20	ILD	20.00	27.00	ITT	-3.00
	inches				ohm-m			ms	
0.00	GR	80.00		0.20	ILM	20.00			
	API				ohm-m				
8.00	CALI	18.00							
	inches								



NIVEL "C"
1760'-1780'



NIVEL "C"
1790'-1810'

Anexo D-7: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 23)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



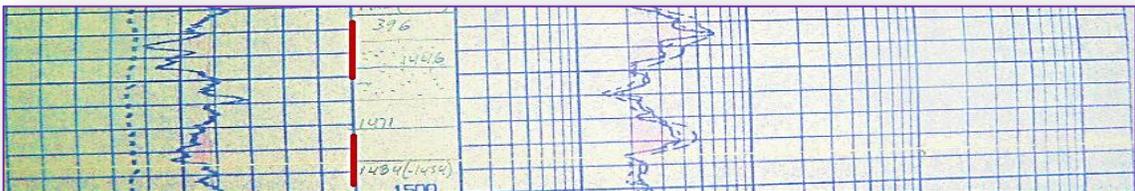
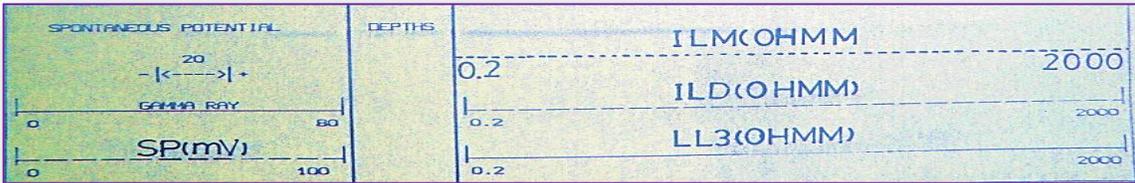
NIVEL "C"
1846'-1866'



NIVEL "B"
2030'-2048'

Anexo D-7.1: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 23)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

REGISTRO ELÉCTRICO, ZONA DE INTERÉS (POZO PACOA)

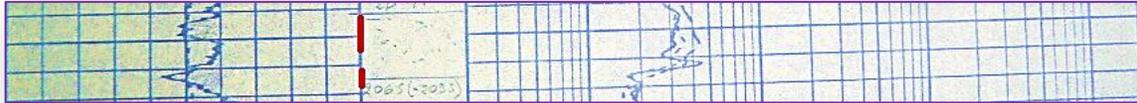


NIVEL "D"
1428'-1450'; 1474'-1496'

Anexo D-8: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 41)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.



NIVEL "E"
 1972'-1980'; 1990'-2008'



2042'-2052'; 2062'-2068'



NIVEL "B"
 2352'-2358'; 2364'-2380'



2433'-2437'; 2448'-2453'; 2458'-2462'



2577'-2588'

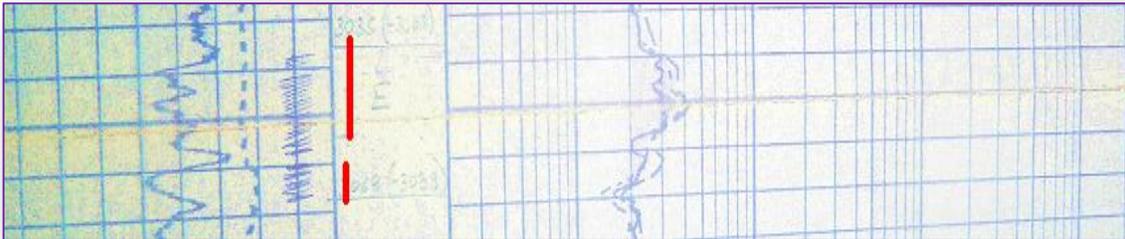
Anexo D-8.1: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 41)
 Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011



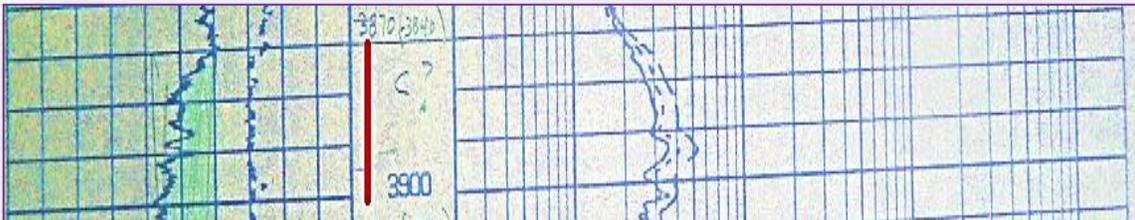
2780'-2785'



2848'-2854'



3038'-3058'; 3060'-3067'

