



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

**PROPUESTAS DE PERFORACIÓN DE POZOS REEMPLAZO
PARA POZOS ESPERANDO ABANDONO POR RAZONES
MECÁNICAS DEL CAMPO PILÓN, DISTRITO MORICHAL,
ESTADO MONAGAS**

**REALIZADO POR
CÉSAR ENRIQUE GRANADO SATRÚSTEGUI
C.I: 18.299.868**

**Trabajo especial de grado presentado ante la universidad para obtener
el título de INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, JUNIO 2013



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

**PROPUESTAS DE PERFORACIÓN DE POZOS REEMPLAZO
PARA POZOS ESPERANDO ABANDONO POR RAZONES
MECÁNICAS DEL CAMPO PILÓN, DISTRITO MORICHAL,
ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR

CÉSAR ENRIQUE GRANADO SATRÚSTEGUI

C.I: 18.299.868

REVISADO POR



ING. MARTHA ESPINOZA

Asesor Académico



ING. IBRAHIM RODRÍGUEZ

Asesor Industrial

MATURÍN, JUNIO 2013



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA

**PROPUESTAS DE PERFORACIÓN DE POZOS REEMPLAZO
PARA POZOS ESPERANDO ABANDONO POR RAZONES
MECÁNICAS DEL CAMPO PILÓN, DISTRITO MORICHAL,
ESTADO MONAGAS**

REALIZADO POR

CÉSAR ENRIQUE GRANADO SATRÚSTEGUI

C.I: 18.299.868

APROBADO POR

ING. MSc. Luis Castillo
JURADO PRINCIPAL

ING. MSc. Juan Feraza
JURADO PRINCIPAL

ING. Martha Espinoza
ASESOR ACADÉMICO

MATURÍN, JUNIO 2013

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

Texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo
texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de
ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo.



AGRADECIMIENTO

Texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo texto de ejemplo.



ÍNDICE

DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
ÍNDICE.....	vii
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE GRÁFICOS.....	x
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE ABREVIATURAS	xii
RESUMEN.....	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN	4
CAPÍTULO II.....	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO	7
2.3 BASES TEÓRICAS	12
2.3.1 Yacimientos de hidrocarburos.....	12
2.3.2 Yacimientos de Petróleo Negro.....	12
2.3.3 Reservas de Hidrocarburos.....	13
2.3.4 Estimación y cálculo de reservas de hidrocarburos	14
2.3.5 Análisis nodal	17
2.3.6 Comportamiento de afluencia	17
2.3.7 Índice de productividad (J)	19
2.3.8 Curvas de índice de productividad (IPR).....	20
2.3.9 Pozos reentrada.....	23
2.3.10 Pozos horizontales.....	24
2.3.11 Pozos verticales	25
2.3.12 Completación de pozos.....	26
2.3.13 Tipos de completación	26
2.3.14 Consideraciones mecánicas para abandonar un pozo.....	28
2.3.15 Clasificación de los pozos según su categoría.....	29
2.3.16 Métodos de levantamiento artificial	31
2.3.17 Evaluación económica de proyectos.....	38
2.3.18 Indicadores económicos.....	39
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	40

CAPÍTULO III.....	42
MARCO METODOLÓGICO.....	42
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	42
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	42
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	43
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	43
3.4.1 Establecimiento de la condición mecánica actual de los pozos esperando abandono por razones mecánicas del Campo Pilón	43
3.4.2 Análisis de las reservas remanentes y/o recuperables asociadas al área de drenaje de los pozos en estudio.....	44
3.4.3 Propuesta de los candidatos a perforación de pozos reemplazo indicando la geometría y horizonte(s) objetivo en cada caso.....	45
3.4.4 Evaluación económica de las propuestas realizadas	46
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	47
3.5.1 Técnicas.....	47
3.5.2 Instrumentos	47
3.6 RECURSOS	49
3.6.1 Recursos materiales y tecnológicos	49
3.6.2 Recursos humanos	49
3.6.3 Recursos financieros.....	49
CAPÍTULO IV	50
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	50
4.1 ESTABLECIMIENTO DE LA CONDICIÓN MECÁNICA ACTUAL DE LOS POZOS ESPERANDO ABANDONO POR RAZONES MECÁNICAS DEL CAMPO PILÓN.....	50
4.2 ANÁLISIS DE LAS RESERVAS REMANENTES Y/O RECUPERABLES ASOCIADAS AL ÁREA DE DRENAJE DE LOS POZOS EN ESTUDIO ...	54
4.3 PROPUESTA DE LOS CANDIDATOS A PERFORACIÓN DE POZOS REEMPLAZO INDICANDO LA GEOMETRÍA Y HORIZONTE(S) OBJETIVO EN CADA CASO	63
4.4 EVALUACIÓN ECONOMICA DE LAS PROPUESTAS REALIZADAS	72
CAPÍTULO V	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
5.1 CONCLUSIONES.....	76
5.2 RECOMENDACIONES	77
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
APÉNDICES	80
HOJA DE METADATOS	207

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación geográfica del Campo Pílon	8
Figura 2.2 Modelo geológico del Campo Pílon.	9
Figura 2.3 Columna estratigráfica del Campo Pílon.....	12
Figura 2.4. Curva de Afluencia.....	19
Figura 2.5. Curva IPR lineal.....	20
Figura 2.6. Curva de Vogel.	21
Figura 2.7 Combinación de J Constante y Ecuación de Vogel.	22
Figura 2.8 Esquema General de un Pozo Reentrada	24
Figura 2.9 Esquema General de un Pozo Horizontal.....	25
Figura 2.10 Esquema General de un Pozo Vertical.	26
Figura 2.11 Esquema General de Completación a hoyo abierto.	27
Figura 2.12 Esquema General de Completación con tubería ranurada.	27
Figura 2.13 Esquema General de Completación a hueco revestido Cementado y Cañoneado.....	28
Figura 2.14 Esquema General del Bombeo Mecánico.....	32
Figura 2.15 Esquema General del Bombeo por Cavidad Progresiva.	33
Figura 2.16 Esquema General del Levantamiento Artificial por Gas	35
Figura 2.17 Esquema General del Levantamiento Artificial por Gas con flujo Continuo e Intermitente.....	37
Figura 2.18. Bombeo Electro-Sumergible.	38
Figura 4.1 Diagrama mecánico actual del pozo PC 0041	53
Figura 4.2 Sección de la hoja de cálculo Excel para la estimación de reservas para pozos verticales.....	54
Figura 4.3 Mapa con la ubicación del pozo PC 0041 y su vecino activo más cercano, el pozo PC 0010	56
Figura 4.4 Sección del perfil eléctrico del pozo PC 0041	58
Figura 4.5 Ecuación matemática incorporada a la hoja de calculo de reservas de los pozos reentrada en estudio.....	60
Figura 4.6 Curvas IPR del pozo PC 0041	66
Figura 4.7 Sección estratigráfica-estructural del PC 0041 con sus pozos vecinos ..	68
Figura 4.8 Registros digitalizados del PC 0041 y sus vecinos activos más cercanos.....	69
Figura 4.9 Diagrama mecánico propuesto para el reemplazo del pozo PC 0041	70

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfica 4.1 Distribución de pozos por categoría del Campo Pílon.....	50
Gráfica 4.2 Condición de Pozos Categoría 5 del Campo Pílon.....	52
Gráfica 4.3 Porcentaje de los pozos con reservas remanentes menores a 100.000 BN y mayores a 100.000 BN	63
Gráfica 4.4 Curva de Declinación Pozo PC 0041	65
Gráfica 4.5 Histórico de producción del pozo PC 0041.....	67



LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Pozos categoría 5 del Campo Pilón	51
Tabla 4.2 Pozos categoría 5 distribuidos por condición del Campo Pilón.....	51
Tabla 4.3 Información general del pozo PC 0041	54
Tabla 4.4 Sección de la hoja de cálculo Excel para la estimación de reservas para pozos verticales.	54
Tabla 4.5 Reservas estimadas de los pozos categoría 5 del Campo Pilón.....	55
Tabla 4.6 Datos básicos de producción del PC 0041 y sus vecinos en la sección estructural	57
Tabla 4.7 Tope y base de las arenas del pozo PC 0041	57
Tabla 4.8 Propiedades petrofísicas del pozo PC 0041	59
Tabla 4.9 Parámetros de corte del Campo Pilón	60
Tabla 4.10 Ecuación matemática incorporada a la hoja de cálculo de reservas de los pozos reentrada en estudio.	60
Tabla 4.11 Reservas estimadas de los pozos en estudio	61
Tabla 4.12 Pozos que no poseen estimación de reservas.....	62
Tabla 4.13 Condiciones para la selección de pozos	64
Tabla 4.14 Cotejo entre los pozos seleccionados para perforación de reemplazo con respecto a sus vecinos activos	64
Tabla 4.15 Componentes de la sarta de completación	71
Tabla 4.16 Pozos Prospectivos a Perforación de Pozos Reemplazo	72
Tabla 4.17 Datos para la evaluación económica del pozo PC 0041	73
Tabla 4.18 Evaluación económica del pozo PC 0041	74
Tabla 4.19 Evaluación económica de los pozos a candidatos de perforación de pozo reemplazo	75

LISTA DE ABREVIATURAS

%AyS	Porcentaje de Agua y Sedimentos
API	Instituto Americano del Petróleo (por sus siglas en inglés)
BBPD	Barriles Brutos por Día
BNPD	Barriles Netos por Días
GASF	Gas de Formación
GAST	Gas Total
IPR	Comportamiento de Afluencia
IP	Índice de Productividad
LAG	Levantamiento Artificial por Gas
Lpc	Libras por Pulgada Cuadrada
mD	Mili Darcys
MMPCND	Millones de Pies Cúbicos Normales por Día
MPND	Miles de Pies Cúbicos Normales por Día
MM	Millones
Pulg	Pulgadas
PY	Presión de Yacimiento
Pwf	Presión de Fondo Fluyente (Pressure Well Flowing)
Pws	Presión Estática de Fondo (Pressure Well Static)
Qo	Tasa de Petróleo
RGP	Relación Gas Petróleo
Km	kilómetros
LAGI	Levantamiento Artificial por Gas Intermitente
LAGC	Levantamiento Artificial por Gas Continuo
ANP	Arena neta petrolífera



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA**

**PROPUESTAS DE PERFORACIÓN DE POZOS REEMPLAZO PARA
POZOS ESPERANDO ABANDONO POR RAZONES MECÁNICAS DEL
CAMPO PILÓN, DISTRITO MORICHAL, ESTADO MONAGAS**

AUTOR:

César E. Granado S.
C.I: 18.299.868
Mayo 2013

ASESORES:

Ing. Martha Espinoza
Ing. Ibrahim Rodríguez

RESUMEN

El presente trabajo se centró en proponer la perforación de pozos reemplazos para pozos esperando abandono por razones mecánicas del Campo Pílon, Distrito Morichal, Estado Monagas, con la finalidad de drenar las reservas recuperables del yacimiento Oficina. Inicialmente, se analizaron 49 pozos clasificados categoría 5, que representan el 30% del total de los pozos del Campo. De los cuales, 15 pozos están clasificados por presentar atascamiento del equipo de completación, 14 por obstrucción de los tubos ranurados, 4 por rotura del revestidor, 2 por colapsamiento del revestidor, y 14 por otras causas. Adicional, se desarrolló una ecuación matemática para determinar, área de interferencia entre el radio de drenaje del pozo inicialmente vertical y la reentrada; a fin, de estimar las reservas recuperables con el mayor grado de certidumbre y así proponer los candidatos a perforación de pozo reemplazo. El pozo con mejor comportamiento productivo, comparado con sus vecinos activos fue el PC0041, cuyas reservas se estiman en el orden de los 661 MBN de petróleo, calculadas por el método volumétrico, y un potencial estimado de 720 BND. Una vez determinadas las reservas remanentes, geometría, horizonte(s) objetivo y el comportamiento productivo de los vecinos activos, perfilaron los pozos: PC0003, PC0033, PC0034, PC0126, PM0009 y PM0030. La inversión de la perforación de un pozo reemplazo para el PC0041 se estimó en 6 MMBs, con un VPN de 123 MMBs, El 21,5 y un TP 0,38 años. Los análisis de los costos asociados a la rentabilidad del pozo se manejan en tres escenarios: pesimista, normal y optimista, a fines de esta investigación se consideró un escenario normal.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de crudos pesados y extrapesados representan el mayor porcentaje de las reservas de nuestro país. El petróleo pesado se produce típicamente de rocas de reciente data geológica; como Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros, por lo que, poseen sellos menos efectivos y arenas poco consolidadas. Entre ellos la Formación en el Campo Pilón denominada Oficina, el cual inició su explotación y producción con la perforación del pozo PC0001, en el año 1936. Posteriormente, siguieron los trabajos de perforación, por lo que estos pozos fueron sometidos a diferentes evaluaciones con el propósito de incrementar la producción a niveles comerciales, sin embargo, existen diversos factores que afectan frecuentemente la producción y la rentabilidad de los pozos, lo cual trae como consecuencia el abandono y/o cierre de los mismos.

Actualmente, el Campo Pilón, cuenta con un total de 162 pozos de los cuales, 49 están clasificados esperando abandono por razones mecánicas. Los pozos del Campo Pilón frecuentemente se ven afectados por problemas asociados a la alta producción de arena, rotura del revestidor, atascamiento del equipo de completación, colapso del revestidor, así como fallas o condiciones mecánicas adversas.

La propuesta se enfocó hacia la perforación de pozos reemplazo para drenar las reservas remanentes asociadas a los pozos esperando abandono por razones mecánicas presentes en el Campo Pilón. Estas propuestas se realizaron analizando información relacionada con el historial operacional y de producción de los pozos en estudio y los pozos vecinos activos, así como

también, el análisis de reservas remanentes y/o recuperables de las arenas donde están completados los pozos, estado y diagrama mecánico de estos, para establecer y proponer como candidato a perforación de pozo reemplazo al pozo PC 0041, indicando la geometría y horizonte(s) objetivo, con la finalidad de aumentar la producción y maximizar el drenaje de las arenas petrolíferas del Campo Pilón.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Pílon geológicamente forma parte de la Cuenca Oriental de Venezuela, sub-cuenca de Maturín, Área Mayor de Temblador, junto con los Campos Jobo, Morichal y Cerro Negro. Actualmente el Campo Pílon suma un total de 162 pozos, de los cuales 49 están clasificados esperando abandono por razones mecánicas.

El Campo Pílon cuenta con un POES estimado de 2.905.471 MBN, y con un volumen de reservas remanentes de 185.720 MBN. Con el fin de aprovechar al máximo las reservas de petróleo en sus yacimientos, se diseñan estrategias para la recuperación del petróleo que no ha podido ser drenado por condiciones de yacimiento, condiciones mecánicas y condiciones especiales.

Los problemas mecánicos que presentan los pozos del Campo Pílon están asociados a la alta producción de agua y arena, debido a que estos dos factores aceleran el proceso de corrosión y erosión de las tuberías, generando huecos y/o desgaste, que sumados a la alta presión ocasionan deformación del revestidor, trayendo como consecuencia el atasco de los equipos de completación al momento de realizar algún servicio o reacondicionamiento, así mismo, la poca consolidación que poseen las arenas donde están completados los pozos, originan el arenamiento de los tubos ranurados, impidiendo que el fluido llegue hasta las facilidades de superficie.

Con la finalidad de drenar las reservas remanentes e incrementar la producción del Campo Pílon, se propone la perforación de pozos reemplazo para los pozos esperando abandono y así cumplir con los compromisos volumétricos contemplados en el plan de negocio.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Proponer la perforación de pozos reemplazo para pozos esperando abandono por razones mecánicas del Campo Pílon, Distrito Morichal, Estado Monagas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Establecer la condición mecánica actual de los pozos esperando abandono por razones mecánicas del Campo Pílon.
- Analizar las reservas remanentes y/o recuperables asociadas al área de drenaje de los pozos en estudio.
- Proponer los candidatos a perforación de pozos reemplazo indicando la geometría y horizonte(s) objetivo en cada caso.
- Evaluar económicamente las propuestas realizadas.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Gerencia de Yacimiento del Distrito Morichal, con base en sus planes de crecimiento, tiene como objetivo incrementar la producción de petróleo en los Campos que conforman el área

de pesado. El Campo Pílon posee reservas aún por drenar, razón por la cual es necesario elaborar propuestas de perforación de pozos reemplazo para los pozos esperando abandono por razones mecánicas, la cual permite mejorar el drenaje de reservas remanentes, lo que representa una posibilidad de incrementar la producción de petróleo en el Campo Pílon, Distrito Morichal, Estado Monagas.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Villarroel C. (2008) Trabajo especial de grado titulado “Optimización del sistema de producción de los pozos de bajo caudal completados con levantamiento artificial por gas en el Área Pilón del Distrito Morichal”. El propósito de este trabajo fue optimizar el sistema de producción de los pozos de bajo caudal completados LAG en el Área Pilón del Distrito Morichal. Se implementó una metodología a través de la elaboración de mapas de distribución de fluidos y gráficos de dispersión, donde se identificaron zonas prospectivas y los pozos de bajo caudal, se obtuvo de esta manera un total de 11 pozos, los cuales fueron evaluados por el programa PIPESIM 2006 mediante la aplicación de análisis nodal y la generación de curvas de comportamiento del gas, para establecer las condiciones operativas de dichos pozos, dando como resultado que el 46% de los pozos deben mantener su inyección de gas, el 18% está sobreinyectados y el 36% tienen oportunidad de aumentar su producción.

Rodríguez, I (2006) Trabajo especial de grado titulado “Generación de potencial en el área Jobo-02, a través de la reparación de pozos arenados mediante el análisis integrado Superficie-Yacimiento”. La realización de este trabajo de grado tuvo como principal propósito identificar los pozos más prospectivos de un universo de 28 pozos que se encontraban inactivos en dicha área, con el fin de incrementar los niveles de producción y optimizar la recuperación de las reservas remanentes de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01; en la misma se propuso el recañoneo de las arenas “B2”, “C” y

“D” donde está completado el pozo JOA-0117, un empaque con grava interno 16-30 con equipo de 3-1/2 pulgadas con un espesor de ranura de 0.015 pulgadas con 176 ranuras/pie, donde el mismo generó un potencial de 120 BNPD con un corte de agua estimado de 50% para el cual el método de levantamiento más idóneo fue de Bombeo de Cavidad Progresiva.

Mendoza, J (2002) Trabajo especial de grado titulado “Estrategia de explotación para pozos inactivos del Yacimiento Oficina-01, Campo Pilón mediante análisis integral de Yacimientos”. Durante este estudio se evaluaron los pozos inactivos pertenecientes al Campo Pilón Yacimiento Oficina-01, para lo cual se analizaron gráficos de producción, historial de servicios, cálculo de reservas, revisión de registros, secciones estructurales y comportamiento de pozos vecinos para obtener un diagnóstico acertado de los problemas que presentan los pozos, para luego determinar la rentabilidad económica de las estrategias seleccionadas. Entre los resultados se propuso el abandono de 21 pozos y la reactivación de 23 pozos en el Yacimiento Oficina-01 con la aplicación conjunta de reparaciones, técnicas y tecnología para el control de agua y arena que generarían una producción adicional de 6090 BNPD.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

Ubicación del Campo Pilón

El Campo Pilón del Distrito Morichal se encuentra ubicado en la cuenca oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín, al sur-centro del estado Monagas, en el área mayor de Temblador, está limitado al sur por la falla del mismo nombre y la Faja Petrolífera del Orinoco, al este por el Campo Isleño, al oeste por el Campo Jobo y al norte por el Campo Temblador. Este Campo

de un tamaño aproximado de 20 kilómetros de largo y 5 kilómetros de ancho, como se muestra en la figura 2.1.

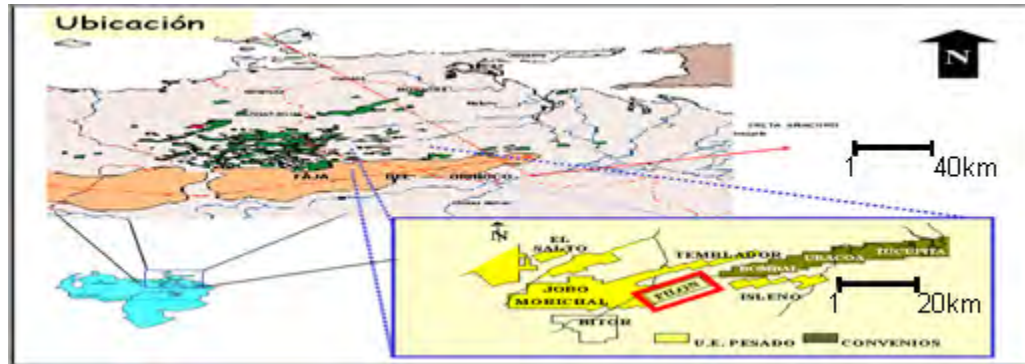


Figura 2.1 Ubicación geográfica del Campo Pilón

Fuente: Informe Técnico del Modelo Petrofísico del Campo Pilón (2009)

Subcuenca de Maturín

Constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Es de forma asimétrica alargada con dirección N50°E y paralela a la Serranía del Interior. El flanco norte comprende una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretáceo Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur presenta en el subsuelo una estratigrafía semejante a la Subcuenca de Guárico, con el Grupo Temblador del Cretácico en su parte basal, y sedimentos Oligo-Pleistocenos suprayacentes, donde se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de origen continental.

Geología estructural

La estructura predominante está representada por un homoclinal con buzamiento de 4 a 5° al norte. Pertenece a la Formación Oficina de edad

Mioceno y su profundidad promedio es de 3250 pies. El yacimiento se encuentra limitado al sur por una falla cuyo salto de 200 pies y desplazamiento de 250 a 300 pies, que sirve como barrera de acumulación de petróleo pesado. Los ambientes sedimentarios característicos correspondientes a la Formación Oficina son fluviales.

En la figura 2.2 se muestra el mapa estructural del Campo Pilón, donde se puede identificar la falla principal de Pilón y los diferentes contactos.



Figura 2.2 Mapa estructural del Campo Pilón.

Fuente: Informe Técnico del Modelo Petrofísico del Campo Pilón (2009)

Estratigrafía

La estratigrafía del Campo Pilón está caracterizada por cuatro grandes unidades sedimentarias: las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina, que cubren discordantemente una unidad sedimentaria cretácea, el Grupo Temblador. Toda esta secuencia yace sobre un basamento ígneo-metamórfico precámbrico que representa el borde septentrional del Escudo de Guayana. La formación de interés se describe a continuación:

Formación Mesa (Pleistoceno): cubre discordantemente la mayor parte del área. Está compuesta por arenas, gravas y conglomerados, alternando con arcillas.

Formación Las Piedras (Mioceno superior-Plioceno): es de origen continental tipo fluvial, constituida por capas poco consolidadas de arenisca carbonácea, friable, de grano fino a grueso, asociada con arcillas y lutitas y abundantes lignitos y gravas.

Formación Freites (Mioceno medio): consiste en lutitas, arcillas y arenas calcáreas glauconíticas y fosilíferas, media consolidadas y de grano fino a medio.

Formación Oficina (Mioceno inferior a medio): la Formación Oficina fue dividida en cuatro miembros que, desde la base, se denominan Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. En la figura 2.3 se muestra la columna estratigráfica de la zona de interés.

- a) Miembro Morichal: es el de mayor espesor, con 650 pies, y suele contener potentes intervalos arenosos en lentes entre 80 y 100 pies con grano fino a medio, poco consolidados, intercalados con lutitas carbonosas y limolitas con capas de lignito.
- b) Miembro Yabo: es lutítico, entre 45 y 90 pies de espesor, con ocasionales lentes arenosos de grano fino.
- c) Miembro Jobo: es un intervalo predominantemente arenoso, con espesor entre 130 y 240 pies, que muestra capas delgadas de lignito. Consiste en arenas sueltas de grano fino a medio, a veces con lutitas

macizas o laminadas intercaladas. Hacia el tope los sedimentos se hacen calcáreos, culminando en facies típicas de ambiente próximo costero.

- d) Miembro Pilón: esencialmente lutítico y representa el paso transicional de la Formación Oficina a la Formación Freites.

Grupo Temblador (Cretáceo Superior): constituida litológicamente por arcilitas, abundantes arenas de grano fino a grueso, subangular a redondeado y lutitas, menos abundantes, carbonosas, micáceas y piríticas (su espesor promedio en el campo Pilón es de 220 pies y el ambiente de sedimentación es probablemente de tipo fluvial).

Basamento Ígneo- Metamórfico (Precámbrico): el basamento probablemente corresponde a la Serie Imataca, que aflora al sur del Orinoco. Está constituida por micaesquistos, dioritas cuarcíferas y rocas félsicas como: gneis, granitos y granodioritas. En el área de Pilón, tres pozos lo encontraron a 3.900 pies.

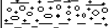



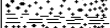
ERA	PERIODO	ÉPOCA	GRUPO	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	DESCRIPCION LITOLÓGICA	
CENOZOICO	PLEISTOCENO	RECIENTE		ALUVIONES			
		SUPERIOR		MESA		Arenas, gravas y conglomerados, alternados con arcilla.	
		MEDIO					
	MIOCENO	PLIOCENO		TEMBLADOR	LAS PIEDRAS		Capas poco consolidadas de arenisca carbonácea, friable, de grano fino a grueso, asociada con arcillas, lutitas, abundantes lignitos y gravas.
		TARDÍO					
		MEDIO	FREITES			Lutitas, arcillas y arenas calcáreas glauconíticas y fosilíferas, media consolidadas y de grano fino a medio.	
		TEMPRANO	OFICINA			Pilon: Lutitas. Jobo: Areniscas con delgadas capas de lignito. Yabo: Lutitas con lentes arenoso. Morichal: Areniscas intercaladas con lutitas carbonosas y limolitas con capas de lignito.	
MESOZOICO	CRETÁCICO	SANTONIENSE	TEMBLADOR	TIGRE		Lutitas intercaladas con areniscas	
		CONIACIENSE					
		TURONIENSE		CANOA		Areniscas intercaladas con lutitas	
		CENOMANIENSE					
		ALBIENSE					
APTIENSE							

Figura 2.3 Columna estratigráfica del Campo Pilón.

Fuente: Informe Técnico del Modelo Petrofísico del Campo Pilón (2009)

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Yacimientos de hidrocarburos

Son acumulaciones naturales de hidrocarburos, en estado gaseoso, líquido o sólido, que se encuentran en rocas porosas y permeables en el subsuelo con límites definidos impermeables a los fluidos confinados.

2.3.2 Yacimientos de Petróleo Negro

Se caracterizan por tener un alto contenido de C_7^+ ($> 40 \%$) y bajo contenido de metano ($< 50 \%$). La temperatura de estos yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla y los fluidos producidos generalmente presentan relaciones gas petróleo por debajo de los 2.000

PCN/BN. El crudo se caracteriza por ser de color negro o verde oscuro, con gravedades API iguales o menores a 40° y un factor volumétrico inferior a 1,5 BY/BN.

Los yacimientos de petróleo negro pueden ser subsaturados, cuando la presión inicial es mayor a la presión del punto de burbuja ($P_i > P_b$) o saturados, cuando la presión inicial es igual a la presión del punto de burbuja ($P_i = P_b$). Algunos yacimientos presentan una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo, regularmente este gas es húmedo y seco y no presenta condensación retrógrada.

Dependiendo de la gravedad API del petróleo, los petróleos negros se pueden clasificar en: Condensados: $^\circ\text{API} > 50^\circ$; Livianos: $30^\circ < ^\circ\text{API} \leq 49,9^\circ$; Medianos $20^\circ < ^\circ\text{API} \leq 30^\circ$; Pesados $10^\circ \leq ^\circ\text{API} \leq 20^\circ$; Extrapesados $^\circ\text{API} < 10^\circ$

2.3.3 Reservas de Hidrocarburos

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente. Ellos constituyen el capital de la industria, por lo tanto, es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia.

Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos

- Reservas Probadas: se consideran como reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenidos en yacimientos en los cuales hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la

información geológica y de ingeniería de yacimientos disponibles, puedan ser producidos comercialmente.

- **Reservas Probables:** son aquellos volúmenes de hidrocarburos contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparada con el de las reservas probadas.
- **Reservas Posibles:** son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables.

2.3.4 Estimación y cálculo de reservas de hidrocarburos

La estimación y cálculo de reservas consiste en cuantificar el volumen total de petróleo originalmente en sitio dentro de un yacimiento para determinar posteriormente la cantidad de petróleo que se puede extraer durante la vida productiva del yacimiento, en las etapas de producción primaria y subsiguientes (secundaria y terciaria).

Los métodos de estimación y cálculo de reservas son:

- **Método Volumétrico:** permite la estimación de Petróleo Original En Sitio (POES) y Gas Original En Sitio (GOES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Este método permite efectuar un estimado preliminar de los volúmenes de hidrocarburos originalmente

en sitio a partir del tamaño y geometría del yacimiento, valor al que se le debe aplicar un factor de recobro con el fin de obtener las reservas recuperables. Este método se basa fundamentalmente en las siguientes ecuaciones:

a)-. Petróleo Original En Sitio.

$$POES = \frac{7.758 * \text{Área} * h * \phi * (1 - S_w)}{\beta_{oi}} \text{ (BN)} \quad (2.1)$$

Donde:

Área: Área del yacimiento (acres). Sw: Saturación de agua expresada como fracción del volumen poroso.

h: Espesor de arena neta petrolífera (pies). β_{oi} : Factor volumétrico inicial de petróleo en el yacimiento (BY/BN).

ϕ : Porosidad expresada como fracción del volumen total de roca.

b)-. Gas Original En Sitio.

$$GOES = POES * R_{si} \text{ (PCN)} \quad (2.2)$$

Donde: R_{si}: Solubilidad inicial de gas (PCN/BN).

c)-. Reservas Recuperables.

Son el volumen total de petróleo, condensado o gas que se puede extraer de un yacimiento en forma comercial, mediante la aplicación de los métodos de extracción durante la vida de dicho yacimiento.

Reservas recuperables de Petróleo= POES- Factor de Recobro (BN)

(2.3)

Reservas Recuperables de Gas = GOES * Rsi (PCN) (2.4)

d)-. Reservas Remanentes.

Son la porción recuperable de reservas que no ha sido extraída hasta entonces, mediante la aplicación de los mejores métodos de producción. En la práctica son el resultado de restar el volumen calculado como recuperable y el volumen extraído para la fecha.

Reservas Remanentes = Reservas Recuperables - Np (BN) (2.5)

- **Curvas de Declinación:** las curvas de declinación representan un método dinámico, y es uno de los más usados para la estimación de reservas recuperables de un yacimiento. Su característica dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables.
- **Balance de Materiales:** este método está basado en el principio de que el volumen poroso de un yacimiento permanece constante, o cambia con la presión del yacimiento de una manera predecible, cuando de dicho yacimiento se produce petróleo, gas y/o agua.
- **Simulación Numérica:** la simulación numérica es actualmente la herramienta más utilizada para estimar reservas de hidrocarburos y determinar los métodos a usar para optimizar el recobro de hidrocarburos de un yacimiento. Esta consiste en la construcción y

operación de un modelo numérico, cuyo comportamiento reproduzca las condiciones del yacimiento

2.3.5 Análisis nodal

El análisis nodal es una técnica de análisis en la cual a determinados componentes de un sistema de producción, definidos como nodos, se le aplican métodos de balance para evaluar su desempeño y optimizar el funcionamiento del sistema en su totalidad.

Para el análisis nodal, un sistema de producción incluye todos los elementos involucrados en el flujo de los fluidos desde la formación hasta superficie, al conocer: presión estática del yacimiento, comportamiento de afluencia, curva IPR, esquemas de completación particulares en el pozo, flujo a través de la tubería que incluye restricciones de fondo y válvulas de seguridad, flujo a través de estrangulador superficial, líneas superficiales, facilidades de superficie, separador, etc.

2.3.6 Comportamiento de afluencia

El comportamiento de afluencia representa la habilidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos a un determinado pozo y se expresa a través de las gráficas conocidas como IPR, las cuales relacionan las presiones estáticas de formación y las fluyentes con el caudal de producción.

La preparación de las curvas IPR, para pozos es sumamente importante en el análisis de producción. Con el objeto de definir el comportamiento de producción de los pozos, es necesario conocer las

variables que intervienen en el proceso físico, las cuales son factores determinantes para la construcción de las curvas IPR.

Tal como lo establece la ley de Darcy, a mayor diferencial de presión, mayor será el volumen de fluido producido:

$$q = \frac{7,08 * k * h * (P_y - P_{wf})}{\mu * \beta_o * \ln(re / rw)} \quad (2.6)$$

Donde:

q: Tasa de producción, BNPD.

P_y: Presión de yacimiento, lpc.

h: Espesor de arena productora, pies.

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, lpc.

μ: Viscosidad, cps.

re: Radio externo, pies.

k: Permeabilidad, Darcy.

rw: Radio interno (radio del pozo), pies.

β_o: Factor volumétrico, BY/BN.

Dado un sistema yacimiento – pozo – fluido, la distribución de presión y saturación en el área drenada por dicho pozo, determinará el valor promedio que el cociente $k/\mu\beta$ tendrá a lo largo de dicha área, por lo que, en un determinado momento de la vida de un pozo existirá una tasa de producción para cada presión de fondo fluyente. La relación existente entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción reciben el nombre de “Relación de Comportamiento de Afluencia”. En la Figura 2.4 se ilustra esta relación por medio de la curva de afluencia, observándose que para cada presión de fondo fluyente (P_{wf}), se tiene una tasa de producción correspondiente (q).

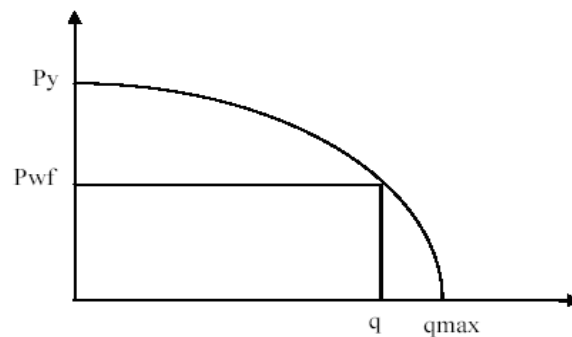


Figura 2.4. Curva de Afluencia.

Fuente: Rodriguez, I. (2006)

2.3.7 Índice de productividad (J)

El concepto de índice de productividad fue desarrollado como un indicador de capacidad de producción de los pozos a nivel del yacimiento (roca, fluidos y el estado de agotamiento de la acumulación). Por ende, el índice de productividad “J” se define como el volumen de fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo y viene dado por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q_o}{P_y - P_{wf}} \quad (2.7)$$

Donde:

J: Índice de productividad

q_o : Tasa de petróleo, BNPD.

P_y : Presión de yacimiento (lpc).

P_{wf} : Presión de fondo fluyente (lpc).

Es importante distinguir entre baja tasa de producción y bajo índice de productividad. La baja tasa de producción de un pozo, puede ser causada por defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de tuberías,

mientras que el índice de productividad de un pozo hay que analizarlo, comparándolo con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento o con el que el mismo pozo tenía al principio su vida productiva. (Rodríguez I. 2006).

2.3.8 Curvas de índice de productividad (IPR)

El concepto de índice de productividad establece una proporcionalidad entre la tasa de producción y el diferencial de presión disponible para el flujo. Existen diferentes métodos para obtener la Curva de Afluencia (IPR) entre las que podemos nombrar:

IPR Lineal

Esta proporcionalidad puede considerarse constante en pozos con presiones de fondo fluvente mayores que la presión de burbujeo y durante determinados lapsos. En este caso se construye una curva graficando los valores de presiones de fondo fluvente en función de la producción de los fluidos para obtener una línea recta. Su comportamiento se observa en la Figura 2.5. (Rodríguez I. 2006)

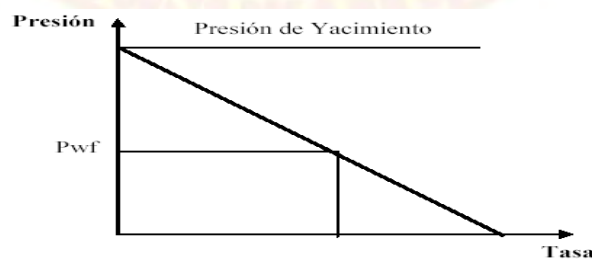


Figura 2.5. Curva IPR lineal

Fuente: Rodríguez, I .(2006)

IPR según Vogel

Vogel ofreció una solución para la construcción de las curvas IPR, para pozos de yacimientos con empuje por gas disuelto y presiones de fondo fluyente menores que la de burbujeo, observando el comportamiento en la Figura 2.6 y desarrollando la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \quad (2.8)$$

Donde:

q_o : Tasa de producción inicial, BNPD.

q_{max} : Tasa de producción máxima, BNPD.

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, lpc

P_y : Presión de yacimiento, lpc.

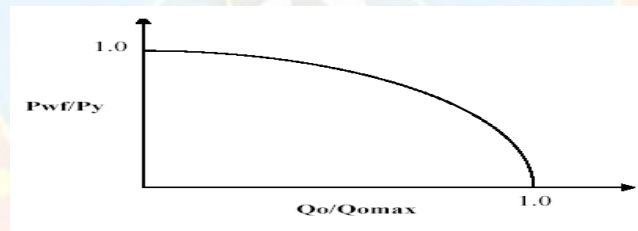


Figura 2.6. Curva de Vogel.

Fuente: Rodríguez, I. (2006)

Combinación de los Métodos Anteriores

Con la combinación de ambos métodos se puede generar IPR cuando la presión de fondo fluyente está tanto por encima como por debajo de la presión de saturación. La IPR puede construirse si se conoce el índice de productividad existente en el punto de burbujeo de la manera que se observa en la Figura 2.7. (Rodríguez I. 2006)

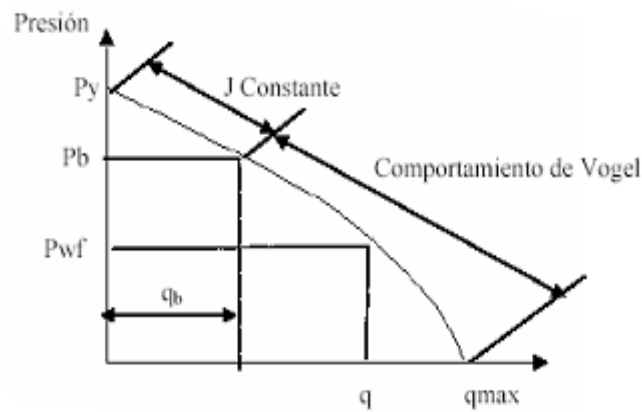


Figura 2.7 Combinación de J Constante y Ecuación de Vogel.

Fuente: Rodríguez, I. (2006)

El J para una presión debajo del punto de saturación se determina así:

$$J = \frac{Q_b}{P_y - P_b + \left(1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)} \quad (2.9)$$

Donde:

Qb: Tasa de líquido en el punto de burbujeo (BN/día).

J: Índice de productividad (BN/día/lpc).

Py: Presión de yacimiento (lpc).

Pb: Presión de burbujeo (lpc).

Qmax: Tasa máxima de líquido (BN/día).

Pwf: Presión de fondo fluyente (lpc).

Q: Tasa de líquido (BN/día).

Se llegó a esta solución a partir de cálculos computarizados para distintos yacimientos con empuje por gas en solución y para diferentes propiedades del fluido. La solución encontrada parece ser muy buena y es ampliamente usada en la predicción de curvas IPR, cuando existen dos fases, líquido y gas y da resultados aceptables para pozos con empuje de agua sobre el 50 %. (Rodríguez I.-2006)

2.3.9 Pozos reentrada

La reperforación o reentrada consiste en abandonar la sección inferior de un pozo vertical y abrir una ventana para luego realizar un desvío hasta la arena objetivo; la perforación de esta arena es similar a la de los pozos altamente inclinados u horizontales. El pozo original seleccionado generalmente no presenta otra alternativa de rehabilitación.

Este tipo de pozo se basa en el mismo principio que un pozo horizontal, siendo la diferencia que en el reentrada se aprovecha la existencia de un pozo vertical para convertirlo a un pozo tipo direccional en los casos en que se pretenda desviar, profundizar o perforar direccionalmente una arena del yacimiento; mientras que para un horizontal se requiere la planificación de una nueva localización con sus respectivas coordenadas.

En su desarrollo, es necesario evaluar las condiciones mecánicas del revestidor del pozo vertical, abandonar con tapones de cemento las arenas abiertas, y posteriormente realizar el desvío a través de una ventana previamente abierta en el revestidor. Las secciones horizontales en estos pozos varían entre 100 y 5000 pies de longitud.

Los continuos y significativos avances en la perforación, completación y producción de los pozos horizontales y las grandes ventajas que estos ofrecen en comparación con los convencionales, han hecho que en la actualidad este tipo de pozos sea una de las más efectivas herramientas para aumentar la productividad, especialmente en áreas de crudos pesados y extrapesados. Como se muestra en la figura 2.8

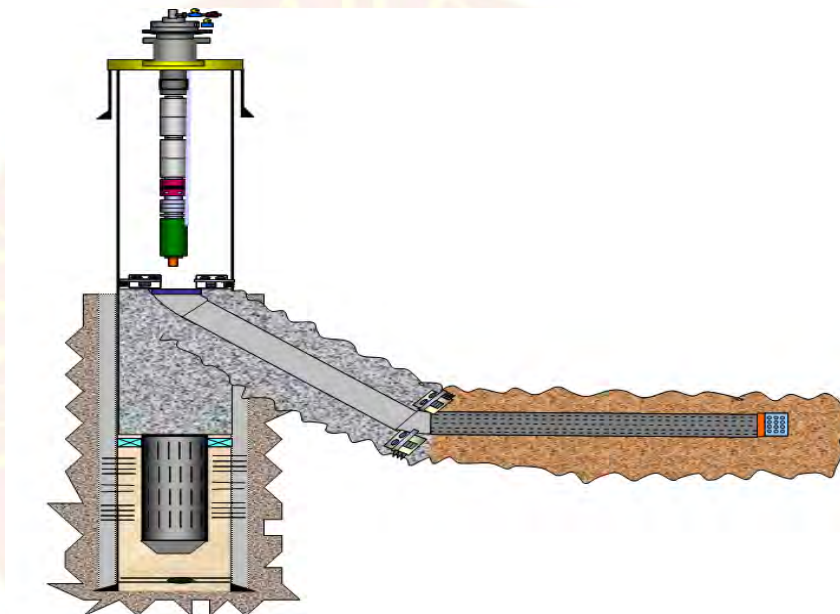


Figura 2.8 Esquema General de un Pozo Reentrada

Fuente: Informe del Plan de Desarrollo E y P (2009)

2.3.10 Pozos horizontales

Son pozos con inclinación de 80 a 95 grados, donde la sección productora es perforada paralela al buzamiento de la arena. El objetivo de esta aplicación es incrementar el factor de recobro y obtener mayor producción, reducir los problemas de arenamiento y de conificación de agua o gas, producir en zonas de poco espesor, donde la perforación vertical es antieconómica. El perfil de los pozos horizontales se describe con una

trayectoria vertical, continuando con una sección de construcción de ángulo hasta alcanzar el ángulo de navegación, y se continúa con una sección horizontal hasta la profundidad objetivo, como se muestra en la figura 2.9.



Figura 2.9 Esquema General de un Pozo Horizontal.

Fuente: Informe del Plan de Desarrollo E y P (2009)

2.3.11 Pozos verticales

Consiste en atravesar los estratos que componen el subsuelo, hasta la profundidad deseada, de forma netamente vertical, dejando un espacio interior libre que permita posteriormente la colocación de tuberías y equipos necesarios para la extracción de hidrocarburos, como se muestra a continuación en la figura 2.10.

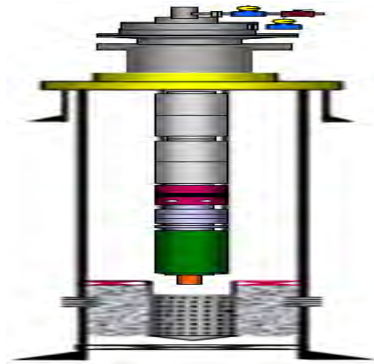


Figura 2.10 Esquema General de un Pozo Vertical.

Fuente: Informe del Plan de Desarrollo E y P (2009)

2.3.12 Completación de pozos

Todas aquellas operaciones posteriores a la asentada del revestimiento de producción (fin de la etapa de perforación del pozo) y precedentes a la puesta en producción del mismo; es decir, la manera de acondicionar la sección productora de un pozo con el objeto de lograr su máxima rentabilidad y una vida productiva sin problemas operacionales, manteniendo al mínimo la producción de agua y/o gas es lo que se denomina completación de un pozo.

2.3.13 Tipos de completación

- **Completación a hoyo abierto:** es una de las técnicas más utilizadas para pozos verticales con una sola arena objetivo y sin problemas de agua o gas libre. El revestidor de producción se asienta por encima de la zona productora, todo el diámetro del hoyo esta disponible para el flujo y este se puede profundizar o cambiar a otro tipo de completación con facilidad. Como se muestra en la figura 2.11.

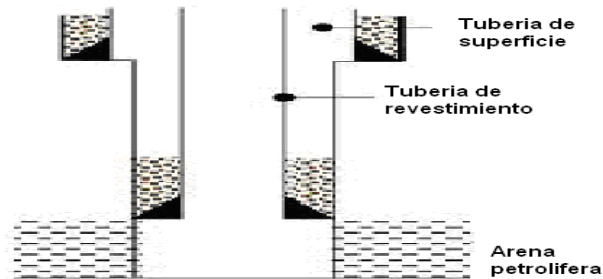


Figura 2.11 Esquema General de Completación a hoyo abierto.

Fuente: Informe del Plan de Desarrollo E y P (2009)

- **Completación con tubería ranurada:** en este tipo de completación el revestidor de producción es asentado y cementado por encima de la zona productora, y una tubería ranurada se instala al revestidor frente a la zona cañoneada mediante un colgador. Este método permite realizar empaques con grava. Es principalmente utilizada en pozos con problemas de baja consolidación en la formación. Como se muestra a continuación en la figura 2.12.

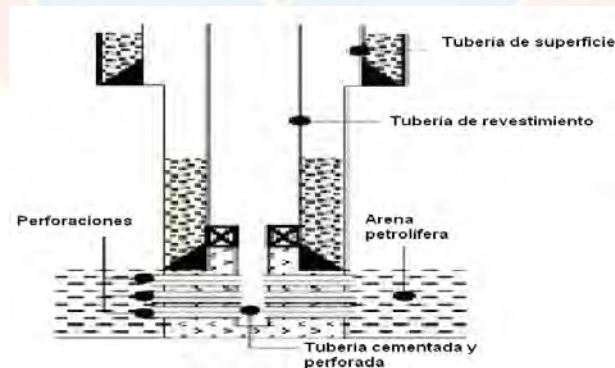


Figura 2.12 Esquema General de Completación con tubería ranurada.

Fuente: Informe del Plan de Desarrollo E y P (2009)

- **Completación a hueco revestido, cementado y cañoneado:** el revestidor de producción se asienta a lo largo de la formación

productora y se cementa. Posteriormente, se cañonea para establecer comunicación entre el hoyo y la(s) arena(s) productora(s). Este tipo de completación permite realizar reparaciones en los intervalos perforados por separado y con la finalidad además de estimulaciones selectivas entre otras operaciones dentro del pozo con relativa facilidad. Este modelo de completación es tal vez el más completo pero costoso sobre todo cuando el intervalo a cañonear es muy extenso. Así como se muestra en la figura 2.13.

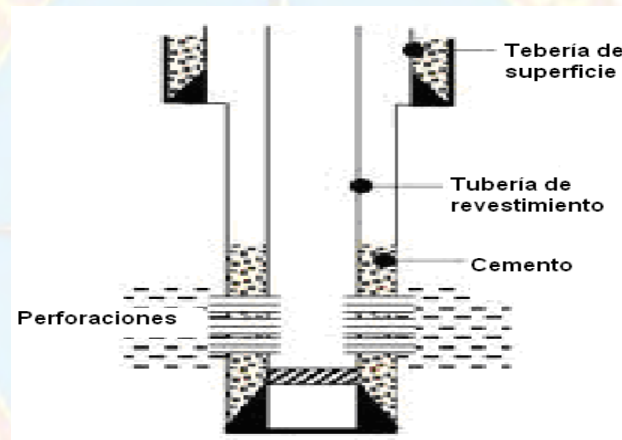


Figura 2.13 Esquema General de Completación a hueco revestido. Cementado y Cañoneado.