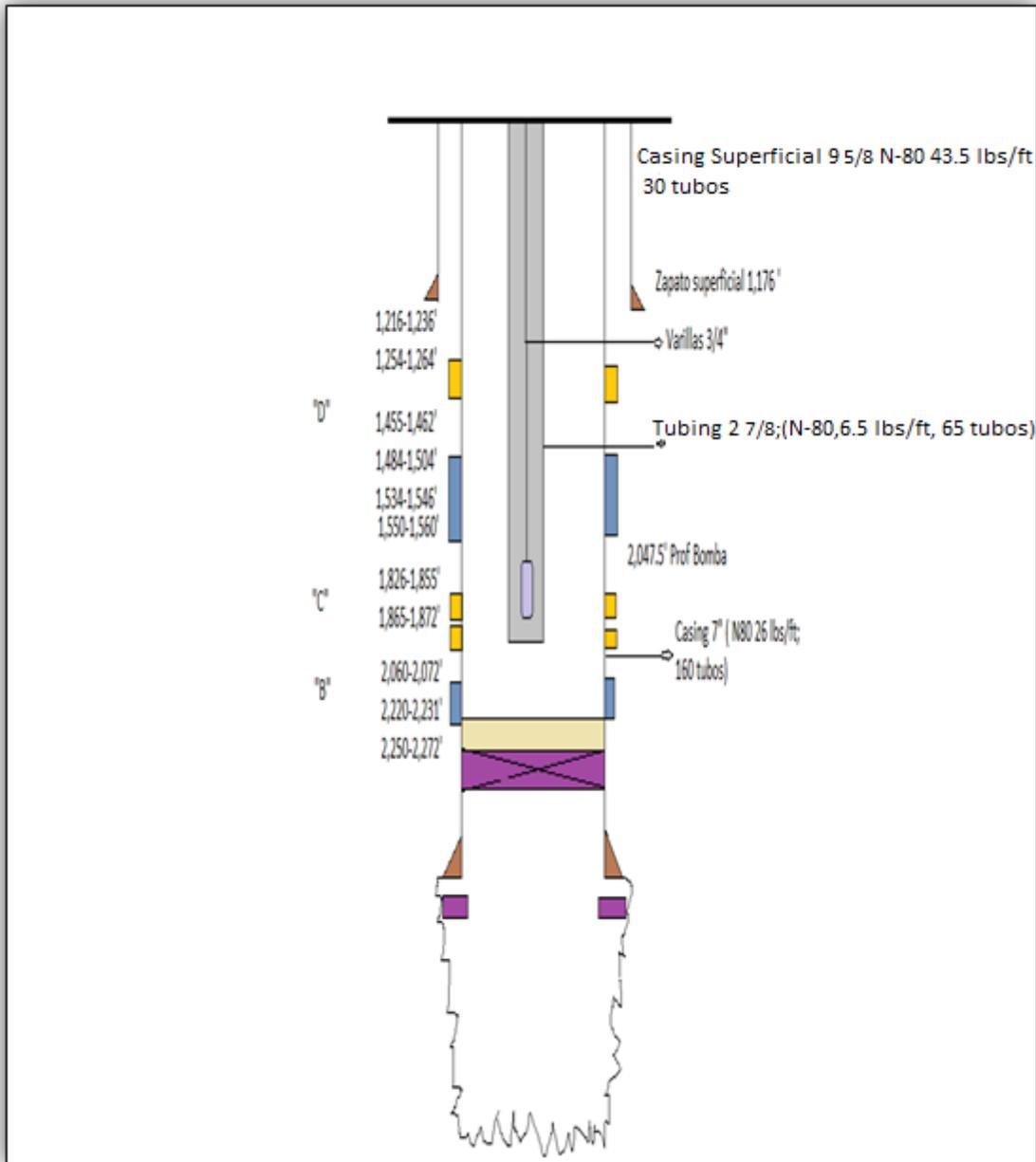


3870'-3900'

Anexo D-8.2: Registro Eléctrico, zona de interés (pozo Pacoa 41)
Fuente: Archivos de Pacoa. Plan de desarrollo, 2011.