Fuente: Informe del Plan de Desarrollo E y P (2009)

2.3.14 Consideraciones mecánicas para abandonar un pozo

- **Rotura del revestidor:** es el daño muchos casos la rotura del revestidor es longitudinal y no se puede corregir el daño. Se debe abandonar el pozo ante de incertidumbre de tener un problema mayor luego de ponerlo en producción

- **Atascamiento del equipo de completación:** en este caso, luego de un largo periodo de pesca e intentos fallidos por recuperar el equipo de trabajo, se hace antieconómico el rescate y la mejor opción es el abandono del pozo, siempre y cuando no tenga prospectos comerciales por encima del tope del pescado.
- **Colapsamiento del revestidor:** en muchas oportunidades encontramos colapsamiento del revestidor en los pozos que estamos trabajando. Lo cual, nos impide avanzar hasta las arenas objetivo y, por lo tanto, no se puede completar el pozo. En este caso también debe ser abandonado el pozo, tomando en cuenta que no tiene prospectos comerciales por encima del colapsamiento.
- **Obstrucción de los tubos ranurados:** cuando la alta producción de arena se evidencia en los pozos, y no es controlada, ocurre la obstrucción de las rendijas que poseen los tubos ranurados, originando, taponamiento de los mismos, impidiendo el paso del fluido de producción hasta las facilidades de superficie.
- **Otras causas:** comprende todas aquellas fallas distintas a las anteriores, tales como: alta producción de gas, mal diseño de la completación, alto corte de agua, reentradas arenadas, entre otras.

2.3.15 Clasificación de los pozos según su categoría

Los pozos se identifican en categorías según su estado de funcionalidad:

- Categoría 1: constituyen todos los pozos activos, es decir, todos los pozos que se encuentran en producción.

- Categoría 2: son los pozos inactivos, sin embargo, pueden reactivarse a producción inmediata con un servicio o trabajo menor, tales como una limpieza, una pesca fácil, cambio de correa, entre otros.
- Categoría 3: conforman los pozos que están inactivos y para poder reactivarlos es necesario un trabajo de reacondicionamiento mayor, así mismo, estos requieren una cabria o taladro en sitio para tales fines y así lograr su funcionamiento.
- Categoría 5: se clasifican bajo este término a todos los pozos que estén esperando abandono por diversas razones, tales como, razones mecánicas, causas desconocidas, alto corte de agua, alta producción de arena, entre otros.
- Categoría 7: con esta categoría se identifican todos los pozos productores de gas.
- Categoría 8: los pozos inyectoros bien sea de gas o de agua llevan esta nomenclatura.
- Categoría 9: son todos los pozos que se encuentren abandonados o bien sea recompletados en otro yacimiento.

Dentro de todas estas categorías, a su vez, existen otras especificaciones que describen en pocas palabras los subestados de los pozos, como son: alto corte de agua (HW-HW), alto corte de gas (HG-HG), complicaciones mecánicas (TD-TD), evaluación por ingeniería e investigación profunda (RE-RE), alta producción de arena (AR-AN), entre otros.

2.3.16 Métodos de levantamiento artificial

Cuando la energía del yacimiento solo es suficiente para que los fluidos lleguen hasta cierto nivel en el pozo, se requiere de la utilización de métodos de levantamiento artificial para proporcionar la energía necesaria para levantar la columna de fluido hasta la superficie. Entre los métodos de levantamiento artificial utilizados en el Campo Pilón se encuentran:

Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico, es el método de levantamiento artificial mayormente usado en la industria petrolera tanto a nivel nacional como internacional este es utilizado para levantar crudos livianos, medianos y pesados. Son dos los equipos que forman una unidad de bombeo mecánico, los cuales se describen a continuación:

- **Equipo de Superficie:** éste está conformado por los siguientes equipos:
- **Unidad de bombeo:** es una maquina articulada e integrada, la cual convierte el movimiento angular del eje del motor en reciprocante como una aproximación del movimiento armónico simple, para lograr el levantamiento de los fluidos del pozo por medio de la sarta de cabillas y la bomba de subsuelo.
- **Motor:** es la fuente de potencia para la unidad de bombeo. Puede ser a gas de combustión interna o eléctrica, este último es más utilizado.

Cabezal del pozo: está constituido por una serie de dispositivos y válvulas que permiten el paso del fluido del pozo a la tubería o línea de

flujo conjuntamente con el prensa estopa permite el paso de la barra pulida en el ciclo de bombeo.

- **Equipo de Subsuelo:** está constituido por los siguientes equipos:
- **Cabillas:** es el elemento de transferencia de movimiento recíprocante desde la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo.
- **Tubería de producción:** es el medio de transporte de los fluidos producidos por el pozo, desde la profundidad de asentamiento de la bomba hasta la superficie, también sirve de guía a la sarta de cabillas.
- **Bomba de subsuelo:** es un dispositivo que desplaza fluido en un solo sentido y funciona por diferencias de presión por medio de bolas y asientos (válvulas) para permitir el paso y sello hermético al fluido en los ciclos de bombeo.
- **Ancla de tubería:** es una empacadura especial que sirve para anclar o fijar la tubería de producción al revestidor, el objetivo del ancla es reducir la elongación y contracción de la tubería en el ciclo de bombeo.
- **Ancla de gas:** es un tubo perforado en la parte superior, ubicado en la parte inferior de la bomba por debajo de la zapata de anclaje. Su función principal es la separación del gas existente en el crudo para aumentar la eficiencia volumétrica de la bomba de subsuelo.



Figura 2.14 Esquema General del Bombeo Mecánico.
Fuente: Maggiolo, R. (2008)

Bombeo por Cavidad Progresiva

Las bombas de cavidad de desplazamiento progresivo, son comúnmente llamadas en la terminología petrolera como bombas de tornillo, como se muestran en la figura 2.15

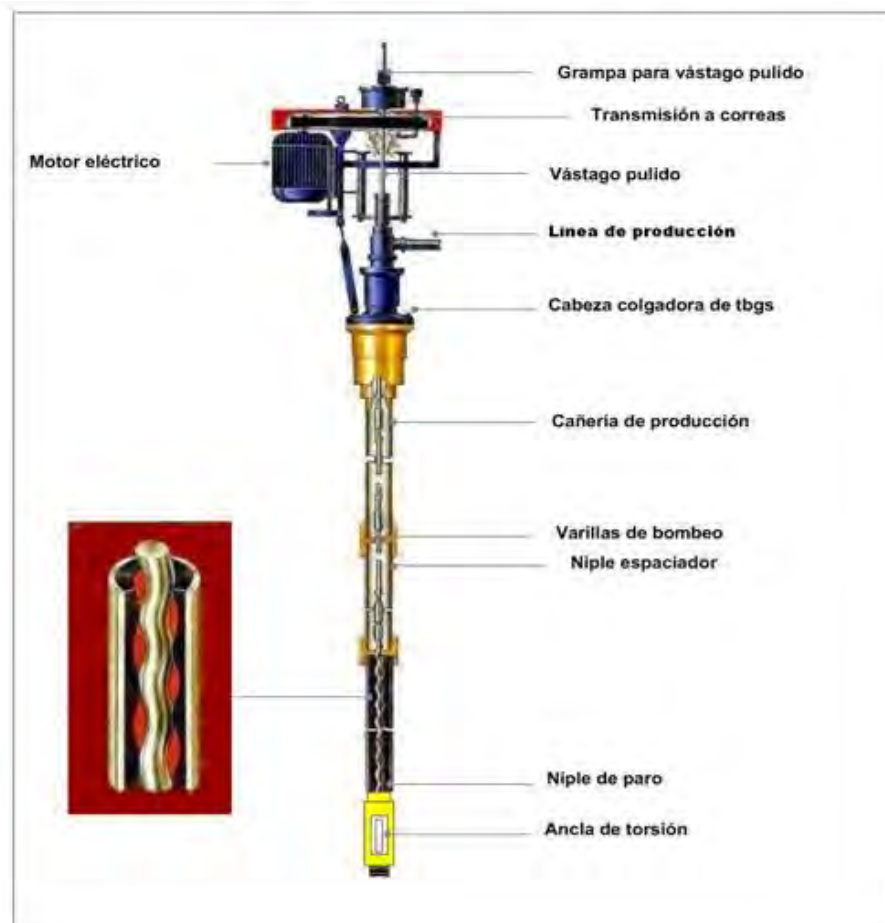


Figura 2.15 Esquema General del Bombeo por Cavidad Progresiva.

Fuente: Maggiolo, R. (2008)

Las bombas de cavidad de desplazamiento progresivo, son comúnmente llamadas en la terminología petrolera como bombas de tornillo. Todas las bombas de tornillo consisten en dos partes, la pieza central (rotor)

maquinada a partir de acero o material similar dándole la forma de hélice macho (o múltiple hélice en algunos casos) y la pieza circundante (estator) hecha a partir de un material elástico y suave (generalmente caucho) que se moldea en forma de hélice hembra de múltiple entrada (uno o más que la del rotor). Cuando estas dos piezas están interconectadas, forman una cadena interna de cavidades.

La rotación de uno relativo al otro produce el movimiento de estas cavidades desde un extremo al otro resultando en la acción del bombeo. Este movimiento se realiza en forma de espiral con el eje de la misma, coincidente con el eje del estator.

Las bombas de cavidad progresiva, representan un método alternativo de levantamiento artificial, ideal para crudos pesado/extrapesado y medianos entre 8 y 22 grados API, de tasas máximas de 2400 BPPD aproximadamente.

Levantamiento Artificial por Gas

Este método, opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción (Flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (Flujo intermitente).

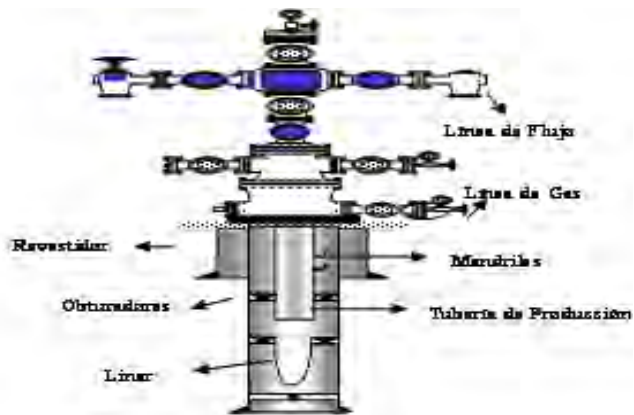


Figura 2.16 Esquema General del Levantamiento Artificial por Gas

Fuente: Maggiolo, R. (2008)

- **Levantamiento artificial por gas en flujo continuo**

En la inyección continua de gas o flujo continuo, el propósito es aligerar la columna hidrostática mediante la inyección de gas a alta presión, a través de un punto de la tubería de producción. Esto aumenta la relación gas-líquido por encima del punto de inyección.

Se utiliza en pozos con índice de productividad altos y con presión de fondo altas. Las tasas de producción que se encuentran en este tipo de pozos por lo general también son altas, dependiendo del diámetro de la tubería. Se utiliza en pozos con producción de arena y poco profundos. Este método de levantamiento es el que más se asemeja al comportamiento de un pozo por flujo natural, radicando en la diferencia que se puede controlar la relación gas-líquido en la tubería de producción.

Entre las ventajas de este método se tienen: Maximizar el uso de gas disponible en el reservorio, manejar grandes volúmenes de producción fácilmente, pueden recuperarse las válvulas usando guaya.

Entre las desventajas de este método se tienen: No se puede obtener presión mínima de fondo al producir el pozo, debido a que la misma se incrementa, tanto por la profundidad como por el volumen de gas inyectado y se debe disponer de una fuente de gas.

- **Levantamiento artificial por gas en flujo intermitente**

El flujo intermitente consiste en inyectar gas a alta presión en la tubería, en un período de tiempo corto y de una manera más rápida que la usada en la inyección continua. Posteriormente, tras un tiempo de reposo sin inyección, se repite el ciclo. El tiempo de reposo, permite que se acumule suficiente crudo por encima de la válvula de inyección. Este método se utiliza generalmente para pozos con poco aporte del yacimiento, pues está diseñado para pozos de bajo caudal que produzcan menos de 100 barriles diarios.

En el levantamiento artificial por gas de flujo intermitente, la válvula operadora de levantamiento artificial por gas permanece cerrada hasta que la presión alcanza la presión de operación de la válvula. En el momento en que se alcanza la presión de operación, la válvula de levantamiento artificial se abre rápidamente, permitiendo que el gas entre al hoyo a una tasa de flujo muy alta. Este tapón de gas que entra al pozo a alta velocidad, comienza inmediatamente a empujar a los líquidos que se encuentran por delante, y los expulsa rápidamente fuera de la tubería de producción. Como se muestra en la figura 2.17.

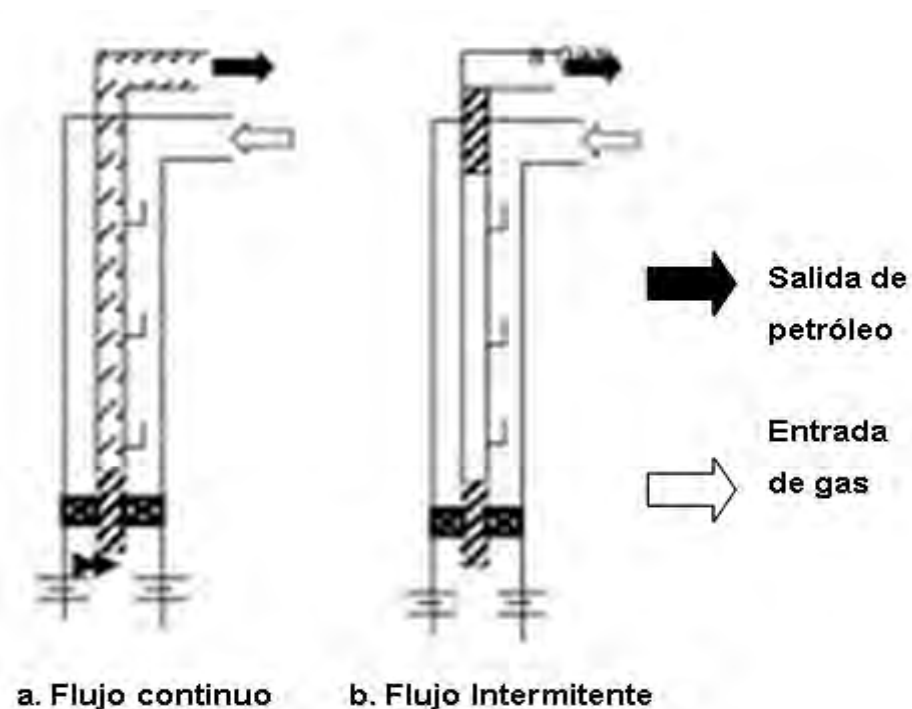


Figura 2.17 Esquema General del Levantamiento Artificial por Gas con flujo Continuo e Intermitente.

Fuente: Maggiolo, R. (2008)

Bombeo Electro-sumergible

En este método se utiliza una bomba de subsuelo (centrífuga), cuyo movimiento se lo proporciona un motor eléctrico situado en el fondo del pozo. El bombeo electro-sumergible está integrado por los siguientes elementos los cuales están divididos en: Equipos de superficie (Transformadores, cabezal de producción) y de subsuelo (Motor eléctrico, bomba centrífuga, cable eléctrico). Como se observa en la figura 2.18.

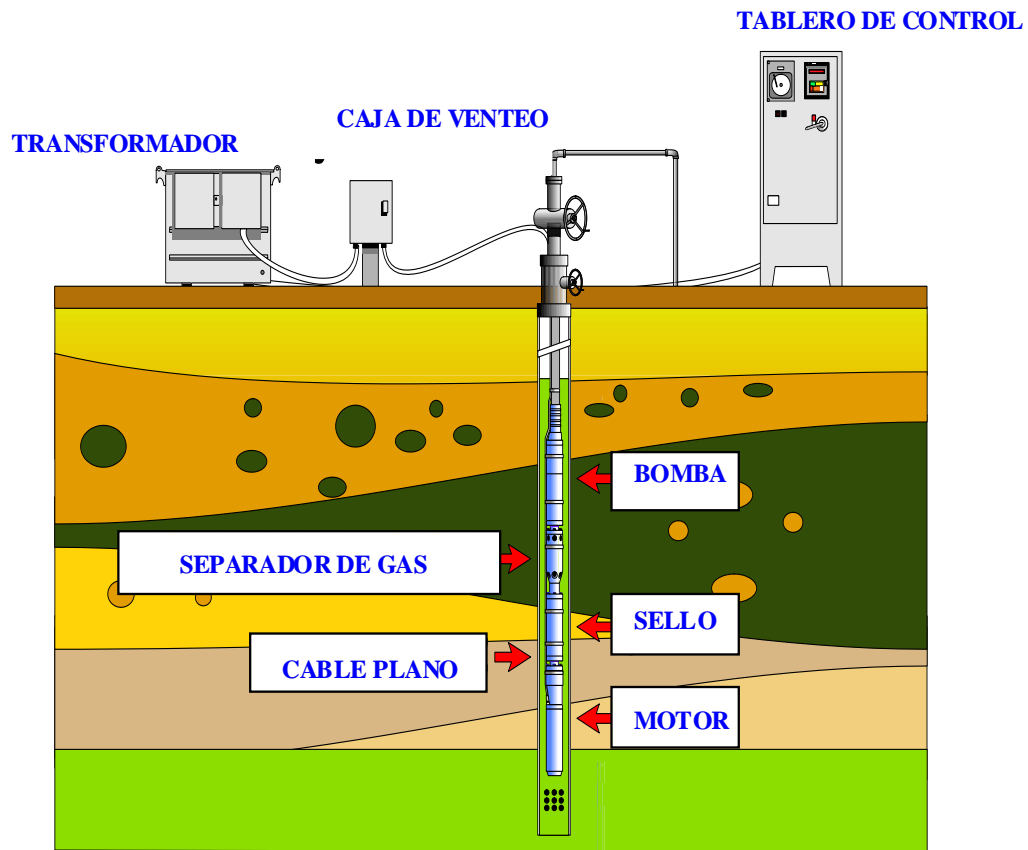


Figura 2.18. Bombeo Electro-Sumergible.

Fuente: Maggiolo, R. (2008)

2.3.17 Evaluación económica de proyectos

Toda propuesta firme o tentativa requiere de una evaluación económica en forma integral que determine su rentabilidad, incluyendo todas aquellas propuestas de inversión necesarias para la operación completa de la misma. La evaluación económica de los proyectos de inversión se realiza mediante la metodología de flujo de caja descontado, utilizando el mejor estimado (conservador) referente a costos e inversiones a fin de garantizar en la medida de lo posible el entorno sobre la inversión planificada.

2.3.18 Indicadores económicos

La rentabilidad de un proyecto va más allá de los simples conceptos antes expuestos, ya que existen otras variables o indicadores económicos que influyen con gran peso en las inversiones, tal es el caso de la inflación, la demanda, la oferta, fluctuaciones de la tasa de interés y muchos otros como el precio final del producto. Sin embargo, para tener estimados se emplean ciertos conceptos como valor presente neto, tiempo de pago, tasa interna de retorno y eficiencia de la inversión.

Valor Presente Neto (VPN)

Se calcula sustrayendo la inversión inicial al valor presente de las entradas de efectivo descontadas a una tasa igual al costo de capital de la empresa.

Si el VPN es mayor a cero, se acepta el proyecto, sin embargo, si ocurre lo contrario, es decir, que el VPN sea menor a cero, entonces el proyecto se rechaza.

Tiempo de Pago

Es el tiempo en el cual se recupera la inversión o el momento en que el flujo de caja se hace positivo

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de efectivo con la inversión inicial en un proyecto. En otras palabras, la TIR, es la tasa de descuento que hace que el valor presente neto de una

oportunidad de inversión sea igual a cero (debido a que el valor presente de los flujos de efectivo es igual a la inversión inicial).

Eficiencia de la Inversión

Es la rentabilidad en términos reales por cada unidad monetaria invertida. La expresión matemática es la siguiente:

$$EI = \frac{VP_{gen}}{VP_a} + 1 \quad (2.10)$$

Donde:

EI: Eficiencia de la inversión.

VPgen: Valor presente neto generado por el proyecto.

VPa: Valor presente de la inversión total.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Densidad:** la densidad de una sustancia, simbolizada habitualmente por la letra griega ρ , es una magnitud referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen.
- **Deslizamiento:** es el movimiento de la fase gaseosa por la fase líquida cuando ambas fases fluyen independientemente a distintas velocidades de flujo.
- **Eficiencia:** capacidad para lograr un fin empleando los mejores medios posibles.
- **Formación:** es la unidad fundamental de la litoestratigrafía, que presenta las siguientes características; posee una litología distintiva que

la diferencia de la unidad adyacente; tiene una forma mas o menos tabular; debe ser mapeable (cartografiable) y debe registrarse en el subsuelo.

- **Inversión:** acción de destinar los bienes de capital a obtener algún beneficio.
- **Litología:** es la parte de la geología que estudia a las rocas, especialmente de su tamaño de grano, del tamaño de las partículas y de sus características físicas y químicas.
- **Pez:** en la industria petrolera, se define, como un objeto, equipo o herramienta atascada dentro del pozo, es decir, lo que se conoce en forma técnica, como atascamiento del equipo de completación.
- **Simulación:** técnica que permite reproducir mediante modelos matemáticos los resultados u observaciones obtenidas de un sistema o proceso de la vida real.
- **Unidad Cronoestratigráfica:** es una subdivisión de las rocas, definidas como un conjunto de estratos caracterizados por haberse depositado en un intervalo específico de tiempo geológico.
- **Unidad Litoestratigráfica:** conjunto de estratos que constituyen una unidad, por estar compuesto de cierto tipo litológico o de una combinación de tipos litológicos y poseer otras características litológicas importantes en común, que sirvan para agrupar los estratos.
- **Viscosidad:** es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Para alcanzar los objetivos en el desarrollo de este trabajo, se realizó una investigación de tipo descriptiva, debido a que se estudiaron los parámetros de producción, así como, propiedades de yacimiento de los pozos identificados y de los pozos activos en las zonas circunvecinas, con la finalidad de proponer el trabajo más idóneo para drenar las reservas remanentes y/o recuperables, a través de la perforación de pozos reemplazo para pozos esperando abandono por razones mecánicas.

Así lo expresa Arias, F. (2006): “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento”. (pág. 24)

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación fue orientada a la incorporación de un diseño documental, en vista que todos los datos de interés e información se obtuvieron de datos secundarios, por medio de fuentes documentales, para posteriormente analizar e interpretar los resultados de estas indagaciones.

Según Arias, F. (2006): “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros Investigadores en fuentes documentales”. (pág. 27)

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias, F. (2006): “la población es el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán validas las conclusiones de la investigación”. (pág. 81). Por lo tanto, la población a la cual estuvo sujeto el estudio comprendió todos los pozos del Campo Pilón que estén esperando abandono por razones mecánicas.

En este caso particular, la muestra es igual a la población, puesto que fueron utilizados todos los pozos esperando abandono por razones mecánicas existentes en el área de estudio.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Establecimiento de la condición mecánica actual de los pozos esperando abandono por razones mecánicas del Campo Pilón

En el desarrollo de este objetivo se utilizó el módulo EVENTOS DE POZO de la herramienta CENTINELA para identificar los pozos que se encuentren esperando abandono por razones mecánicas, así mismo, se revisaron las carpetas de los pozos seleccionados, los diagramas mecánicos, las fichas técnicas de historia mecánica, para conocer el tipo de completación y estado mecánico de cada pozo, con la finalidad de saber si los pozos tienen pez y advertir cuántos servicios y/o reparaciones se les han realizado y en que arena están completados.

Una vez conocida la condición mecánica de los pozos seleccionados se procedió a utilizar Oil Fiel Manager (OFM), el cual es una aplicación que desarrolla un método para visualizar la ubicación de cada uno de los pozos a estudiar, así como también, relacionar y analizar datos de producción y

yacimiento, con la finalidad de conocer el petróleo acumulado (N_p) y la distancia que tienen estos pozos con los vecinos activos más cercanos.

Con toda esta información se generó una tabla de datos considerando para cada pozo en estudio y los vecinos activos, un promedio de las últimas pruebas de producción buenas y aceptadas del comportamiento productivo del último año, haciendo énfasis a los barriles brutos por días (BBPD), barriles netos por días (BNPD), relación gas petróleo (RGP) y porcentaje de agua y sedimento (%AyS), por consiguiente, se determinó la fecha en la que cada pozo quedó clasificado esperando abandono por razones mecánicas y el problema que lo llevó a dicha clasificación.

Los datos de yacimiento, específicamente la presión y temperatura estática de los pozos, fueron tomados de los registros BHP-BHT, de las arenas, donde se encuentran completados cada pozo, sin embargo, los pozos que no presentaban estos registros, se cotejaron con los vecinos más cercanos que si contaban con registros BHP-BHT y que estuvieran completados en las mismas arenas.

3.4.2 Análisis de las reservas remanentes y/o recuperables asociadas al área de drenaje de los pozos en estudio

Una vez identificados los pozos se procedió analizar las reservas de petróleo originales en sitio, recuperables y remanentes, a través del Método Volumétrico utilizando datos petrofísicos, con la finalidad de identificar las zonas menos drenadas que serían prospectivas para la perforación de pozos reemplazo.

Los datos petrofísicos, como porosidad, permeabilidad, saturación de agua y espesor de arena neta petrolífera, utilizados en esta etapa del trabajo

de investigación, fueron calculados interpretando los registros eléctricos digitalizados de cada uno de los pozos en estudio.

Para el cálculo de las reservas recuperables y remanentes de los pozos reentradas, se planteó, una ecuación matemática, que permitió estimar el radio de interferencia entre los radios de drenaje de la completación original y la reentrada, como se muestra en el apéndice I, con la finalidad, que los resultados estimados, sean los más representativos posibles, y así, no se sobrestimen o subestimen las reservas petrolíferas contenidas en cada una de las arenas.

3.4.3 Propuesta de los candidatos a perforación de pozos reemplazo indicando la geometría y horizonte(s) objetivo en cada caso

En esta etapa del trabajo de investigación se identificaron los pozos más prospectivos para perforación de reemplazo, considerando toda la información geológica y de producción obtenida mediante la utilización de programas y herramientas, así como también, la interpretación de registros eléctricos digitalizados en el instrumento GeograPhix, los cuales fueron necesarios para la elaboración de las secciones estructurales y estratigráficas.

Una vez conocidos los límites del yacimiento e identificado el contacto agua-petróleo y gas-petróleo, la prospectividad de cada uno de los pozos en estudio se consideró tomando en cuenta el espesor de arena neta petrolífera, la ubicación en el Campo, así como también, el comportamiento productivo actual de los vecinos activos más cercanos, no obstante, las reservas remanentes de los pozos esperando abandono, deben ser representativas, es decir, el volumen debe ser significativo, bajo los criterios establecidos por la empresa para la perforación de pozos reemplazo.

Realizadas las secciones estructurales y estratigráficas con la herramienta GeograPhix, se procedió con el análisis e interpretación de las arenas, para cotejar la prospectividad y continuidad de las mismas con los pozos vecinos, con la finalidad de establecer las zonas con mejores propiedades petrofísicas y comportamiento productivo, considerando bajo aporte de agua.

Mediante la herramienta WELLFLO se realizó el análisis nodal para el pozo seleccionado, tomando en cuenta data del yacimiento y de las arenas completadas, data de producción, diagramas mecánicos y de fluidos. De esta manera se estimó el comportamiento de afluencia para el pozo, a través de un estudio de producción actual de los pozos vecinos, integrándolo con el comportamiento de producción de los pozos en estudio, observado y estudiado en los gráficos de histórico de producción, además revisando las pruebas de producción del pozo en estudio; se pudo estimar la tasa de producción con que producirá el pozo. Luego ésta se interceptó con la curva IPR y se obtuvo la P_{wf} estimada correspondiente a la Q_o esperada.

3.4.4 Evaluación económica de las propuestas realizadas

Esta última etapa, consta de un estudio de todos los elementos financieros asociados al trabajo de investigación, por tal motivo, es aquí donde se conjuga el potencial de las arenas prospectivas, las reservas remanentes y los indicadores económicos. Para poder así, realizar de manera eficaz la propuesta de pozos reemplazo y establecer la rentabilidad del proyecto en términos reales por cada unidad monetaria invertida.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

La obtención de la información que sirvió de base para sustentar el marco de referencia de esta investigación se realizó mediante técnicas de análisis documental, la cual tendrá como fundamento:

Recopilación documental: para la recolección de la información necesaria que se efectuó una amplia búsqueda y revisión documental del tema y del área de estudio con la finalidad de respaldar la investigación.

Para ello se emplearon: trabajos de grado, informes de investigación, libros de varios autores, páginas Web, diferentes bases de datos y consulta a las carpetas de pozos las cuales contienen toda la información documentada de los trabajos de perforación, servicios, rehabilitación, reacondicionamiento, informes y operaciones realizadas a los pozos a lo largo de su vida productiva la cual sirvió de guía para entender el comportamiento de los pozos.

Entrevistas no estructuradas: se consultó al personal que labora en la Gerencia de Yacimiento del Distritito Morichal, que incluye ingenieros de yacimientos y geólogos para obtener conocimientos de las características del área que permitieran la obtención de datos consistentes a cada actividad que se realizó.

3.5.2 Instrumentos

Se hizo uso de los diferentes programas computarizados que fueron necesarios, tales como:

CENTINELA: es un sistema corporativo, conformado por 16 módulos, el cual sólo se utilizó el módulo Pozo. Este módulo apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras.

GeograPhix: es un sistema completo de interpretación basado en Microsoft Windows para la evaluación y manejo de datos sísmicos y de pozos. En ella se integran varios módulos, permitiendo que un equipo de desarrollo o exploración pueda trabajar, organizar, filtrar e interpretar fácilmente un modelo estático. Por razones de interés para el desarrollo de este trabajo de investigación se utilizó el modulo **PRIZM**, el cual es un comprensivo paquete diseñado para asistir a geólogos y petrofísicos en el análisis e interpretación de datos de registros de pozos (sistema interactivo de análisis petrofísico y de registros), así como también **XSection**, el cual es usado para la creación, edición, visualización e impresión de secciones geológicas transversales. Todo esto con la finalidad de que se pueda obtener las correlaciones de las arenas prospectivas de los pozos en estudios.

IP (Interactive Petrofísic): es un programa utilizado por el equipo de geología, el cual permite, codificar los registros eléctricos de los pozos, para su posterior interpretación, bajo los criterios y parámetros establecidos por la caracterización estática y dinámica del yacimiento. Esta herramienta genera las tablas petrofísicas, mostrando valores de espesor total, arena neta petrolífera, volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad.

Oil Field Manager (OFM): el OFM tiene capacidad de almacenamiento de datos, y permite realizar cálculos al mismo tiempo, que sirve, a través de sus módulos, como apoyo en el seguimiento y administración de Campos de petróleo y gas.

WELLFLO: es un programa de análisis nodal, el cual toma como datos de entrada una descripción de las propiedades del yacimiento, de la completación del pozo y de la estructura de superficie, esto combinado con los datos de las propiedades del fluido. Su objetivo principal es analizar el comportamiento de los fluidos (petróleo, agua y gas) en pozos productores e inyectores. Este comportamiento es modelado bajo condiciones de presión y temperatura de los fluidos, como una función del índice de flujo y de las propiedades de éstos.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos materiales y tecnológicos

La empresa proporcionó todos los programas, aplicaciones disponibles y equipos necesarios para la elaboración de este proyecto de investigación, tales como computadora, impresoras, fotocopadoras, programas corporativos, programas convencionales e informes técnicos.

3.6.2 Recursos humanos

Dentro del recurso humano necesario para el desarrollo de este trabajo de investigación se contó con el apoyo calificado de los ingenieros de yacimientos de la Gerencia de Yacimientos y de los geólogos que comprenden el quipo de Geología de PDVSA, Distrito Morichal. De igual manera, se necesitó la asesoría académica de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.3 Recursos financieros

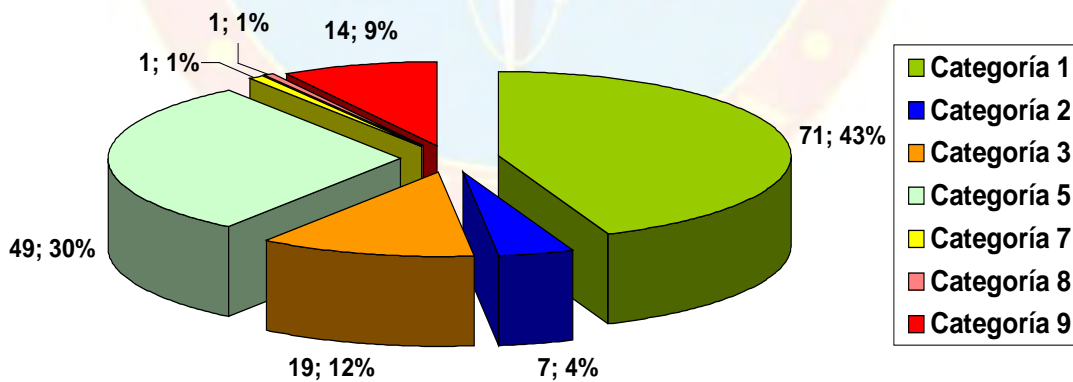
El financiamiento del trabajo de investigación fue asumido plenamente por la empresa PDVSA durante el tiempo programado para tal fin.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 ESTABLECIMIENTO DE LA CONDICIÓN MECÁNICA ACTUAL DE LOS POZOS ESPERANDO ABANDONO POR RAZONES MECÁNICAS DEL CAMPO PILÓN

La distribución de los pozos por categoría pertenecientes al Campo Pilón se muestran en la gráfica 4.1 y en la misma se observa que se encuentran, 71 Pozos categoría 1 que representan el 43%, 7 pozos categoría 2 que representan el 4%, 19 pozos categoría 3 que representan el 12%, 49 pozos categoría 5 que representan el 30%, 1 pozo categoría 7 que representa el 1%, 1 pozo categoría 8 que representa el 1% y 14 pozos categoría 9 que representa el 9%; para un total de 162 pozos. En el apéndice A se presentan en forma detallada.



Gráfica 4.1 Distribución de pozos por categoría del Campo Pilón

Para este estudio, sólo se consideraron los pozos categoría 5 o esperando abandono por razones mecánicas del Campo, los cuales se muestran en la tabla 4.1

Tabla 4.1 Pozos categoría 5 del Campo Pilón

PC 0001	PC 0022	PC 0037	PC 0129	PM 0030	PM 0052
PC 0003	PC 0023	PC 0038	PC 0150	PM 0031	PM 0061
PC 0004	PC 0024	PC 0039	PC 0160	PM 0033	PM 0066
PC 0006	PC 0025	PC 0041	PC 0161	PM 0036	PM 0121
PC 0011	PC 0027	PC 0047	PM 0009	PM 0042	
PC 0012	PC 0028	PC 0048	PM 0010	PM 0043	
PC 0016	PC 0033	PC 0049	PM 0011	PM 0044	
PC 0018	PC 0034	PC 0050	PM 0017	PM 0048	
PC 0019	PC 0035	PC 0126	PM 0028	PM 0050	

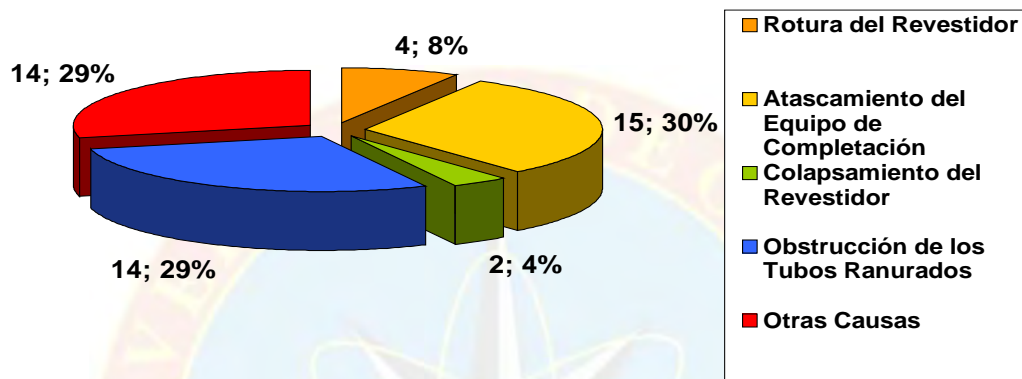
En lo que respecta a la condición de estos pozos, 4 de ellos presentan rotura del revestidor, 15 pozos por atascamiento del equipo de completación, 2 pozos por tubería colapsada, 14 presentan obstrucción de los tubos ranurados; debido la alta producción de arena y 14 pozos por otras causas, como se muestra en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Pozos categoría 5 distribuidos por condición del Campo Pilón

Rotura del Revestidor	Atascamiento del Equipo de Completación	Colapsamiento del Revestidor	Obstrucción de los Tubos Ranurados	Otras Causas
PC 0038	PC 0001	PC 0004	PC 0012	PC 0003
PC 0129	PC 0011	PC 0006	PC 0024	PC 0018
PM 0010	PC 0016		PC 0025	PC 0022
PM 0017	PC 0019		PC 0035	PC 0028
	PC 0023		PC 0037	PC 0041
	PC 0027		PC 0047	PC 0050
	PC 0033		PC 0048	PC 0126
	PC 0034		PC 0049	PC 0160
	PC 0039		PC 0161	PM 0024
	PC 0150		PM 0030	PM 0028
	PM 0009		PM 0031	PM 0036
	PM 0011		PM 0044	PM 0050
	PM 0033		PM 0052	PM 0061
	PM 0043		PM 0066	PM 0121
	PM 0048			
4	15	2	14	14

Es importante resaltar, que el 30% de la totalidad de los pozos estudiados, presentan atascamiento del equipo de completación, considerándose ésta, la principal causa del problema, no obstante los

problemas asociados a la obstrucción de los tubos ranurados y otras causas representan el 29% cada uno de ellos. A su vez, los problemas por rotura del revestidor y colapsamiento del revestidor, constituyen el 8% y 4% respectivamente, lo cual se puede apreciar en la gráfica 4.2.



Gráfica 4.2 Condición de Pozos Categoría 5 del Campo Pílon

En cuanto a los diagramas de completación para los pozos en estudio se encuentran en el apéndice B. A los fines ejemplificar la situación mecánica de los pozos, se tomó como referencia el pozo PC 0041, el cual inició su producción como pozo vertical en Octubre de 1970 completado y cañoneado en las arenas “D/E”, luego, el 30 de Septiembre de 1993 se convierte en pozo reentrada, y continúa su vida productiva hasta el año 2008, fecha en la cual, deciden clasificarlo como, esperando abandono, debido a una obstrucción de la tubería de producción, a consecuencia de un niple mal posicionado, constatado por un bloque de impresión bajado el mismo año. En tal sentido, el diagrama mecánico actual del pozo PC 0041 se muestra a continuación en la figura 4.1

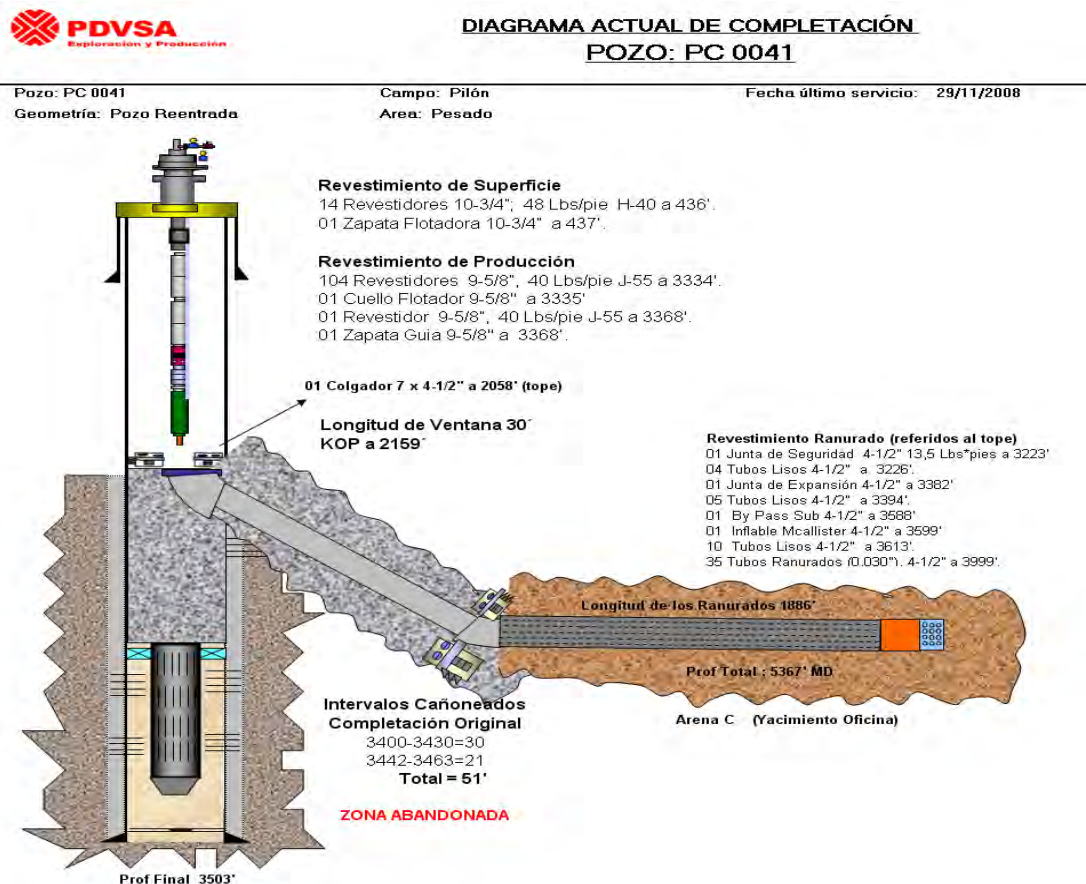


Figura 4.1 Diagrama mecánico actual del pozo PC 0041

Con la finalidad de establecer un patrón de uniformidad para el estudio de los pozos esperando abandono por razones mecánicas, se decidió construir una base de datos que contempla los siguientes parámetros: petróleo producido acumulado (N_p), reservas remanentes estimadas por el método volumétrico, radio de drenaje estimado, aunado a toda esta información, se estableció un promedio de los últimos años productivos del pozo, considerando: BBPD, BNPD, %AyS y la relación gas petróleo. Para efectos del pozo PC 0041 dicha información se indica en la tabla 4.3. En el apéndice C se muestran las tablas, con la información general del resto de los pozos.

Tabla 4.3 Información general del pozo PC 0041

POZO	GEOMETRÍA	ARENA	RAZON DEL ABANDONO	Np (BN)	RESERVAS REMANENTES (BN)	AÑO DEL CIERRE	RADIO DE DRENAJE ESTIMADO (mts)	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN			
								BBPD	BNPD	%AyS	RGP
PC 0041	RH	"C"	OBSTRUCCION DE DIAMETRO DE 4-1/2"	1.037.092	378.066	31/12/1997	820	1.101	719	34	278

Es bueno hacer notar que las tablas con los datos mostrados en el apéndice C, se crearon con el propósito de obtener la información mínima necesaria, para el análisis de la razón de abandono de los pozos categoría 5.

4.2 ANÁLISIS DE LAS RESERVAS REMANENTES Y/O RECUPERABLES ASOCIADAS AL ÁREA DE DRENAJE DE LOS POZOS EN ESTUDIO

Las reservas remanentes y/o recuperables de los pozos categoría 5 se estimaron, mediante la aplicación del método volumétrico, considerando para cada uno de los pozos en estudio, la geometría del pozo vertical, datos de entrada como: nombre del pozo, yacimiento donde fue completado, pozos vecinos, espaciamiento, radio de drenaje, área de drenaje, datos petrofísico, factor volumétrico y factor de recobro, así como, se muestra en la figura 4.2.

Tabla 4.4 Sección de la hoja de cálculo Excel para la estimación de reservas para pozos verticales.

ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA POZOS VERTICALES								
MÉTODO VOLUMÉTRICO								
DATOS DE ENTRADA			RADIO DE DRENAJE			ÁREA DE DRENAJE		
Pozo	Yacimiento	Pozo Vecino	Espaciamiento (metros)	Radio de Drenaje (metros)	Radio de Drenaje (pies)	Área de Drenaje (pies ²)	Área de Drenaje (metros ²)	Área de Drenaje (acres)
PC 0041	Oficina 01	PC 0010	500	250	820	2,113,442	196,345	48,52
DATOS PETROFÍSICOS								
Formación Oficina								
Arena	ANP (PIES)	Vsh (%)	porosidad (%)	Sw (%)	K (MD)			
A	43.00	12.00	31.00	17.00	2,648			
B	16.00	17.00	29.00	17.00	1,180			
C	24.00	10.00	33.00	24.00	6,403			
D	42.00	7.00	33.00	26.00	5,445			
E	0.00	0.00	0.00	0.00	0			
Factor Volumétrico (BY/BN)			Factor de Recobro (%)					
1,0905			15,0					

En el apéndice G, se puede observar la hoja de cálculo completa, que se utilizó para la estimación de las reservas de los pozos en estudio. De igual manera en la tabla 4.4 se muestran los valores de las reservas estimadas, y el método de los pozos categoría 5 del Campo Pilón.

Tabla 4.5 Reservas estimadas de los pozos categoría 5 del Campo Pilón.

POZO	MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS	RESERVAS REMANENTES (BN)	POZO	MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE RESERVAS	RESERVAS REMANENTES (BN)
PC 0001	Volumetrico	80.851	PC 0129	Volumetrico	790.557
PC 0003	Volumetrico	1.445.230	PC 0150	Volumetrico	-574.564
PC 0004	Volumetrico	-887.887	PC 0160	Volumetrico	2.950.000
PC 0006	Volumetrico	-146.849	PM 0009	Volumetrico	1.977.024
PC 0012	Volumetrico	-1.006.034	PM 0011	Volumetrico	-1.792.392
PC 0016	Volumetrico	-1.006.034	PM 0017	Volumetrico	-1.112.891
PC 0024	Volumetrico	2.212.064	PM 0028	Volumetrico	329.692
PC 0025	Volumetrico	1.477.500	PM 0030	Volumetrico	533.267
PC 0027	Volumetrico	-1.208.696	PM 0031	Volumetrico	-23.504
PC 0028	Volumetrico	207.513	PM 0033	Volumetrico	337.410
PC 0033	Volumetrico	908.681	PM 0036	Volumetrico	104.069
PC 0034	Volumetrico	458.040	PM 0042	Volumetrico	2.225.391
PC 0035	Volumetrico	-55.820	PM 0043	Volumetrico	1.687.976
PC 0037	Volumetrico	1.570.486	PM 0044	Volumetrico	546.181
PC 0038	Volumetrico	1.038.274	PM 0048	Volumetrico	1.434.120
PC 0039	Volumetrico	-903.526	PM 0050	Volumetrico	1.782.273
PC 0041	Volumetrico	378.066	PM 0052	Volumetrico	719.664
PC 0047	Volumetrico	653.246	PM 0061	Volumetrico	1.198.094
PC 0049	Volumetrico	59.520	PM 0066	Volumetrico	630.025
PC 0050	Volumetrico	1.207.547	PM 0121	Volumetrico	2.417.675
PC 0126	Volumetrico	927.657			

Así se destaca, que los radios de drenaje establecidos para las reservas estimadas de los pozos, se determinaron a través del espaciamiento en metros, existente entre los pozos clasificados esperando abandono y los pozos vecinos activos más cercanos, seleccionados para la realización de las secciones estructurales, las cuales fueron interpretadas desde “A” hasta “A’” y en dirección suroeste-noreste del yacimiento, a los

finés de cotejar el comportamiento productivo de los respectivos pozos, como se muestra en la figura 4.3.

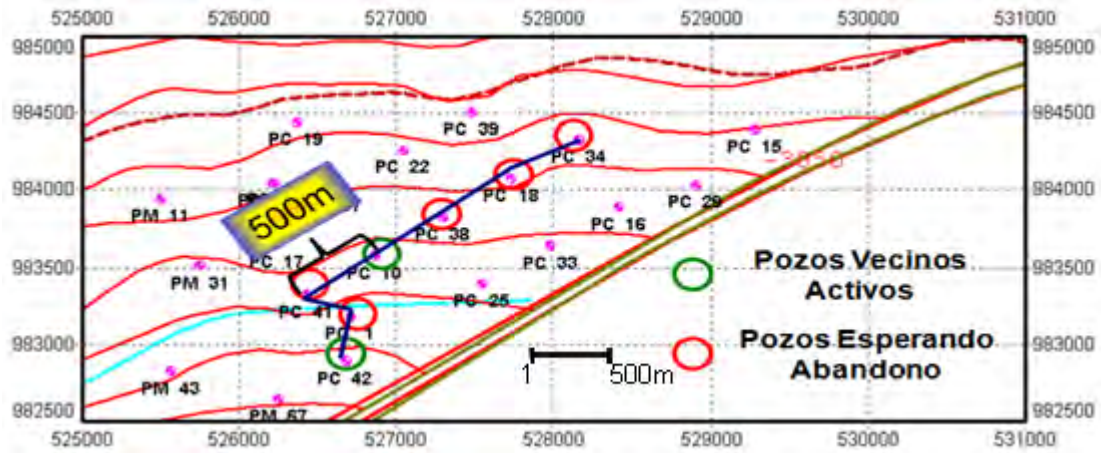


Figura 4.2 Mapa con la ubicación del pozo PC 0041 y su vecino activo más cercano, el pozo PC 0010

En el apéndice D se muestra cada uno de los mapas, que enfatizan los pozos esperando abandono con sus respectivos pozos vecinos activos, con la finalidad de ubicar todos los pozos al momento de generar las secciones estructurales.

En tal sentido, el comportamiento productivo de los pozos se realizó, considerando un promedio de los 2 últimos años de producción, es decir, el rendimiento del pozo PC 0041, se analizó y comparó con respecto al de sus vecinos activos presentes en la dirección de la sección estructural recomendada por los geólogos de la zona, (PC 0010 y PC 0042). Aunado a esto, se comprobó, que el pozo PC 0010 se encuentra clasificado categoría 3, lo que significa que está a la espera de trabajos de reacondicionamiento mayor, debido a que fue completado como pozo vertical muy cerca de la capa de gas del yacimiento, a ello, se debe la alta RGP. Sin embargo,

generó un %AyS y aporte de BNPD bajo, a diferencia del PC 0042 como se muestra en la tabla 4.5. En el apéndice F se muestran el resto de las tablas con los datos de producción de los pozos esperando abandono por razones mecánicas y sus vecinos activos, según la sección estructural.

Tabla 4.6 Datos básicos de producción del PC 0041 y sus vecinos en la sección estructural

SECCIÓN ESTRUCTURAL	POZOS	CATEGORIA	GEOMETRÍA	MET DE LEVANTAMIENTO	BBPD	BNPD	%AyS	RGP
SECCIÓN 4	PC 0034	5	O.V	LAG	0	356	35	508
	PC 0018	5	R.H	LAG	338	98	71	337
	PC 0038	5	R.H	LAG	170	86	49	1453
	PC 0041	5	R.H	LAG	1101	719	34	278
	PC 0001	5	O.V	BM	269	129	52	1194
	PC 0010	3	O.V	BM	217	4	25	60500
	PC 0042	1	R.H	LAG	1722	899	47	1039

En el mismo orden, los datos petrofísicos utilizados para la estimación de reservas, se calcularon al interpretar cada uno de los registros eléctricos digitalizados, donde a los pozos correspondientes, se le identificó tope y base de cada una de las arenas, registrando para cada caso, el nombre del pozo, la unidad a la que pertenece, las coordenadas UTM del este y norte, la profundidad medida (MD) y la profundidad vertical medida al nivel del mar (TVDSS), como se muestra en la tabla 4.6

Tabla 4.7 Tope y base de las arenas del pozo PC 0041

POZO	UNIDAD	ESTE	NORTE	MD	TVDSS
PC-41	PILON	526431.00	983324.00	2988,15	-2808,15
PC-41	ARENA_A	526431.00	983324.00	3095,87	-2915,87
PC-41	ARENA_B	526431.00	983324.00	3248,67	-3068,67
PC-41	ARENA_C	526431.00	983324.00	3350,14	-3170,14
PC-41	ARENA_D	526431.00	983324.00	3385,49	-3205,49
PC-41	ARENA_E	526431.00	983324.00	3450,28	-3270,28
PC-41	ARENA_F	526431.00	983324.00	3558,2	-3378,2
PC-41	Sup_D	526431.00	983324.00	3457,63	-3277,63

Los topes y bases de las arenas del pozo analizado con la

interpretación de los perfiles eléctricos se realizó, para establecer patrones de continuidad lateral de las arenas prospectivas, así como también, fijar los marcadores lutíticos, con la finalidad, que el cotejo entre los pozos esperando abandono y los pozos vecinos activos, sea el más ajustado a la realidad. Como se muestra en la figura 4.4.

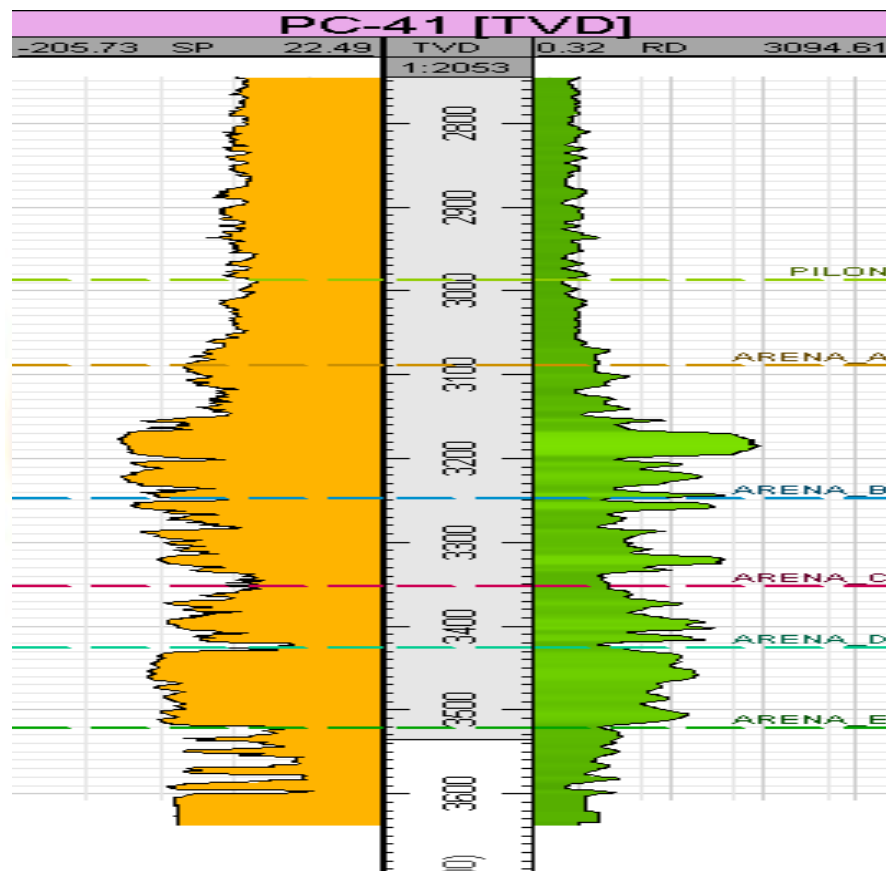


Figura 4.3 Sección del perfil eléctrico del pozo PC 0041

Con los registros eléctricos digitalizados se establecen las propiedades petrofísicas de los pozos, y así determinar la porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla y espesor neto petrolífero de cada una de las arenas, condiciones elementales para la estimación de reservas.

Para el pozo PC 0041, se estableció como unidad prospectiva la arena C, la cual presentó, un espesor total de 73 pies, de los cuales 24 pies representan el espesor neto petrolífero, cuya dimensión cumple con el volumen mínimo establecido para el drenaje de reservas, aunado a esto, se determinó un 10% de volumen de arcilla (VSH), porosidad (PHIE) de 33%, saturación de agua (SW) de 24% y una permeabilidad (K) de 6403 mD, como se muestra en la tabla 4.7. Parámetros considerados aceptables para la perforación de un pozo reemplazo, debido, que cumple con los requerimientos mínimos contemplados por la gerencia de Yacimientos.

Tabla 4.8 Propiedades petrofísicas del pozo PC 0041

POZO	UNIDAD	TOPE (Pies)	BASE (Pies)	ESPESOR (Pies)	ANP (Pies)	VSH%	PHIE%	SW%	K (mD)
PC 0041	ARENA A	3089	3248	159	43	12	31	17	2648
	ARENA B	3248	3353	105	16	17	29	17	1180
	ARENA C	3353	3426	73	24	10	33	24	6403
	ARENA D	3426	3522	96	42	7	33	26	5445
	ARENA E	3522	3637	115	0	0	0	0	0

Los datos petrofísicos calculados, son relevantes al momento de estimar las reservas remanentes y/o recuperables del pozo, debido, a que el método de estimación se genera a partir del volumen de roca que conforma el yacimiento, es decir, los valores del espesor de arena neta petrolífera, porosidad, saturación de agua, permeabilidad y volumen de arcilla. En el apéndice H se muestran las tablas petrofísicas de los pozos en estudio

En tal sentido, el equipo de geología de la Gerencia de Yacimientos establece parámetros de corte del volumen de arcilla, saturación de agua y porosidad de la roca, al momento de calcular las propiedades petrofísicas para estimar el espesor de arena neta petrolífera. Cuyos valores de corte se muestran en la tabla 4.8. Es importante resaltar, que cada uno de los

Campos que integran el Distrito Morichal, manejan parámetros de corte diferentes.

Tabla 4.9 Parámetros de corte del Campo Pilón

Volumen de Arcilla (Vsh%)	Saturación de Agua (Sw%)	Porosidad (Ø%)
≤ 35	≤ 35	≥ 24

De la aplicación de la ecuación matemática, mostrada en el apéndice I, se obtienen diversos factores de cálculo que permiten estimar con mayor certeza los radios de drenaje, tanto para el pozo inicialmente vertical como para la reentrada que se le realizó posteriormente, con la finalidad de establecer la mayor certidumbre, de la zona de interferencia entre ambos radios, tal como se resalta en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10 Ecuación matemática incorporada a la hoja de cálculo de reservas de los pozos reentrada en estudio.

ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA POZOS REENTRADA						
DATOS DE ENTRADA						
Año de Reentrada	Arena navegada	h (pies)	L (pies)	Espaciamiento (metros)	Radio de drenaje	Área de Drenaje
02-Oct-93	C	24	1559	500	820	107,23
Reservas Estimadas						
Área de Drenaje	Np	POES	RESERVAS RECUPERABLES	% RECUPERADO	RESERVAS REMANENTES	
104,35	282.945	4.406.738	661.011	42,80	378.066	
Estimación de Área de Intersección			Factores de Cálculo			
Desplazamiento en X	42		d-r		-11,94	
Desplazamiento en Y	451		$(R^2 - r^2 + d^2)/2d$		213,89	
Distancia entre Pozos (d)	138,0612754		a1		21.739,67	
Radio del Pozo (R)	250		a2		-35.342,92	
Radio de la Reentrada (r)	150		b1		98.174,77	
Área de Intersección	2,87	LOS RADIOS DE DRENAJE SE INTERCEPTAN		b2	91.848,38	

Las reservas estimadas, obtenidas mediante la utilización del método volumétrico, se muestran en la tabla 4.9, y las mismas, no fueron adecuadas en algunos casos, debido a que resultaron ser negativas, generadas al subestimar o sobrestimar el factor de recobro, aunado a esto, se debe considerar el espaciamiento entre los pozos, ya que los mismos no presentan arreglos equidistantes, y las distancias varían entre 290 y 1000 metros, por lo que los radios de drenaje también pudieron subestimarse o sobrestimarse.

Tabla 4.11 Reservas estimadas de los pozos en estudio

POZO	DISTANCIA RESPECTO AL POZO VECINO ACTIVO (metros)	RADIO DE DRENAJE ESTIMADO (metros)	RADIO DE DRENAJE ESTIMADO (Pies)	RESERVAS REMANENTES (BN)
PC 0001	290	145	476	80.851
PC 0003	559	280	917	1.445.230
PC 0004	1.000	500	1640	-887.887
PC 0006	583	291	956	-146.849
PC 0012	500	250	820	-1.006.034
PC 0016	500	250	820	-1.006.034
PC 0024	502	251	824	2.212.064
PC 0025	500	250	820	1.477.500
PC 0027	550	275	902	-1.208.696
PC 0028	550	275	902	207.513
PC 0033	500	250	820	908.681
PC 0034	486	243	797	458.040
PC 0035	451	226	740	-55.820
PC 0037	559	280	917	1.570.486
PC 0038	500	250	820	1.038.274
PC 0039	508	254	834	-903.526
PC 0041	500	250	820	378.066
PC 0047	451	226	740	653.246
PC 0049	451	226	740	59.520
PC 0050	500	250	820	1.207.547
PC 0126	500	250	820	927.657
PC 0129	500	250	820	790.557
PC 0150	491	245	805	-574.564
PC 0160	821	411	1347	2.950.000
PM 0009	700	350	1148	1.977.024
PM 0011	527	263	864	-1.792.392
PM 0017	486	243	797	-1.112.891
PM 0028	300	150	492	329.692
PM 0030	300	150	492	533.267
PM 0031	500	250	820	-23.504
PM 0033	451	226	740	337.410
PM 0036	300	150	492	104.069
PM 0042	500	250	820	2.225.391
PM 0043	1.000	500	1640	1.687.976
PM 0044	530	265	869	546.181
PM 0048	460	230	755	1.434.120
PM 0050	500	250	820	1.782.273
PM 0052	500	250	820	719.664
PM 0061	500	250	820	1.198.094
PM 0066	451	226	740	630.025
PM 0121	500	250	820	2.417.675

No todos los pozos estudiados poseían los registros electricos codificados, para realizar la evaluación petrofísica, debido a una falla ocasionada en la base de datos matriz de PDVSA. Dicha evaluación, representa la condición más importante para establecer el aporte de las arenas que registra un pozo. Es por ello, que no se generó la estimación de reservas en algunos pozos, como se muestra en la tabla 4.10.

Tabla 4.12 Pozos que no poseen estimación de reservas

POZO	RESERVAS REMANENTES (BN)
PC 0011	N/A
PC 0018	N/A
PC 0019	N/A
PC 0022	N/A
PC 0023	N/A
PC 0048	N/A
PC 0161	N/A
PM 0010	N/A

Cabe destacar, que el método volumétrico considera el yacimiento como un tanque, y esto no puede representar las condiciones actuales del yacimiento y/o de cada pozo en particular, ya que los mismos tienen problemas de intrusión de agua, pues el agua en la mayoría de los casos, irrumpe en las formaciones, a través de las perforaciones, reemplazando en gran parte o en su totalidad la producción de hidrocarburos y una vez que ocurre la irrupción, es poco el crudo adicional que se produce.

Por consiguiente, aquellas reservas remanentes en los pozos con alto corte de agua, son complicadas de recuperar, en el caso de pozos que presentan conificación y canalización del agua, las reservas

correspondientes a esas arenas se pudieran considerar desaprovechadas, debido a que se afecta la continuidad de la fase del crudo.

En este sentido, se obtuvo las reservas estimadas de cada pozo, derivados de la resulta de los cálculos realizados mediante la utilización de la ecuación matemática incorporada a la hoja de Excel mostrada en el apéndice G.3, a los pozos con reentrada, considerando los pozos con reservas menores a 100.000 BN representados en 32% y mayores a 100.000 BN en 68%, como se muestra el gráfico 4.3



Gráfica 4.3 Porcentaje de los pozos con reservas remanentes menores a 100.000 BN y mayores a 100.000 BN

4.3 PROPUESTA DE LOS CANDIDATOS A PERFORACIÓN DE POZOS REEMPLAZO INDICANDO LA GEOMETRÍA Y HORIZONTE(S) OBJETIVO EN CADA CASO

Con el fin de seleccionar los pozos con mejores condiciones a nivel de reservas, y que presenten un horizonte económico idóneo para generar mayores ganancias asociadas a la producción de petróleo, se realizó, una

jerarquización de pozos, tomando en cuenta factores como: reservas remanentes, cantidad de petróleo de las últimas pruebas tomadas al pozo, %AyS y espesor de arena neta petrolífera, como se muestran en la tabla 4.11

Tabla 4.13 Condiciones para la selección de pozos

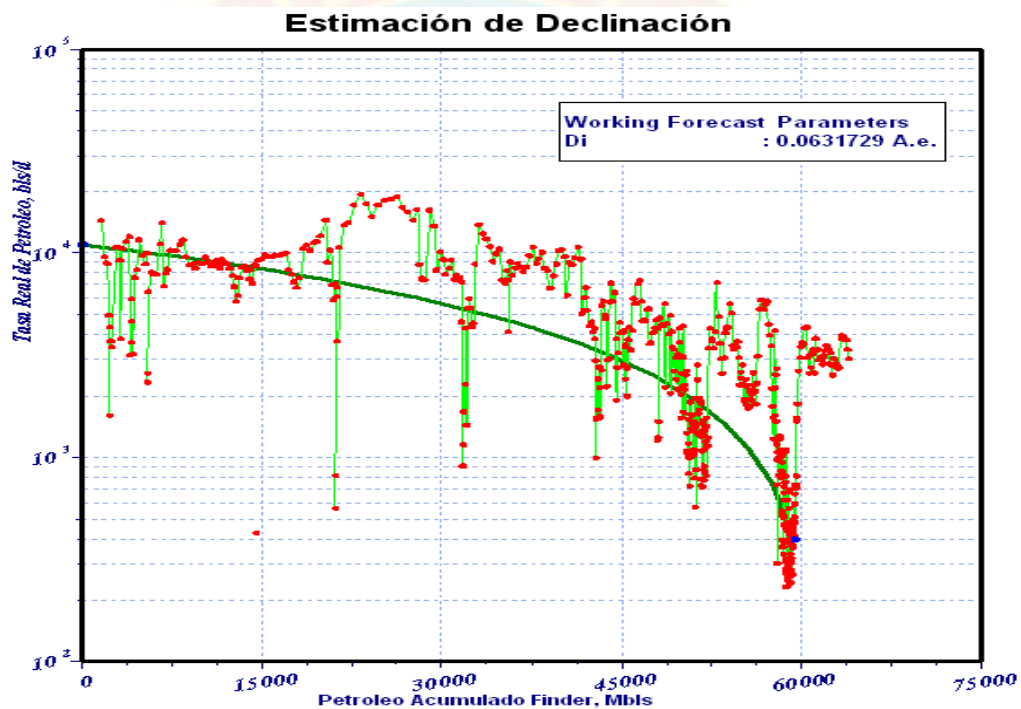
Reservas remanentes	> 100.000 BN
Qo de las últimas pruebas	> 100 BNPD
%AyS	< 50%
ANP	>20 Pies

Se pudo constatar, que el pozo PC 0041, fue el pozo que mejor cotejó su comportamiento productivo con respecto a sus vecinos activos, además de cumplir con las condiciones de selección, sin embargo, el pozo PC 0126, estableció valores bastante aceptables, dentro de las condiciones de selección, aun así, al comparar el aporte generado por el mismo, en cuanto los pozos vecinos, resultó menor al del PC 0041, como se muestra en la tabla 4.12.

Tabla 4.14 Cotejo entre los pozos seleccionados para perforación de reemplazo con respecto a sus vecinos activos

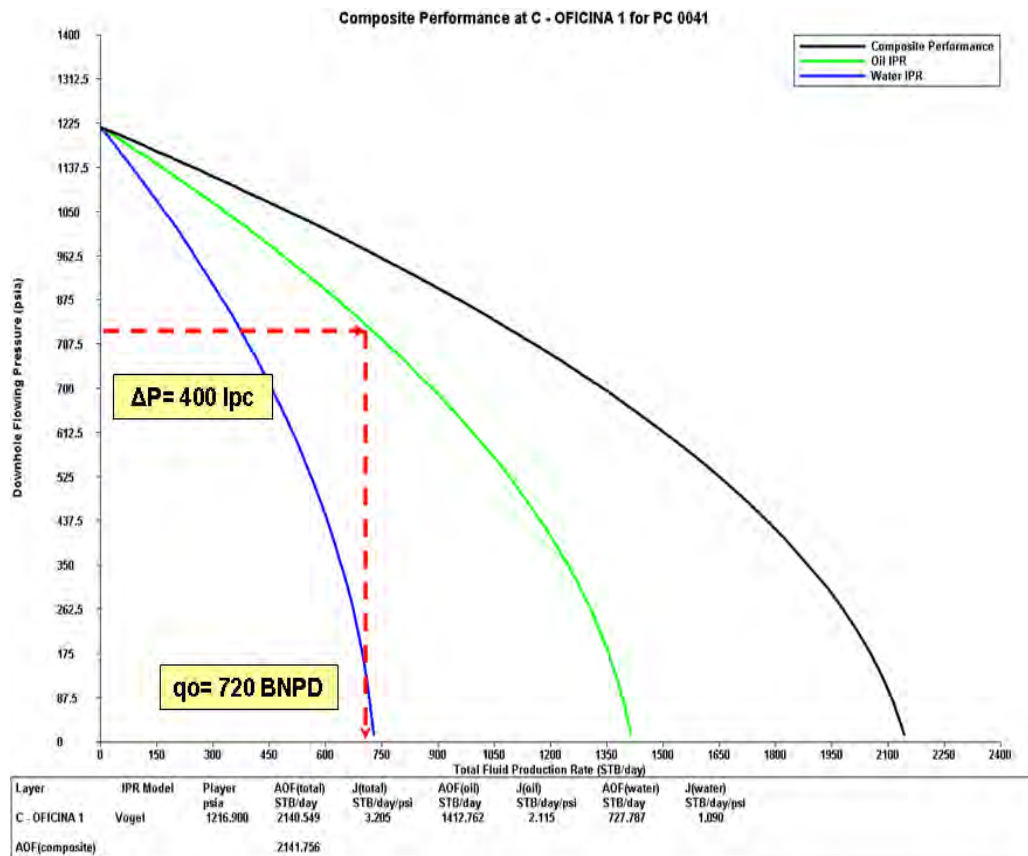
POZO	RESERVAS REMANENTES (BN)	COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO				COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS VECINOS			
		BBPD	BNPD	%AyS	RGP	BBPD	BNPD	%AyS	RGP
PC 0003	1.445.230	478	290	38	1.252	1.520	360	65	2.350
PC 0028	207.513	1.825	1.102	38	319	1.360	430	90	12.348
PC 0033	908.681	0	380	40	260	1.235	280	70	15.670
PC 0034	458.040	0	356	35	508	2.150	330	60	13.500
PC 0037	1.570.486	1.512	1.399	7	806	870	150	50	8.465
PC 0041	378.066	1.101	719	34	278	1.722	899	47	1.039
PC 0126	927.657	331	262	20	874	340	130	35	6.575
PM 0009	1.977.024	1069	727	29	831	2.330	370	65	1.530
PM 0030	533.267	1077	633	40	643	1.385	485	60	1.000
PM 0042	2.225.391	0	552	24	165	1.048	290	50	1.110
PM 0066	630.025	349	234	36	1222	2.765	580	90	2.430

En cuanto la tendencia del comportamiento de presión en función a la producción de petróleo acumulado en el pozo PC 0041, se indica un estimado del rendimiento del producto en el tiempo, a los fines de establecer la capacidad productiva del pozo elegido, mostrando una declinación de la presión de 6,32%, como se muestra en el gráfico 4.4. Valor que se debe, a la existencia de un acuífero activo y una capa de gas en el yacimiento. El registro BHP-BHT del pozo se muestra en el apéndice J.



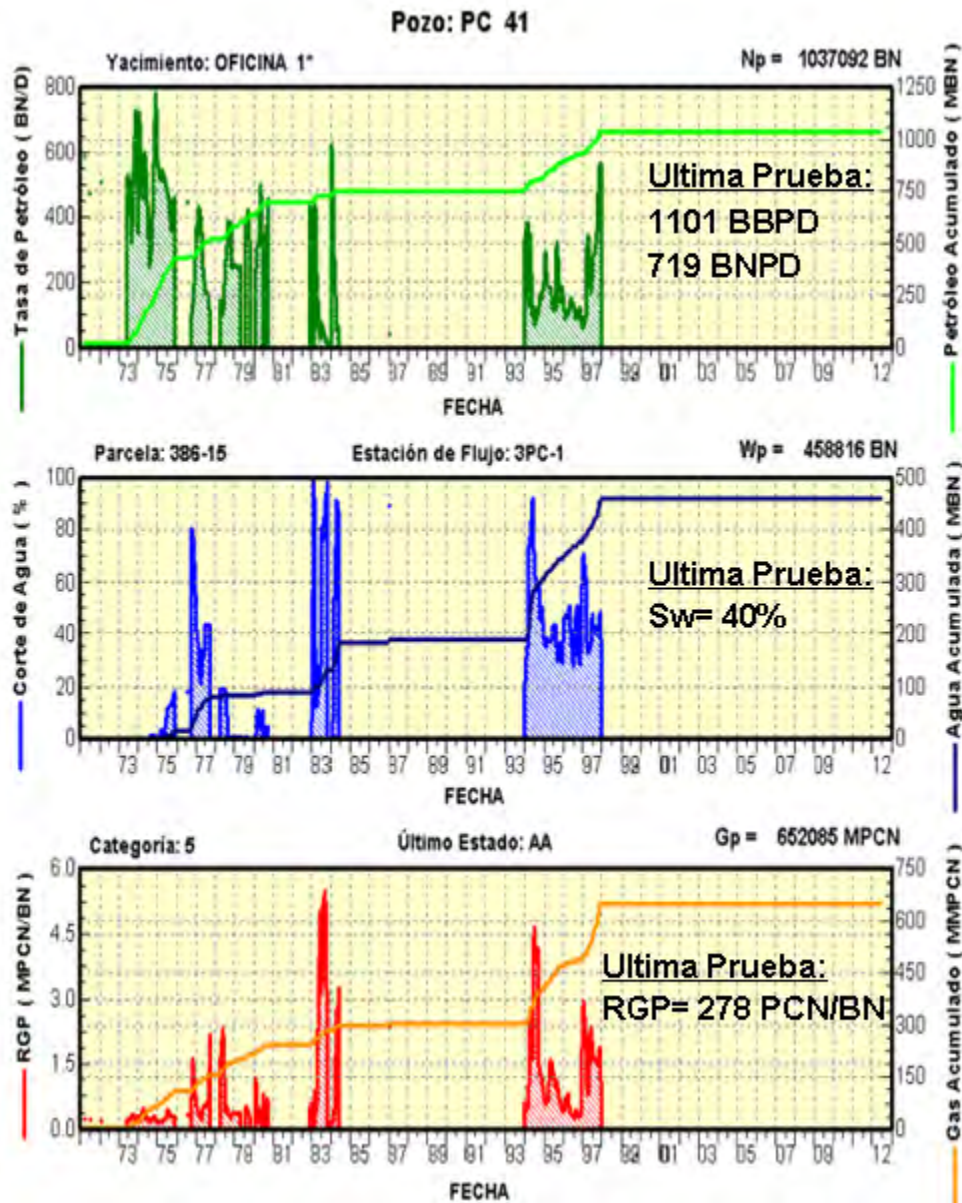
A través de la herramienta Wellflo, se realizó el análisis nodal del pozo, colocando el nodo en la cara de la arena. Como puede observarse en la Figura 4.6. Según la curva IPR obtenida del PC 0041, el pozo será capaz de producir tasas de fluido estimadas de 720 BN/D con un diferencial de presión de fondo fluyente ΔP igual a 400 lpc. En el apéndice se muestra el

procedimiento de la herramienta Wellflo para la obtención de las curvas IPR



Gráfica 4.5 Curvas IPR del pozo PC 0041

El comportamiento productivo del pozo PC 0041, desde su inicio en el año 1973, fue muy bueno, alcanzando tasa de petróleo alrededor de los 800 BNPD, con un corte de agua próximo al 40%, así como una RGP cerca de 300 PCN/BN, como señala el gráfico 4.5. En el apéndice L, se muestran los gráficos, que comprenden los históricos de producción de cada uno de los pozos en estudio.



Gráfica 4.6 Histórico de producción del pozo PC 0041

La sección estratigráfica/estructural conformada por el pozo PC 0041 y sus pozos vecinos activos e inactivos, muestra las diferentes arenas que integran cada uno, y su continuidad lateral, a lo largo de la unidad, además, se evidencian, los distintos trabajos de completación que posee cada pozo,

interpretando dicha sección, partiendo del pozo PC 0042 hasta el pozo PC 0034, es decir, de “A” a “A’”, como se muestra en la Figura 4.7. En el apéndice E se muestran el resto de las secciones estructurales de los pozos estudiados.

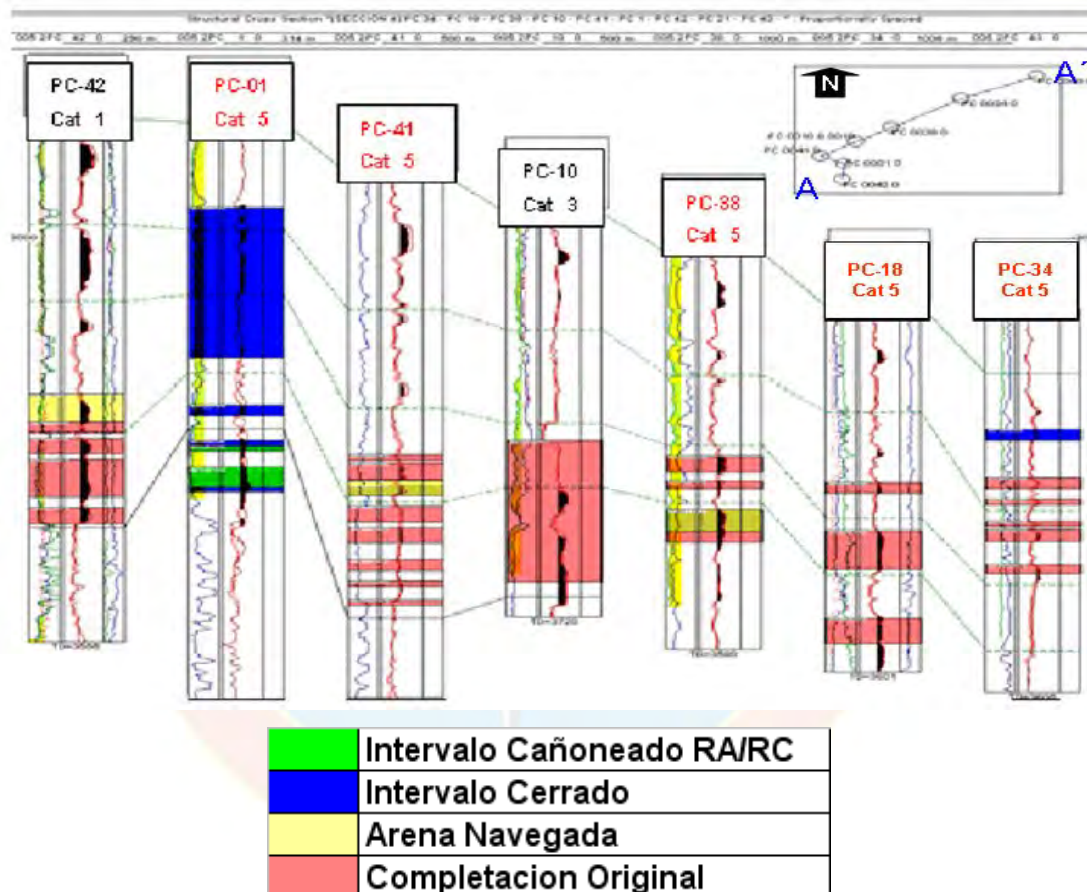


Figura 4.7 Sección estructural del PC 0041 con sus pozos vecinos

El cotejo entre los registros digitalizados, del pozo y sus dos pozos vecinos activos más cercanos, establecen continuidad lateral de las arenas del yacimiento Oficina, debido a que no existe o se perfila ningún tipo de falla entre estos, como se muestra en la figura 4.8, sin embargo, la evidencia de pérdidas de propiedades en algunas arenas se debe a los efectos de la

erosión, ocasionada al ambiente sedimentario, durante su formación. Cabe destacar, que debido a que no existe una falla entre los radios de drenaje, el PC 0041 pudiera tener el mismo comportamiento productivo que el PC 0042 y PC 0010.

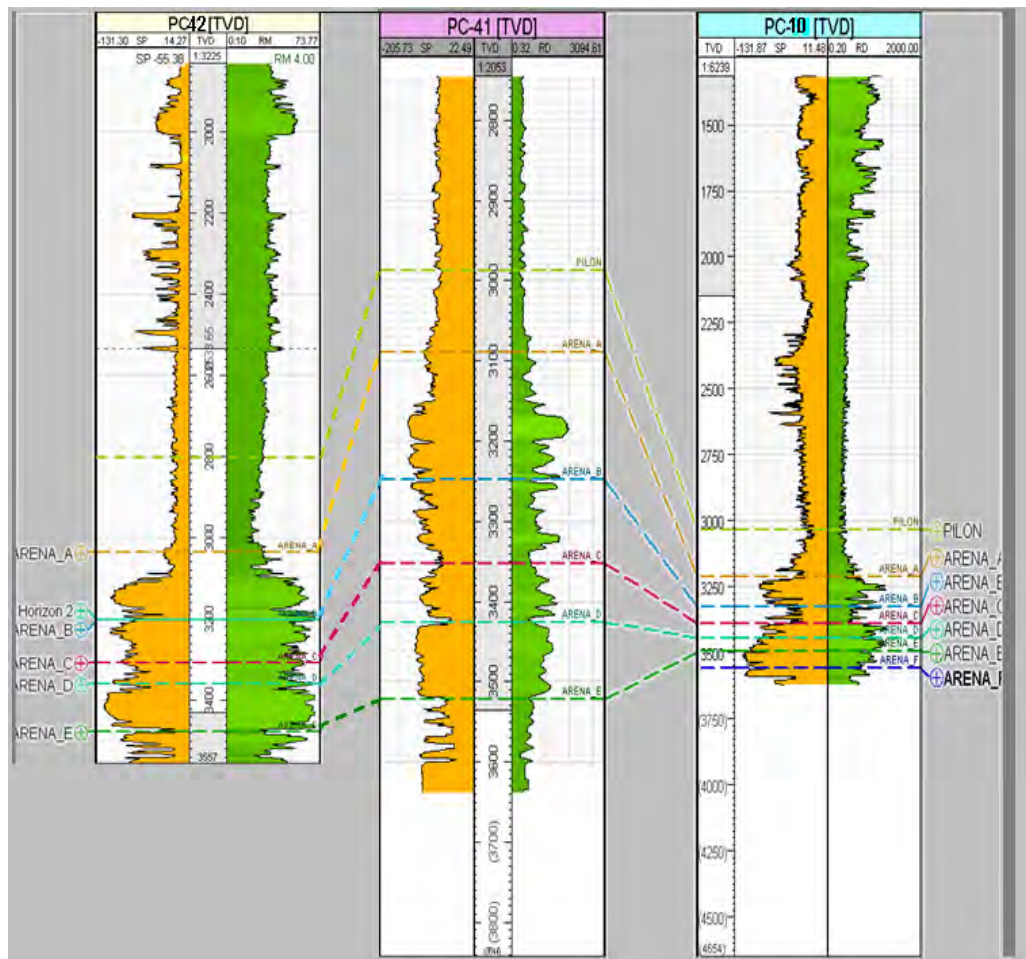


Figura 4.8 Registros digitalizados del PC 0041 y sus vecinos activos más cercanos

Una vez presentados todos los aspectos relacionados con los objetivos de la investigación, se generó el diagrama mecánico propuesto para la perforación del pozo reemplazo del PC 0041, el cual consiste, en la

perforación de un pozo horizontal, que navegará la arena "C", abandonando totalmente la completación actual del mismo, como se muestra en la figura 4.9

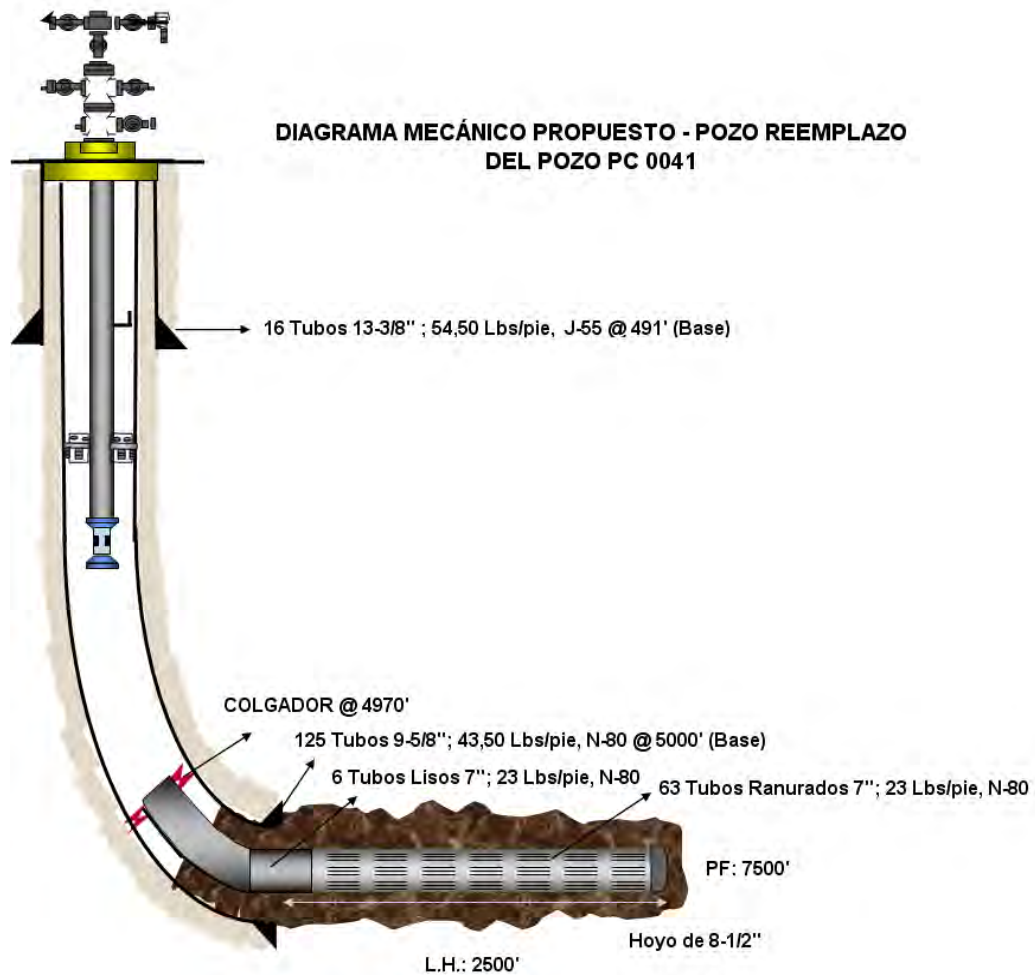


Figura 4.9 Diagrama mecánico propuesto para el reemplazo del pozo PC 0041

Los datos que especifican cada uno de los componentes que integran la sarta de completación, para el pozo propuesto como reemplazo del PC 0041, se muestran en la tabla 4.13. Así mismo, en el apéndice M se muestran cada

uno de los diagramas mecánicos de los pozos que cumplieron con las condiciones de selección planteadas anteriormente.

Tabla 4.15 Componentes de la sarta de completación

SARTA DE COMPLETACION						
Diam (in)	Componente	#Jts	P(lb/ft)	Grado	Long (ft)	Tope (ft)
10.750	BOLO/CEBOLLA	1	0		1.00	0.00
4.500	CROSSOVER 4 1/2"EUE PIN X 4 1/2" T3SB PIN 13% CR	1	9.3	L80 13%CR	1.00	1.00
0.000	MESA ROTARIA	1	0		25.00	2.00
4.500	TUBING	102	12.6	L80 13%CR	3,166.45	27.00
4.500	CROSSOVER 4 1/2"EUE PIN X 4 1/2" T3SB PIN 13% CR	1	9.3	L80 13%CR	1.00	3,193.45
4.500	CUELLO	1	9.3	J55	1.00	3,194.45
4.500	BOTELLA DE 4 1/2" EUE X 3 1/2" EUE	1	9.3	J55	1.00	3,195.45
4.500	NIPLE LISO 3 1/2# 9,3# J-55 EUE	1	9.3	J55	3.70	3,196.45
4.500	MANDRIL TEMP. PRES.	1	0		8.60	3,200.15
4.500	NIPLE LISO 3 1/2# 9,3# J-55 EUE	1	9.3	J55	3.70	3,208.75
4.500	CUELLO	1	9.3	J55	1.00	3,212.45
4.500	BOTELLA DE 4 1/2" EUE X 3 1/2" EUE	1	9.3	J55	1.00	3,213.45
4.500	CUELLO	1	9.3	J55	1.00	3,214.45
4.500	CROSSOVER PIN	1	9.3	J55	1.00	3,215.45
4.500	TUBING	2	12.6	L80 13%CR	60.63	3,216.45
4.500	CROSSOVER PIN	1	9.3	L80 13%CR	1.00	3,277.08
9.625	UNIDAD SELLANTE	1	0	L80 13%CR	6.70	3,278.08
4.500	NIPLE LISO 3 1/2# 9,3# J-55 EUE	1	9.3	J55	5.70	3,284.78
4.500	BOTELLA DE 4 1/2" EUE X 3 1/2" EUE	1	9.3	J55	1.00	3,290.48
3.500	CUELLO	1	9.3	J55	1.00	3,291.48
3.500	NIPLE DE ASIENTO + VALVULA P.O.P	1	9.3	J55	1.00	3,292.48

Los pozos más prospectivos a perforación de pozos reemplazo, considerando todos los parámetros explicados anteriormente, son los que se muestran en la tabla 4.14. Sin embargo, los pozos PC 0003; PC 0033; PC 0034; PM 0009 y PM 030, no cumplen con los criterios de selección, en vista que el corte de agua o %AyS analizado y comparado con los vecinos activos en su sección estratigráfica/estructural, es mayor al 50%, excepto, el

pozo PC 0126, cuyo corte de agua aportado por los vecinos activos es de 35%. No obstante, al comparar los barriles netos producidos por día con respecto al PC 0041, fue menor.

Tabla 4.16 Pozos Prospectivos a Perforación de Pozos Reemplazo

Pozo	BNPD	Geometría Recomendada	Horizonte (s) Objetivo	%AyS Estimado	Reservas Recuperables (BN)
PC 0003	290	OH	Arena "A"	38	1.925.119
PC 0033	380	RH	Arena "C"	40	2.426.964
PC 0034	356	OV	Arena "B/C/D"	35	1.530.635
PC 0041	719	OH	Arena "C"	34	1.614.913
PC 0126	262	OH	Arena "A"	20	1.181.360
PM 0009	727	OH	Arena "A"	29	2.076.059
PM 0030	633	OH	Arena "B"	40	768.303

De lo anteriormente planteado, se recomienda realizar la perforación de un pozo horizontal, que reemplace al PC 0041, el cual debe navegar la arena "C", ya que ésta promedia espesores de 60 pies y resistividades entre 10 y 150 OHM.M, lo que se considera como excelente condición para el Campo Pilón, Distrito Morichal. Este trabajo se debe realizar, considerando una distancia de 500 metros de la locación actual del pozo, para evitar la zona de interferencia entre los radios de drenaje del PC 0041 actual y el pozo reemplazo del mismo. La geonavegación 3D de la perforación del pozo reemplazo para el PC 0041 se muestra en el apéndice N.

4.4 EVALUACIÓN ECONOMICA DE LAS PROPUESTAS REALIZADAS

Para realizar la evaluación económica-financiera y determinar la rentabilidad del proyecto, fue necesario presentarlo bajo tres escenarios (pesimista, normal y optimista) para ello se hizo uso de diferentes indicadores financieros estimados por la empresa (PDVSA), tales como tasa interna de retorno (TIR) mínima del 15%, el valor presente neto (VPN) mayor a cero,

eficiencia de la inversión (EI) que debe ser mayor a uno (1), así como, de variables económicas requeridas como son el flujo de caja, egresos, ingresos, valor de la inversión, entre otros, y una paridad cambiaria de 4,30 Bs/\$. Como se muestra en la tabla 4.15.

Tabla 4.17 Datos para la evaluación económica del pozo PC 0041

PREMISAS DE EVALUACIÓN				INDICADORES ECONÓMICOS		
TASA DESCUENTO	10%	% ISLR	50%	PDVSA NACION		
UNIDAD TRIBUTARIA (Bs)	90	% REGALIA CRUDO	30%	VPI (MMBs)	123	431
PARIDAD CAMBIARIA (Bs/\$)	4,3	% REGALIA GAS	20%	TIR (%)	261,57	905,71
PRECIO CRUDO MEREY (\$/Bls)	72,30 - 144,11	% OTROS IMP Y CONT	3%	EI	21,5	72,8
PRECIO GAS (\$/MMBTU)	0,93 - 0,94	% IMPUESTO POR CONSUMO	10%	TP (AÑOS)	0,3822	0,1103
COSTO BARRIL (\$/BL)	4,80	IMPUESTO SUPERFICIAL	100			
		% IMPUESTO EXTRACCIÓN	33%			
		% APORTE PDVSA	0%			
DATOS BÁSICOS						
ÁREA	1	RGF (PCH/BHP)	280			
POTENCIAL INICIAL (BHPD)	545	PODER CALORÍFICO DEL GAS (BTU/PC)	1013,00			
DECLINACIÓN (Fracción)	0,0631729	% GAS DE VENTA	15%			
TASA LÍMITE (BHPD)	30	% GAS COMBUSTIBLE	18%			
INVERSIÓN PERFORACIÓN (MMBs)	6,00000	HORIZONTE ECONÓMICO (AÑOS)	45,90			
INVERSIÓN GPS (MMBs)	0,00	EXTENSIÓN SUP. NO EXPLOTADA (Km2)	62			
INVERSIÓN FAC. (MMBs)	0,00					
INVERSION TOTAL (MMBs)	6,00					

En este sentido, se tomó el Pozo PC 0041 para el análisis detallado de la rentabilidad del mismo. En efecto, se consideran unas premisas a ser evaluadas a partir de una serie de datos básicos que proporcionen la

información vinculada con los aspectos económicos de la propuesta tal como se muestra en la tabla 4.16

Tabla 4.18 Evaluación económica del pozo PC 0041

Percentiles	VPN (MMBs)	EI	TP (AÑOS)
0%	69,52	12,6	0,2980
10%	100,42	17,7	0,3558
20%	106,39	18,7	0,3708
30%	110,24	19,4	0,3811
40%	113,78	20,0	0,3914
50%	116,94	20,5	0,4013
60%	119,91	21,0	0,4123
70%	123,18	21,5	0,4236
80%	127,06	22,2	0,4382
90%	133,50	23,2	0,4611
100%	161,20	27,9	0,6581

Al respecto, se observa que bajo un escenario pesimista con un percentil del 10%, el VPN es mayor a uno (1), la TIR se estimó con un mínimo del 15% y la eficiencia de la inversión resultó mayor a uno (1). Sin embargo, la industria al realizar los análisis de los costos asociados a la rentabilidad de un pozo se maneja bajo un escenario en condiciones normales, es decir, bajo un percentil del 50% que le permite orientar la inversión o rentabilidad de esta en un escenario aceptable, dejando a un lado los márgenes óptimos que implican la evaluación del riesgo de la inversión.