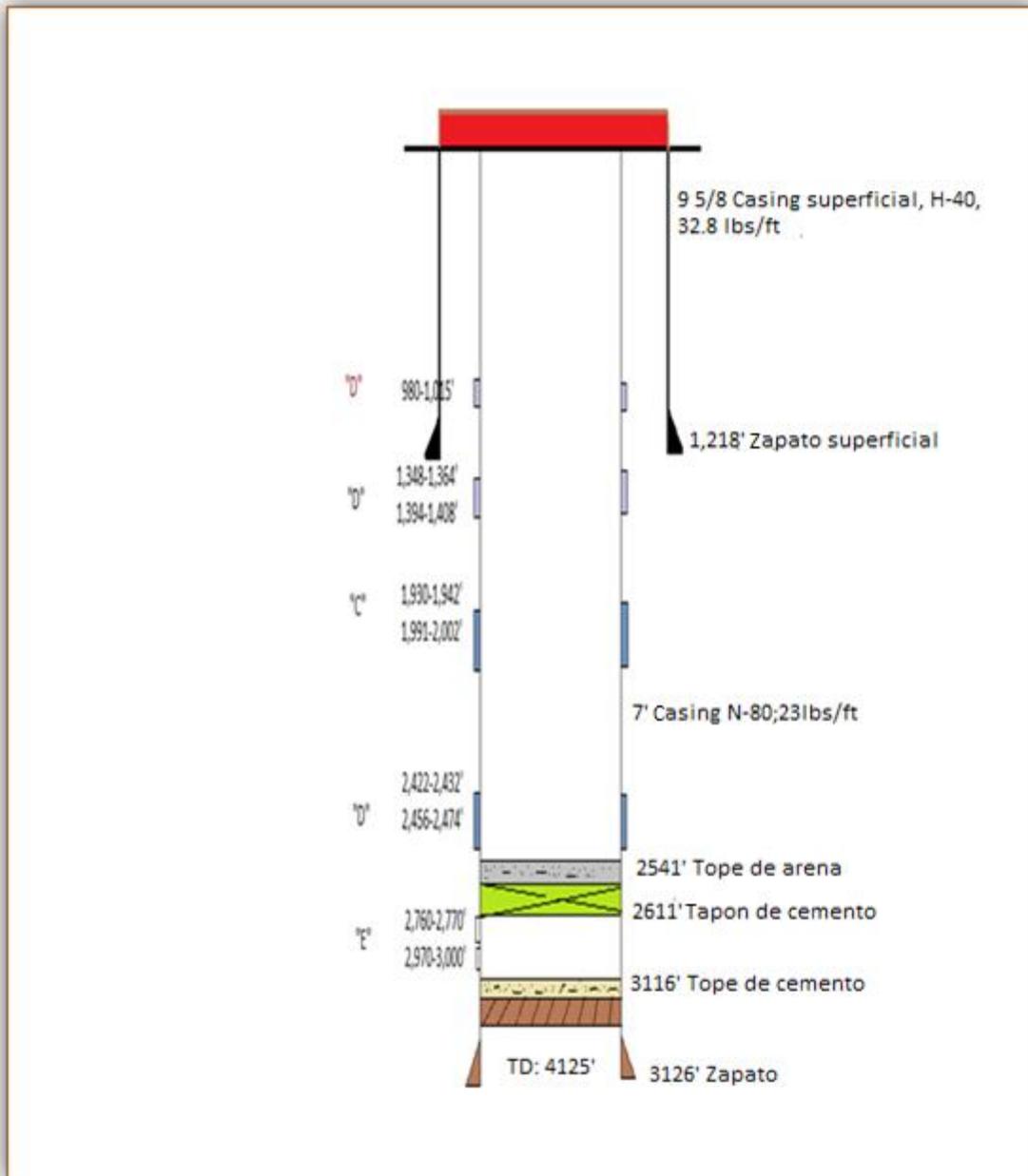
ANEXO E: DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZO (PACOA 1)



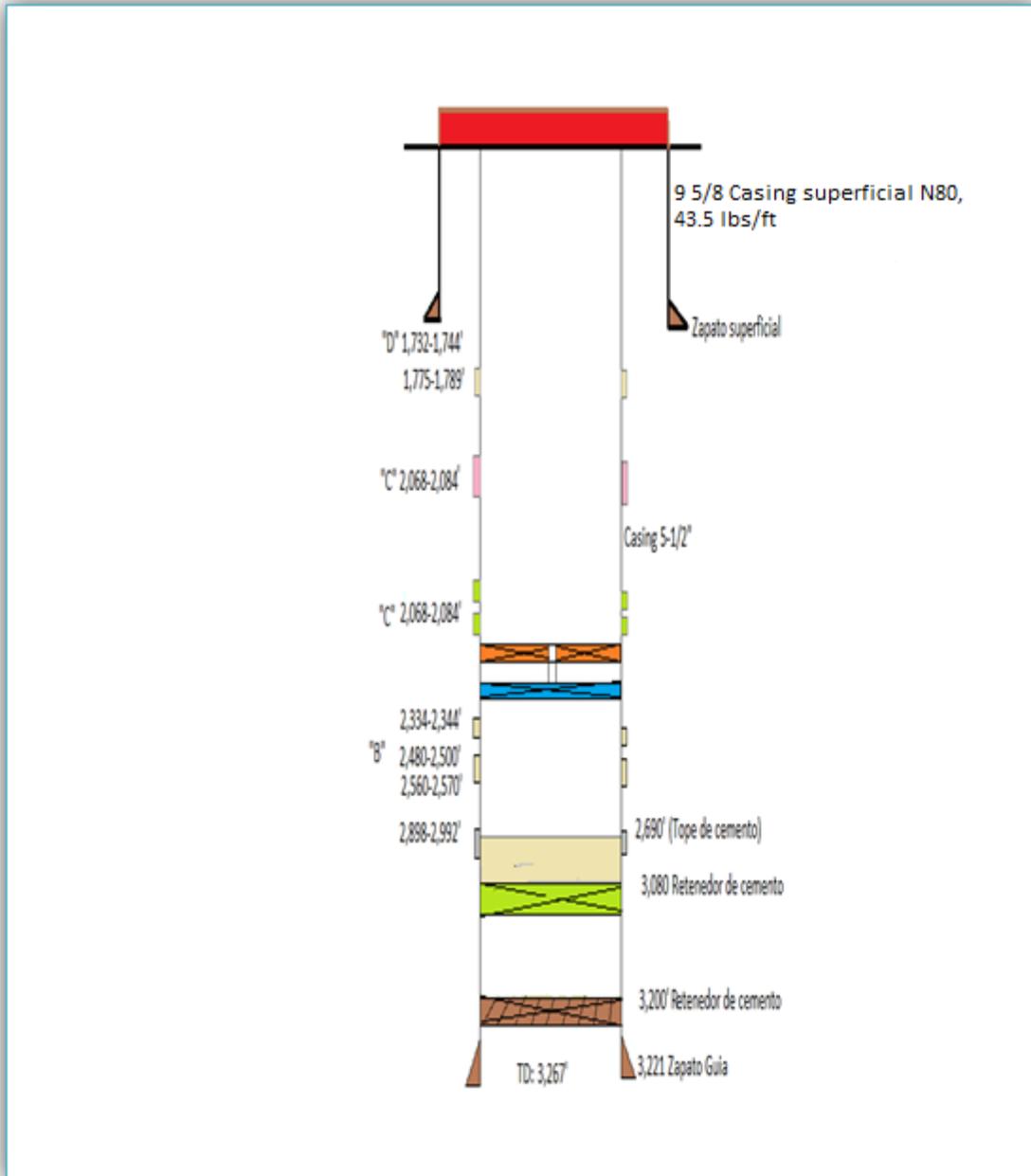
Anexo E-1: Diagrama de completación de pozo (PACOA 1)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani.