No obstante, con la finalidad de mostrar el comportamiento de las variables económicas asociadas a cada pozo propuesto que este caso son siete (7), a continuación se muestra los datos obtenidos de la aplicación de indicadores financieros en la tabla 4.19

Tabla 4.19 Evaluación económica de los pozos a candidatos de perforación de pozo reemplazo

POZO	PERCENTILES	VPN (MMBs)	EI	TP (ANOS)
PC 0003	10%	3,69	2,30	1,7700
	50%	5,14	2,70	2,0200
	90%	6,18	2,80	1,1800
PC 0033	10%	6,67	3,10	1,4600
	50%	8,19	3,50	1,6700
	90%	9,93	1,70	0,2300
PC 0034	10%	9,09	3,20	1,5300
	50%	11,10	3,60	1,7500
	90%	60,16	15,20	0,2600
PC 0041	10%	100,42	17,70	0,3558
	50%	116,94	20,50	0,4013
	90%	133,50	23,20	0,4611
PC 0126	10%	3,50	2,00	1,9500
	50%	5,00	2,30	2,4300
	90%	6,20	2,50	1,9500
PM 0009	10%	98,30	18,20	0,2900
	50%	114,40	21,30	0,3100
	90%	135,60	24,00	0,3600
PM 0030	10%	84,60	15,60	0,3700
	50%	101,20	18,20	0,4100
	90%	125,23	21,00	0,4900



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El 30% de los pozos del Campo Pilón están clasificados como esperando abandono por razones mecánicas, que están representados en 49 pozos.
- De los 49 pozos esperando abandono por razones mecánicas, 4 están clasificados por rotura del revestidor, 15 por presentar atascamiento del equipo de completación, 2 por colapsamiento del revestidor, 14 por obstrucción de los tubos ranurados y 14 por otras causas.
- Las reservas recuperables asociadas al pozo PC 0041, se estiman en el orden de los 661 MBN de petróleo, calculadas por el método volumétrico.
- La ecuación matemática implementada para la estimación del área de intercepción entre los radios de drenaje de los pozos con reentrada, disminuye la incertidumbre del volumen drenado por los pozo.
- Las reservas negativas estimadas se deben a que se está subestimando el factor de recobro del Campo, y es posible que los pozos estén recobrando más que el 15%.
- La no continuidad de las arenas aumentan el grado incertidumbre al momento de cotejar los pozos esperando abandono con los pozos activos.
- Los pozos más prospectivos a la perforación de pozos reemplazo, considerando las reservas remanentes, geometría, horizonte(s) objetivo

y el comportamiento productivo de los vecinos activos son: PC 0003, PC 0033, PC 0034, PC 0041, PC 0126, PM 0009 y PM 0030

- La inversión de la perforación de un pozo reemplazo para el PC 0041 se estimó en 6 MMBs, con un VPN de 123 MMBs, EI 21,5 y un TP 0,38 años.

5.2 RECOMENDACIONES

- Mantener actualizada la base de datos CENTINELA, GeograPhix y OFM, con el objeto de obtener información confiable, ajustada a la realidad del comportamiento de los pozos.
- Realizar registros BHP/BHT a los pozos que no cuentan con esta prueba con el objeto de tener información actualizada de los mismos, a fin de verificar las condiciones de operación y realizar una estimación más precisa del comportamiento de producción de estos, que permitan validar la saturación de las diferentes arenas completadas.
- Hacer uso de la ecuación matemática diseñada para la estimación de reservas por el método volumétrico para los pozos reentrada, con la finalidad de ajustar a la realidad los radios drenados y no subestimar o sobrestimar las reservas.
- Al seleccionar el pozo candidato a perforación de reemplazo, debe razonarse el comportamiento de los vecinos activos además de tomar en cuenta las arenas donde están completadas para proyectar a futuro el comportamiento del pozo a reactivar, y considerar la evaluación económica acorde a los requerimientos de la empresa.

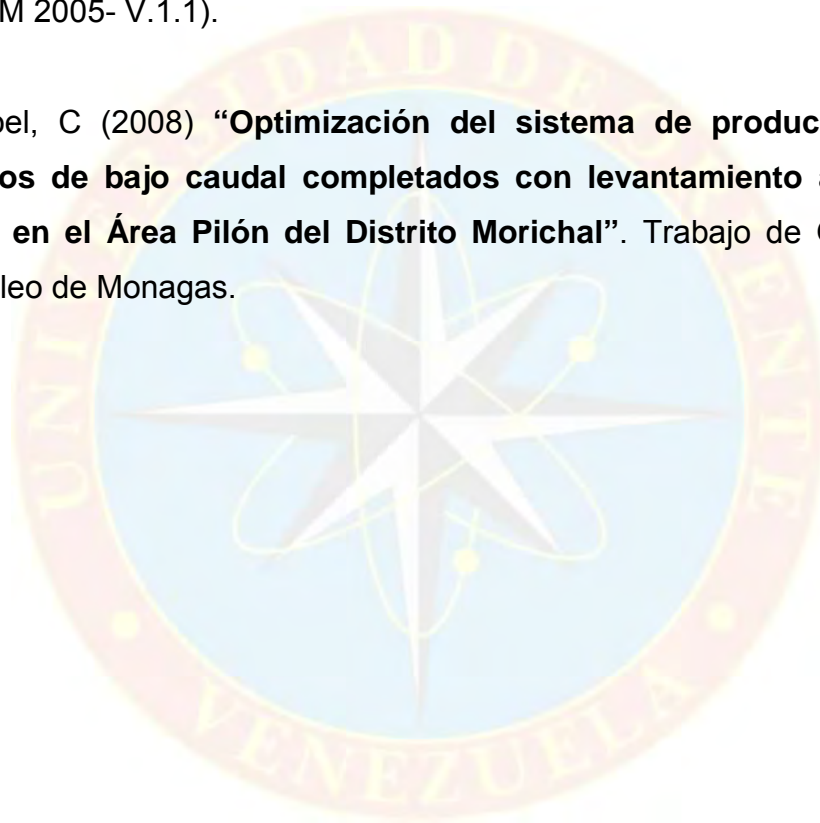
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIAS, F. (2006). El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología Científica. (Cuarta edición). Editorial Espíteme. Caracas-Venezuela.
- CRAFT, B. Y Hawkins, M. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona, España: Omega.
- LAWRENCE, G. (1996). Administración Financiera Básica. (Tercera edición). Editorial Harla. Distrito Federal-México.
- MAGGILOLO, R. (2008). Gas Lift Básico. [Libro en línea]. Consultado el 20 de Diciembre de 2011 en: <http://es.scribd.com/doc/31964945/Maggiolo-R-Gas-Lift-Basico-ESP-OIL>.
- MANNUCCI, J. Caracterización Física y Energética de Yacimientos. MannyRon Consultores.
- MENDOZA, J (2002) **“Estrategia de explotación para Pozos inactivos del Yacimiento Oficina-01, Campo Pilón, mediante análisis integral de Yacimiento”**. Tesis de Grado, UDO, Núcleo de Monagas.
- PDVSA. 2009. Gerencia de Yacimientos. Informe del Plan de Desarrollo E y P, PDVSA, Venezuela. 32 pp.
- PDVSA. 2009. Gerencia de Yacimientos. Informe Técnico del Modelo Petrofísico del Campo Pilón, PDVSA, Venezuela. 25 pp.

RODRÍGUEZ, I (2006), **“Generación de potencial en el área Jobo-02 a través de la reparación de pozos arenados mediante el análisis integrado Superficie-Yacimiento”**. Trabajo de grado publicado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

SCHLUMBERGER, (2005). Manual Básico e Intermedio de Oil Field Manager (OFM 2005- V.1.1).

Villarroel, C (2008) **“Optimización del sistema de producción de los pozos de bajo caudal completados con levantamiento artificial por gas en el Área Pílon del Distrito Morichal”**. Trabajo de Grado, UDO, Núcleo de Monagas.





APÉNDICES



APÉNDICE A
DISTRIBUCIÓN DE LOS POZOS PERTENECIENTES AL CAMPO PILÓN

Tabla A.1 Distribución de todos los pozos del Campo Pilón, indicando su categoría, estado y subestados.

POZO	CAT	MET	GEOMETRÍA	ESTADO	SUB-ESTADO	POZO	CAT	MET	GEOMETRÍA	ESTADO	SUB-ESTADO
PC 0002	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0012	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0005	1	L.A.G.	OV	NF	NF	PM 0016	1	F.N.	RH	NF	WO
PC 0014	1	D.G.	RH	DG	DG	PM 0018	1	L.A.G.	RH	GL	GL
PC 0015	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0020	1	L.A.G.	RH	GL	GL
PC 0021	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0021	1	L.A.G.	OV	GL	WO
PC 0026	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0022	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0029	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0023	1	L.A.G.	RH	GL	GL
PC 0030	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0025	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0031	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0026	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0036	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0027	1	L.A.G.	RH	GL	GL
PC 0040	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0032	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0042	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0034	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0043	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0037	1	L.A.G.	RH	GL	GL
PC 0046	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0039	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0127	1	D.G.	OV	DG	DG	PM 0041	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0128	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0045	1	D.G.	RH	DG	DG
PC 0130	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0046	1	D.G.	OV	DG	DG
PC 0131	1	D.G.	OV	DG	DG	PM 0047	1	F.N.	RH	NF	NF
PC 0132	1	D.G.	RH	DG	DG	PM 0053	1	L.A.G.	RH	NF	P8
PC 0134	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0055	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0135	1	L.A.G.	OV	NF	NF	PM 0057	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0136	1	D.G.	RH	DG	DG	PM 0058	1	D.G.	OV	GL	WO
PC 0137	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0060	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0138	1	F.N.	OV	NF	NF	PM 0062	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0139	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0063	1	L.A.G.	RH	GL	GL
PC 0140	1	D.G.	OV	DG	DG	PM 0064	1	L.A.G.	OV	GL	GL
PC 0141	1	D.G.	RH	DG	DG	PM 0120	1	L.A.G.	RH	GL	GL
PC 0142	1	D.G.	RH	DG	DG	PM 0123	1	D.G.	OV	DG	DG
PC 0144	1	D.G.	OV	DG	DG	PM 0125	1	B.C.P.	OV	DT	WO
PC 0145	1	D.G.	OV	DG	DG	PM 0144	1	D.G.	OH	DG	DG
PC 0146	1	D.G.	OV	DG	DG	PC 0009	2	OTRO	RH	OC	EF
PC 0147	1	D.G.	OD	DG	DG	PC 0008	2	L.A.G.	OV	TD	TD
PC 0151	1	L.A.G.	OH	GL	GL	PC 0058	2	L.A.G.	RH	WO	WO
PC 0153	1	D.G.	OH	DG	DG	PM 0062	2	L.A.G.	OV	OC	EF
PC 0154	1	L.A.G.	OH	GL	GL	PM 0125	2	L.A.G.	OV	OS	HT
PC 0156	1	L.A.G.	OH	GL	GL	PM 0119	2	D.G.	RH	OS	HT
PC 0157	1	L.A.G.	OH	GL	GL	PM 0124	2	B.M.	OV	AE	WO
PM 0001	1	D.G.	OV	DG	DG	PC 0032	3	L.A.G.	RH	AR	AN
PM 0002	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PC 0045	3	B.M.	OV	RE	RE
PM 0003	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PC 0158	3	L.A.G.	OH	AR	AN
PM 0006	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PC 0159	3	L.A.G.	OH	AR	AN

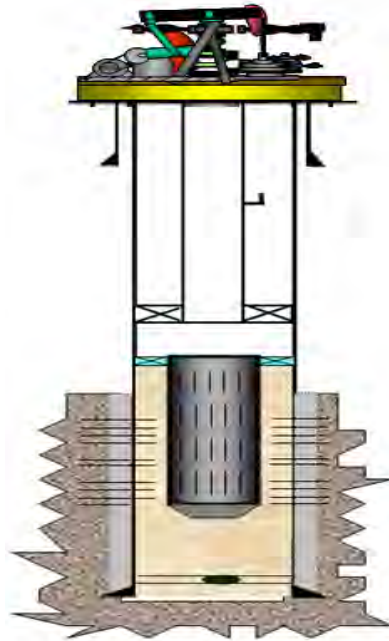
Continuación de la tabla A.1 Distribución de todos los pozos del Campo Pilón, indicando su categoría, estado y subestados.

POZO	CAT	MET	GEOMETRÍA	ESTADO	SUB-ESTADO	POZO	CAT	MET	GEOMETRÍA	ESTADO	SUB-ESTADO
PM 0012	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PC 0027	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0016	1	F.N.	RH	NF	WO	PC 0011	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0018	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0030	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0020	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PC 0019	5	FN	O.V	TD	TD
PM 0021	1	L.A.G.	OV	GL	WO	PM 0031	5	LAG	R.D	TD	TD
PM 0022	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0048	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0023	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0028	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0025	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0050	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0026	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0044	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0027	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0009	5	DG	R.H	TD	TD
PM 0032	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0010	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0034	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0061	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0037	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PC 0161	5	LAG	O.H	TD	TD
PM 0039	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0121	5	BM	R.H	TD	TD
PM 0041	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PC 0006	5	BM	O.V	TD	TD
PM 0045	1	D.G.	RH	DG	DG	PM 0121	5	BM	R.H	TD	TD
PM 0046	1	D.G.	OV	DG	DG	PC 0026	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0047	1	F.N.	RH	NF	NF	PM 0052	5	DG	R.H	TD	TD
PM 0053	1	L.A.G.	RH	NF	P8	PC 0150	5	DG	O.I	TD	TD
PM 0055	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PC 0129	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0057	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0066	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0058	1	D.G.	OV	GL	WO	PM 0042	5	BM	O.V	TD	TD
PM 0060	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0043	5	LAG	R.H	TD	TD
PM 0062	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PC 0160	5	LAG	O.H	TD	TD
PM 0063	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0143	7	OTRO	OV	GG	GG
PM 0064	1	L.A.G.	OV	GL	GL	PM 0056	8	OTRO	OV	CG	GI
PM 0120	1	L.A.G.	RH	GL	GL	PM 0008	9	B.M.	OV	AD	AE
PM 0123	1	D.G.	OV	DG	DG	PM 0015	9	L.A.G.	RH	AD	8F
PM 0125	1	B.C.P.	OV	DT	WO	PM 0029	9	B.M.	OV	A1	AE
PM 0144	1	D.G.	OH	DG	DG	PM 0035	9	B.M.	OV	AD	AE
PC 0009	2	OTRO	RH	OC	EF	PM 0051	9	L.A.G.	OV	A1	A1
PC 0008	2	L.A.G.	OV	TD	TD	PC 0020	9	B.M.	OV	A2	A2
PC 0058	2	L.A.G.	RH	WO	WO	PC 0149	9	D.G.	OV	AD	AY
PM 0062	2	L.A.G.	OV	OC	EF	PM 0019	9	L.A.G.	OV	AD	AM
PM 0125	2	L.A.G.	OV	OS	HT	PC 0044	9	B.M.	OV	AD	AE
PM 0119	2	D.G.	RH	OS	HT	PM 0005	9	B.M.	OV	AD	AY
PM 0124	2	B.M.	OV	AE	WO	PM 0007	9	B.M.	OV	AD	AY
PC 0032	3	L.A.G.	RH	AR	AN	PM 0049	9	B.M.	OV	AD	AE
PC 0045	3	B.M.	OV	RE	RE	PM 056A	9	B.M.	OV	AD	AE
PC 0158	3	L.A.G.	OH	AR	AN	PC 0155	9	L.A.G.	OH	AD	AY

APÉNDICE B
DIAGRAMÁS DE COMPLETACIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO



Diagrama mecánico actual del pozo PC 0001



Profundidad Total: 4150'
Cuello Flotador @ 3613'

Revestimiento de Superficie

11 Revestidores 10-3/4"; 40,5Lbs/pie J-55 a 5480'
1 Zapata Flotadora 10-3/4" a 481"'

Revestimiento de Producción

91 Revestidores 7"; 23,0 Lbs/pie N-80 a 3653'
1 Cuello Flotador 7" a 3613'
1 Revestidor 7"; 23,0 Lbs/pie N-80 a 3653'
1 Zapata Flotadora 7" a 3654'

Equipo de Levantamiento

1 Cross Over 3-1/2" @ 11'
99 Tubos 3 1/2" 9,3 LB/FT L 80 @3128'
1 Cross Over 3-1/2" @ 3135'
1 Mandril 3 1/2" @ 3144'
1 Cross Over 3-1/2" @ 3145'
1 Tubos 3 1/2" 9,3 LB/FT L 80 @3182'
1 Cross Over 3-1/2" @ 3183'
1 Botella 3 1/2" @ 3188'
1 Niple de asiento 3 1/2" @ 3189'
1 POP 3 1/2" @ 3190'

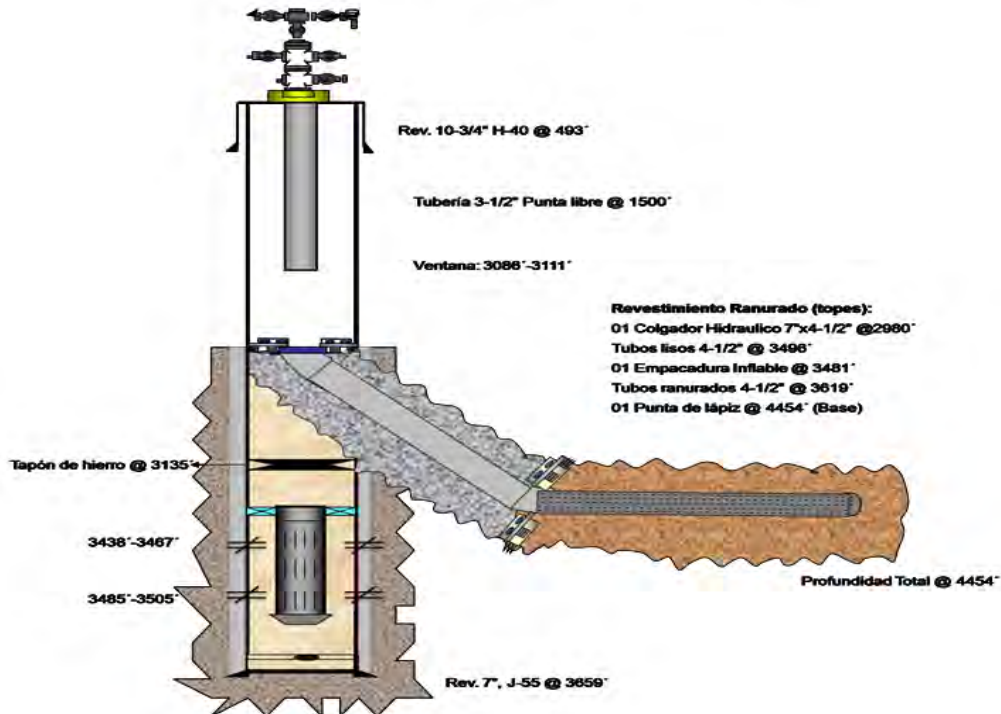
Revestimiento Ranurado (topes estimados)

1 Colgador 7" x 3-1/2" @ 3252'
1 Cross Over Caja @ 3260'
1 2 Tubos Lisos 3 1/2", 9,3 Lbs/p a 3201'
1 Tubos ranurados 3 1/2", 9.2 N-80 (0,020") @ 3169'
1 Punta de lápiz @ 3327

Intervalos Cañoneados

3376'-3382'
3425'-3440'
3453'-3470'

Diagrama mecánico actual del pozo PC 0003



Rev. 10-3/4" H-40 @ 493'

Tubería 3-1/2" Punta libre @ 1500'

Ventana: 3086'-3111'

Revestimiento Ranurado (topes):

01 Colgador Hidraulico 7"x4-1/2" @2980'
Tubos lisos 4-1/2" @ 3496'
01 Empacadura Inflable @ 3481'
Tubos ranurados 4-1/2" @ 3619'
01 Punta de lápiz @ 4454' (Base)

Tapón de hierro @ 3135'

3438'-3467'

3485'-3505'

Profundidad Total @ 4454'

Rev. 7", J-55 @ 3659'

Diagrama mecánico actual del pozo PC 0012

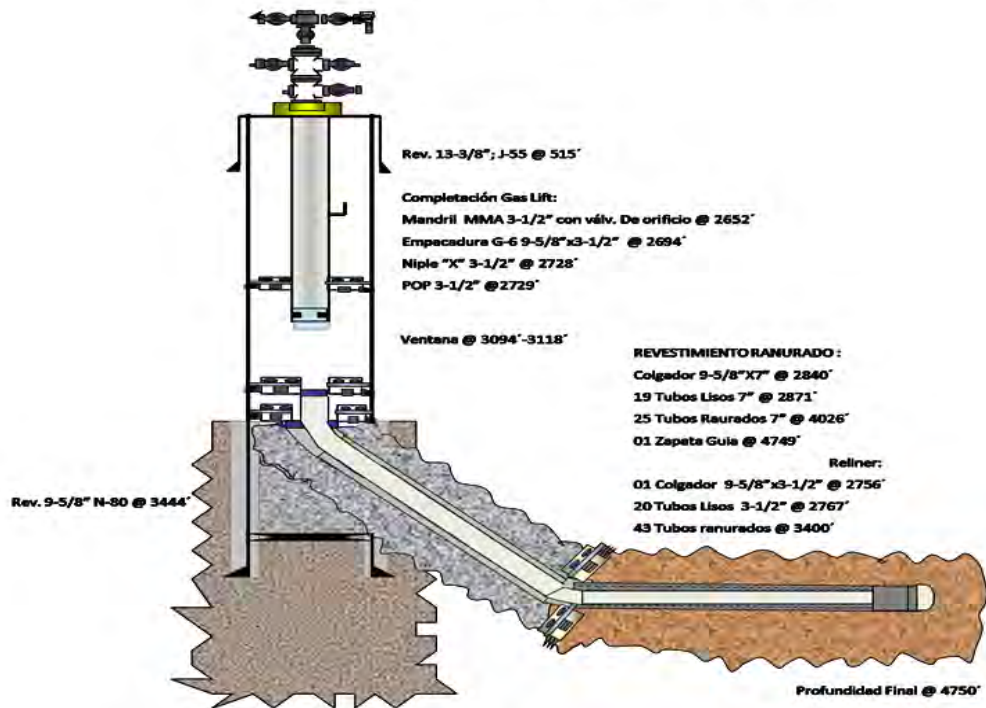


Diagrama mecánico actual del pozo PC 0019



Diagrama mecánico actual del pozo PC 0023

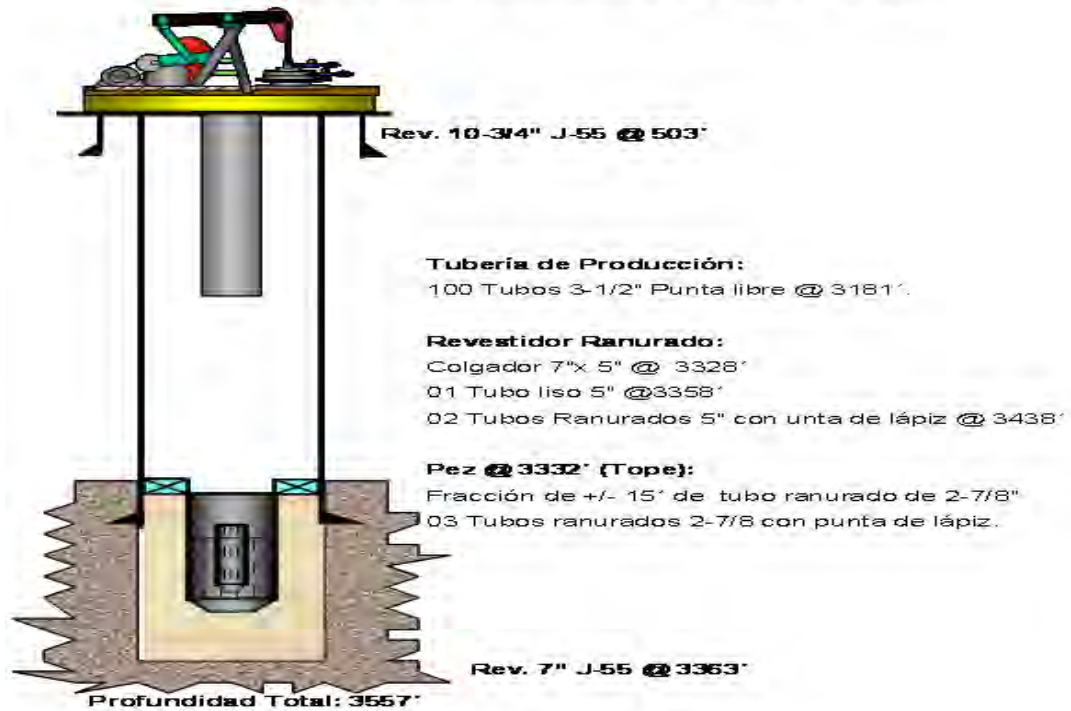


Diagrama mecánico actual del pozo PC 0027

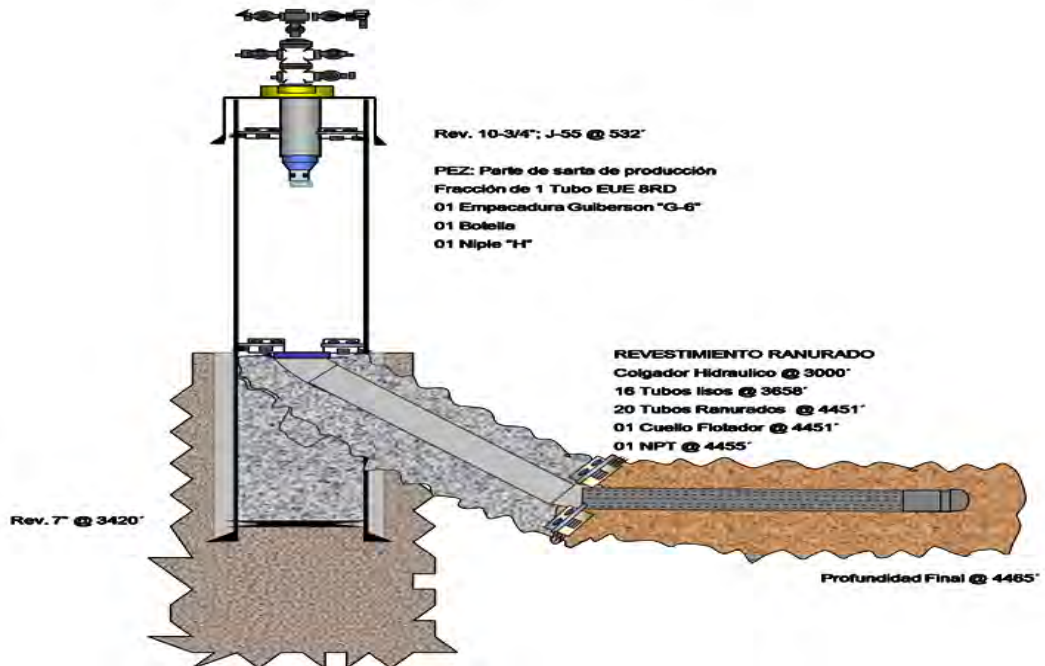


Diagrama mecánico actual del pozo PC 0028

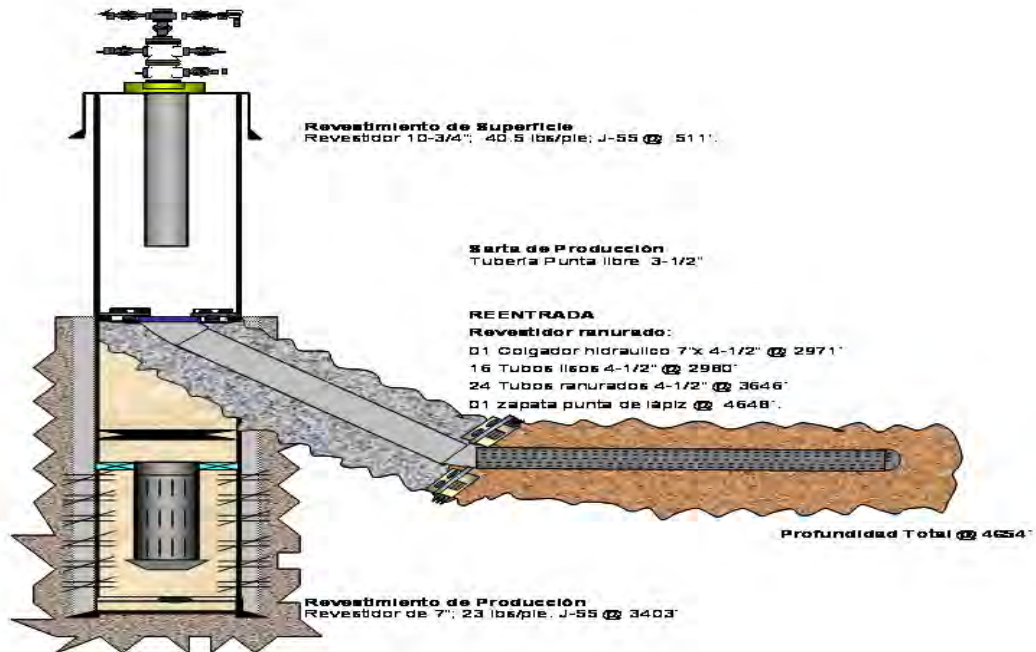


Diagrama Mecánico actual del pozo PC 0033

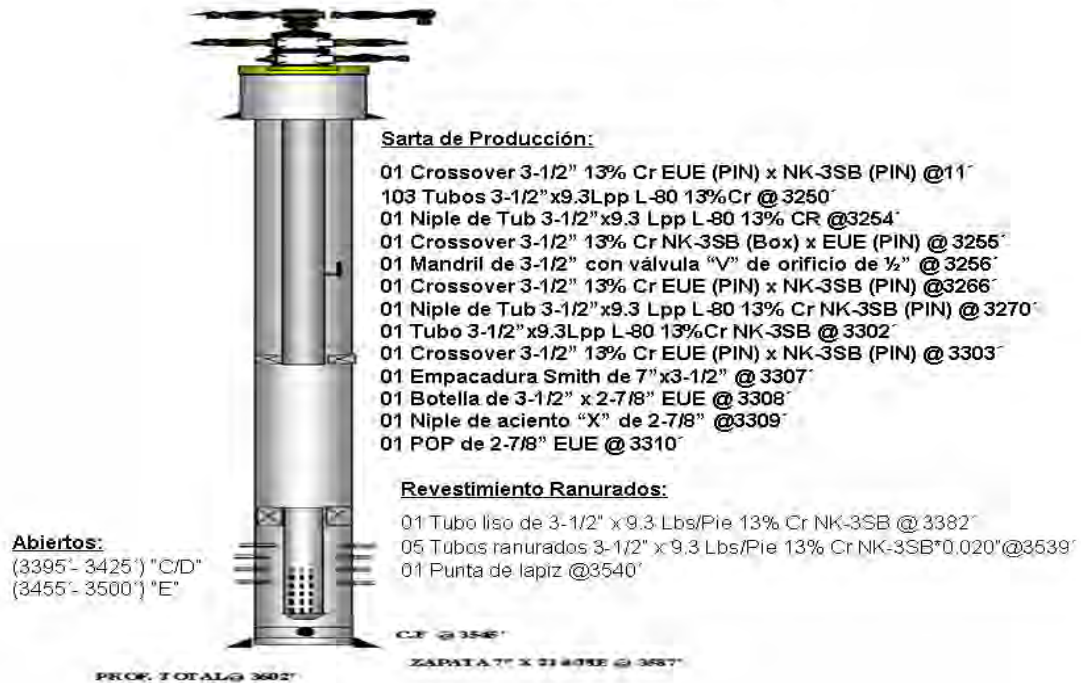
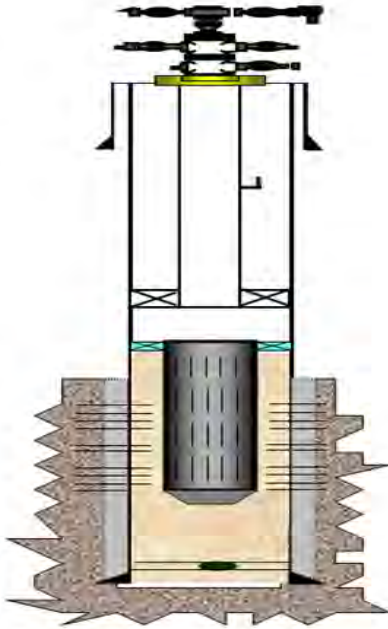


Diagrama mecánico actual del pozo PC 0039



Profundidad Total: 4150'
Cuello Flotador @ 3613'

Revestimiento de Superficie

- 11 Revestidores 10-3/4"; 40,5Lbs/pie J-55 a 5480'
- 1 Zapata Flotadora 10-3/4" a 481'

Revestimiento de Producción

- 91 Revestidores 7", 23,0 Lbs/pie N-80 a 3653'
- 1 Cuello Flotador 7" a 3613'
- 1 Revestidor 7", 23,0 Lbs/pie N-80 a 3653'
- 1 Zapata Flotadora 7" a 3654'

Equipo de Levantamiento

- 1 Cross Over 3-1/2" @ 11'
- 99 Tubos 3 1/2" 9,3 LB/FT L 80 @3128'
- 1 Cross Over 3-1/2" @ 3135'
- 1 Mandril 3 1/2" @ 3144'
- 1 Cross Over 3-1/2" @ 3145'
- 1 Tubos 3 1/2" 9,3 LB/FT L 80 @3182'
- 1 Cross Over 3-1/2" @ 3183'
- 1 Botelle 3 1/2" @ 3188'
- 1 Niple de asiento 3 1/2" @ 3189'
- 1 POP 3 1/2" @ 3190'

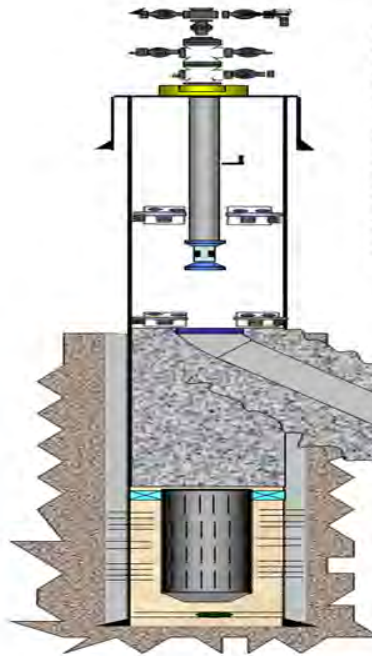
Revestimiento Ranurado (topes estimados)

- 1 Colgador 7" x 3-1/2" @ 3252'
- 1 Cross Over Ceja @ 3260'
- 1 2 Tubos Lisos 3 1/2", 9,3 Lbs/p a 3201'
- 1 Tubos ranurados 3 1/2", 9,2 N-80 (0,020") @ 3169'
- 1 Punta de lápiz @ 3327'

Intervalos Cañoneados

- 3376'-3382'
- 3425'-3440'
- 3453'-3470'

Diagrama mecánico actual del pozo PC 0047



- REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE**
12 Revestimientos BRD : 10 5/8", 40 5, J-55 @ 498'
01 Zapata guía 10 5/8" a @499'
- REVESTIMIENTO DE PRODUCCION:**
99 Revestimiento BUTTRESS 7", 23, J-55 @ 3487'
01 cuello flotador 7" a 3501'
01 revestimiento BUTTRESS 7", 23, J-55 @ 3544'.
01 zapata flotadora 7" a @3545'
- SARTA DE PRODUCCION:**
01 Crossover 3 1/2" EUE Pin x NK3SB x 1" @ 11'
87 Tubos 3 1/2" x 2746' NK3SB @ 2757'
01 Niple liso 3 1/2" x 6' NK3SB @ 2763'
01 Crossover 3 1/2" NK3SB Box x 1" @ 2764'
01 Mandril 3 1/2" x 10' @ 2774'
01 Crossover 3 1/2" EUE Pin x NK3SB x 1" @ 2775'
01 Niple liso 3 1/2" x 6' NK3SB @ 2781'
01 Tubo 3 1/2" x 31,5' NK3SB @ 2813'
01 Crossover NK3SB Caja x EUE Pin x 1" @ 2814'
01 Empacadura Baker R3 Doble Agarre 7" x 2 7/8" x 7' EUE @ 2813' (tope)
01 Niple de Asiento "H" 2 7/8" x 1" @ 2821'
01 Pop 2 7/8" x 1" @ 2822'

Tope de Ventana @ 2962'
Base de Ventana @ 3002'

PROFUNDIDAD TOTAL

4966' MD

REVESTIMIENTO RANUBADO:

- Colgador SC-1L @2842'
- 01 Mill Out Extensión superior 5-1/2" @ 2851'
- 01 Cross Over 4-1/2"x5-1/2" @ 2852'
- 16 Tubos lisos butt 4-1/2", 13,5, P-110 @ 3444'
- 19 Tubos ranurados butt 4-1/2", 13,5, P-110 @ 4194'
- 01 Junta de expansión 4-1/2" @ 4200'
- 20 Tubería ranurada butt 4-1/2", 13,5, P-110 @ 4990'

Diagrama mecánico actual del pozo PM 0052

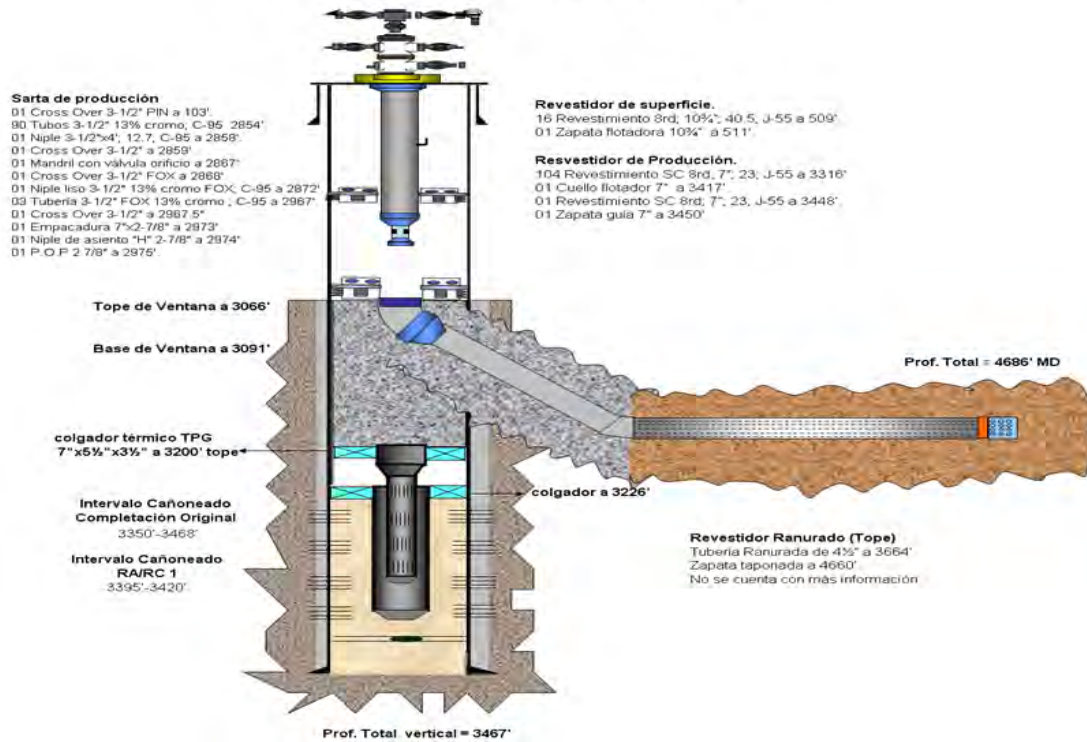
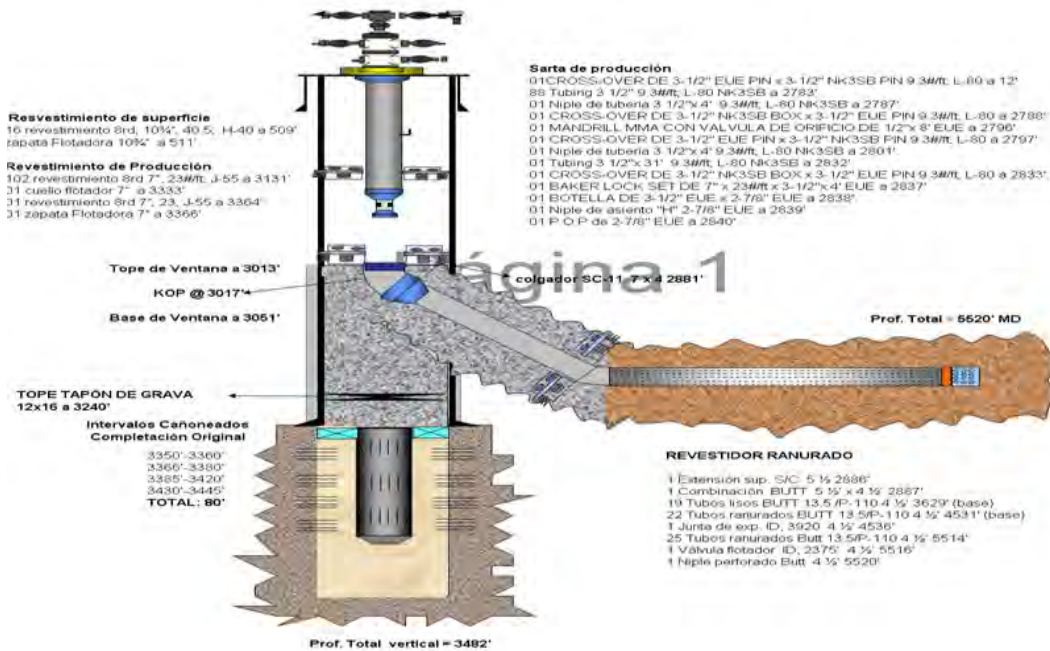


Diagrama mecánico actual del pozo PM 0066





APÉNDICE C

**TABLA CON DATOS DE COMPLETACIÓN, PRODUCCIÓN Y
YACIMIENTO DE LOS POZOS ESPERANDO ABANDONO POR RAZONES
MECÁNICAS DEL CAMPO PILÓN**

Tabla C.1 Datos de completación, producción y yacimiento.

POZO	GEOMETRÍA	ARENA	RAZON DEL ABANDONO	Np (BN)	RESERVAS REMANENTES (BN)	AÑO DEL CIERRE	RADIO DE DRENAJE ESTIMADO	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN			
								BBPD	BNPD	%AyS	RGP
PC 0001	OV	D	PEZ	712.006	736.617	31/07/1985	476	166	166	62	1.807
PC 0003	RH	A	POZO NO RECIBIÓ CON 1000 LPC	2.177.743	1.445.230	31/12/2001	917	478	290	38	1.252
PC 0004	RH	A	TUBERÍA COLAPSADA Y DESFASADA	3.297.993	-887.887	31/08/2010	1640	1.967	1.245	36	804
PC 0006	OV	B/C	TUBERÍA COLAPSADA A 3369'	100% GAS	-146.849	30/01/1998	956	0	0	0	0
PC 0011	RH	A	PEZ	2.739.069	0	31/12/2000	0	764	327	57	651
PC 0012	RH	A	ARENAMIENTO	4.787.392	-1.006.034	31/07/2011	820	968	178	81	146
PC 0016	RH	C	PEZ	1.587.743	-1.006.034	28/02/2001	820	1.453	230	83	1.509
PC 0018	RH		100 % GAS	2.869.926	0	31/01/2009	0	338	98	71	337
PC 0019	OV	A/B/C	PEZ	542.129	0	30/09/1979	0	0	378	20	809
PC 0022	RH	C	ARENAMIENTO	2.595.169	0	31/01/2000	0	76	3	96	333
PC 0023	OV	A/B	PEZ	2.462.053	0	31/08/1992	0	0	527	24	1.450
PC 0024	RH	C	ARENAMIENTO	2.498.506	2.212.064	30/06/1997	824	669	24	98	846
PC 0025	RH	D	DAÑO EN REVESTIDOR	1.317.503	1.477.500	31/05/2000	820	54	17	67	1.059
PC 0027	RH	A	PEZ	3.804.243	-1.208.696	31/10/2005	902	2.098	660	68	926
PC 0028	RH	A	CORTES DE AGUA 60%	2.451.853	207.513	31/10/2004	902	1.825	1.102	38	319
PC 0033	OV	C/D	PEZ	1.518.283	908.681	29/02/1988	820	0	380	40	260
PC 0034	OV	B/C/D	PEZ	1.072.595	458.040	31/05/1990	797	0	356	35	508
PC 0035	RH	A	ARENAMIENTO	1.689.881	-55.820	30/06/2002	740	670	245	63	1.351
PC 0037	RH	B	FALLAS A NIVEL DE COLGADOR Y MAL DISEÑO DE EQUIPO DE CONTROL DE ARENA	1.275.006	1.570.486	28/02/1998	917	1.512	1.399	7	806

Continuación de la Tabla C.1 Datos de completación, producción y yacimiento.

POZO	GEOMETRÍA	ARENA	RAZÓN DEL ABANDONO	Np (BN)	RESERVAS REMANENTES (BN)	AÑO DEL CIERRE	RADIO DE DRENAJE ESTIMADO	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN			
								BBPD	BNPD	%Ays	RGP
PC 0038	RH	D	PROBLEMAS EN EL REVESTIDOR	2.675.725	1.038.274	31/08/1998	820	170	86	49	1.453
PC 0039	OV	A/B/C	PEZ Y HUECO EN REVESTIDOR	1.648.720	-903.626	31/07/1994	834	0	16	28	1.852
PC 0041	RH	A	OBSTRUCCION DE DIAMETRO DE 3/1/2"	1.037.092	378.066	31/12/1997	820	1.101	719	34	278
PC 0047	RH	B	ARENAMIENTO	1.261.885	653.246	31/05/2007	740	5.924	70	98	1.914
PC 0048	RH	E	ARENAMIENTO	1.611.073	0	31/08/2008	0	300	110	61	1.009
PC 0049	RH	A	ARENAMIENTO	854.718	59.520	31/01/2002	740	2.299	1.051	54	639
PC 0050	RH	A	ARENAMIENTO	504.717	1.207.547	30/09/2000	820	6	1	86	2000
PC 0126	RH	B	ARENAMIENTO	1.701.259	927.657	30/11/2010	820	331	262	20	874
PC 0129	RH	A	HUECO EN REVESTIDOR	1.238.765	790.557	31/03/2002	820	18	16	9	1663
PC 0150	OI	A/B	PEZ	924.971	574.564	30/06/2009	805	202	78	52	1116
PC 0160	OH	C	CLASIFICADO HW-HW	2.803	2.950.000	31/12/1998	0	0	0	0	0
PC 0161	OH	F	DAÑO EN EL REVESTIDOR	205.508	0	31/10/2000	0	936	443	52	1332
PM 0009	RH	A	ARENAMIENTO	1.901.621	1.977.024	31/05/1998	1148	1069	727	29	831
PM 0010	RH	E	HUECO EN REVESTIDOR	737.984	0	30/09/2000	0	2762	217	92	1359
PM 0011	OV	B/C	PEZ	2.667.129	-1.792.392	31/07/2004	864	1291	1120	12	312
PM 0017	OV	A/B/C	HUECO EN REVESTIDOR	2.478.330	-1.112.891	31/08/1984	797	0	430	22	751
PM 0028	RH	D	DAÑO EN EL REVESTIDOR	1.928.547	329.692	30/11/1998	492	2888	323	89	1697
PM 0030	RH	B	ARENAMIENTO	1.399.108	533.267	30/06/2008	492	1077	633	40	643
PM 0031	RD	D	ARENAMIENTO	820.509	-23.504	30/06/2004	820	1645	160	91	225
PM 0033	RH	A	PEZ	1.592.279	337.410	31/01/2002	740	30	25	14	720
PM 0036	RH	A	ARENAMIENTO	2.147.710	104.069	31/05/1999	492	1053	255	65	39
PM 0042	OV	E	CANDIDATO A PRODUCTOR DE GAS	745.472	2.225.391	31/12/1983	820	0	552	24	165
PM 0043	RH	D	PEZ	604.305	1.687.976	31/07/1998	1640	107	57	46	368
PM 0044	RH	A	ARENAMIENTO	1.572.854	546.181	30/06/2010	869	78	69	10	4391
PM 0048	RH	E	PEZ	699.584	1.434.120	30/06/2001	755	945	83	91	1193
PM 0050	RH	A	DAÑO A LA FORMACIÓN	657.432	1.782.273	30/09/2000	820	22	20	7	1400
PM 0052	RH	B	ARENAMIENTO	527.537	719.664	30/06/2010	820	78	49	36	5714
PM 0061	RH	E	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	1.185.792	1.198.094	31/07/1998	820	1254	249	79	410
PM 0066	RH	E	ARENAMIENTO	369.347	630.025	31/12/1999	740	349	234	36	1222
PM 0121	RH	E	DAÑO EN EL REVESTIDOR	832.479	2.417.675	28/02/1993	820	0	74	59	2432



APÉNDICE D
MAPAS CON LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS
CATEGORÍA 5 Y SUS VECINOS ACTIVOS

Figura D.1 Mapa con la ubicación del pozo PM 0033 y sus vecinos activos los pozos PM 0003 y PM 0033

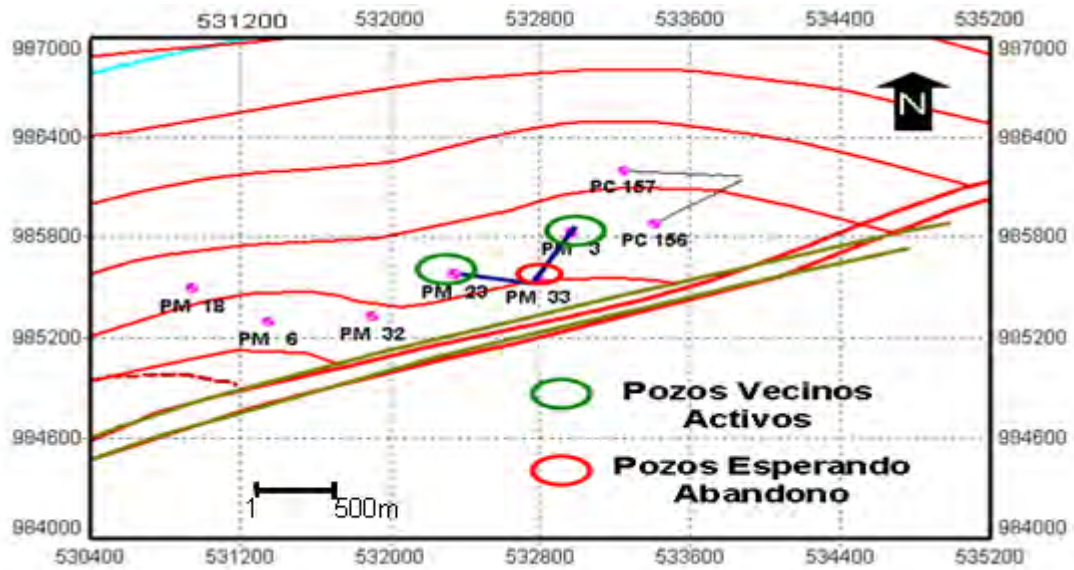


Figura D.2 Mapa con la ubicación del pozo PC0011 y sus vecinos activos los pozos PC0032 y PC 0031

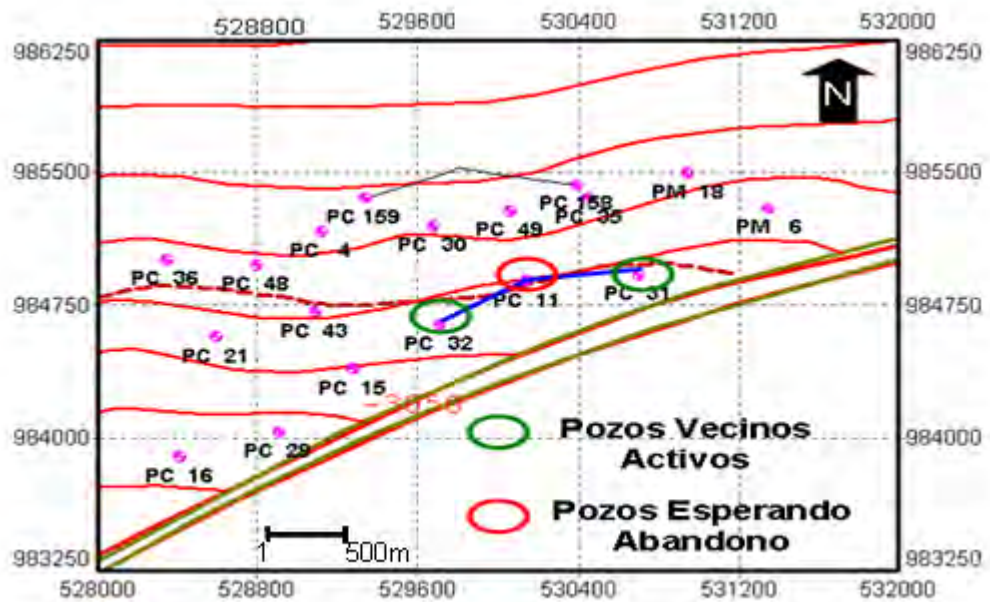


Figura D.5 Mapa con la ubicación del los pozo PC 0016, PC 0033, PC 0025 y sus vecinos activos los pozos PC 0029 y PC 0042

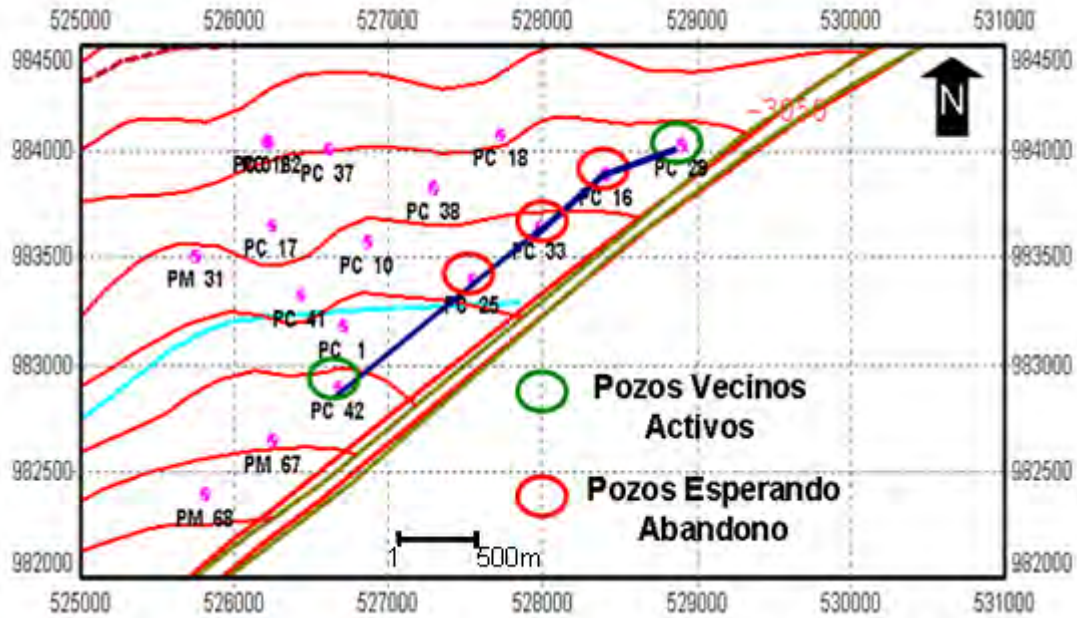


Figura D.6 Mapa con la ubicación del los pozo PC 0037, PC 0022, PC 0039, PC 0024, y sus vecinos activos, los pozos PC 0017 y PC 0036

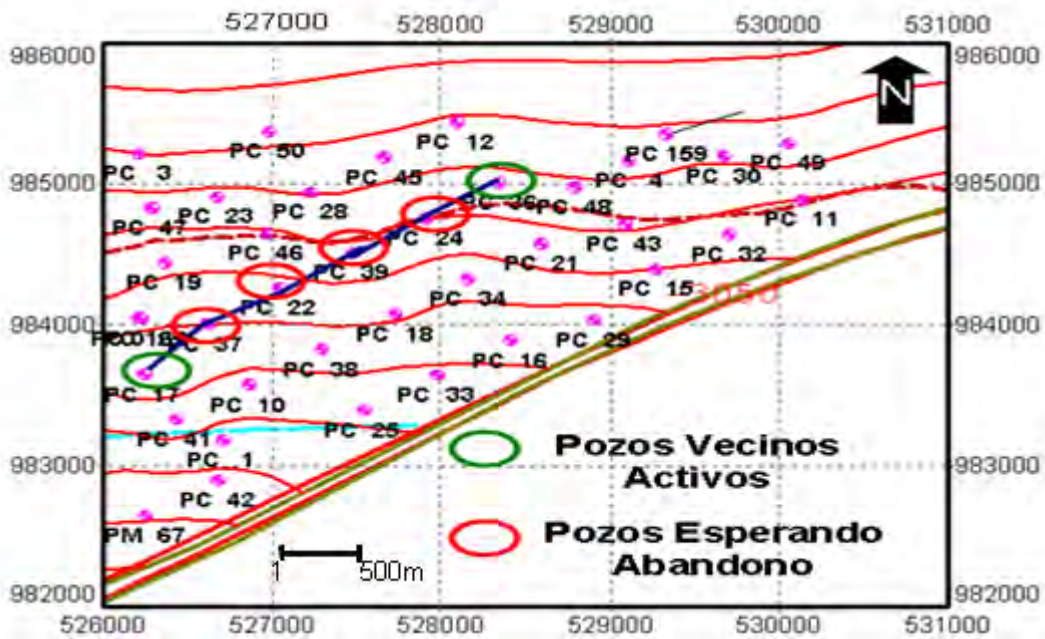


Figura D.7 Mapa con la ubicación del los pozo PC 0028, PC 0012, y sus vecinos activos, los pozos PC 0046, PC 0045 y PC 0036

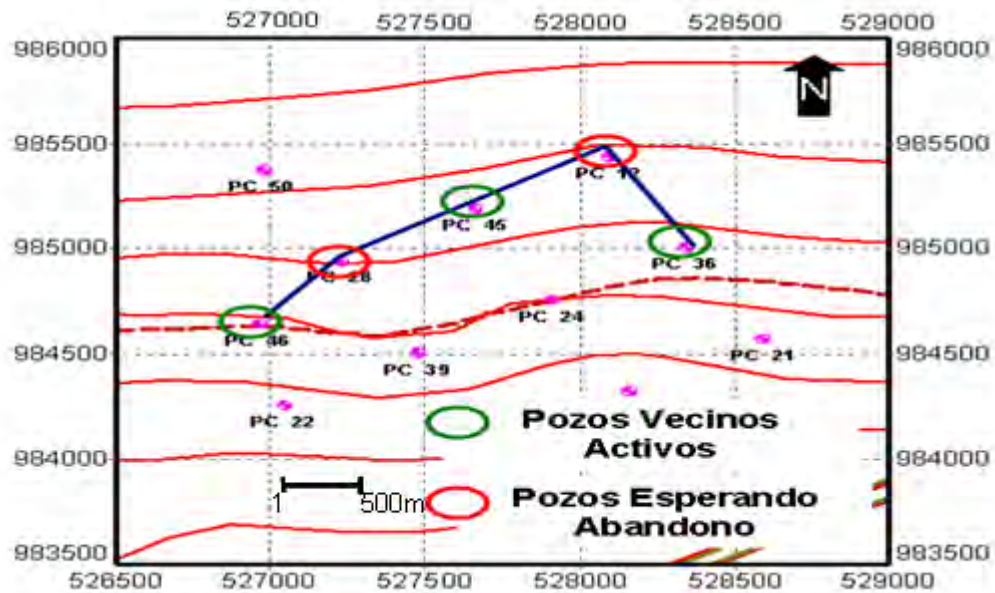


Figura D.8 Mapa con la ubicación del los pozo PM 0017, PC 0047, PC 0023, y sus vecinos activos, los pozos PM 0025, PM 0024, PC 0026 y PC 0046

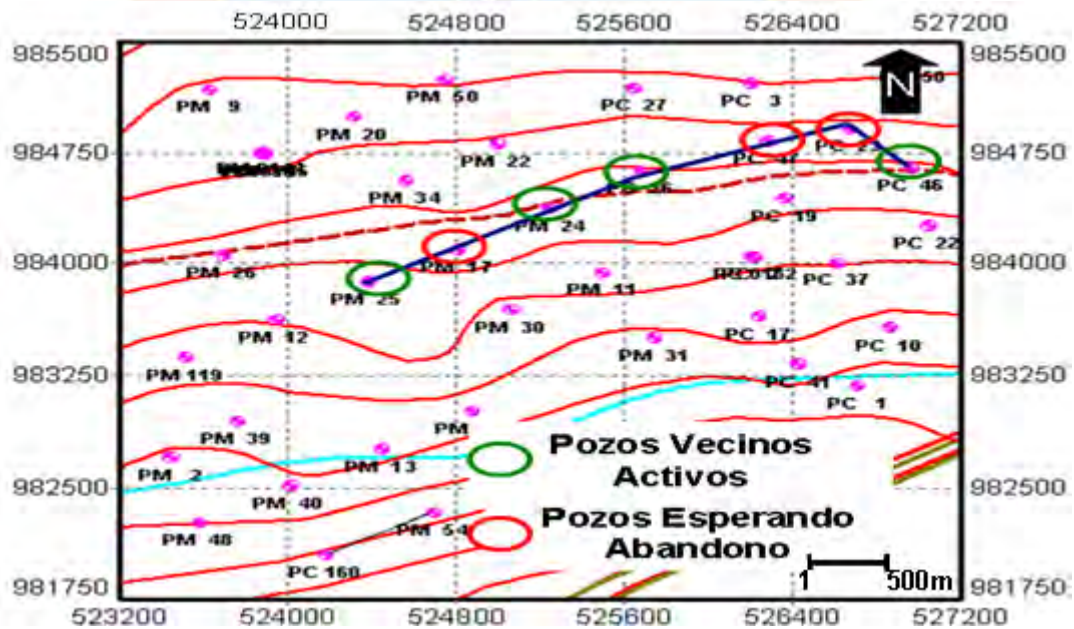


Figura D.11 Mapa con la ubicación del los pozo PM 0028, PM 0048, PM0031, y sus vecinos activos, los pozos PM 0002, PM 0040, PM0013, PM0041 y PC0017

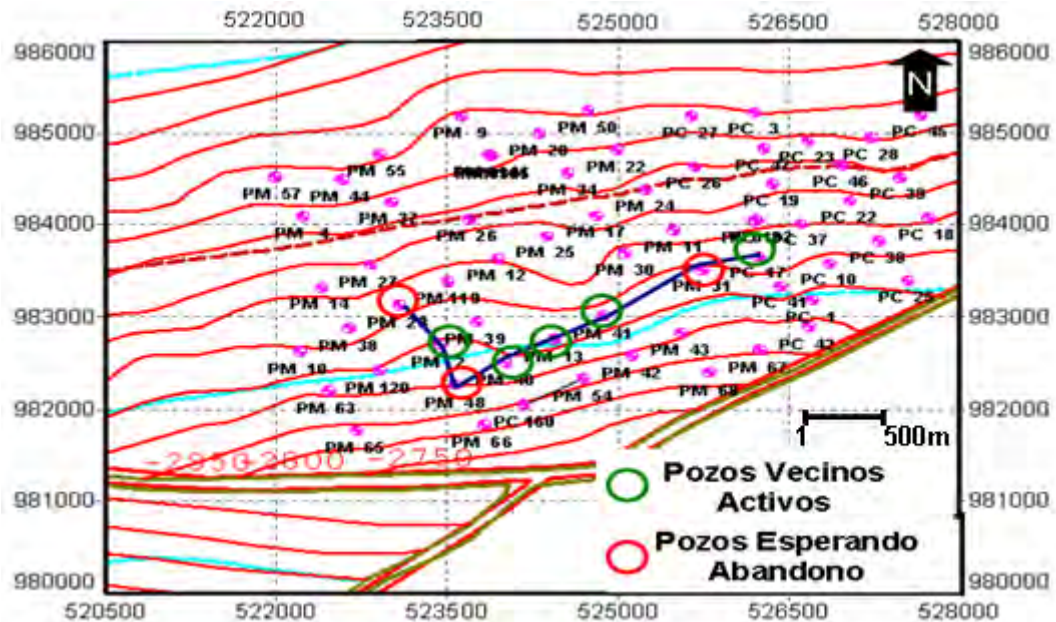


Figura D.12 Mapa con la ubicación del los pozo PM 0050, PM 0044, PM0009, y sus vecinos activos, los pozos PM 0055, PM 0020, PM0004, y PC0125

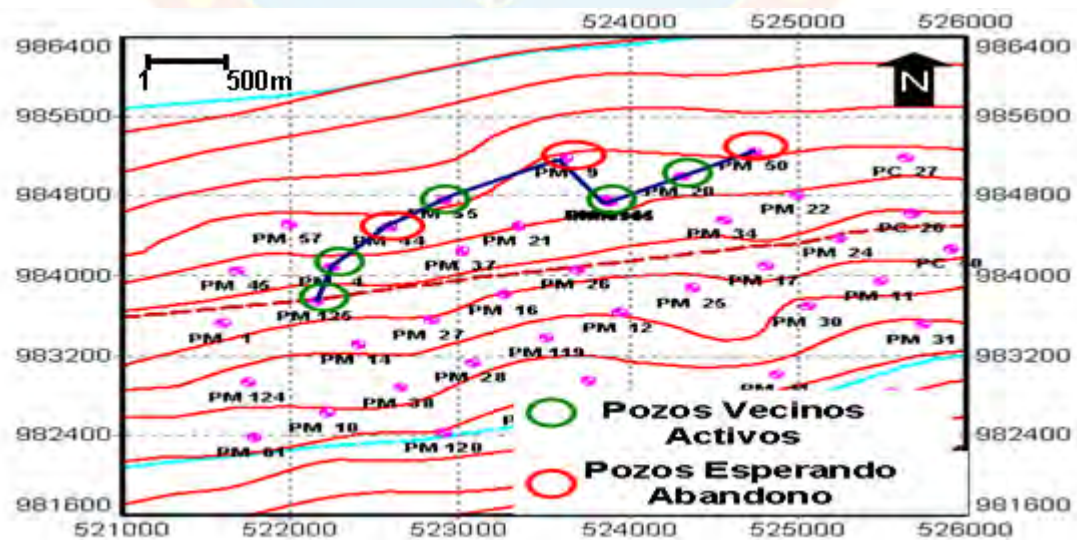


Figura D.13 Mapa con la ubicación del los pozo PM 0010, PM 0061, PM0161, y sus vecinos activos, los pozos PM 0060, y PC0028

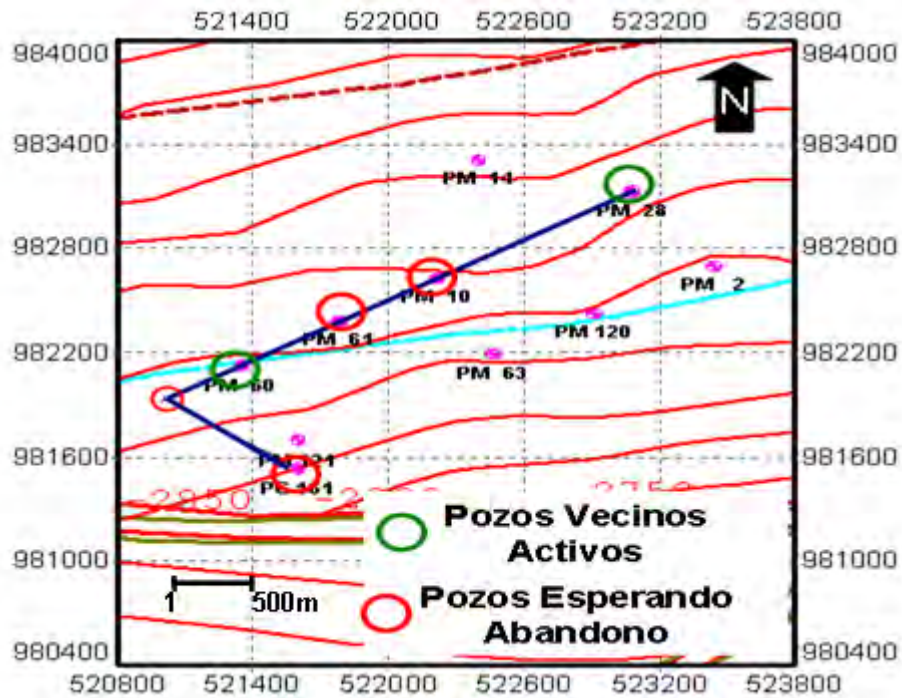


Figura D.14 Mapa con la ubicación del pozo PM 0121, y sus vecinos activos, los pozos PM 0060, y PM0062

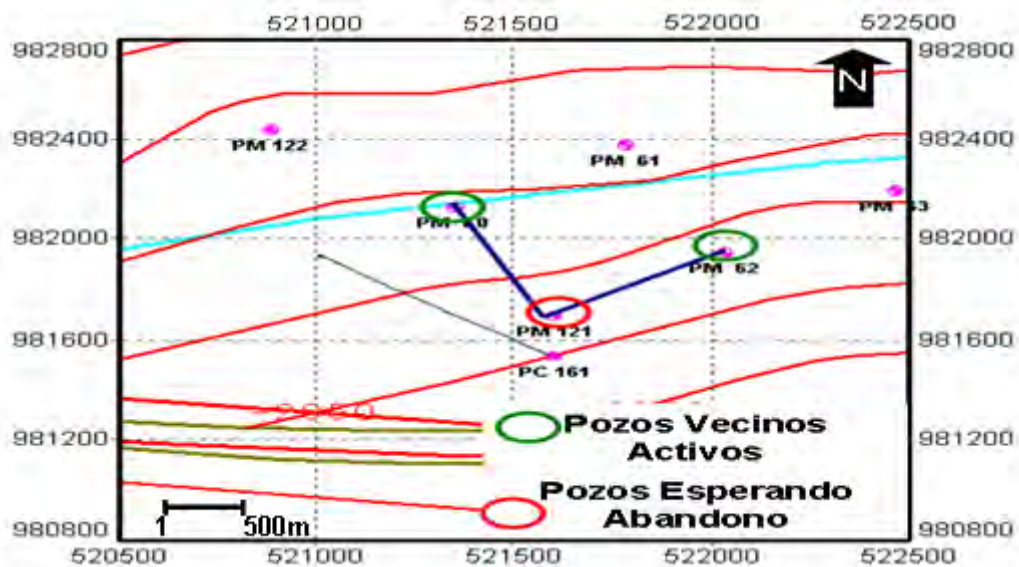


Figura D.15 Mapa con la ubicación del pozo PC 0006, y sus vecinos activos, los pozos PM 0064, y PM 0122

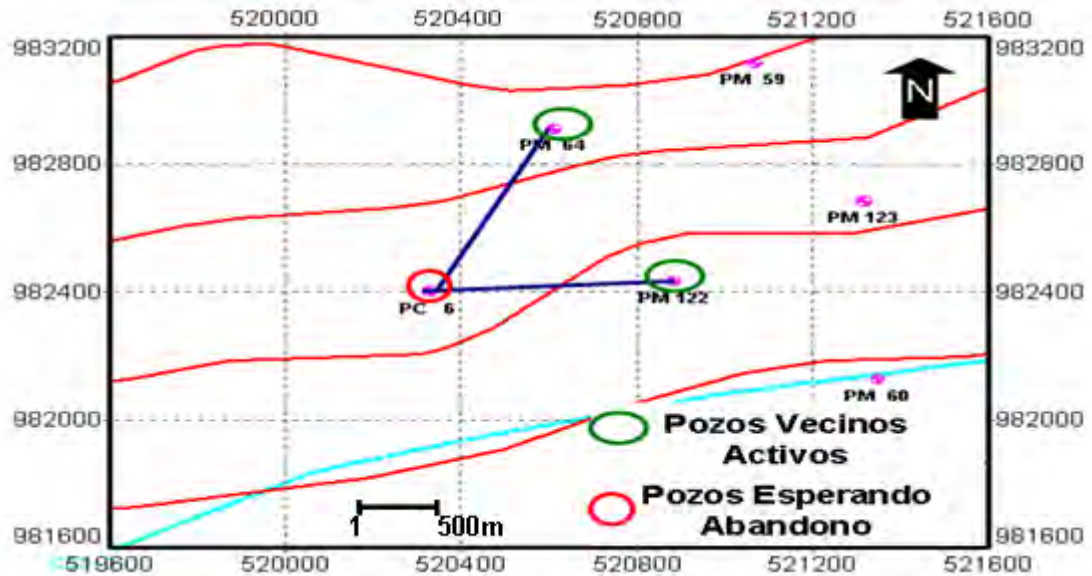


Figura D.16 Mapa con la ubicación del pozo PC 0126, y sus vecinos activos, los pozos PC 0127, y PC 0005

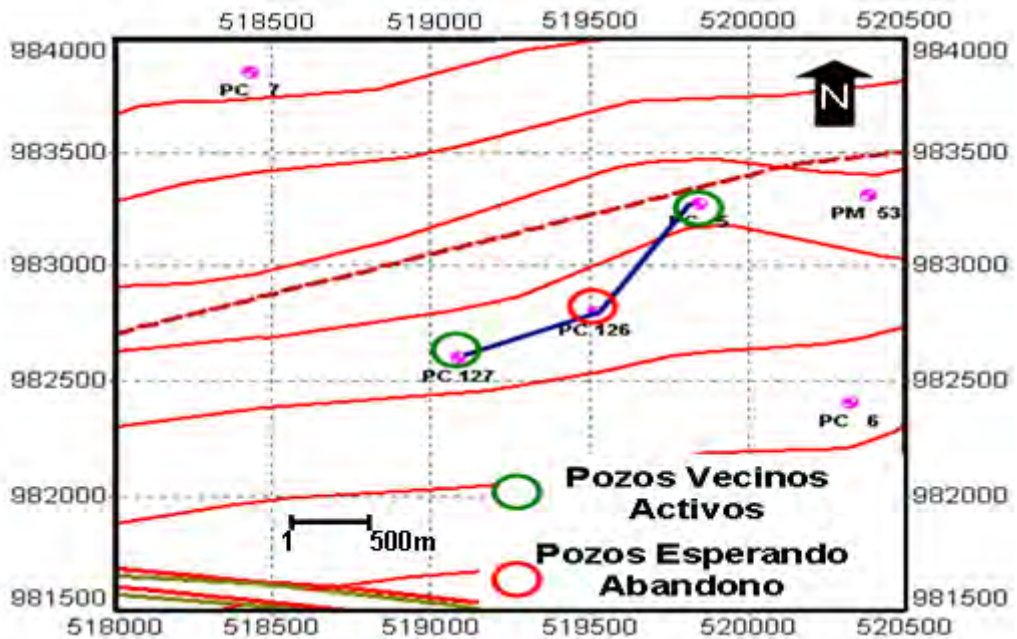


Figura D.17 Mapa con la ubicación del pozo PM 0052, y sus vecinos activos, los pozos PM 0047, y PM 0058

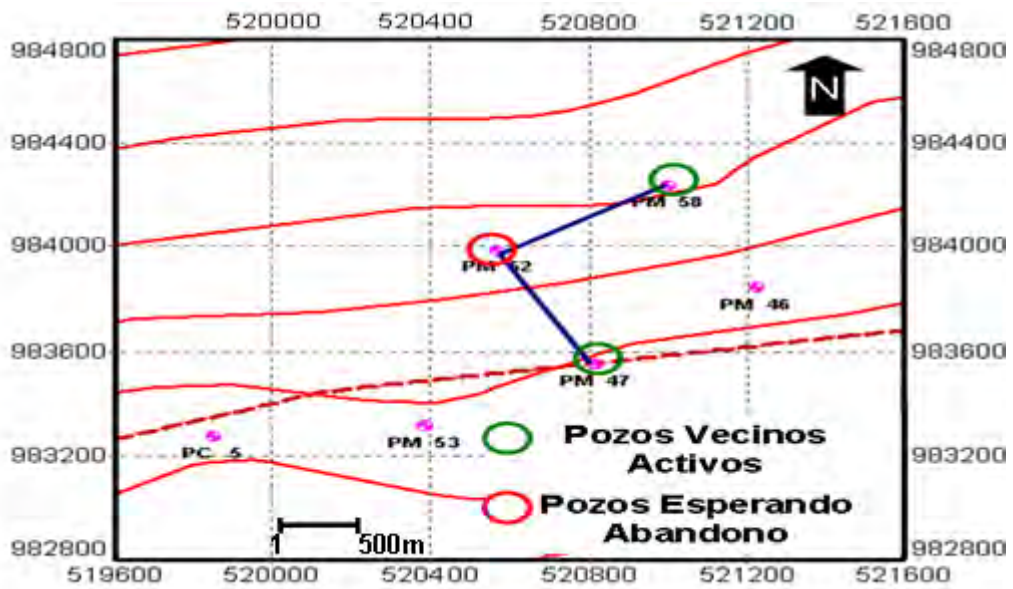
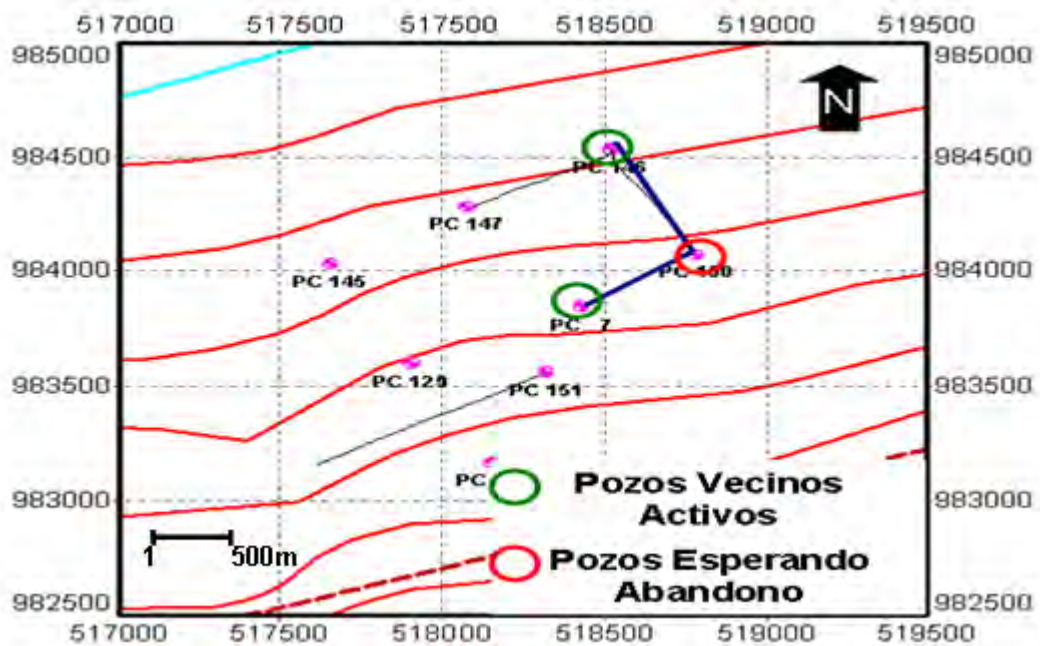


Figura D.18 Mapa con la ubicación del pozo PC 0150, y sus vecinos activos, los pozos PC 0007, y PM 0146



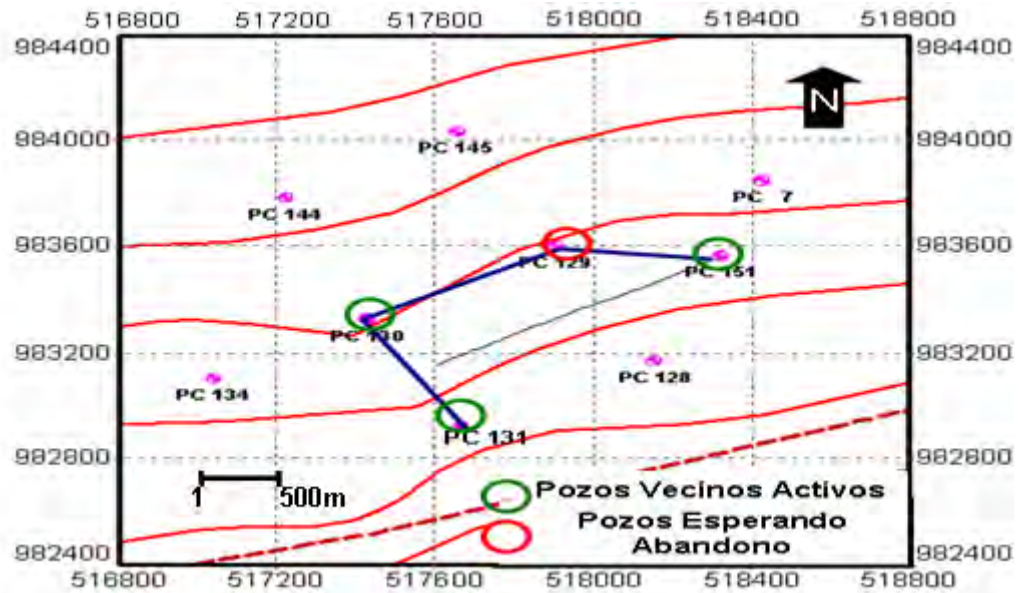
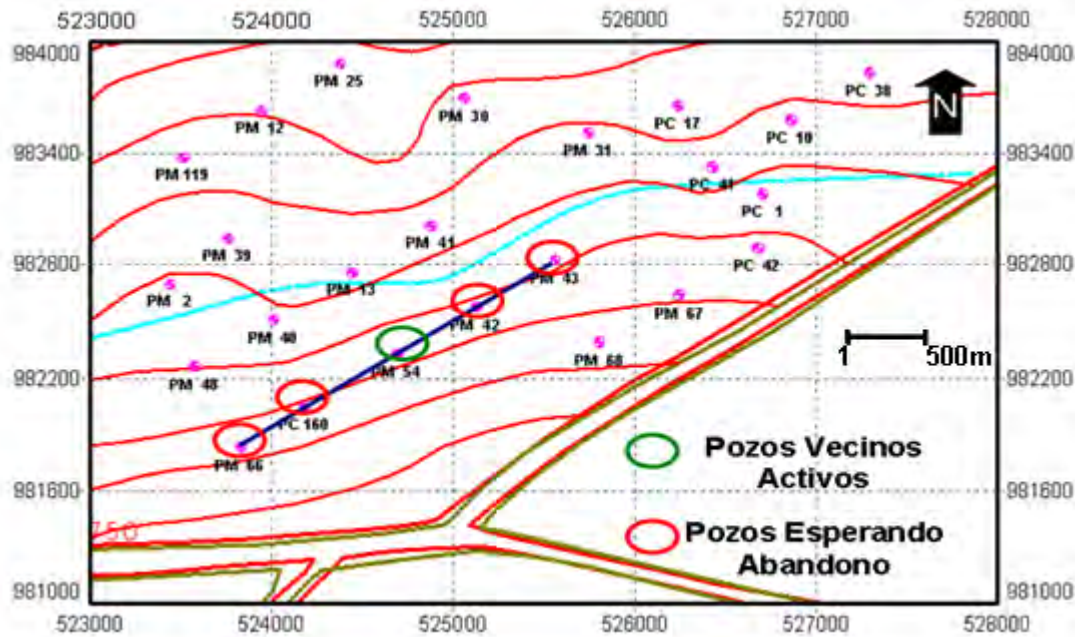
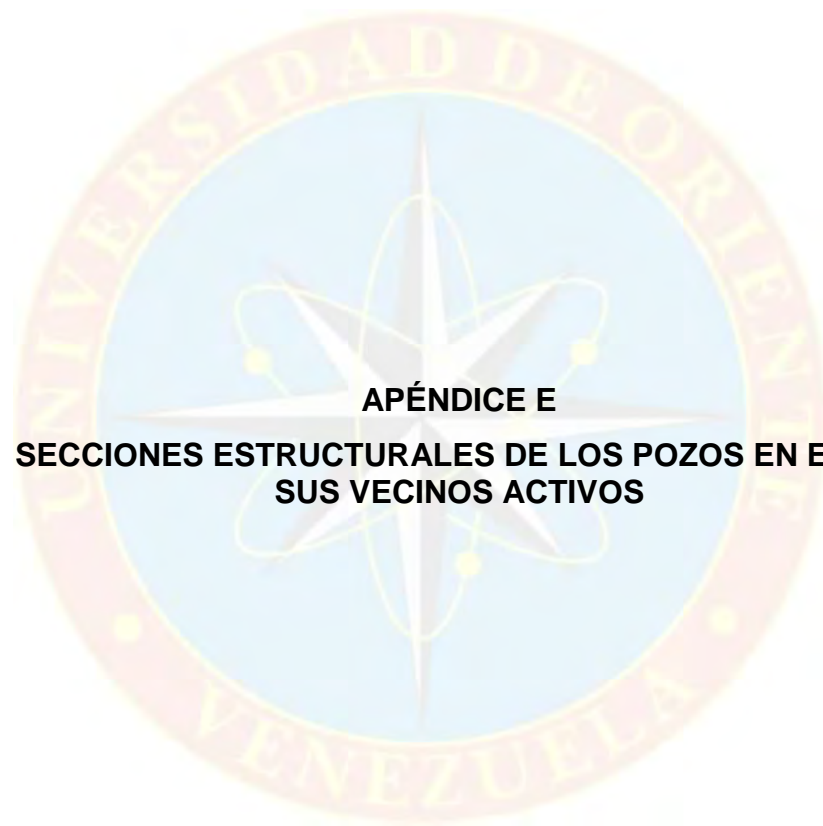


Figura D.20 Mapa con la ubicación del pozo PC 0129, y sus vecinos activos, los pozos PC 0131, PC 0130, y PC 0151