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZO (PACOA 6)



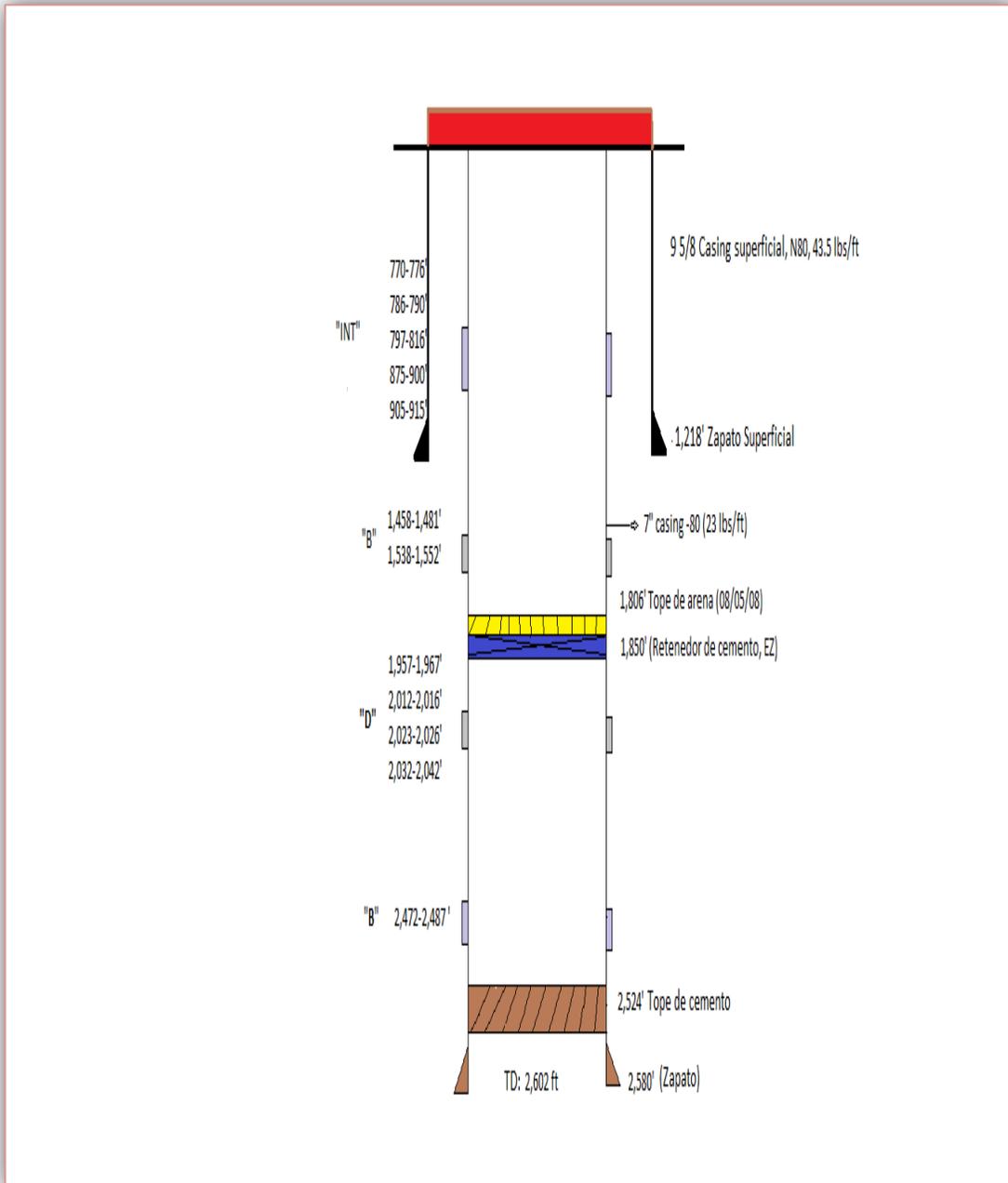
Anexo E-2: Diagrama de completación de pozo (PACOA 6)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani.