APÉNDICE E
SECCIONES ESTRUCTURALES DE LOS POZOS EN ESTUDIO Y
SUS VECINOS ACTIVOS

Figura E.1 Sección estructural 1

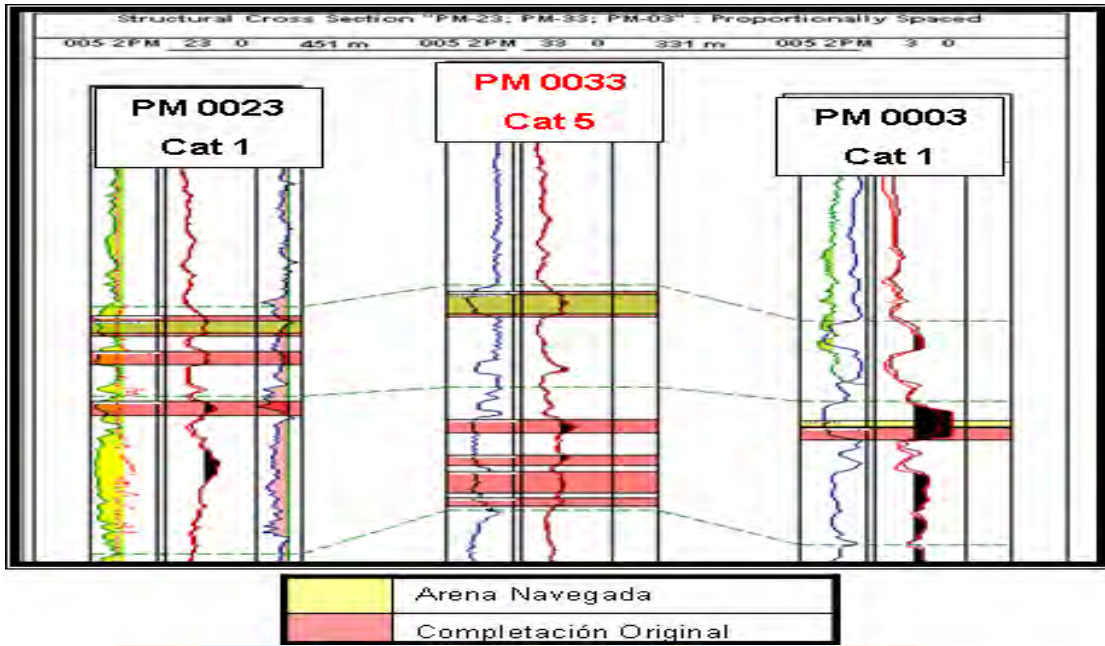


Figura E.2 Sección estructural 2

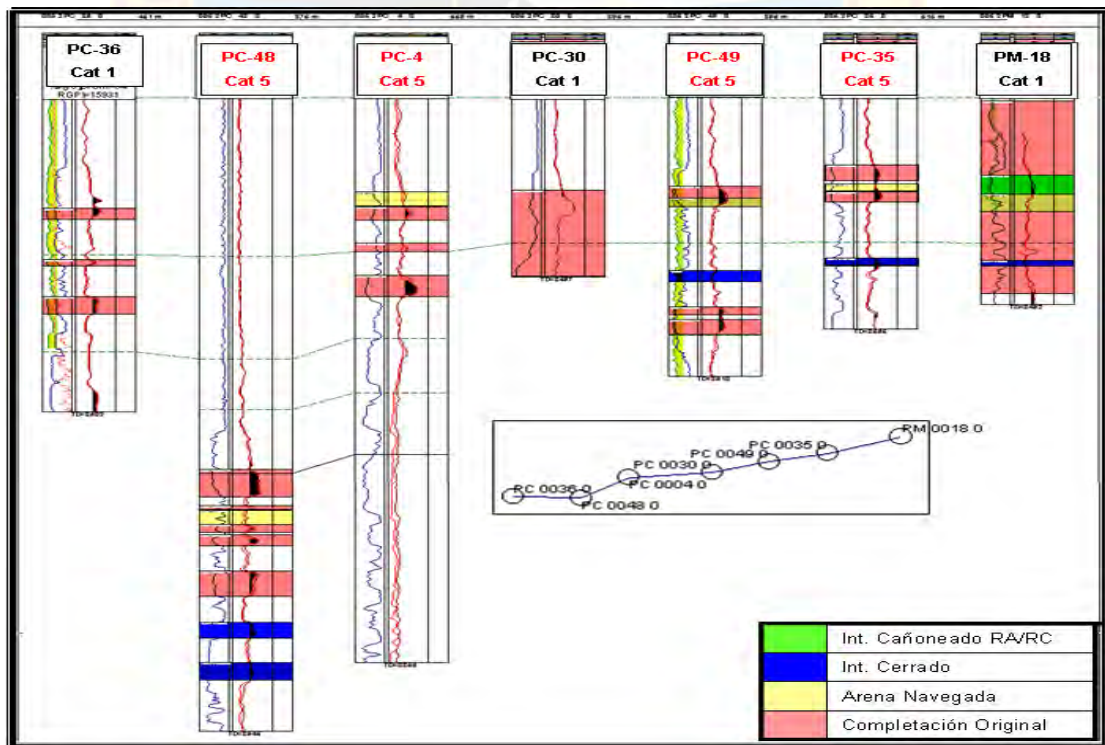


Figura E.3 Sección estructural 3

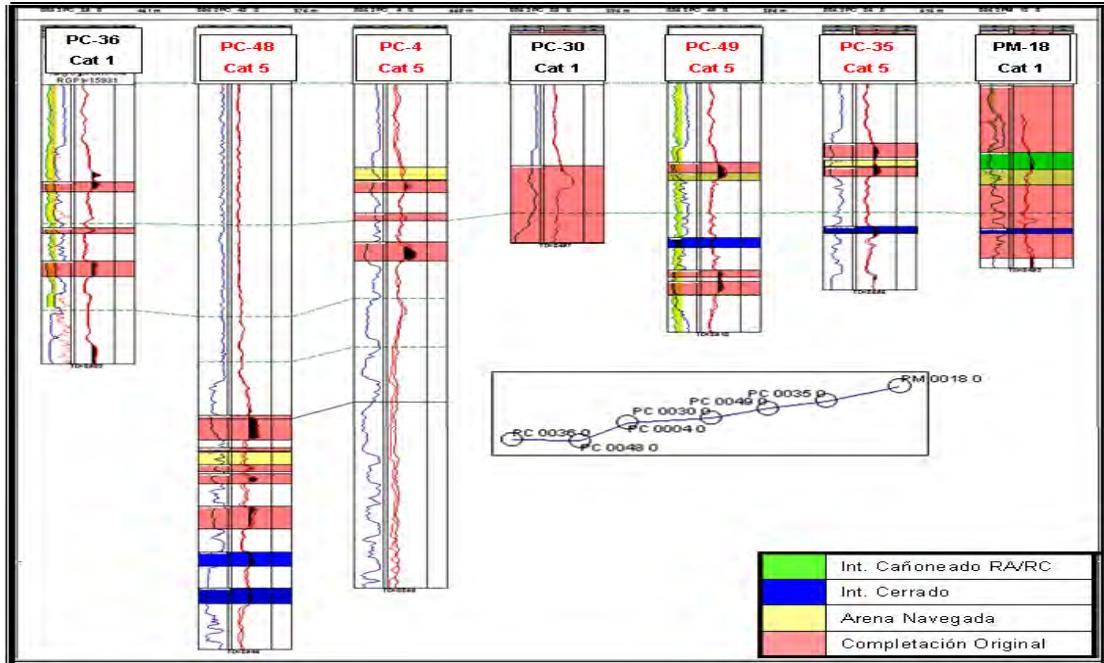


Figura E.4 Sección estructural 4

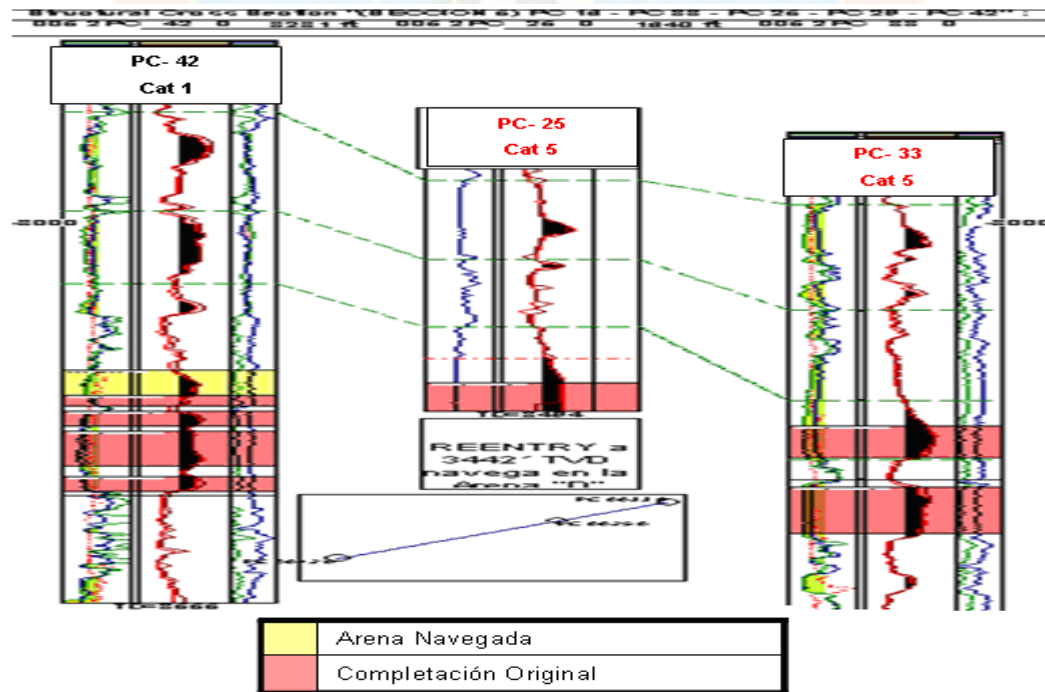


Figura E.5 Sección estructural 5

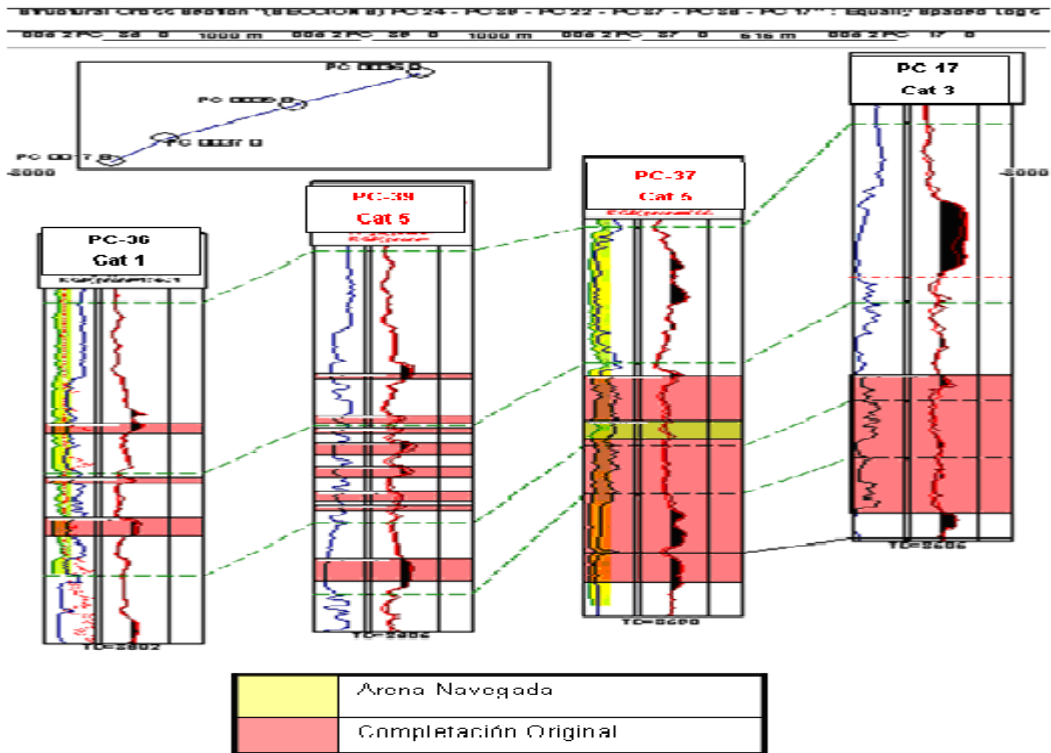


Figura E.6 Sección estructural 6

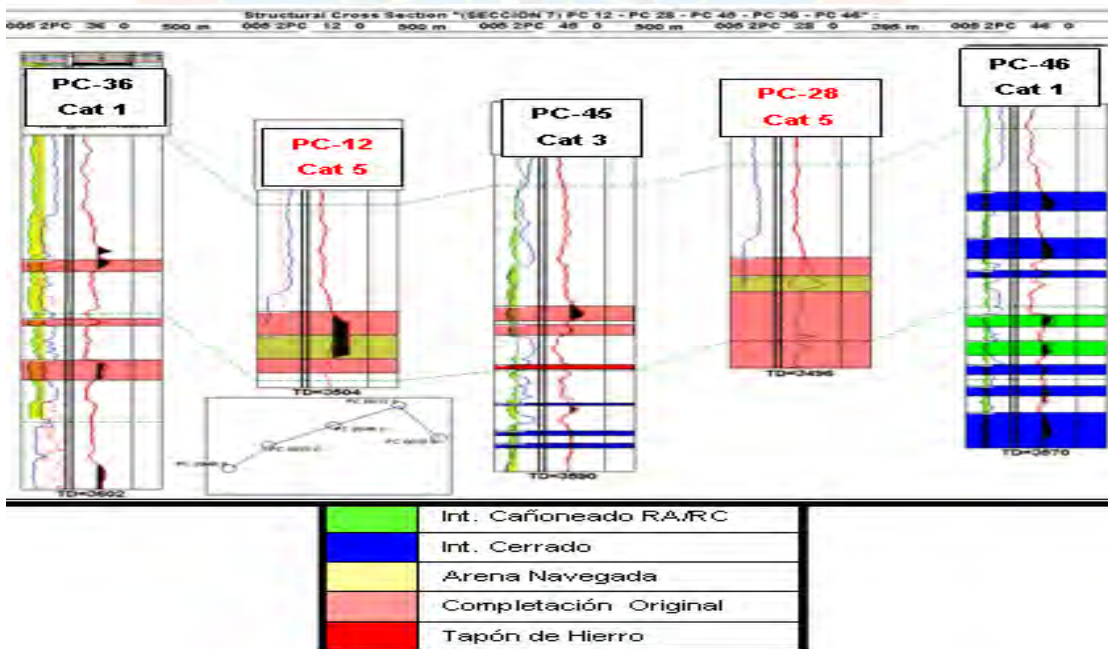


Figura E.7 Sección estructural 7

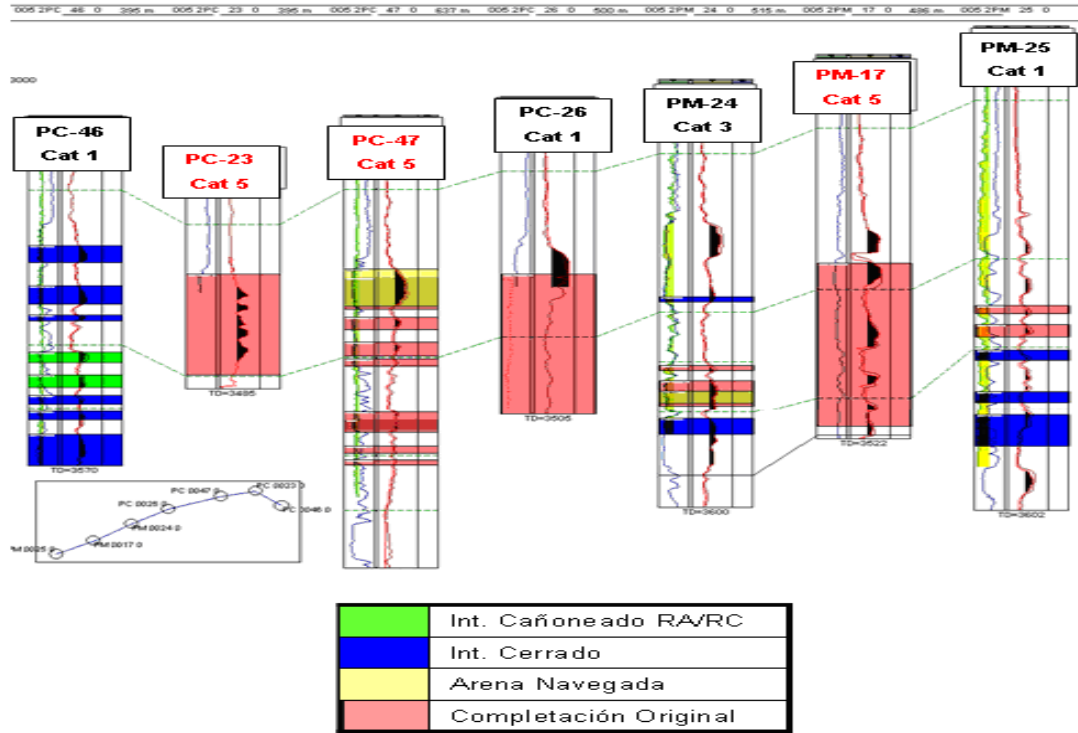
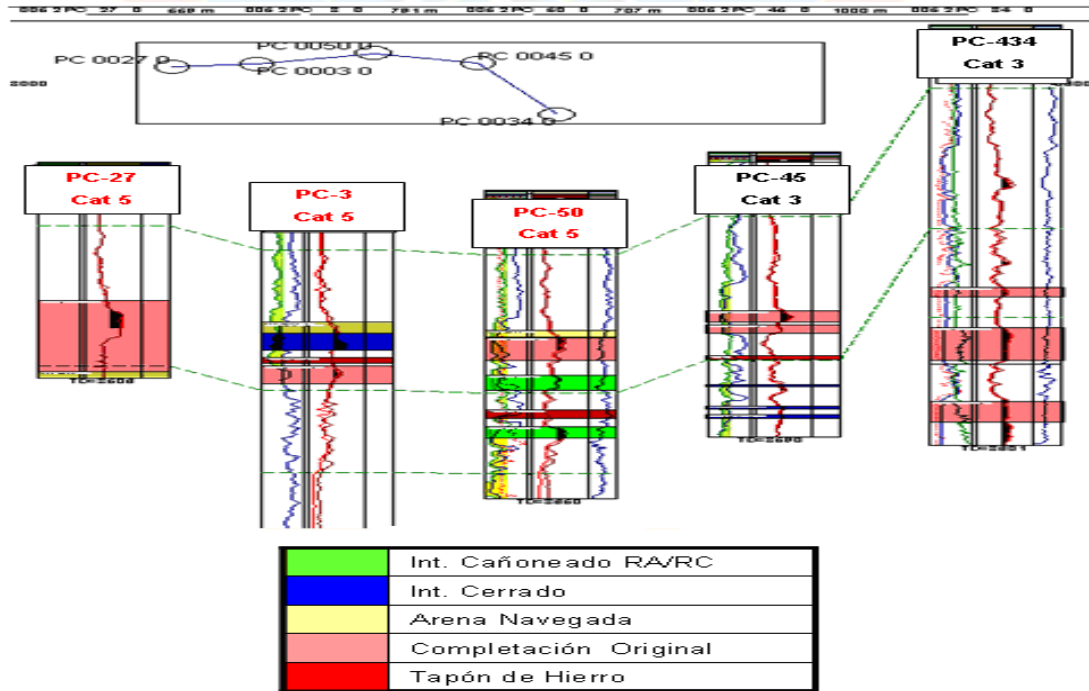



Figura E.8 Sección estructural 8





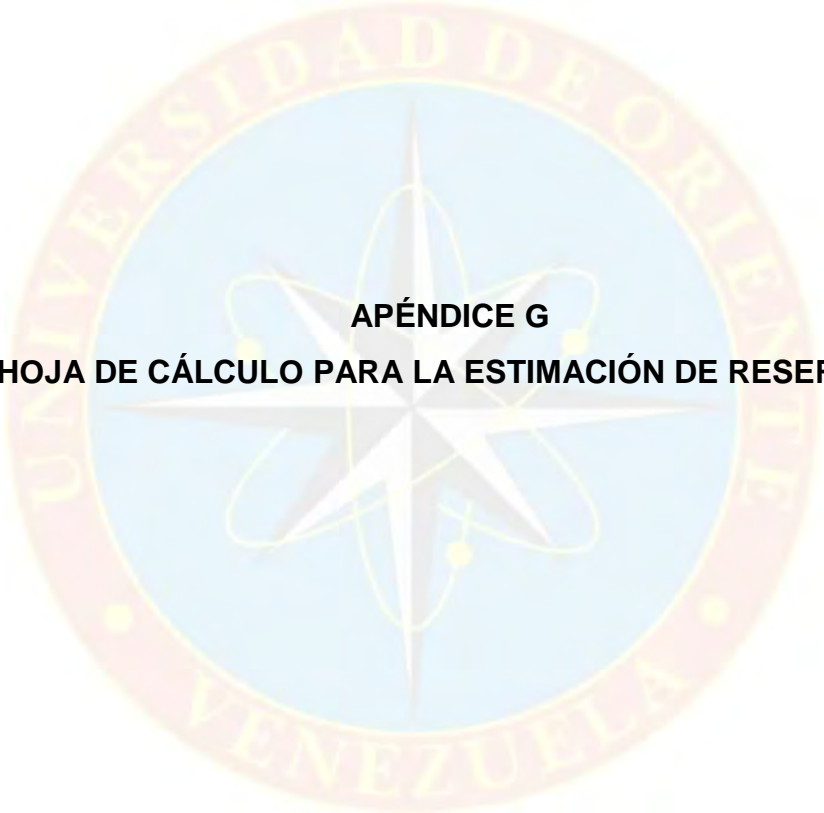
APENDICE F
TABLA CON LOS POZOS CATEGORIA 5 Y SUS POZOS VECINOS ESTABLECIDOS SEGUN LAS SECCIONES ESTRUCTURALES

Tabla F.1 Pozos categoría 5 y sus vecinos activos, seleccionados para la sección estructural realizada

SECCIONES ESTRUCTURALES	POZOS	CATEGORIA	GEOMETRIA	MET DE LEVANTAMIENTO	BBPD	BNPD	%Ays	RGP
SECCIÓN 1	PM 0033	5	O.V	LAG	30	26	14	720
	PM 0003	1	R.H	LAG	2236	166	93	9161
	PM 0023	1	R.H	LAG	190	99	51	10467
SECCIÓN 2	PC 0011	5	R.H	LAG	764	327	57	651
	PC 0031	1	R.D	LAG	163	72	55	7686
	PC 0032	3	O.V	LAG	372	236	42	7120
SECCIÓN 3	PC 0036	5	R.H	LAG	670	246	63	1351
	PC 0049	5	R.H	LAG	2299	1051	54	639
	PC 0004	5	R.H	LAG	1967	1245	36	604
	PC 0048	5	R.H	LAG	300	110	61	1009
	PM 0018	1	R.H	LAG	2743	986	60	1286
	PC 0030	1	O.V	LAG	1116	551	50	64
	PC 0036	1	O.V	LAG	751	73	94	15931
SECCIÓN 4	PC 0034	5	O.V	LAG				
	PC 0018	5	R.H	LAG	338	98	71	337
	PC 0038	5	R.H	LAG	170	86	49	1453
	PC 0041	5	R.H	LAG	1101	719	34	278
	PC 0001	5	O.V	BM	269	129	52	1194
	PC 0043	1	O.V	LAG	1241	635	45	1290
	PC 0021	1	R.H	LAG	1446	63	96	12448
	PC 0010	3	O.V	BM	217	4	25	60500
SECCIÓN 5	PC 0042	1	R.H	LAG	1722	899	47	1039
	PC 0016	5	R.H	LAG	1453	230	83	1609
	PC 0025	5	R.H	LAG	54	17	67	1059
	PC 0033	5	O.V	LAG	0	380	40	250
	PC 0042	1	R.H	LAG	1722	899	47	1039
SECCIÓN 6	PC 0029	1	R.H	LAG	2231	817	66	1003
	PC 0024	5	R.H	LAG	669	24	96	846
	PC 0022	5	R.H	LAG	76	3	96	333
	PC 0037	5	R.H	LAG	1512	1399	7	806
	PC 0039	5	O.V	LAG	0	16	28	1852
	PC 0036	1	O.V	LAG	751	73	94	15931
	PC 0017	3	O.V	BM	0	0	0	0
SECCIÓN 7	PC 0012	5	R.H	LAG	968	178	81	146
	PC 0028	5	R.H	LAG	1826	1102	38	319
	PC 0045	3	O.V	BM	75	35	53	1229
	PC 0036	1	O.V	LAG	751	73	94	15934
SECCIÓN 8	PC 0046	1	O.V	LAG	1495	42	92	4430
	PC 0023	5	O.V	BM	0	527	24	1450
	PM 0017	5	O.V	BM	0	430	22	751
	PC 0047	5	R.H	LAG	5924	70	98	1914
	PC 0046	1	O.V	LAG	1495	42	92	4430
	PM 0024	3	R.H	LAG	1878	93	95	1538
	PM 0025	1	O.V	LAG	974	413	56	1357
	PC 0026	1	O.V	LAG	1458	951	34	700
SECCIÓN 9	PC 0050	5	R.H	LAG	6	1	96	2000
	PC 0003	5	R.H	LAG	478	290	38	1252
	PC 0027	5	R.H	LAG	2098	660	68	926
	PM 0022	1	O.V	LAG	1585	302	81	259
	PM 0045	3	O.V	LAG	75	35	53	1229
PC 0034	3	O.V	LAG	1418	654	59	582	

Continuación Tabla F.1 Pozos categoría 5 y sus vecinos activos, seleccionados para la sección estructural realizada

SECCIONES ESTRUCTURALES	POZOS	CATEGORIA	GEOMETRIA	MET DE LEVANTAMIENTO	BBPD	BNPD	%AyS	RGF
SECCIÓN 10	PC 0011	5	R.H	LAG	1291	1120	12	312
	PM 0030	5	R.H	LAG	1077	633	40	643
	PC 0019	5	O.V	FN	0	378	20	809
	PC 0040	1	O.V	LAG	741	315	57	1463
	PC 0046	1	O.V	LAG	1103	100	91	990
SECCIÓN 11	PM 0025	1	O.V	LAG	974	413	56	1357
	PM 0031	5	R.D	LAG	1645	160	91	225
	PM 0048	5	R.H	LAG	945	83	91	1193
	PM 0028	5	R.H	LAG	2888	323	89	1697
	PM 0041	1	O.V	LAG	1010	530	47	1079
	PM 0002	1	R.H	LAG	2525	646	74	43
	PC 0017	3	O.V	LAG	0	0	0	0
SECCIÓN 12	PM 0050	5	R.H	LAG	22	20	7	1400
	PM 0044	5	R.H	LAG	78	69	10	4391
	PM 0009	5	R.H	DG	1069	727	29	831
	PM 0055	1	O.V	LAG	5	4	24	3000
	PM 0020	1	R.H	BM	2327	764	67	160
	PM 0004	3	R.H	LAG	233	151	34	1406
	PM 0125	2	O.V	LAG	223	156	28	1989
SECCIÓN 13	PM 0010	5	R.H	LAG	2762	217	92	1359
	PM 0061	5	R.H	LAG	1254	249	79	410
	PC 0161	5	O.H	LAG	936	443	52	1332
	PM 0060	1	O.V	LAG	162	92	44	6641
	PM 0038	3	R.H	LAG	1233	279	77	441
SECCIÓN 14	PM 0121	5	R.H	BM	0	74	59	2432
	PM 0060	1	O.V	LAG	162	92	44	6641
	PM 0062	2	O.V	LAG	481	258	46	1821
SECCIÓN 15	PC 0006	5	O.V	BM	0	0	0	0
	PM 0121	5	R.H	BM	0	74	59	2432
	PM 0064	1	O.V	LAG	151	100	33	6670
SECCIÓN 16	PC 0026	5	R.H	LAG	331	262	20	874
	PC 0127	1	O.V	LAG	71	36	41	7462
	PC 0005	1	O.V	LAG	295	147	51	4518
SECCIÓN 17	PM 0052	5	R.H	DG	78	49	36	5714
	PM 0047	1	R.H	LAG	75	49	32	23909
	PM 0058	1	O.V	LAG	26	12	41	33100
SECCIÓN 18	PC 0160	5	O.I	DG	202	78	52	1115
	PC 0007	3	O.V	LAG	175	86	57	9062
	PC 0146	1	O.V	LAG	143	63	50	17358
SECCIÓN 19	PC 0129	5	R.H	LAG	18	16	9	1563
	PC 0130	1	O.V	LAG	127	71	41	9587
	PC 0151	1	O.H	LAG	275	135	49	3068
SECCIÓN 20	PM 0066	5	R.H	LAG	349	234	36	1222
	PM 0042	5	O.V	BM	0	552	24	165
	PM 0043	5	R.H	LAG	107	57	46	368
	PC 0160	5	O.H	LAG	0	0	0	0
	PM 0054	3	O.V	LAG	0	0	0	0



APÉNDICE G
HOJA DE CÁLCULO PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Tabla G.1 Hoja de cálculo Excel para la estimación de reservas por el método volumétrico

ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA POZOS VERTICALES										
MÉTODO VOLUMÉTRICO										
DATOS DE ENTRADA			RADIO DE DRENAJE			ÁREA DE DRENAJE			Factor Volumétrico (BY/BN)	Factor de Recobro (%)
Pozo	Yacimiento	Pozo Vecino	Espaciamiento (metros)	Radio de Drenaje (metros)	Radio de Drenaje (pies)	Area de Drenaje (pies2)	Area de Drenaje (metros2)	Area de Drenaje (acres)		
PC 0041	Oficina 01	PC 0010	500	250	820	2.113.442	196.345	48,52	1,0905	15,0
DATOS PETROFISICOS										
Formación Oficina										
Arena	ANP (PIES)	Vsh (%)	Porosidad (%)	Sw (%)	K (MD)					
A	43,00	12,00	31,00	17,00	2.648					
B	16,00	17,00	29,00	17,00	1.180					
C	24,00	10,00	33,00	24,00	6.403					
D	42,00	7,00	33,00	26,00	5.445					
E	0,00	0,00	0,00	0,00	0					
DISCRETIZACION DE PRODUCCION POR ARENA										
		Total	Completación	REENTRY						
Producción Acumulada		1.037.092	754.147	282.945						
Completación Original										
Yacimiento	Arena	Pies Cañonead	Factor de Discretiza	% Aporte	Np (BN)					
Oficina 01	A	0	0	0,00	0					
	B	0	0	0,00	0					
	C	24	138.305	0,39	297.169					
	D	42	212.682	0,61	456.978					
	E	0	0	0,00	0					
	Σ		350.987	1,00	754.147					

Tabla G.2 Hoja de cálculo Excel para la estimación de reservas por el método determinístico.

RESERVAS POR ARENA

MÉTODO DETERMINÍSTICO						
Formación Oficina						
Pozo	Yacimiento	Arena	POES (BN)	Reservas Recuperables (BN)	Producción Acumulada (BN)	Reservas Remanentes (BN)
PC 0041	Oficina 01	A	3.818.923	572.839	0	572.839
		B	1.329.318	199.398	0	199.398
		C	2.077.646	311.647	297.169	14.478
		D	3.540.199	531.030	456.978	74.051
		E	0	0	0	0
Reservas Totales Formación Oficina			10.766.086	1.614.913	754.147	860.766

Radio Drenado						
Pozo	Yacimiento	Arena	Reservas Recuperadas (BN)	Área Drenada (Acres)	Radio Drenado (pies)	Radio Drenado (metros)
PC 0041	Oficina 01	A	0	0,00	0,00	0,00
		B	0	0,00	0,00	0,00
		C	297.169	46,26	800,93	244
		D	456.978	41,75	760,87	232
		E	0	0,00	0,00	0

Tabla G.3 Hoja de cálculo Excel para la estimación de reservas para pozos reentradas mediante la utilización de los factores de cálculo conseguidos por la ecuación matemática.

ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA POZOS REENTRADA						
DATOS DE ENTRADA						
Año de Reentrada	Arena navegada	h (pies)	L (pies)	Espaciamiento (metros)	Radio de drenaje	Área de Drenaje
02-Oct-93	C	24	1559	500	820	107,23
Reservas Estimadas						
Área de Drenaje	Np	POES	RESERVAS RECUPERABLES	% RECUPERADO	RESERVAS REMANENTES	
104,35	282.945	4.406.738	661.011	42,80	378.066	

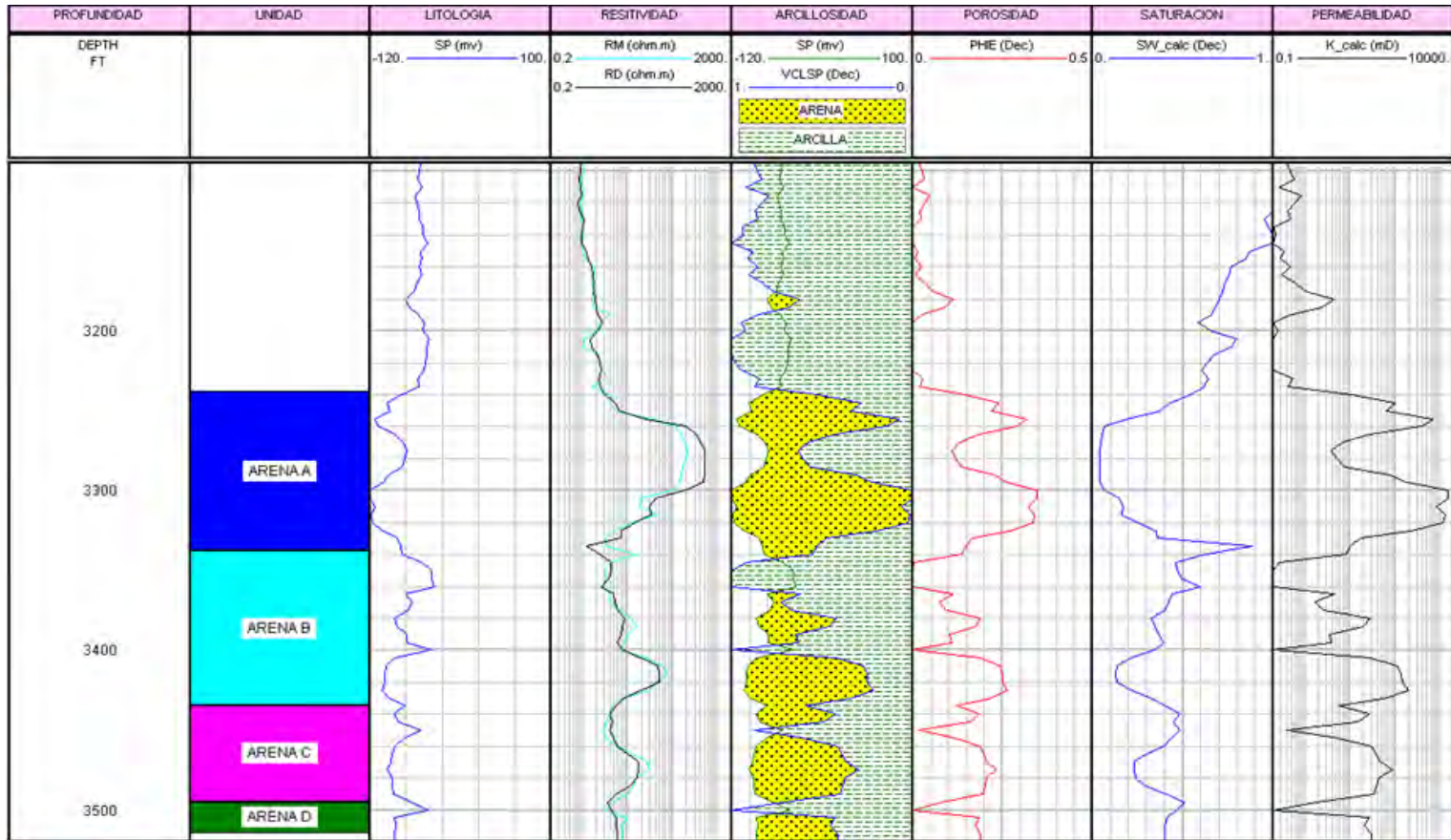
Estimación de Área de Intersección		Factores de Cálculo	
Desplazamiento en X	42	d-r	-11,94
Desplazamiento en Y	451	$(R^2 - r^2 + d^2)/2d$	213,89
Distancia entre Pozos (d)	138,0612754	a1	21.739,67
Radio del Pozo (R)	250	a2	-35.342,92
Radio de la Reentrada (r)	150	b1	98.174,77
Área de Intersección	2,87	b2	91.848,38

LOS RADIOS DE DRENAJE SE INTERCEPTAN



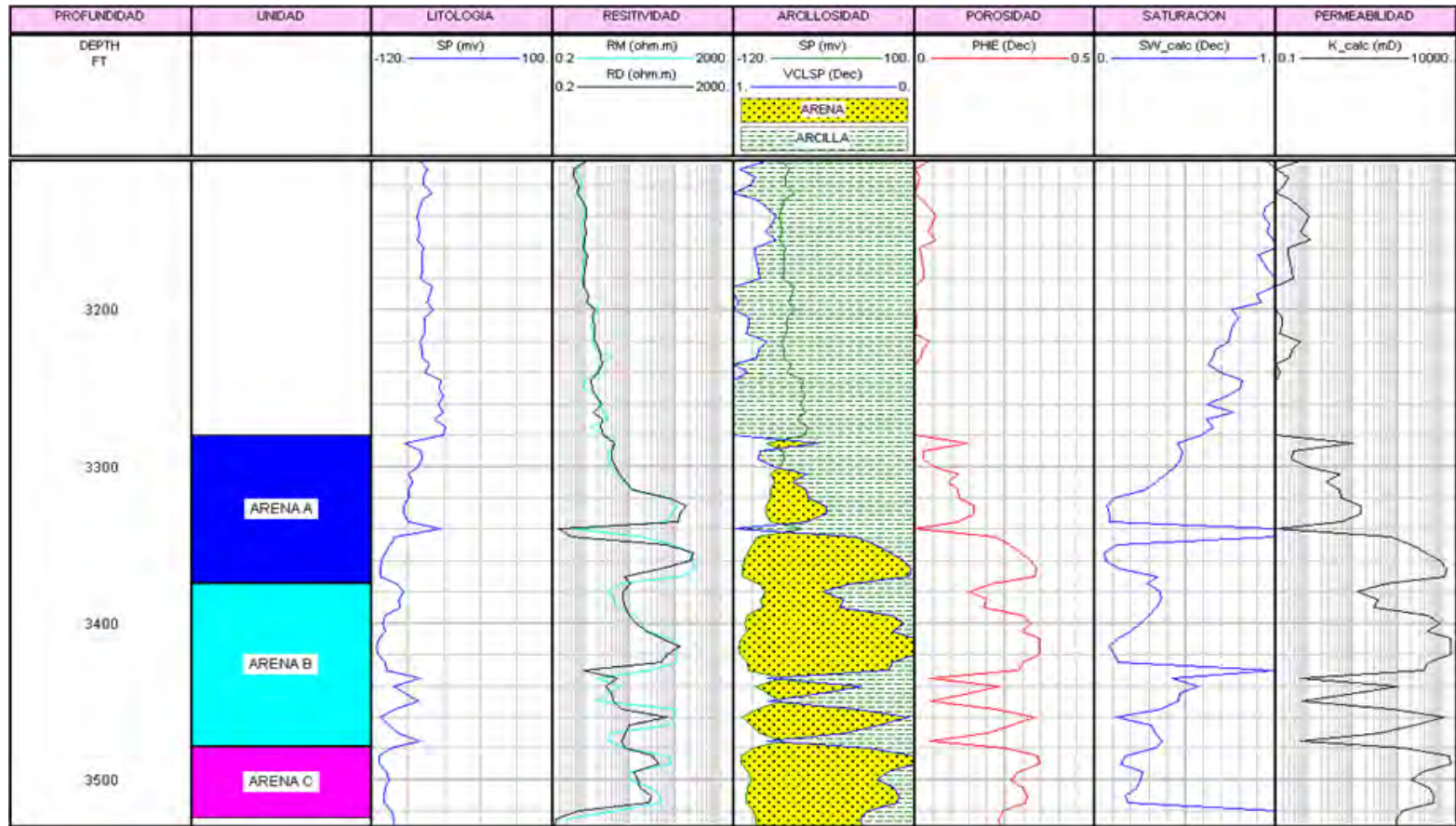
APÉNDICE H
TABLAS PETROFÍSICAS DE LOS POZOS EN ESTUDIO

Tabla H.1 Análisis petrofísico del pozo PM 0010



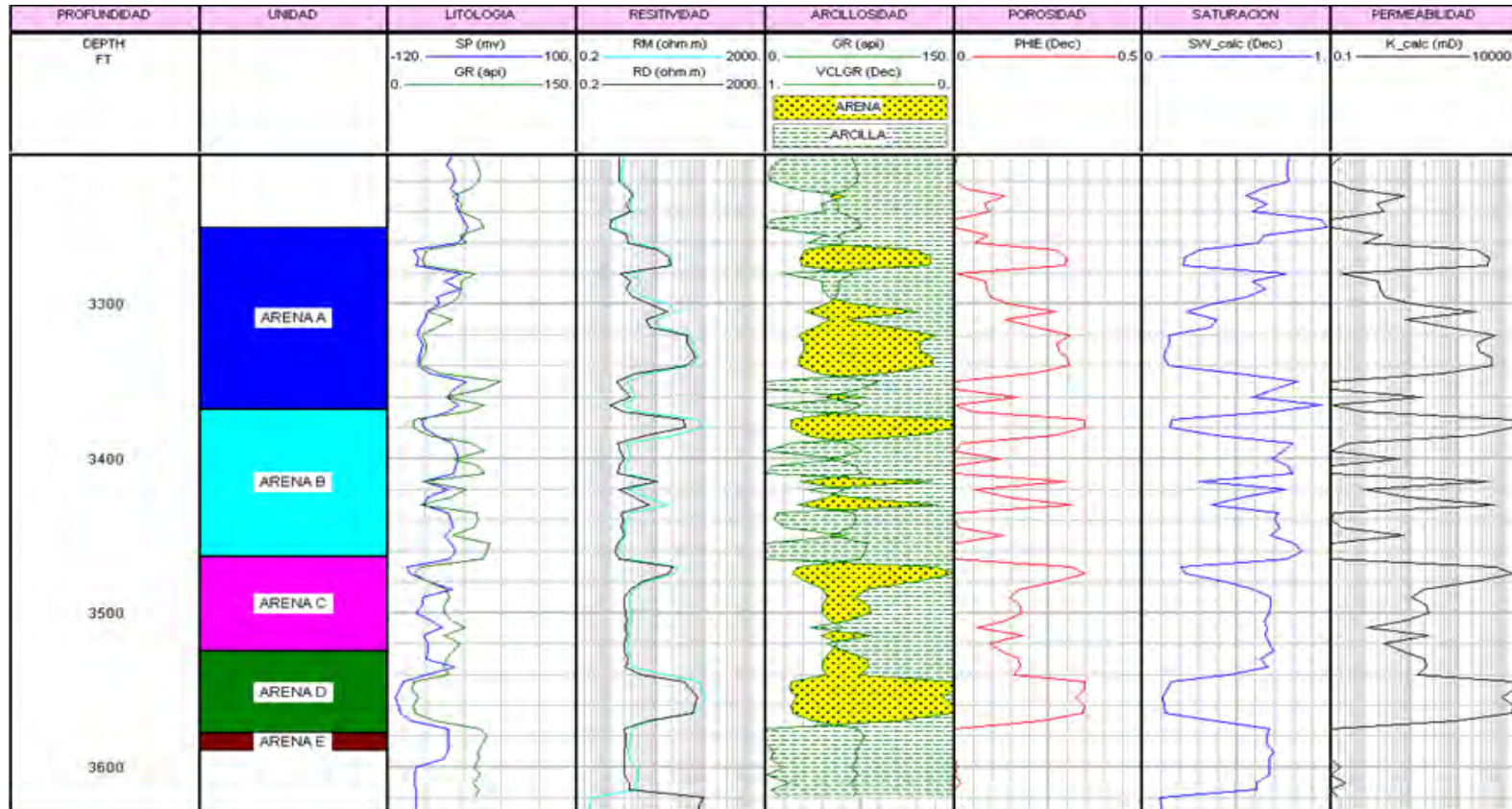
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0011	ARENA A	3238	3338	100	40	7%	32%	14%	4106
	ARENA B	3338	3435	97	20	25%	25%	16%	387
	ARENA C	3435	3495	60	0	---	---	---	0
	ARENA D	3495	3515	20	0	---	---	---	0

Tabla H.2 Análisis petrofísico del pozo PM 0017



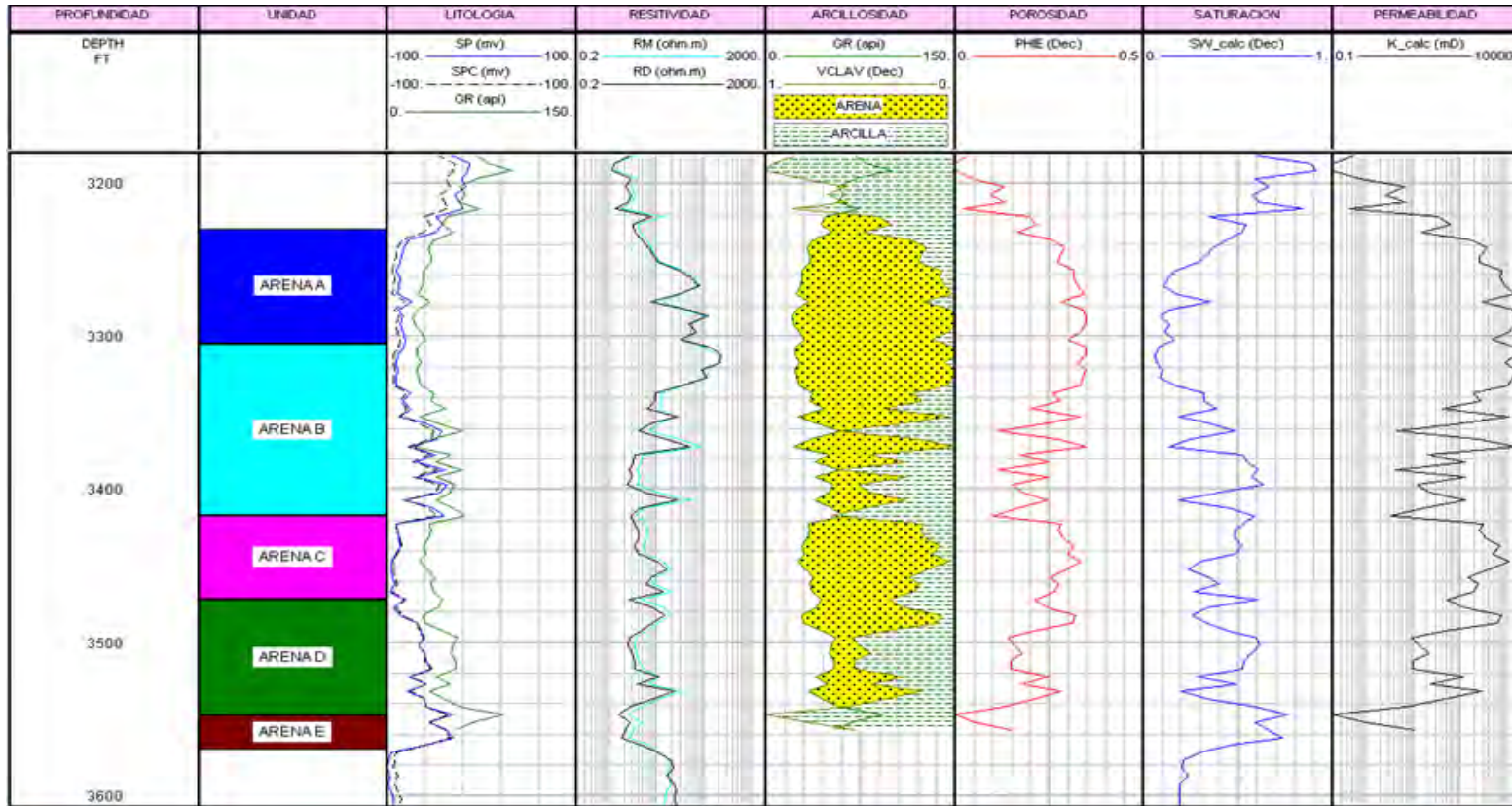
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0017	ARENA A	3280	3375	95	25	9%	31%	15%	3077
	ARENA B	3375	3479	104	46,5	8%	32%	18%	3406
	ARENA C	3479	3525	46	38,5	11%	30%	21%	2710

Tabla H.3 Análisis petrofísico del pozo PM 0028



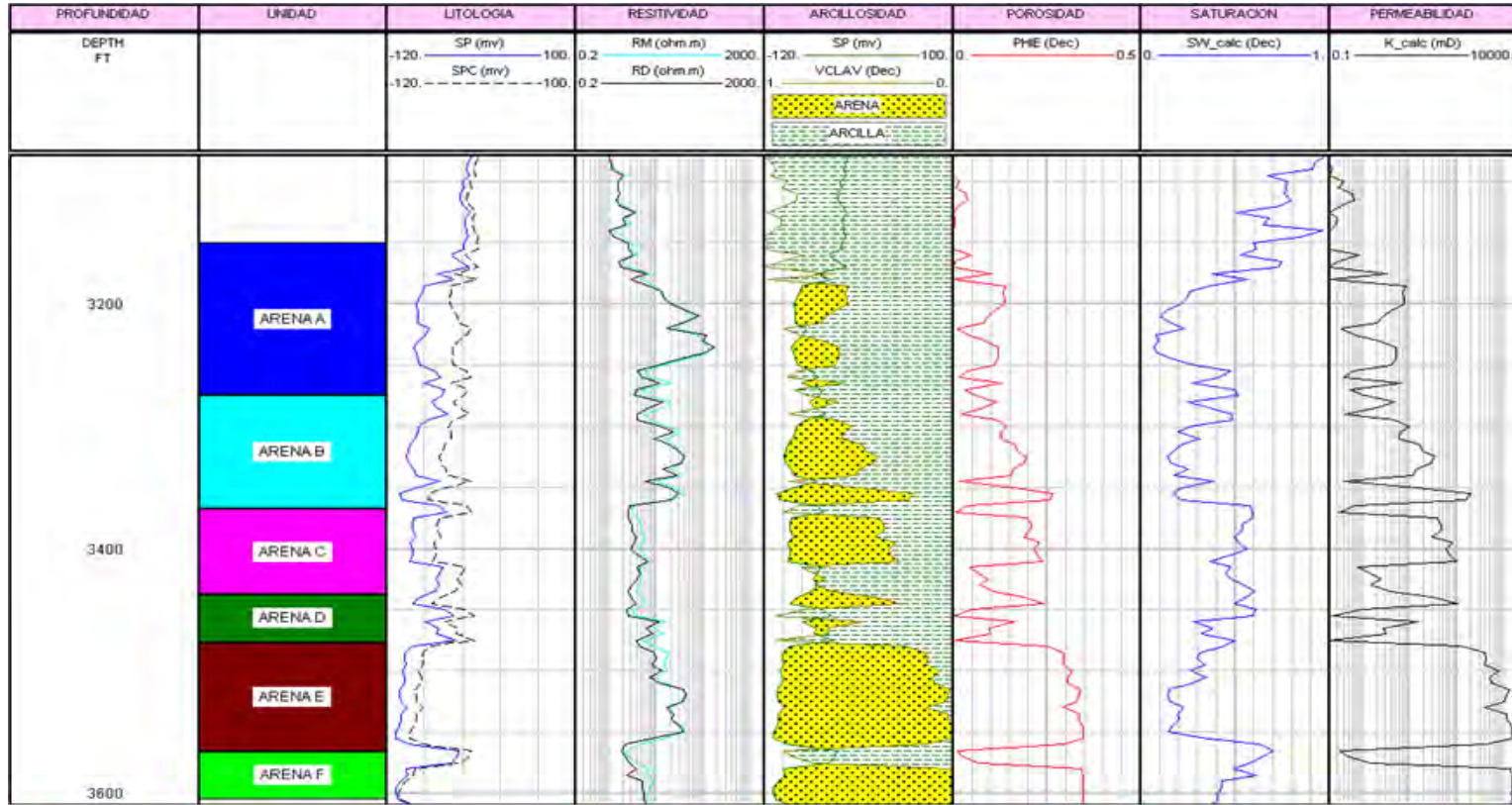
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0028	ARENA A	3250	3368	118	45	15%	29%	18%	1306
	ARENA B	3368	3464	96	15	4%	33%	20%	5060
	ARENA C	3464	3525	61	10	5%	33%	22%	4556
	ARENA D	3525	3578	53	25	1%	34%	13%	6016
	ARENA E	3578	3590	12	0	---	---	---	0

Tabla H.4 Análisis petrofísico del pozo PM 0030



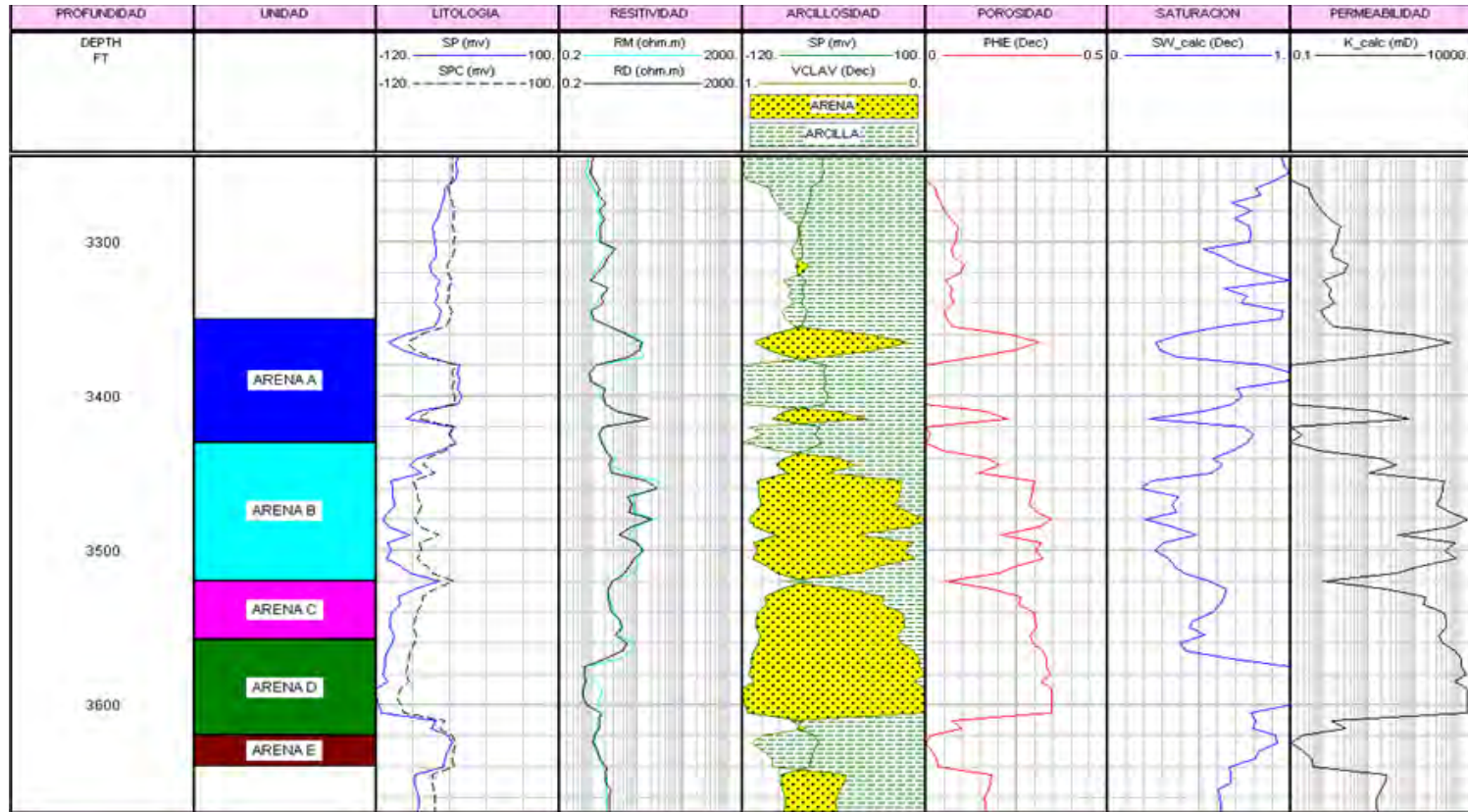
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0030	ARENA A	3230	3305	75	55,5	7%	32%	16%	4048
	ARENA B	3305	3417	112	64,5	10%	31%	17%	3706
	ARENA C	3417	3472	55	20	16%	29%	29%	1684
	ARENA D	3472	3548	76	25	18%	28%	28%	1317
	ARENA E	3548	3570	22	0	---	---	---	0

Tabla H.5 Análisis petrofísico del pozo PM 0031



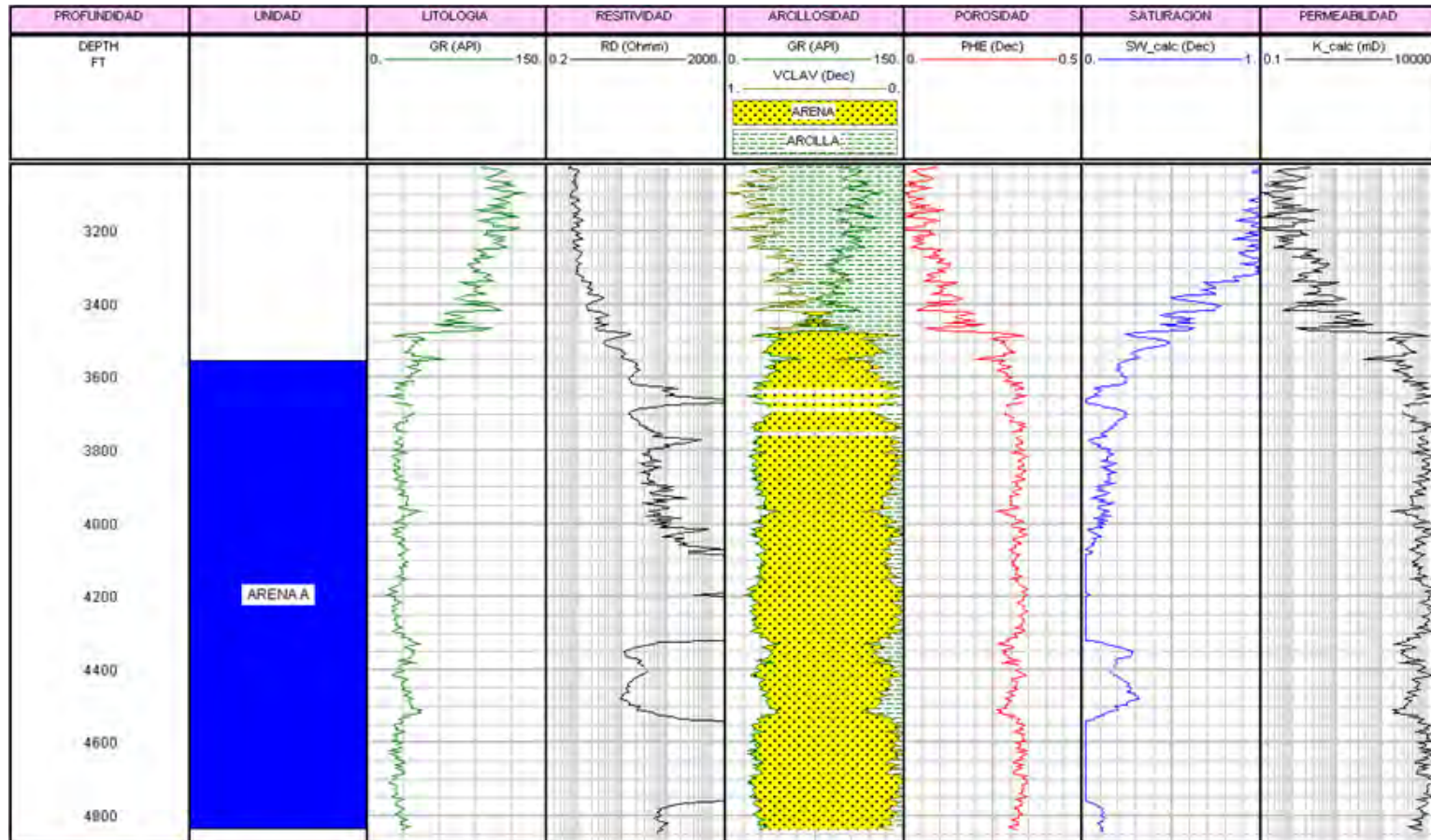
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0031	ARENA A	3150	3275	125	0	---	---	---	0
	ARENA B	3275	3368	93	10	0,228	0,26	0,19	490
	ARENA C	3368	3438	70	0	---	---	---	0
	ARENA D	3438	3477	39	30	0,06	0,339	0,2	4215
	ARENA E	3477	3566	89	70	0,07	0,319	0,227	3605
	ARENA F	3566	3605	39	0	---	---	---	0

Tabla H.6 Análisis petrofísico del pozo PM 0033



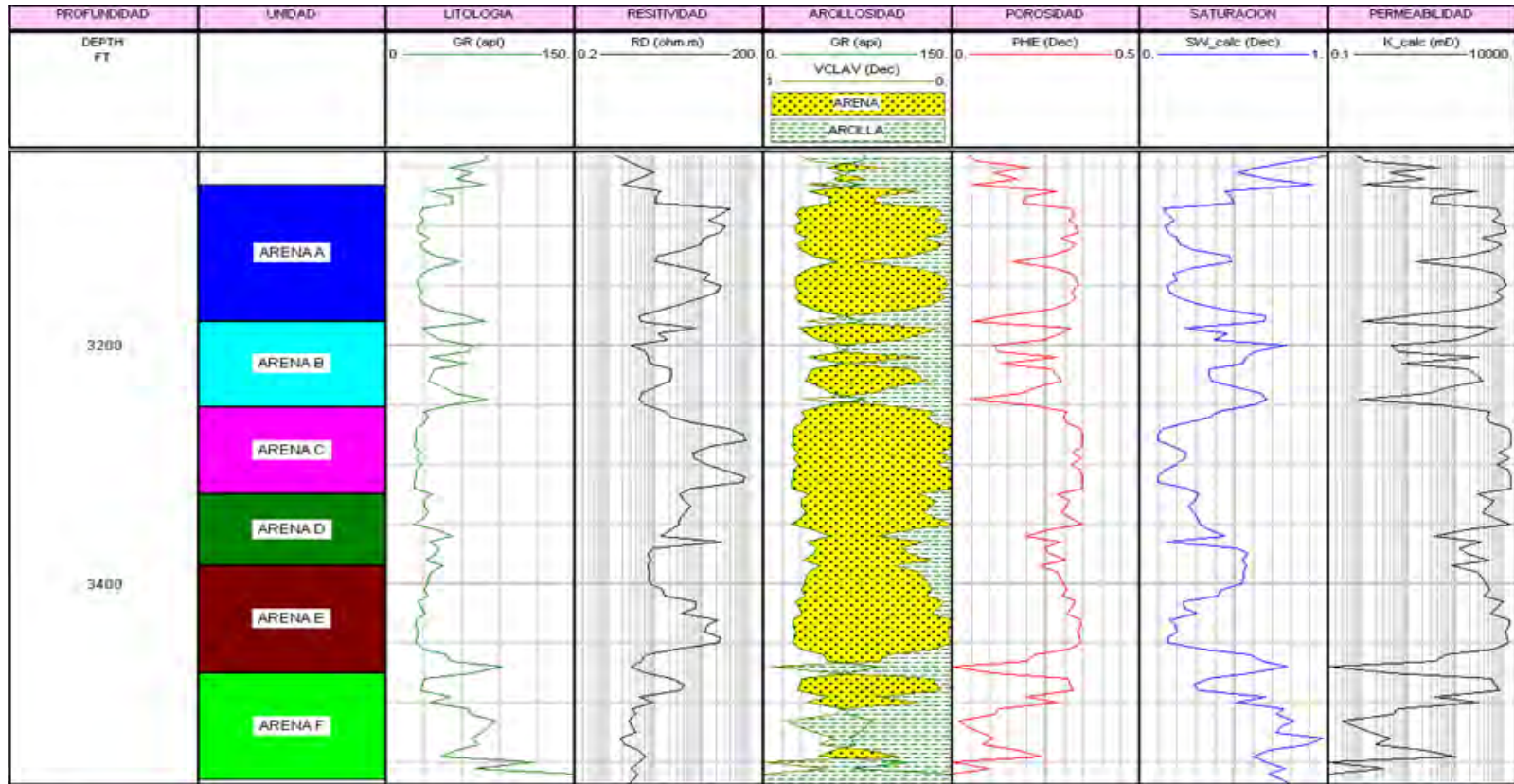
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0033	ARENA A	3350	3430	80	20	9%	30%	28%	1267
	ARENA B	3430	3520	90	30	9%	31%	26%	2939
	ARENA C	3520	3558	38	0	---	---	---	0
	ARENA D	3558	3620	62	0	---	---	---	0
	ARENA E	3620	3640	20	0	---	---	---	0

Tabla H.7 Análisis petrofísico del pozo PM 0036 (reentrada)



POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0036 A	ARENA A	3390	3483	93	30	8%	32%	10%	3167

Tabla H.8 Análisis petrofísico del pozo PM 0042



POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0042	ARENA A	3065	3180	115	75	7%	32%	19%	3190
	ARENA B	3180	3252	72	5	8%	32%	24%	1241
	ARENA C	3252	3325	73	62,5	3%	34%	17%	5236
	ARENA D	3325	3385	60	32,5	10%	31%	27%	2408
	ARENA E	3385	3475	90	45	4%	33%	21%	4425
	ARENA F	3475	3565	90	10	7%	32%	30%	3013

Tabla H.9 Análisis petrofísico del pozo PM 0043

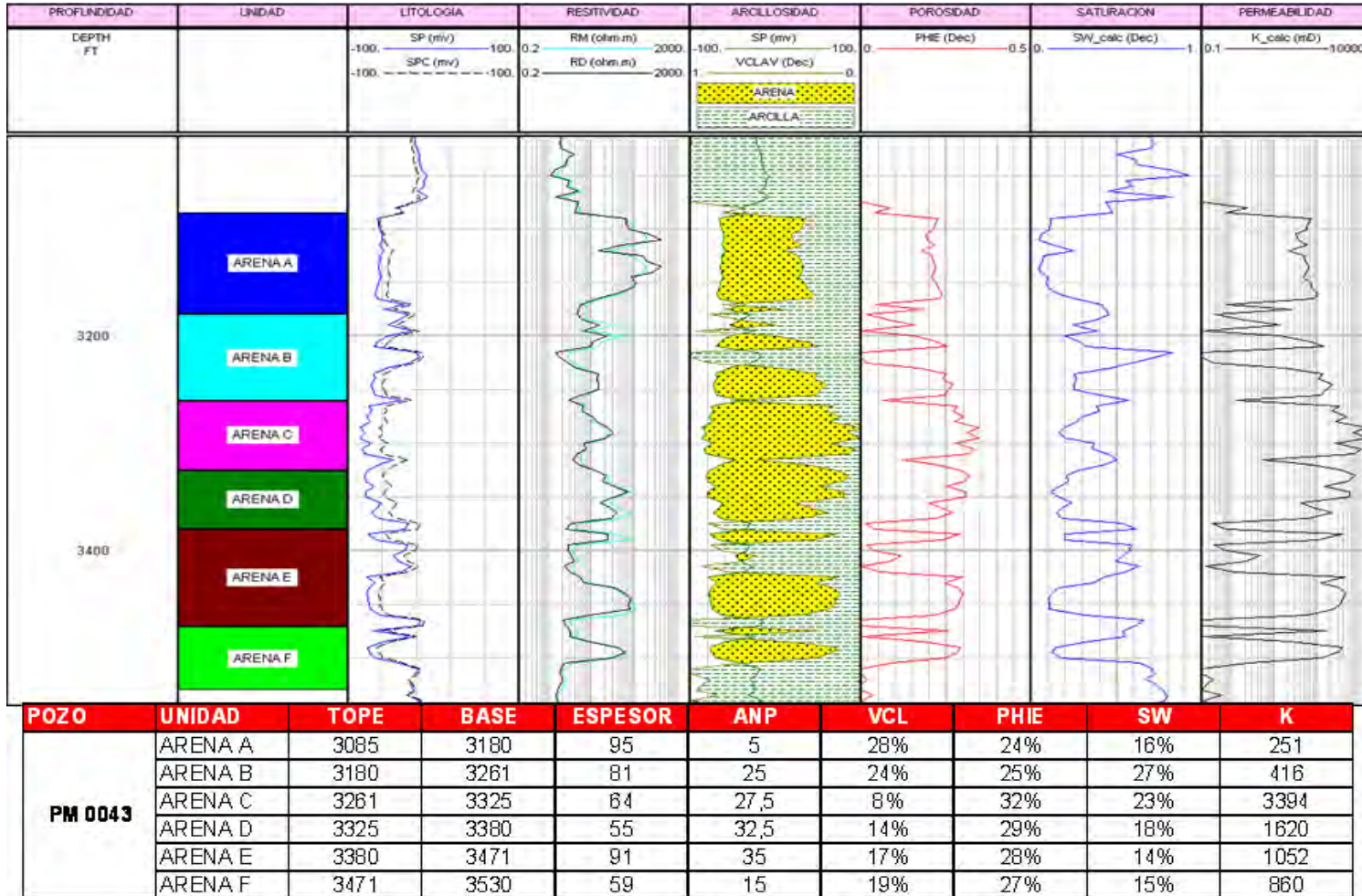
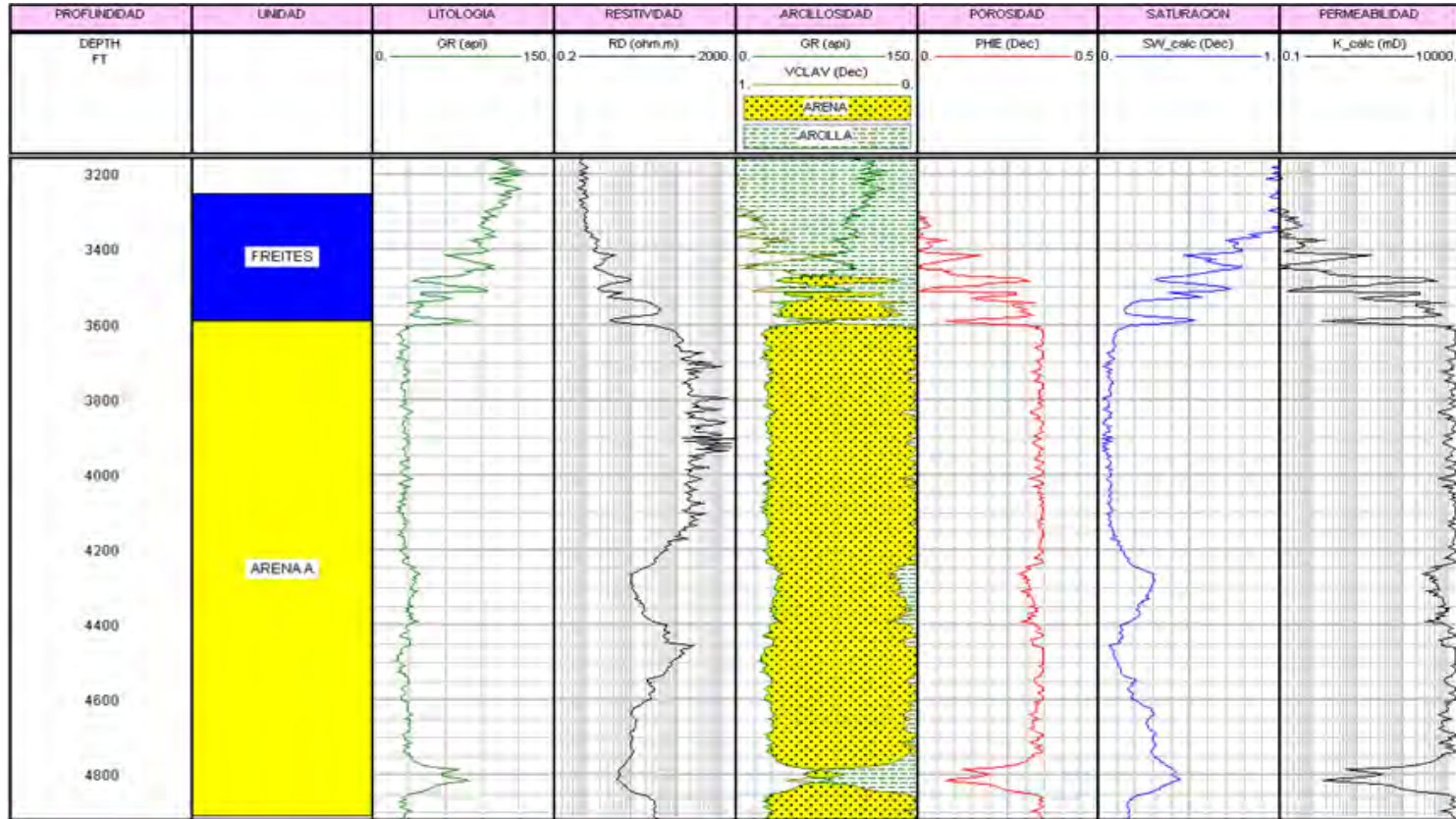


Tabla H.10 Análisis petrofísico del pozo PM 0044 (reentrada)



POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0044 A	ARENA A	3410	3529	119	50	4%	33%	14%	4850

Tabla H.11 Análisis petrofísico del pozo PM 0048

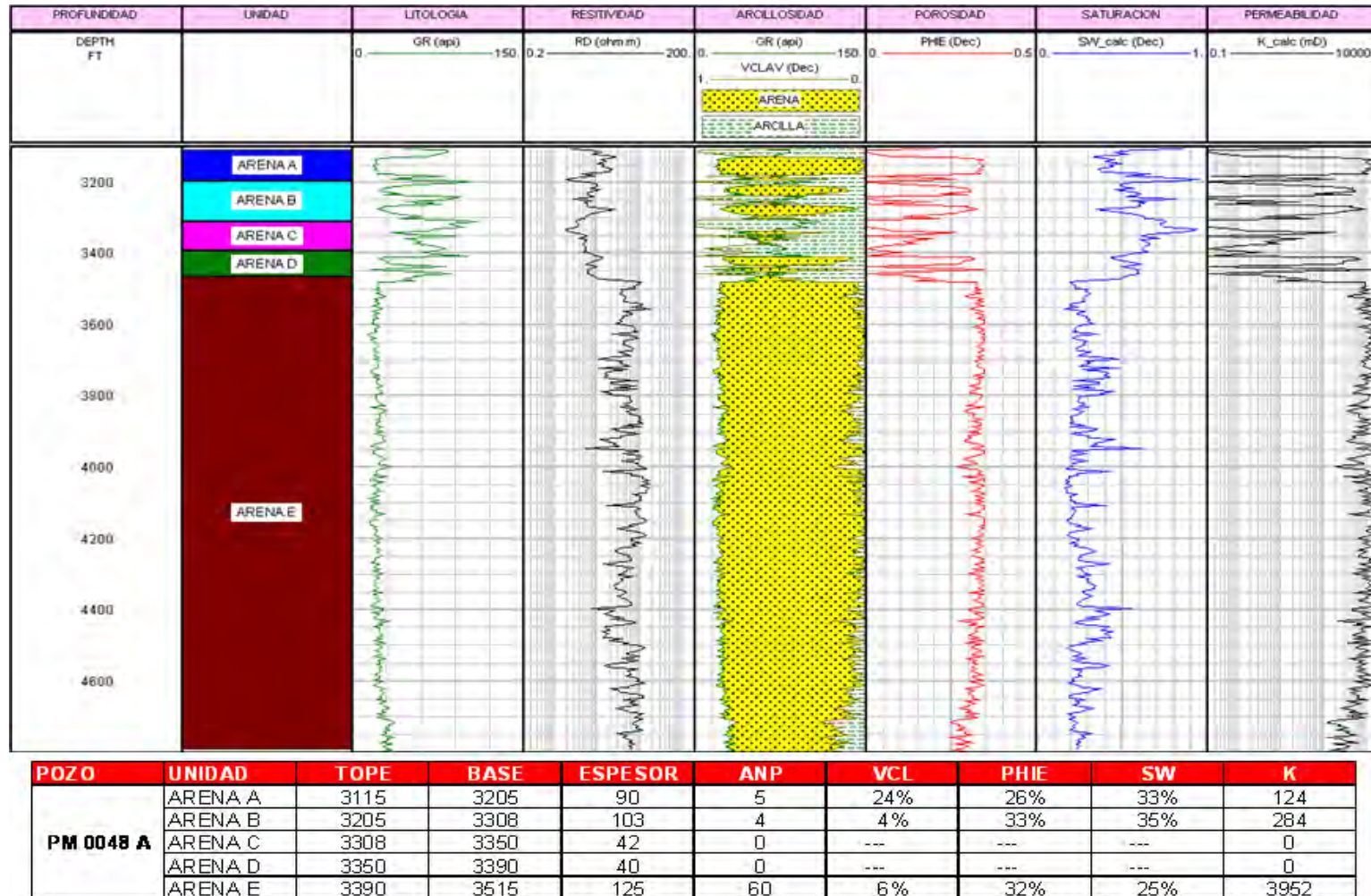
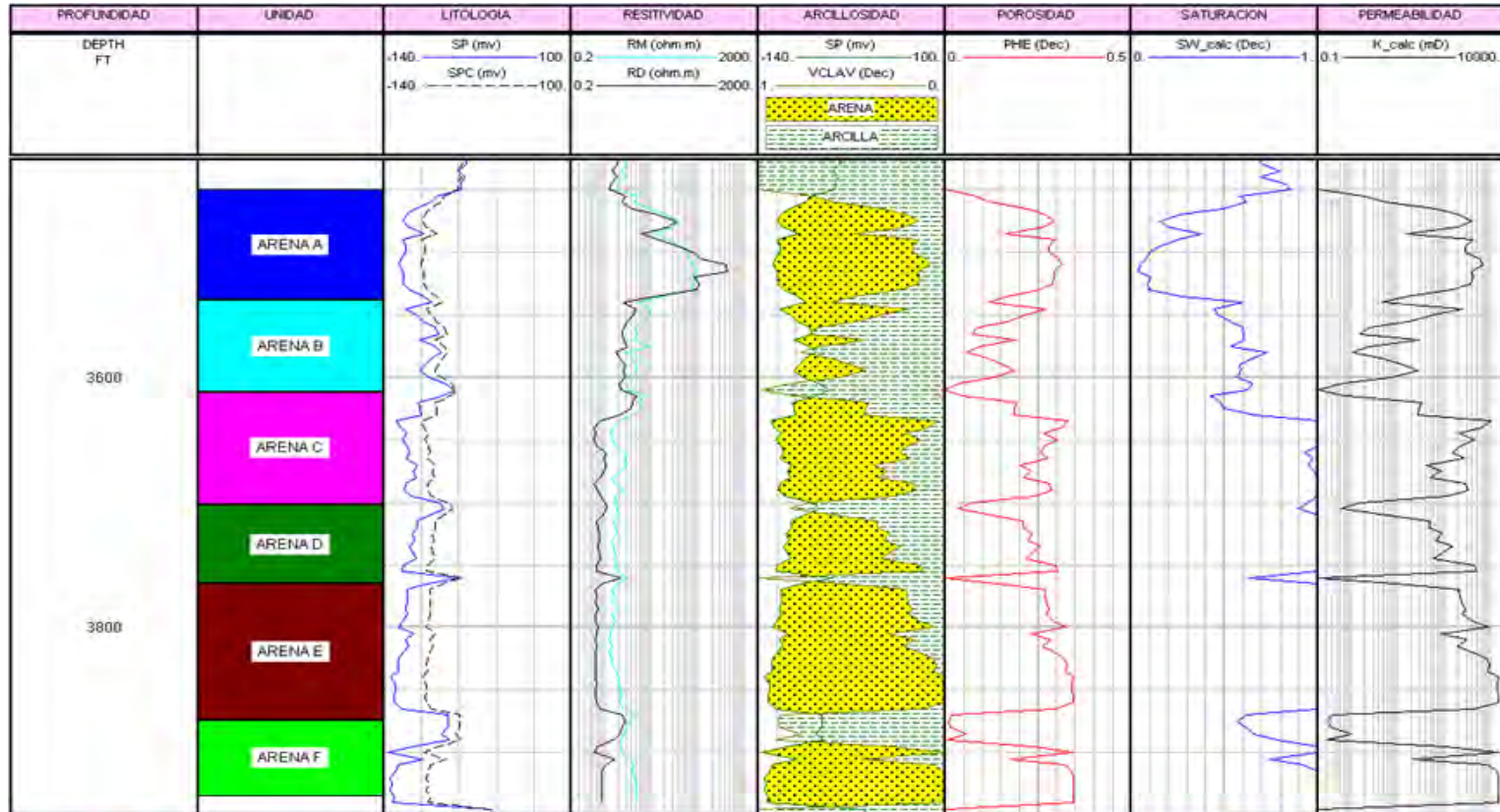
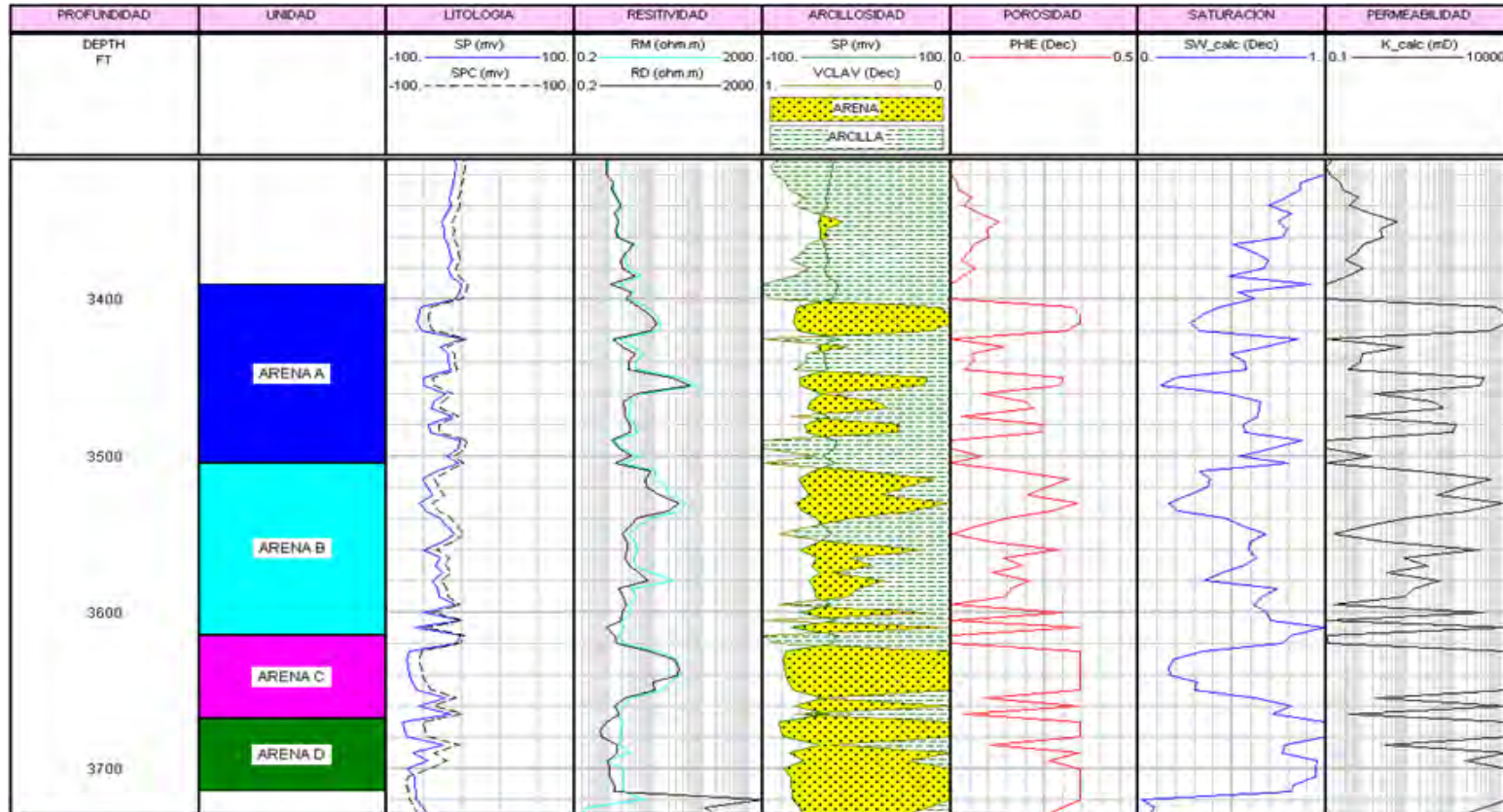


Tabla H.12 Análisis petrofísico del pozo PM 0050



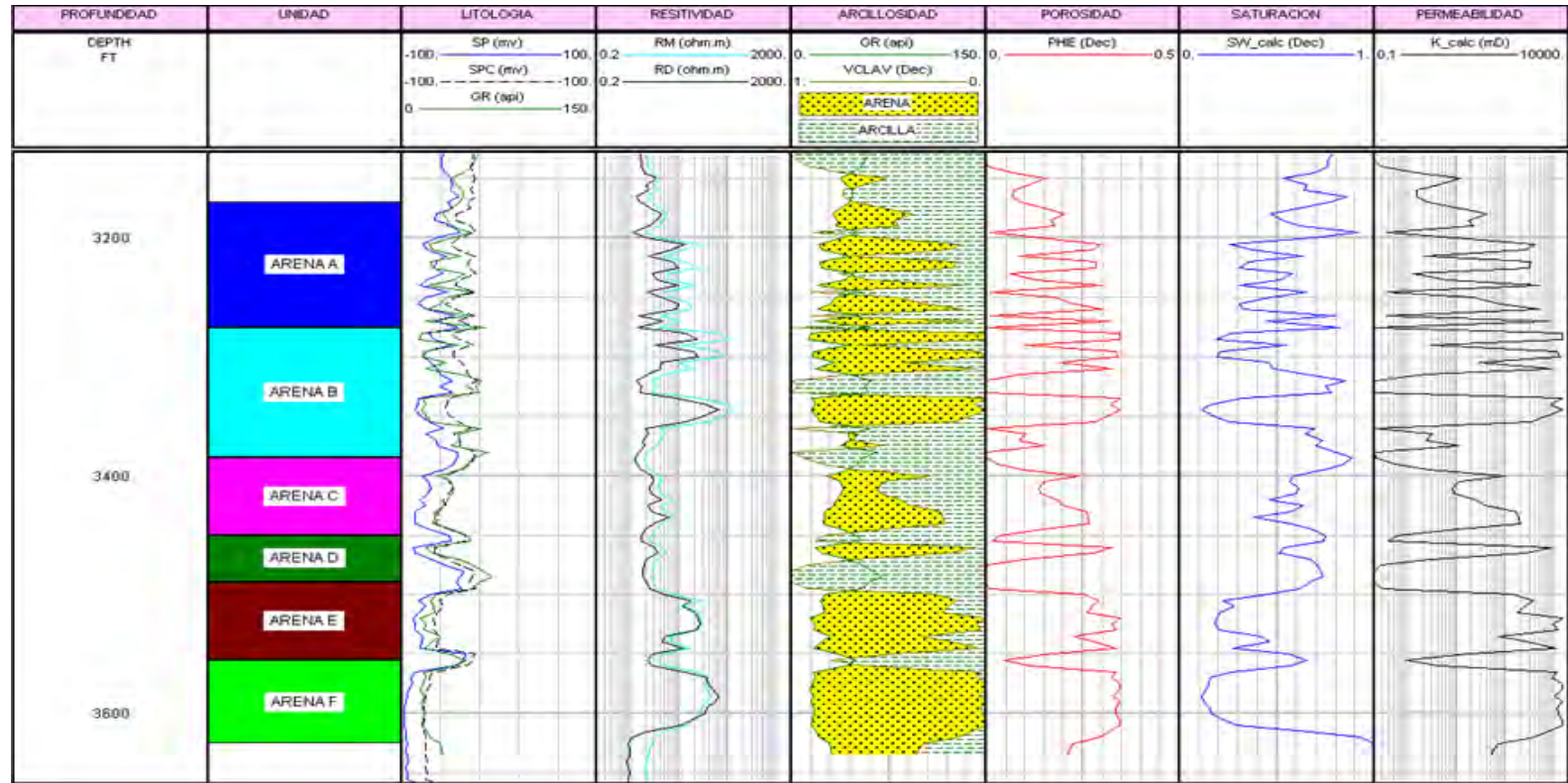
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0050	ARENA A	3450	3538	88	60	16%	29%	13%	1212
	ARENA B	3538	3612	74	0	---	---	---	0
	ARENA C	3612	3702	90	0	---	---	---	0
	ARENA D	3702	3765	63	0	---	---	---	0
	ARENA E	3765	3874	109	0	---	---	---	0
	ARENA F	3874	3935	61	0	---	---	---	0

Tabla H.13 Análisis petrofísico del pozo PM 0052



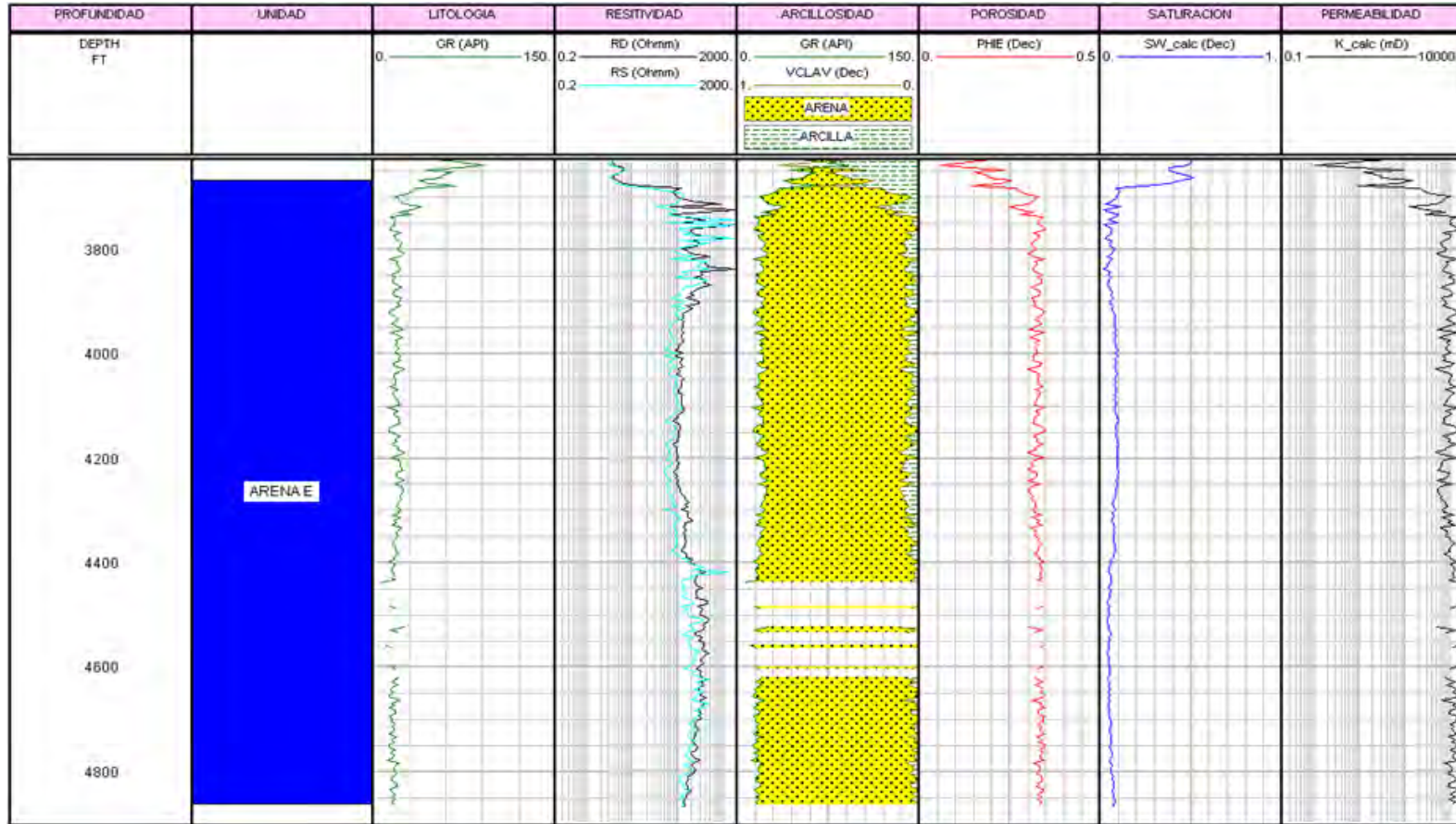
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0052	ARENA A	3390	3505	115	0	---	---	---	0
	ARENA B	3505	3615	110	20	14%	29%	28%	2895
	ARENA C	3615	3668	53	30	8%	35%	25%	6808
	ARENA D	3668	3715	47	0	---	---	---	0

Tabla H.14 Análisis petrofísico del pozo PM 0061



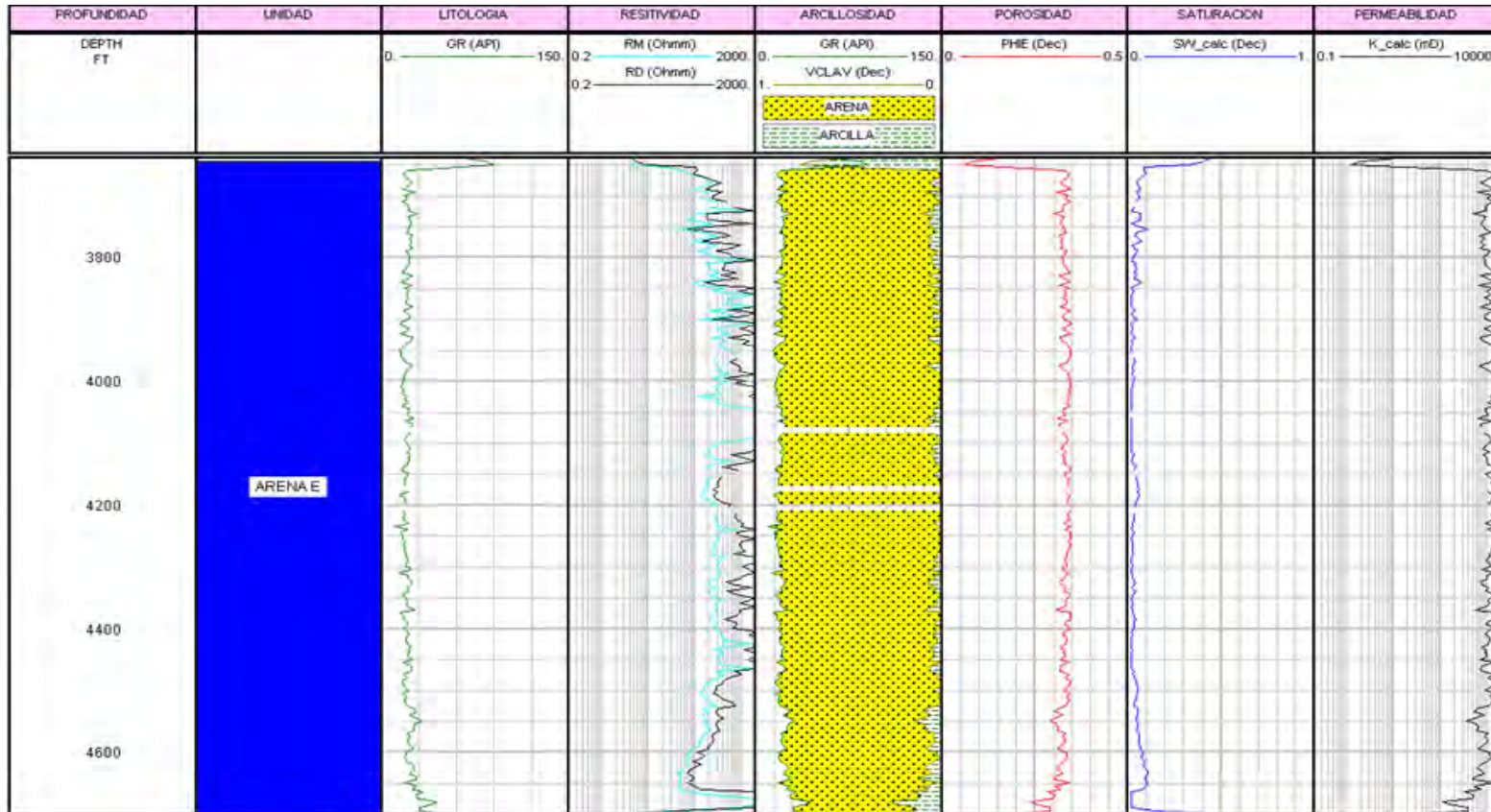
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0061	ARENA A	3170	3275	105	20	14%	30%	30%	1451
	ARENA B	3275	3385	110	45	4%	33%	21%	4963
	ARENA C	3385	3450	65	0	---	---	---	0
	ARENA D	3450	3490	40	0	---	---	---	0
	ARENA E	3490	3555	65	35	10%	31%	22%	3277
	ARENA F	3555	3625	70	50	2%	34%	18%	5667

Tabla H.15 Análisis petrofísico del pozo PM 0066 (reentrada)



POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0066 A	ARENA E	3305	3408	103	50	5%	33%	7%	4117

Tabla H.16 Análisis petrofísico del pozo PM 0121 (reentrada)



POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PM 0121	ARENA E	3465	3555	90	45	4%	33%	4%	4516