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZO (PACOA 7)



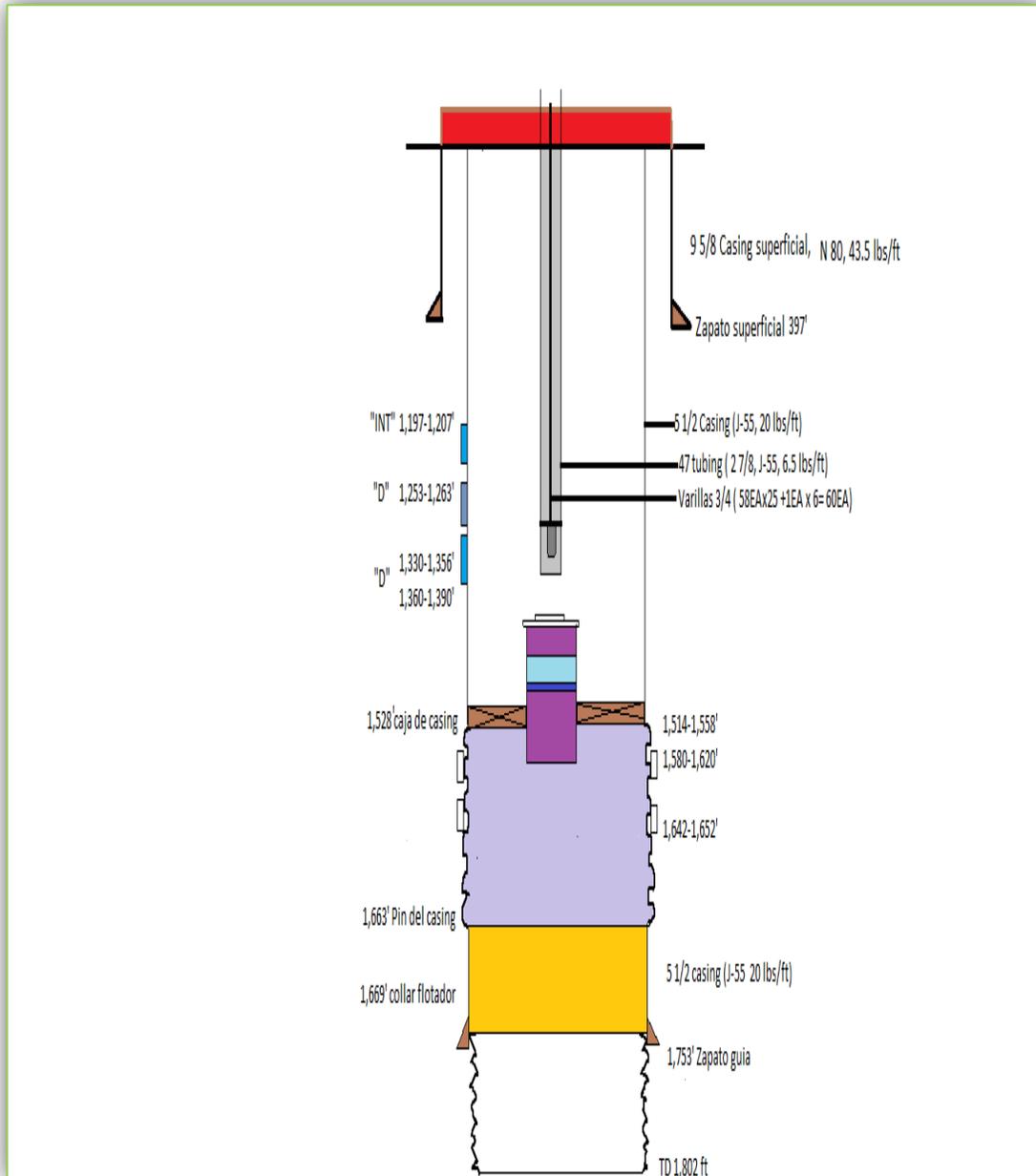
**Anexo E-3: Diagrama de completación de pozo (PACOA 7)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani.**

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZO (PACOA 8)



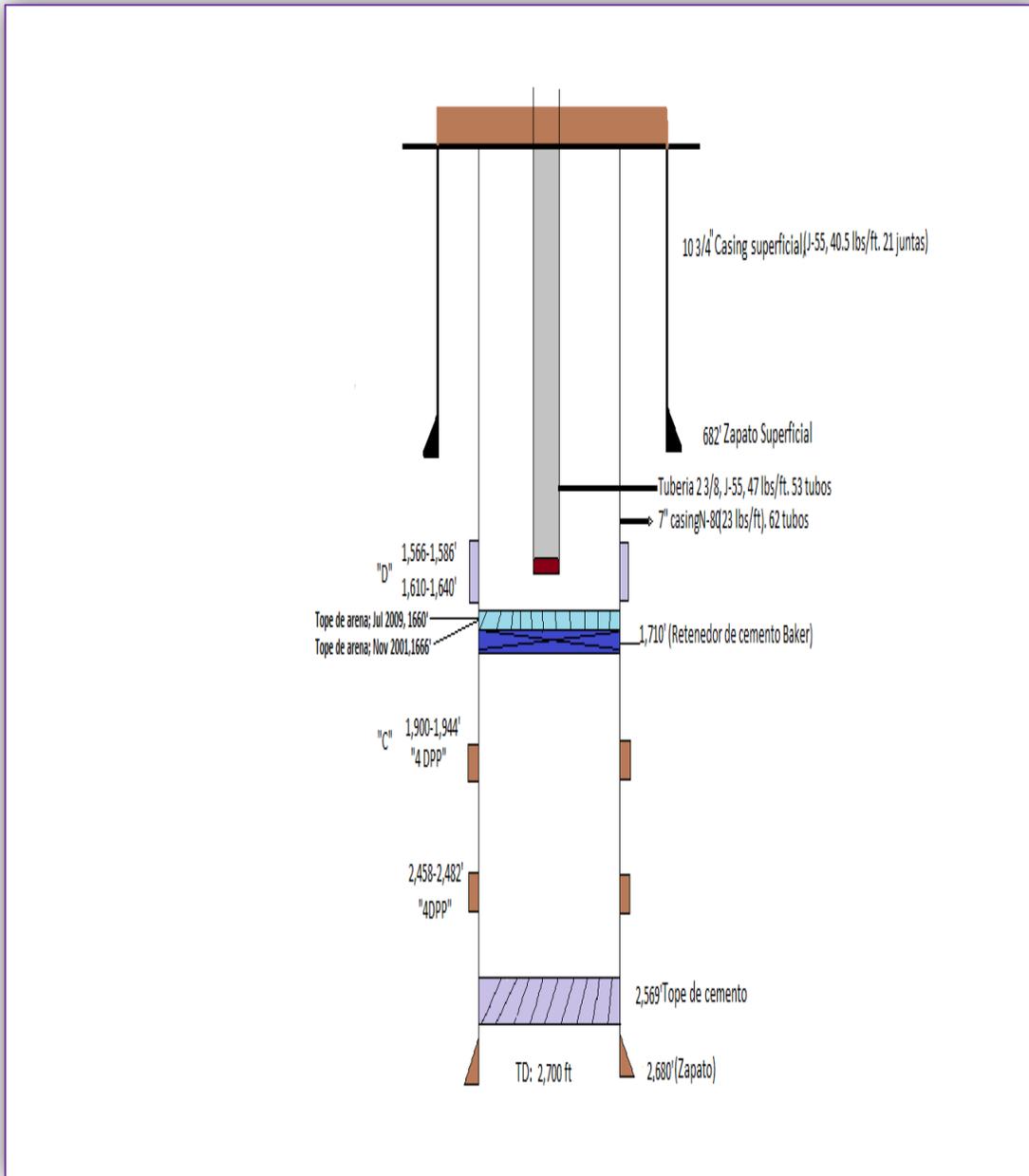
Anexo E-4: Diagrama de completación de pozo (PACOA 8)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani.

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZO (PACOA 15)



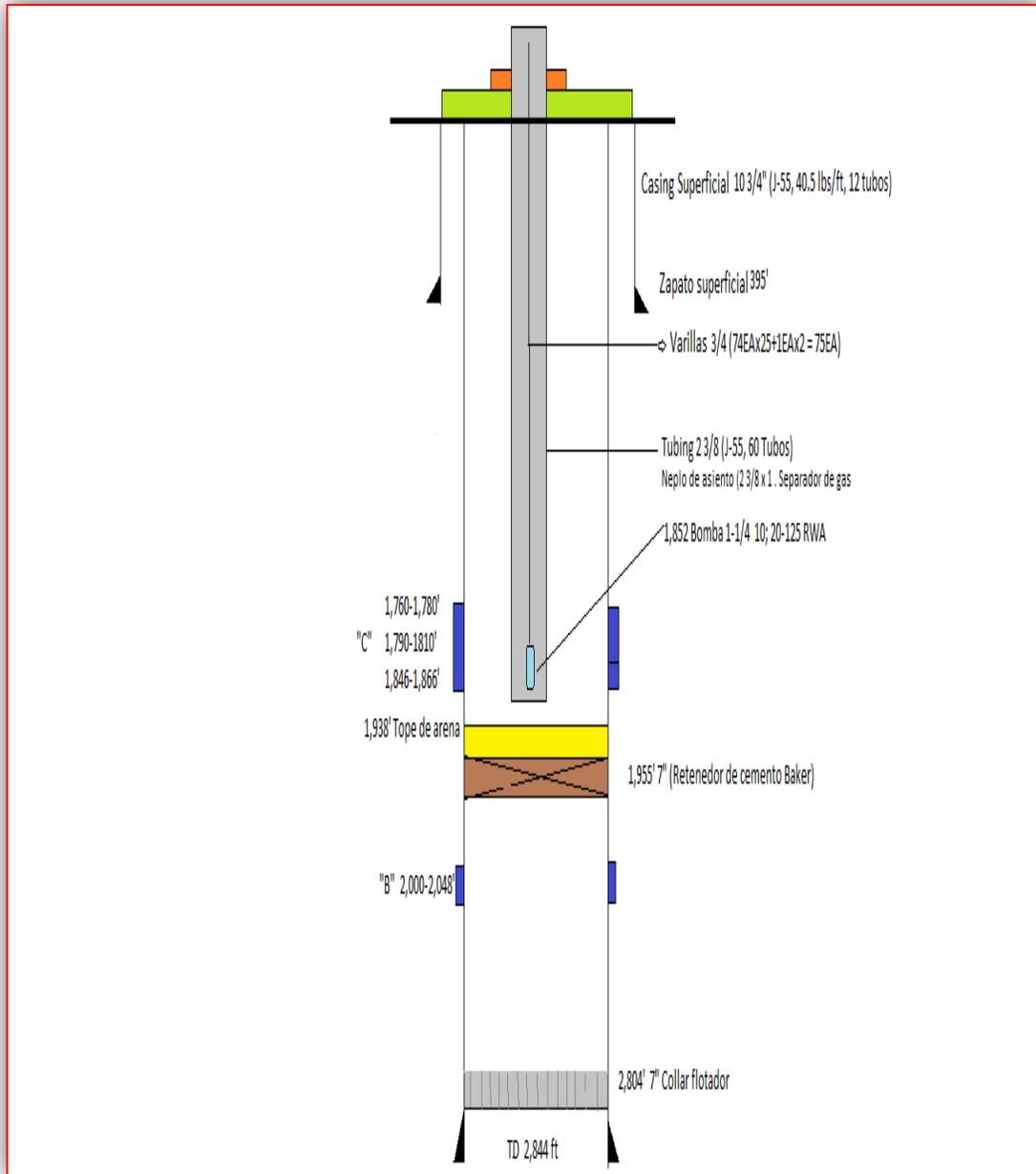
**Anexo E-5: Diagrama de completación de pozo (PACOA 15)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani.**

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZO (PACOA 16)



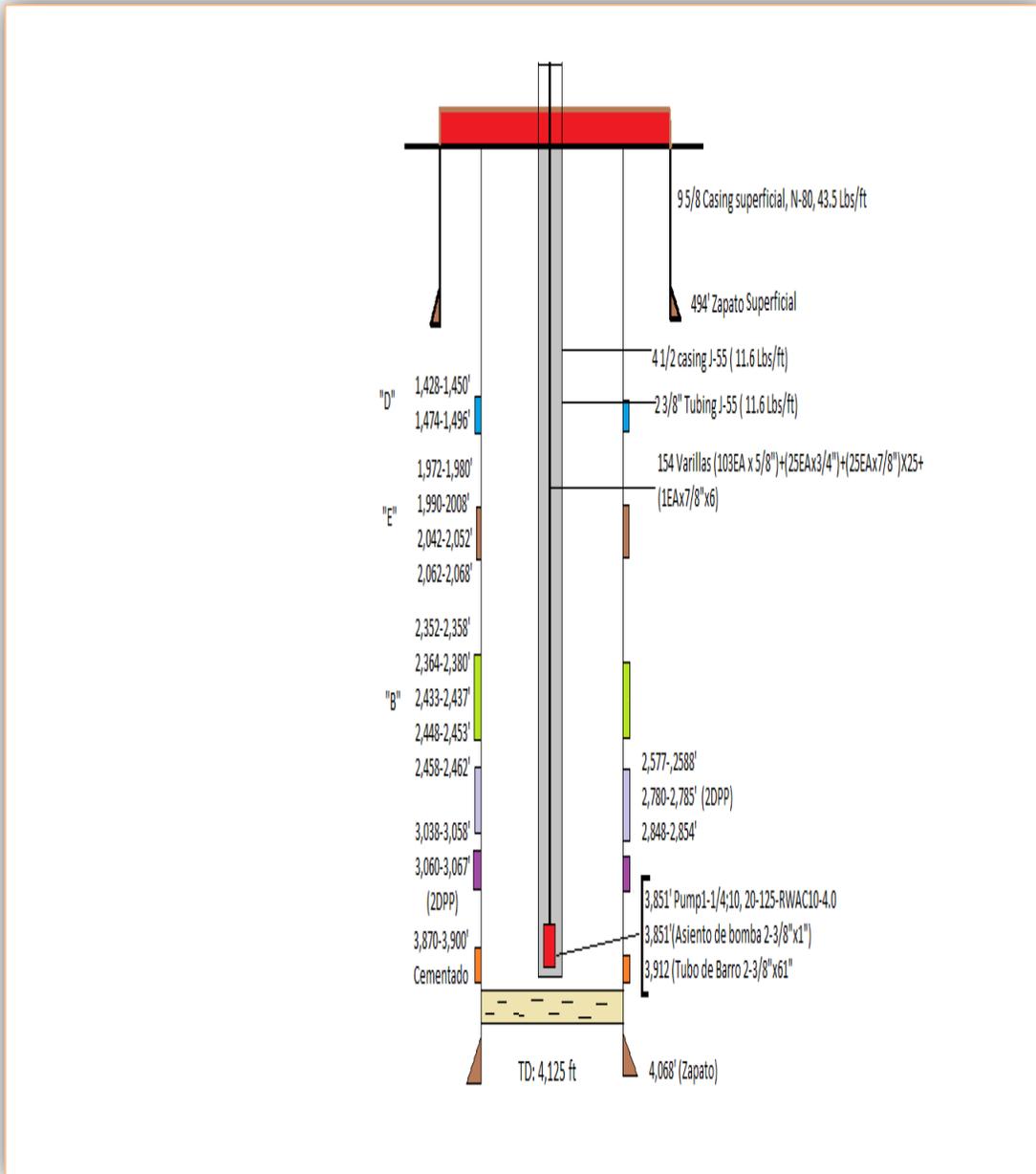
**Anexo E-6: Diagrama de completación de pozo (PACOA 16)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani.**

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZO (PACOA 23)



**Anexo E-7: Diagrama de completación de pozo (PACOA 23)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani.**

DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DE POZO (PACOA 41)



Anexo E-8: Diagrama de completación de pozo (PACOA 41)
Elaborado por: Freddy Peralta y Miguel Dumani.

ANEXO G: FOTOGRAFIA



Foto 1: Estación de producción Norte
Fuente: Campo Pacoa



Foto 2: Piscina de Agua de Formación de Estación Norte
Fuente: Campo Pacoa



**Foto 3: Piscina de Agua de Formación de Estación Norte
Fuente: Campo Pacoa**



**Foto 4: Piscina de Agua de Formación de Estación Norte
Fuente: Campo Pacoa**



**Foto 5: Estación Central de producción
Fuente: Campo Pacoa**



**Foto 6: Pozo Reinyector Pacoa 27
Fuente: Campo Pacoa**

SIMBOLOGÍA

°API: Densidad del Petróleo (American Petroleum Institute)

Ø: Porosidad

Sw: Saturación de agua

K: Permeabilidad

βo: Factor volumétrico del petróleo

MD: Milidarcys

Bls: Barriles

CSG: Casing

BAPD: Barriles de agua por día

BFPD: Barriles de fluido por día

BPPD: Barriles de petróleo por día

BSW: Agua, sólidos y sedimentos contenidos en el petróleo

TD: Profundidad total

FN: Flujo natural

BH: Bombeo hidráulico

PPS: Bombeo eléctrico

PPG: Gas Lift

BES: Bombeo electro sumergible

FT: Pie

INCH: Pulgadas

OD: Diámetro externo

ID: Diámetro interno

RW: Radio del pozo

mm: Milímetro

M: Metro

Km: Kilómetro

GAL/MIN: Galones por minutos

GLS: Galones

PPM: Partes por millón

RPM: Revoluciones por minutos

BY: Barriles de yacimiento

BN: Barriles normales

VR: Volumen de roca

SOI: Saturación de petróleo

POES: Petróleo original in situ

RT: Resistividad total

RW: Resistividad de agua

CE: Conductividad eléctrica

P: Presión

V: Volumen

T: Temperatura

°C : Grado Celsius

cp: Centipoise

HP: Horse Power (caballo de fuerza)

GOR: Relación Gas – Petróleo

psi: Libra por pulgada cuadrada

PH: Potencial de hidrógeno

WO: Workover (Trabajo a hueco abierto)

SST: Sólidos suspendidos totales

TPH: Hidrocarburos totales

DQO: Demanda química de oxígeno

Ba: Bario

Cr: Cromo

Pb: Plomo

V: Vanadio

NH₄-N: Nitrogeno global

HAPs: Hidrocarburos aromáticos policiclos

RAOHE: Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador

Ho: Espesor

FR: Factor de recobro

Um: Micrones

Mg/L: Miligramos por litro

BIBLIOGRAFÍA

- Ing. UGUÑA gloria, Ing. ZEA Laura, Ing. CARRION Johana, Ing. BARRONES Gerardo, Ing. MONTENEGRO Galo, Ing. TORRES Rafael, Ing. ROMÁN Héctor. Gerencia de Exploración y Producción “Plan de Desarrollo del Campo Pacoa” junio del 2011.
- VICTORIA ZUMBA Nancy: “Interpretación Sísmica Geológica 2D, en el área de san Vicente Morrillo, del bloque Espol”; tesis de grado año 2005.
- Ing. SALAZAR Irving: “Reinyección de Aguas de Formación en la zona del campo Sacha de la Región Amazónica del Ecuador, perteneciente a Petroecuador”, Ecuador julio 2007.
- Ing. REYES CISNERO Ramiro Fernando, Ing. SÁNCHEZ SUSCAL Julio Oswaldo, Tnlg. CORREA SALGADO Edgar Alejandro Canada grande Ltd: “Estudio Técnico de reinyección de agua de formación en el pozo Pacoa 27, campo Pacoa, bloque 1”. Año 2009.
- Ing. FREIRE Juan Pablo; Reporte mensual de la producción de petróleo y agua en el campo Pacoa. ARCH, Año 2013.
- Decreto Ejecutivo no. 1215: Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE). Publicado en el Reg. of. No. 265 del 13 de febrero del 2001.
- MC CAIN willian: “The Propierties of Petroleun fluids”.
- FORREST F. CRAIG Jr: “Aspecto de la ingeniería de inyección de agua”. Febrero, de 1982.
- QUIROGA Kleber Manuel: “libro de prueba, completacion y reacondicionamiento de pozos petroleros”.

- MR. MAYOR Luis Alberto: “Rock characterization evaluation, oil properties, and flow testing “t” sand Shushufindi and sachá fields, “u” sand Shushufindi and sachá fields, and Hollin sand sachá field”. Petroproduccion; Services Technical representative. Quito-Ecuador November 15, 1998.
- RIVERA Hernan: “Rock-Fluid Compatibiliti “BT”, “T” and “U” Napo Sandstones Upper Hollin Sandstone”. PetroProducción Libertador field. Quito- Ecuador, 20 October 2010.
- BONSAI Menorca. “Parámetros de la Calidad de las Aguas”.
- ROBERT L. Mott “Mecánica de fluidos aplicada”. México, año 1996.
- Ing. QUIJANO Mónica: “Informe ejecutivo Campo Pacoa”. EP PETROECUADOR. Ecuador, año 2011.
- HARPER Gilberto Enríquez. “El ABC del control electrónico de las maquinas eléctricas”. México, año 2003.
- ÁLVAREZ FLÓREZ Jesús Andrés. “Motores alternativos de combustión interna”, Univ. Politec. Catalunya, septiembre 2010.
- H. APPOLD/ K. FEILER/ A. REINHARD/ P. SCHMIDT. “Tecnología de los metales para profesionales técnico- mecánicos. México, 1984.
- Daniel J. Pasto, Carl R. Johnson. “Determinación de Estructuras Orgánicas”, año 1981.
- PRONAREG (Programa Nacional de Regionalización); año 1978.