Tabla H.17 Análisis petrofísico del pozo PC 0001

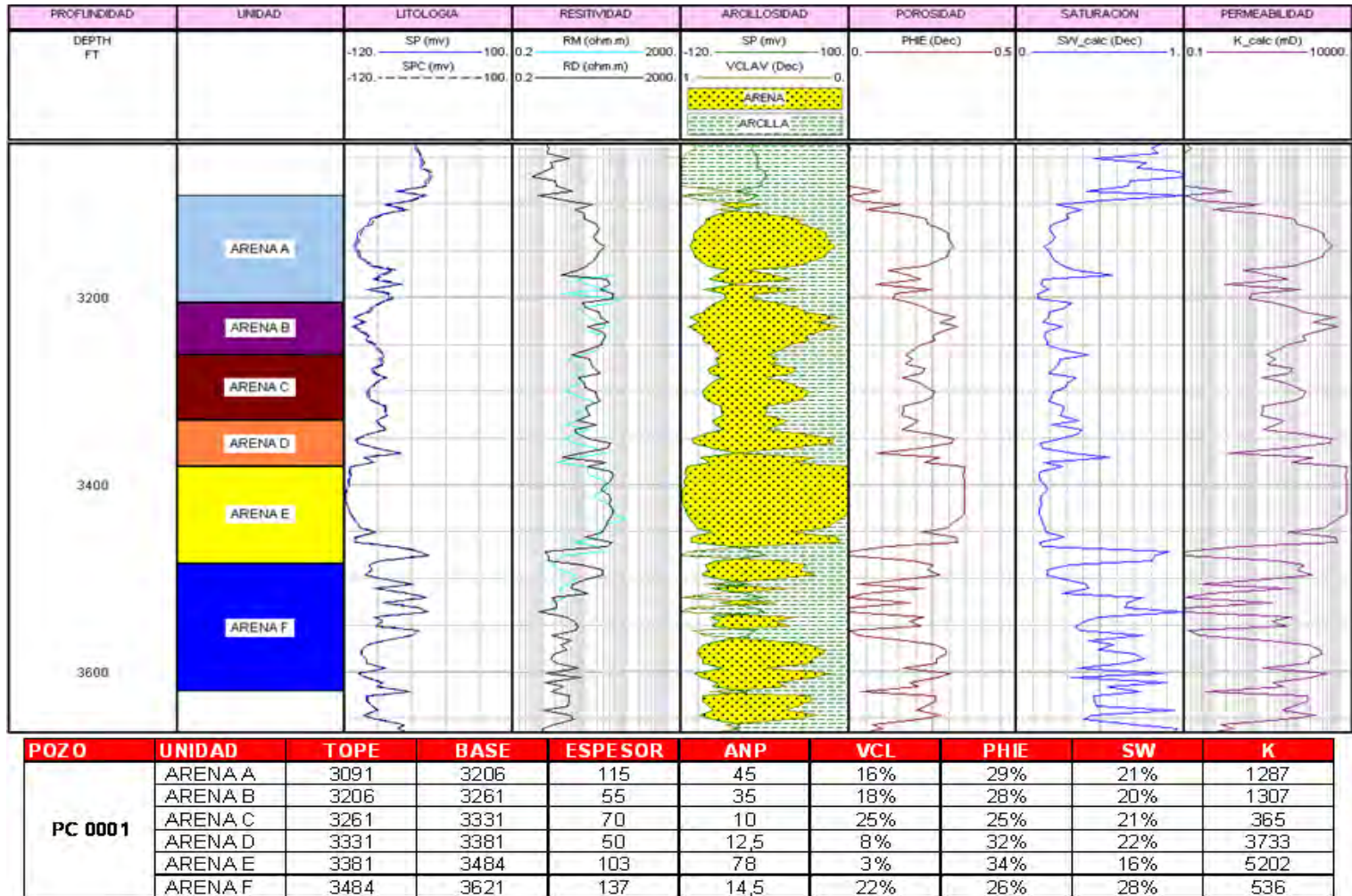


Tabla H.18 Análisis petrofísico del pozo PC 0003

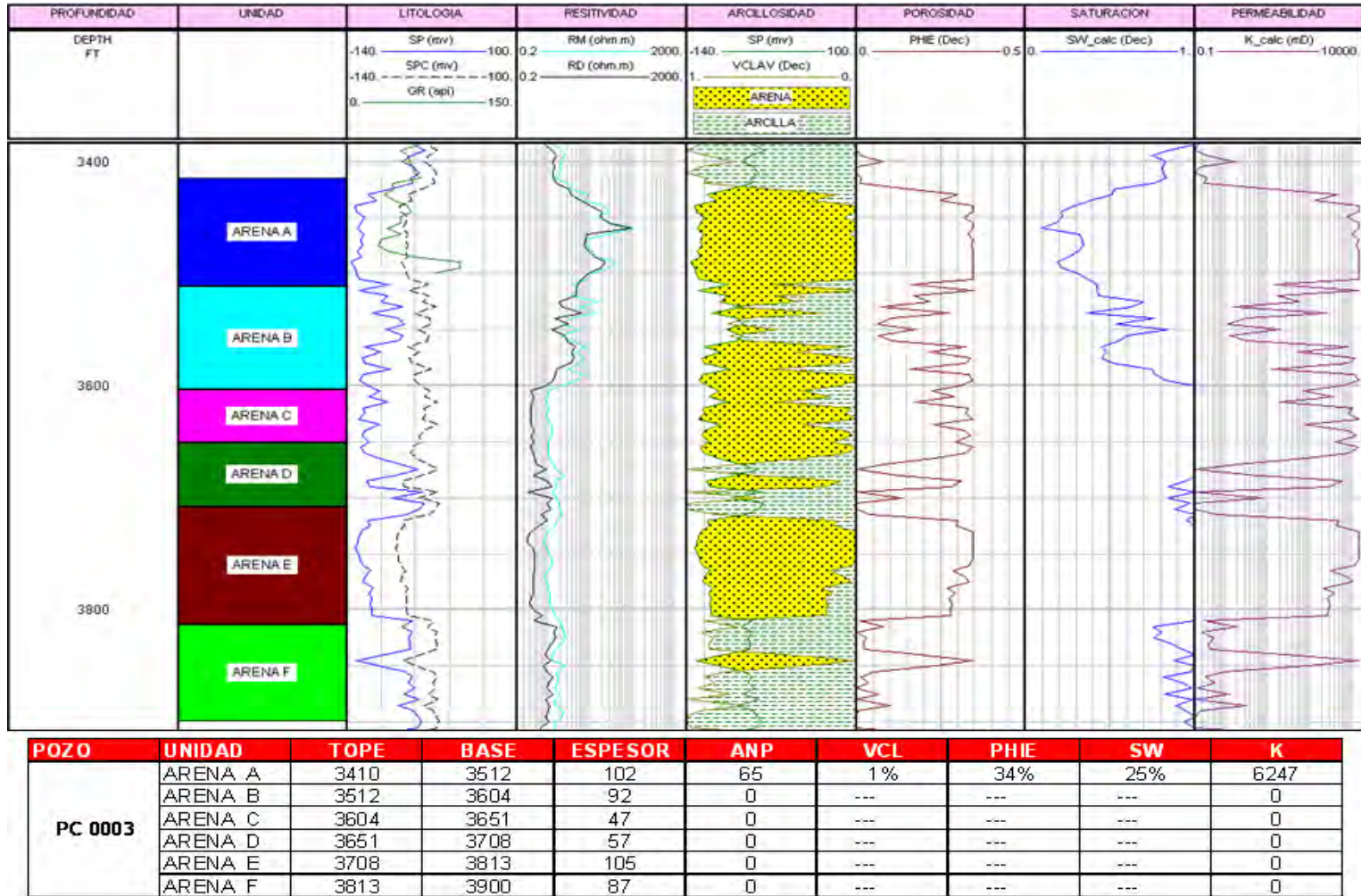
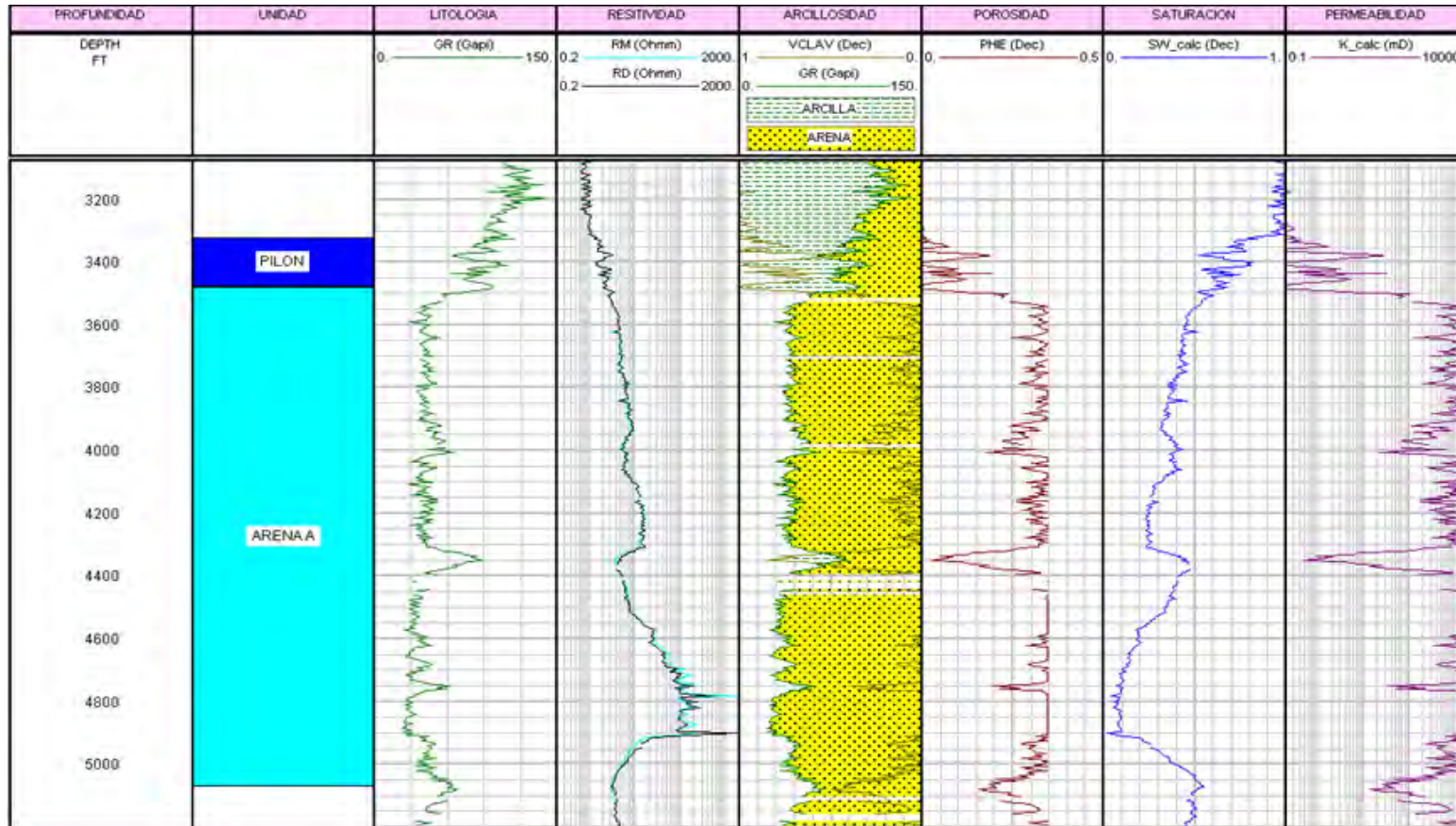
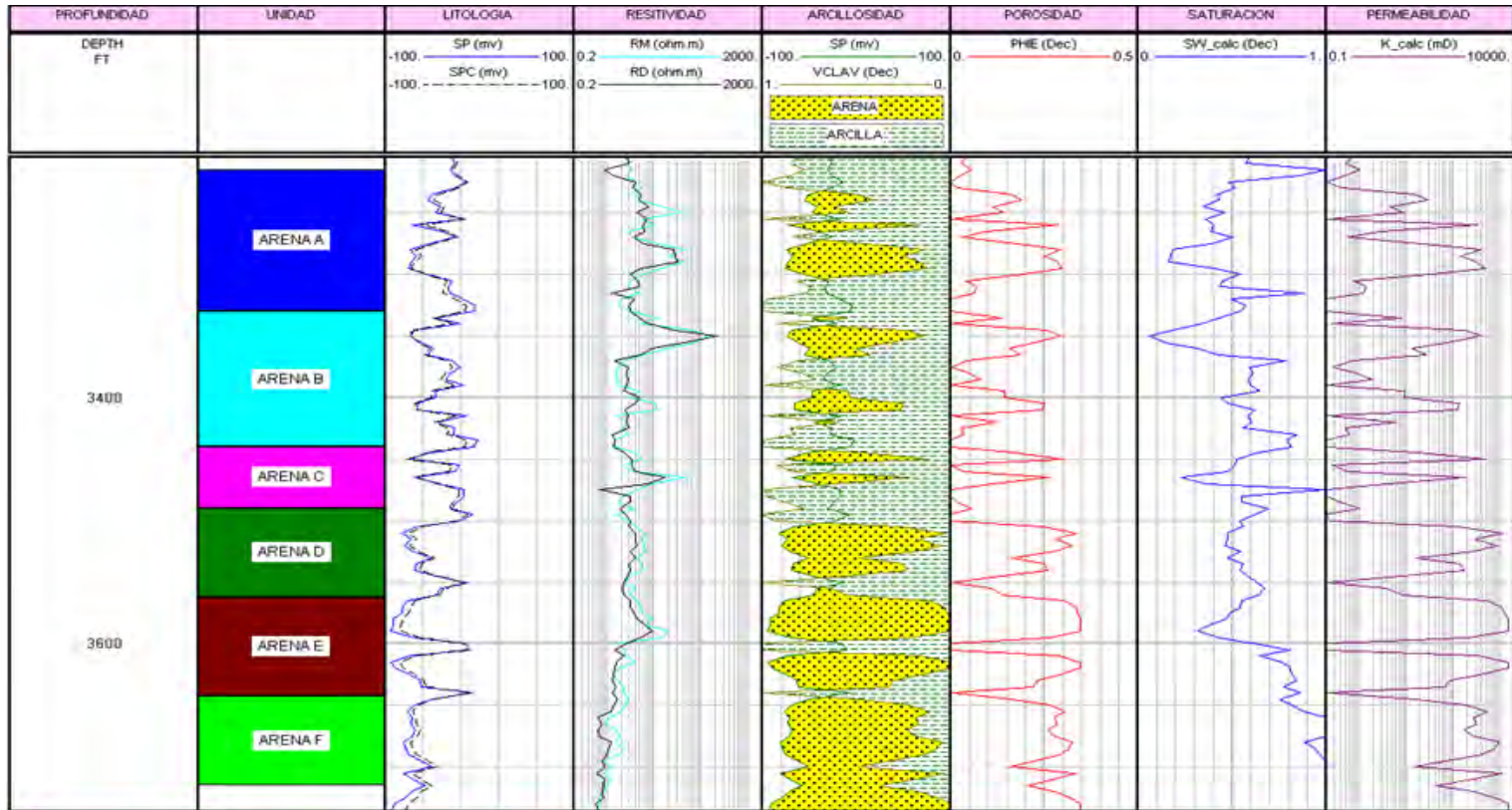


Tabla H.19 Análisis petrofísico del pozo PC 0004 (reentrada)



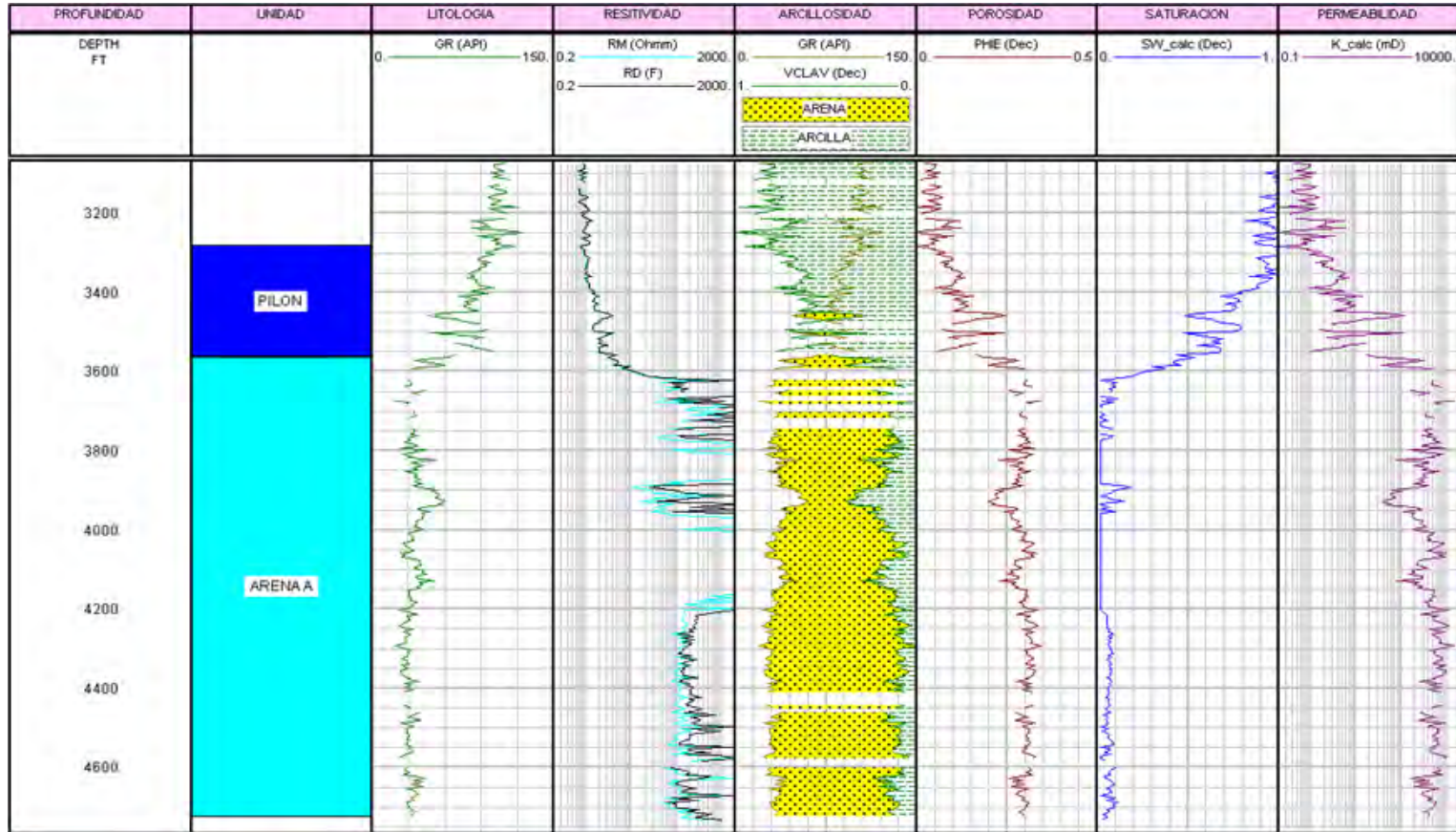
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0004 A	ARENA A	3394	3495	101	62	4%	33%	21%	5000

Tabla H.20 Análisis petrofísico del pozo PC 0006



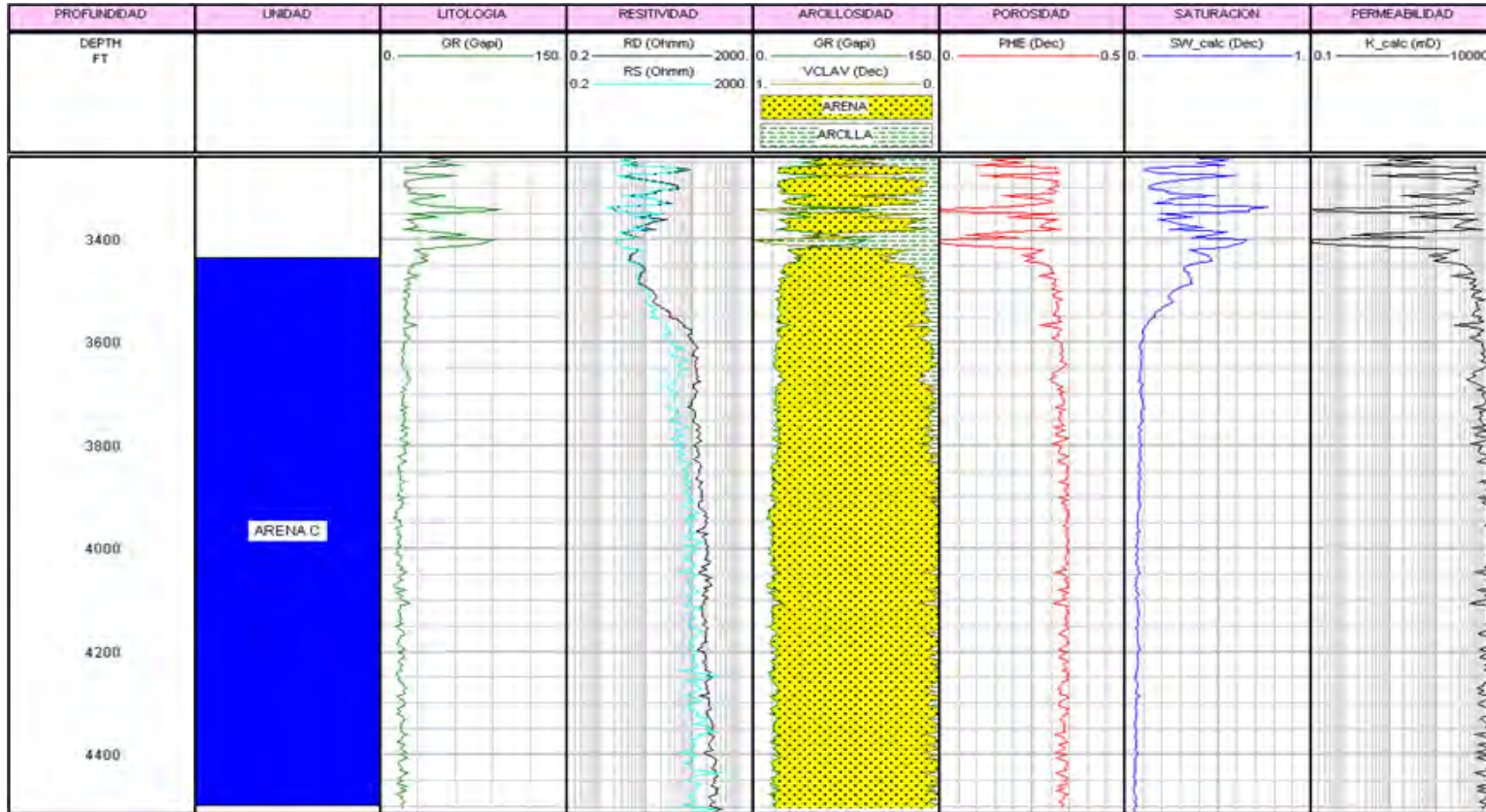
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0006	ARENA A	3215	3330	115	15	0,185	0,276	0,176	894
	ARENA B	3330	3440	110	10	0,186	0,276	0,12	901
	ARENA C	3440	3490	50	5	0,219	0,263	0,229	1045
	ARENA D	3490	3562	72	0	---	---	---	0
	ARENA E	3562	3642	80	5	0	0,345	0,319	756
	ARENA F	3642	3715	73	0	---	---	---	0

Tabla H.21 Análisis petrofísico del pozo PC 0012



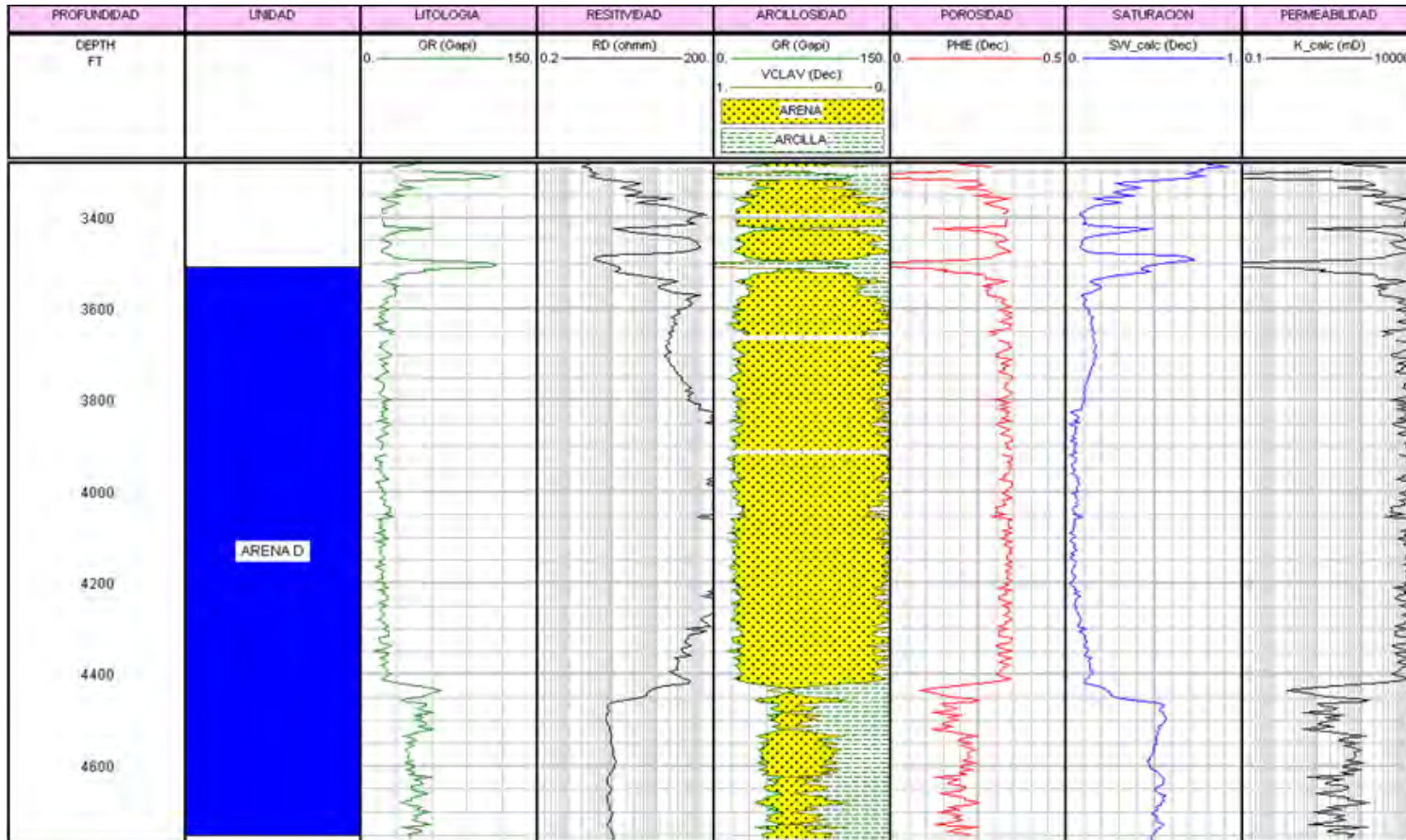
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0012	ARENA A	3427	3457	30	25	13%	30%	5%	1850

Tabla H.22 Análisis petrofísico del pozo PC 0016



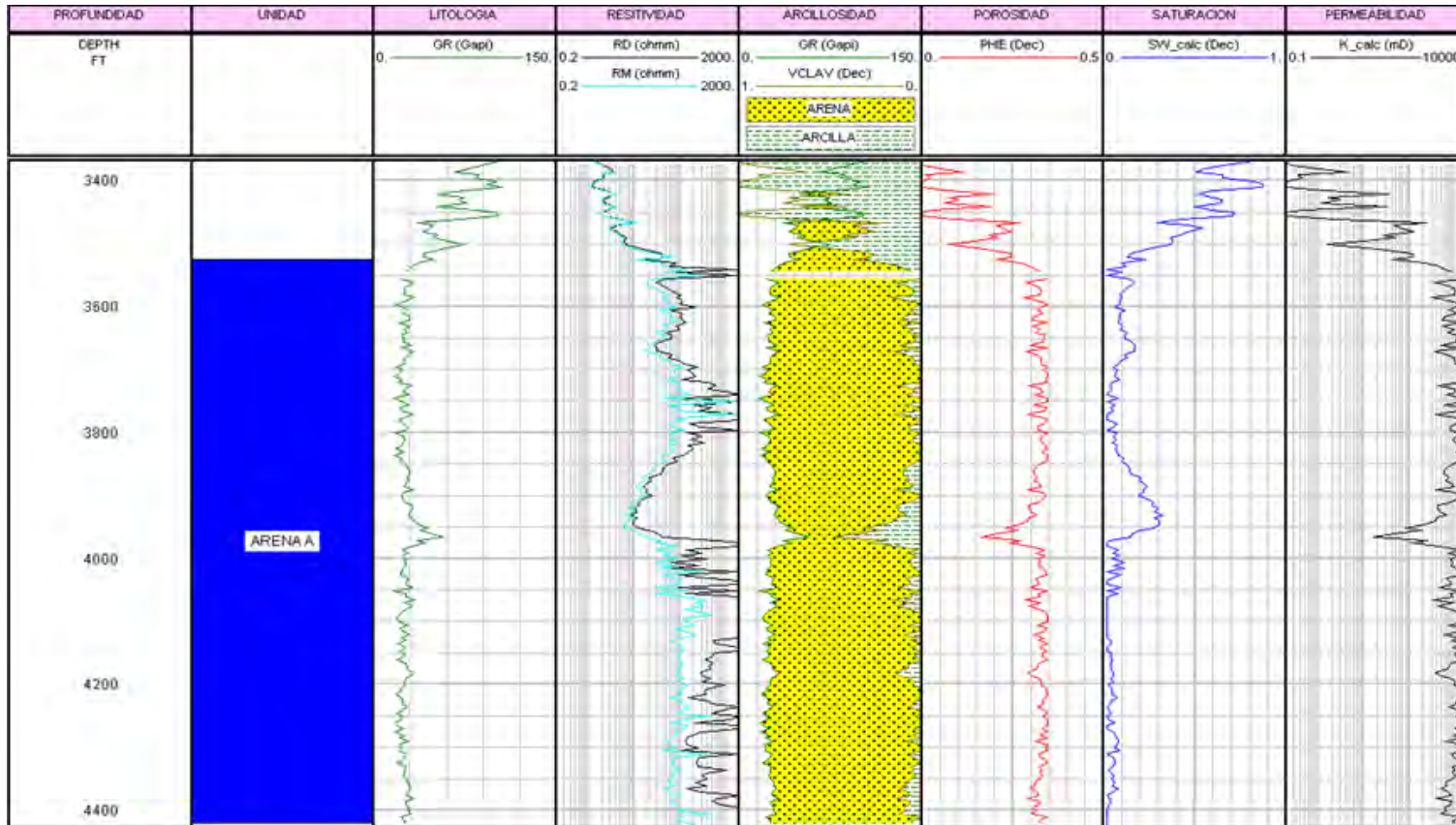
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0016	ARENA C	3380	3440	60	30	4 %	33 %	9 %	4739

Tabla H.23 Análisis petrofísico del pozo PC 0025 (reentrada)



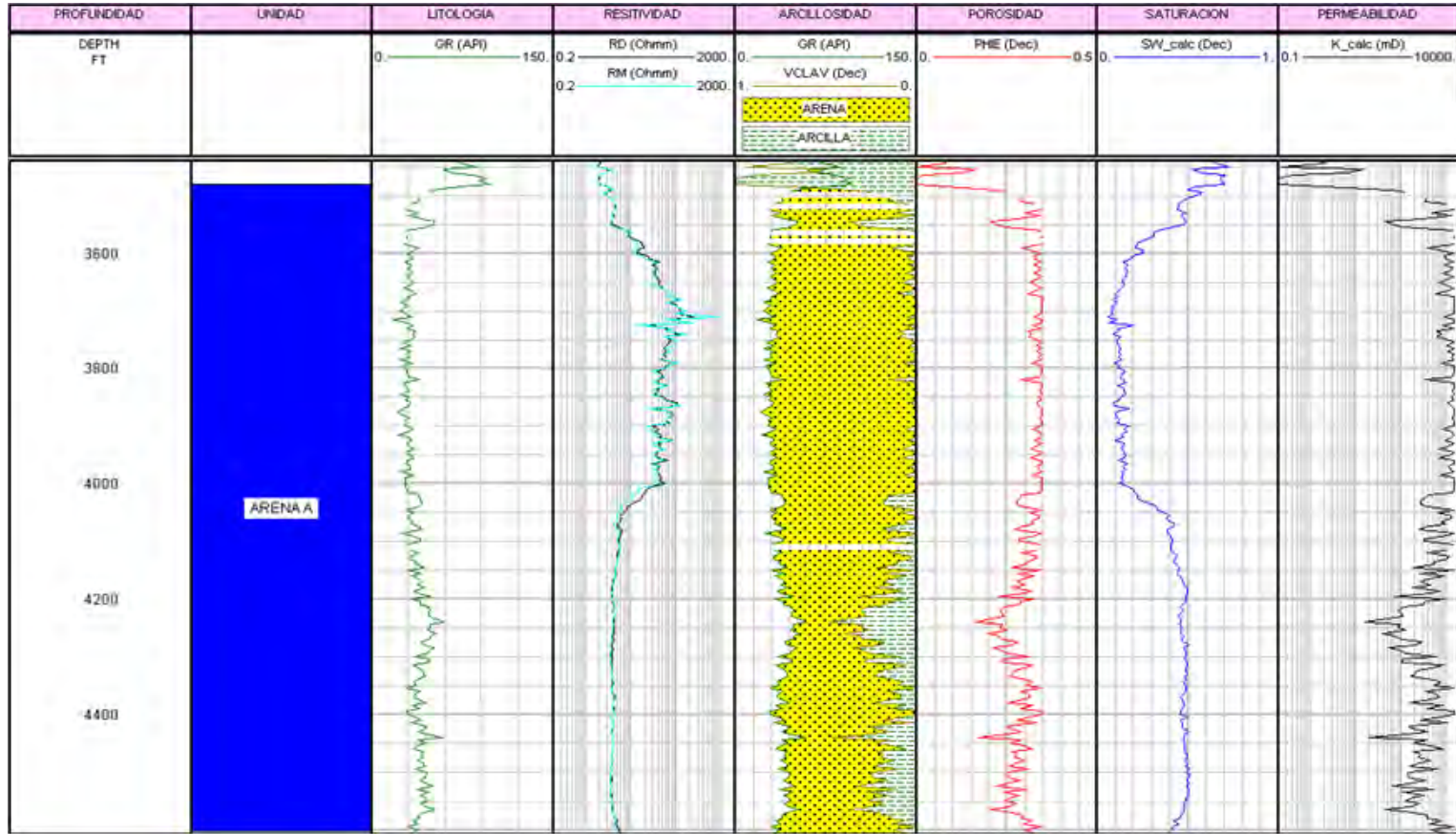
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0025 A	ARENA D	3410	3454	44	28	5%	33%	9%	4187

Tabla H.24 Análisis petrofísico del pozo PC 0027 (reentrada)



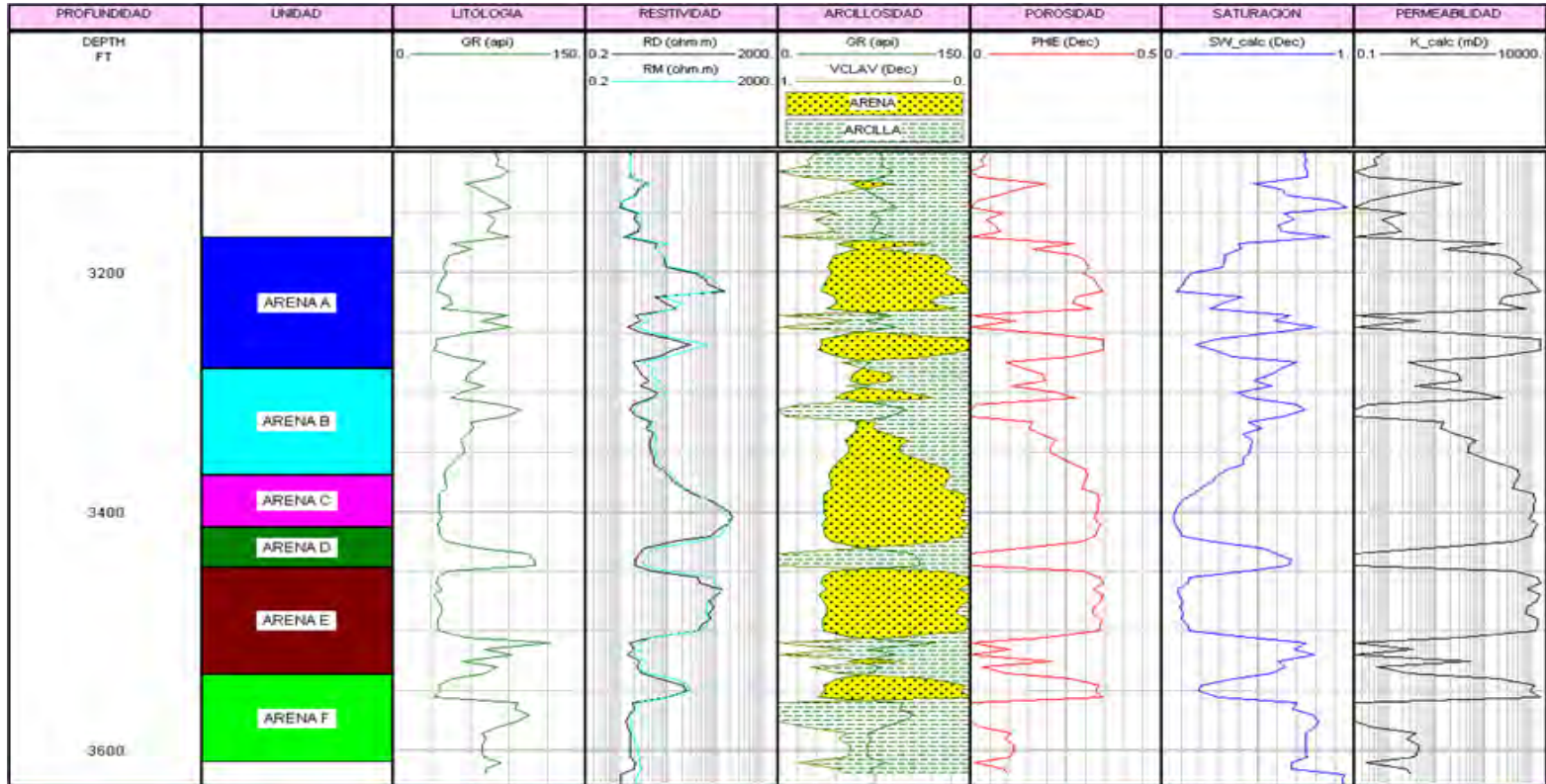
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0027 A	ARENA A	3408	3498	90	45	6%	32%	8%	4020

Tabla H.25 Análisis petrofísico del pozo PC 0028



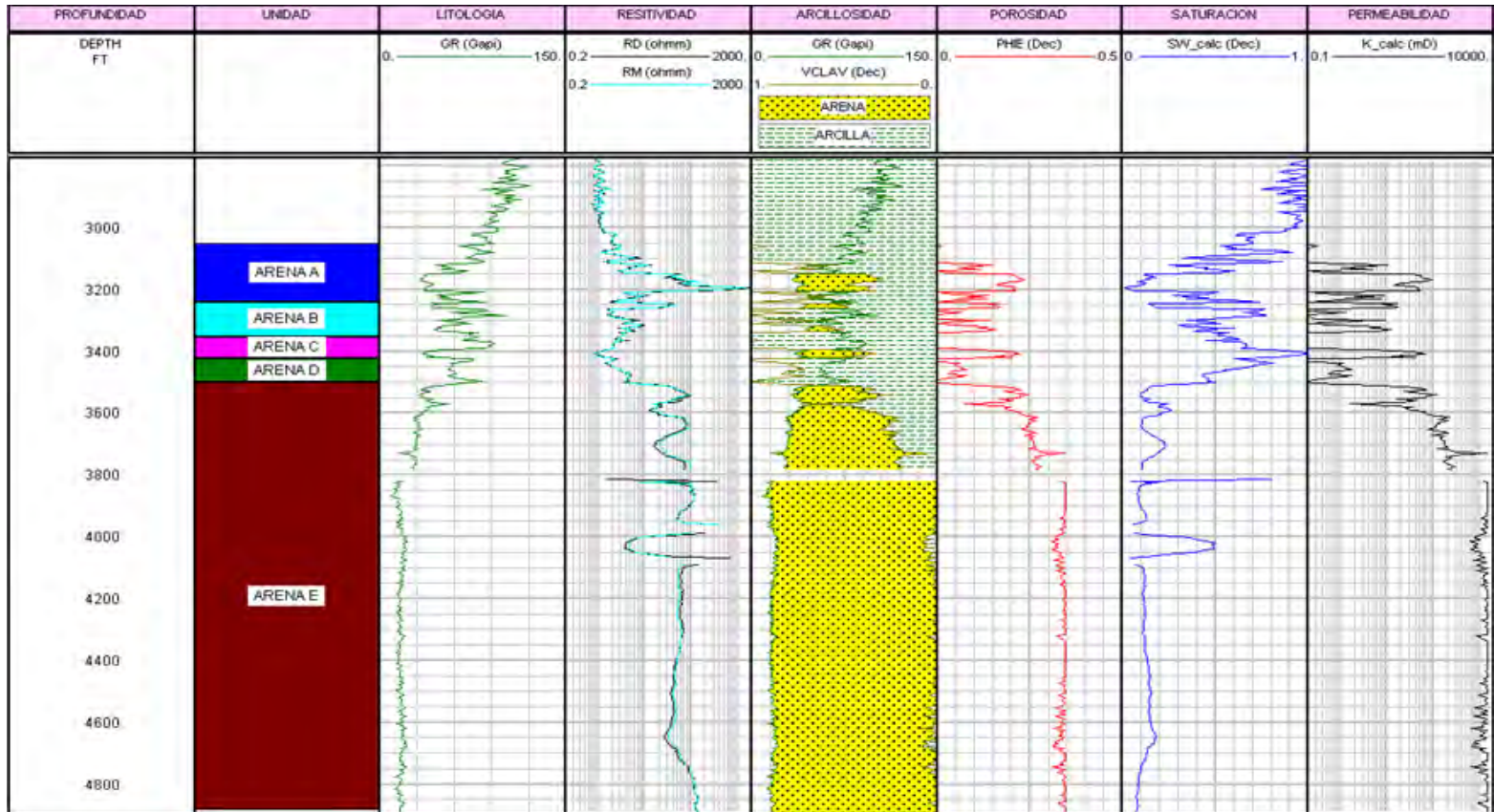
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0028	ARENA A	3390	3476	86	50	3%	33%	15%	5342

Tabla H.26 Análisis petrofísico del pozo PC 0033



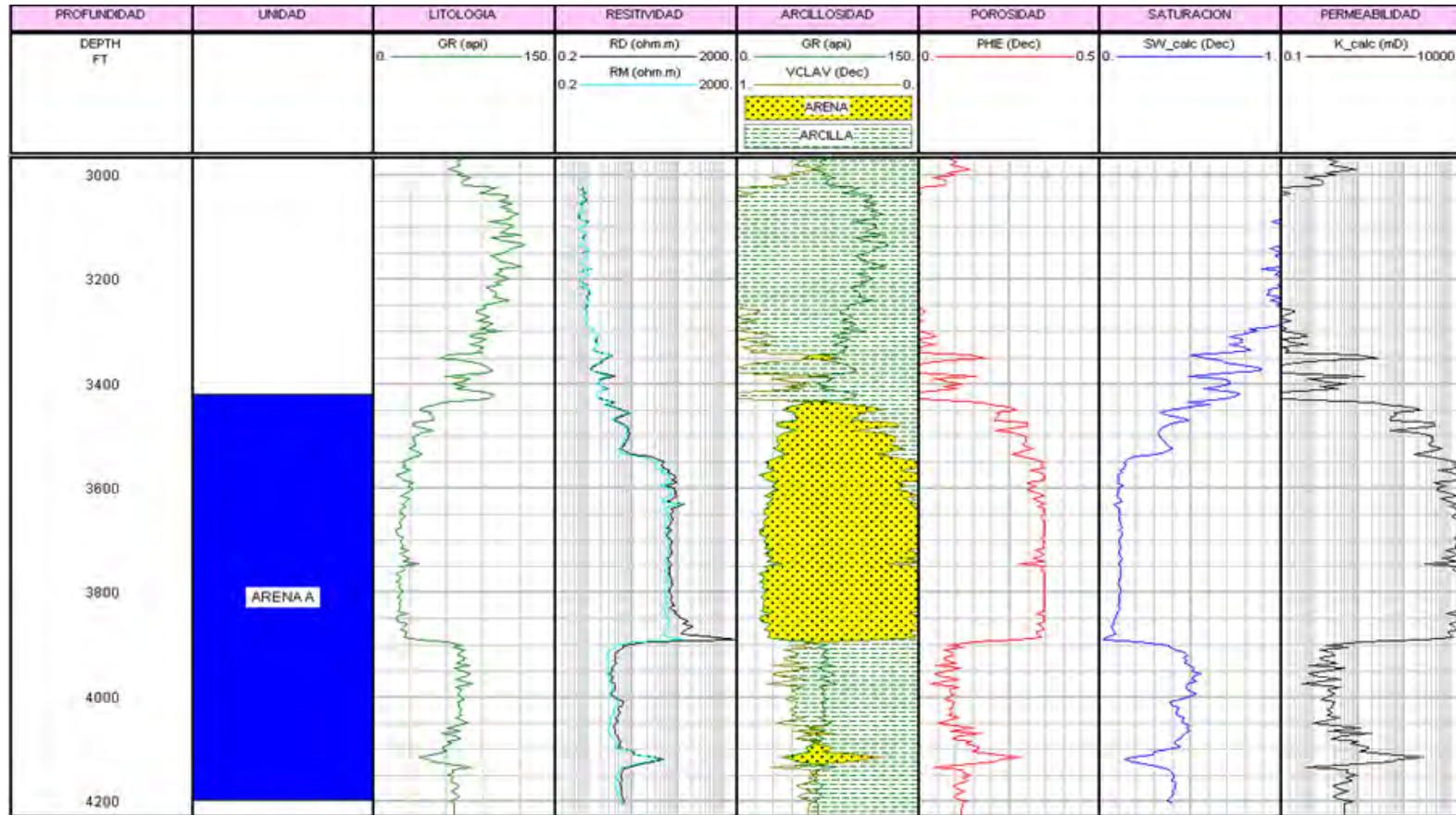
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0033	ARENA A	3170	3280	110	60	8%	32%	22%	3692
	ARENA B	3280	3369	89	6,5	12%	30%	32%	1819
	ARENA C	3369	3413	44	44	6%	32%	14%	3639
	ARENA D	3413	3447	34	14,5	8%	32%	15%	3176
	ARENA E	3447	3536	89	50	3%	33%	12%	5021
	ARENA F	3536	3610	74	15	3%	34%	23%	5045

Tabla H.27 Análisis petrofísico del pozo PC 0033



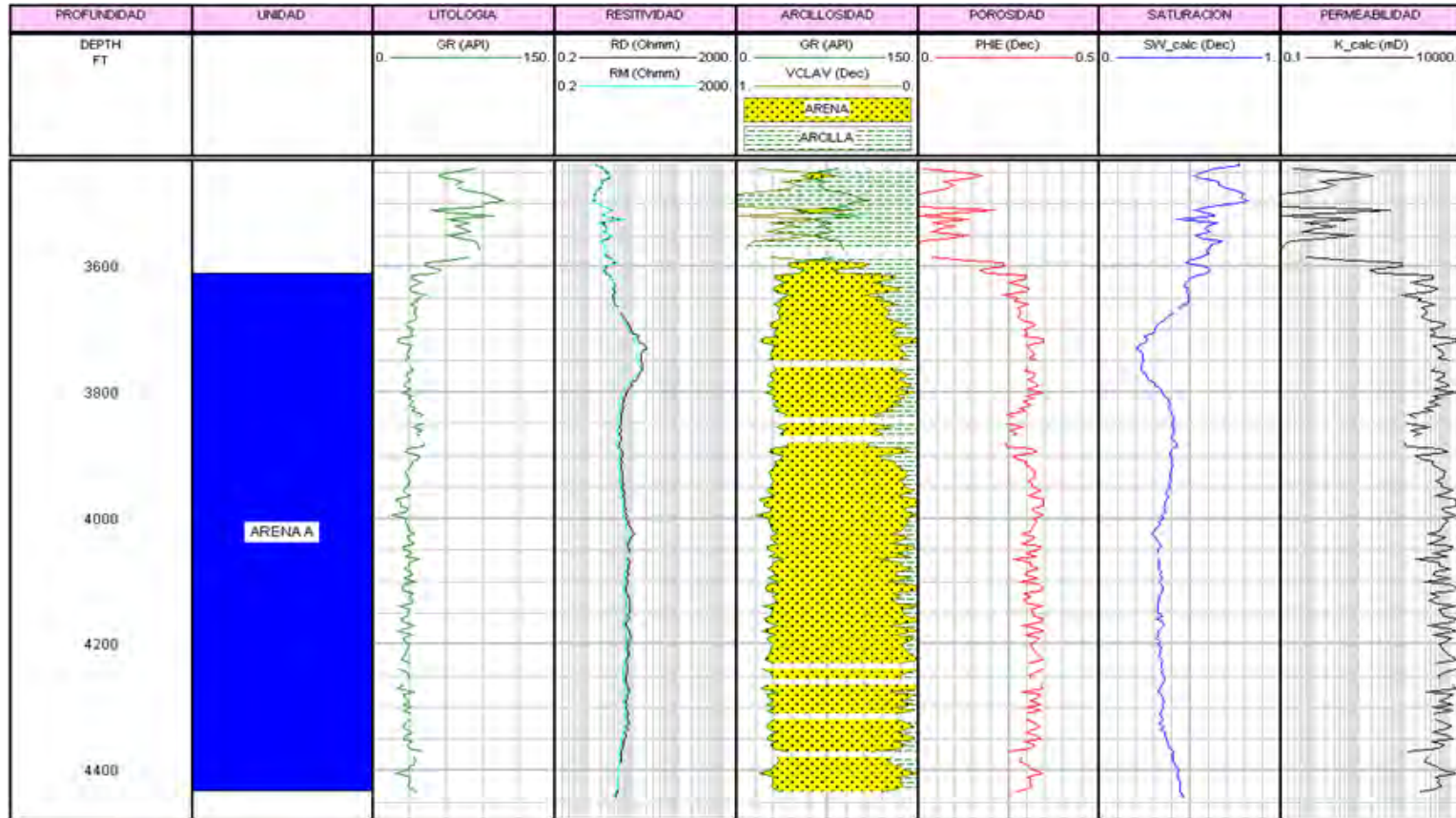
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0160	ARENA E	3500	4885	60	35	4%	33%	13%	5208

Tabla H.28 Análisis petrofísico del pozo PC 0048 (reentrada)



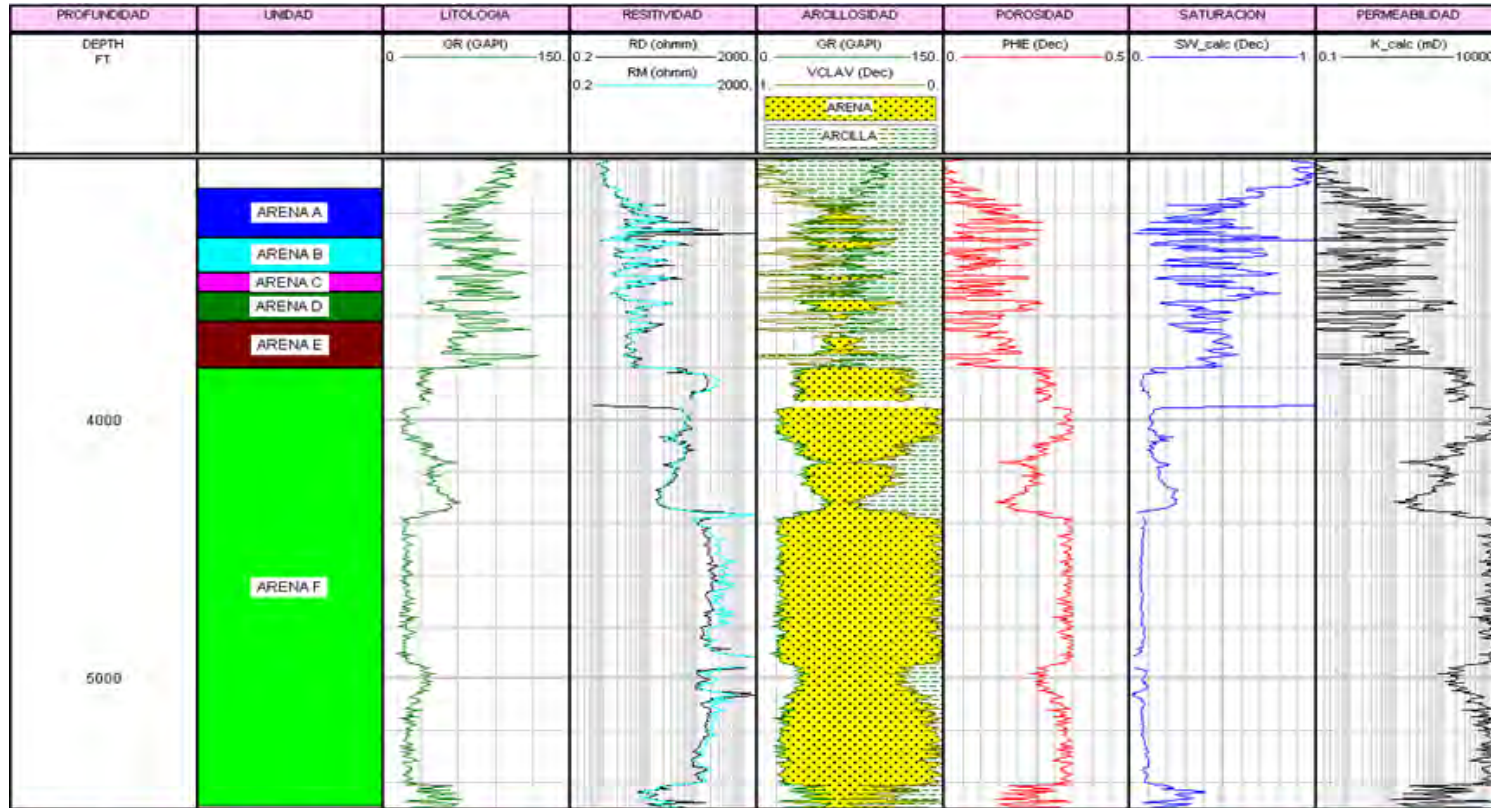
POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0048 A	ARENA_A	3420	4195	80	32	4%	33%	12%	5210

Tabla H.29 Análisis petrofísico del pozo PC 0050



POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0050	ARENA A	3390	3542	152	60	8%	32%	31%	3278

Tabla H.30 Análisis petrofísico del pozo PC 0161



POZO	UNIDAD	TOPE	BASE	ESPESOR	ANP	VCL	PHIE	SW	K
PC 0161	ARENA A	3104	3297	193	10	0,215	0,265	0,083	550
	ARENA B	3297	3433	136	5	0,256	0,25	0,296	248
	ARENA C	3433	3508	75	0	---	---	---	0
	ARENA D	3508	3620	112	15	0,232	0,259	0,22	462
	ARENA E	3620	3800	180	1,5	0,178	0,279	0,146	0
	ARENA F	3800	5496	1696	1396	0,085	0,314	0,087	3538

Tabla H.31 Análisis petrofísico del pozo PC 0034

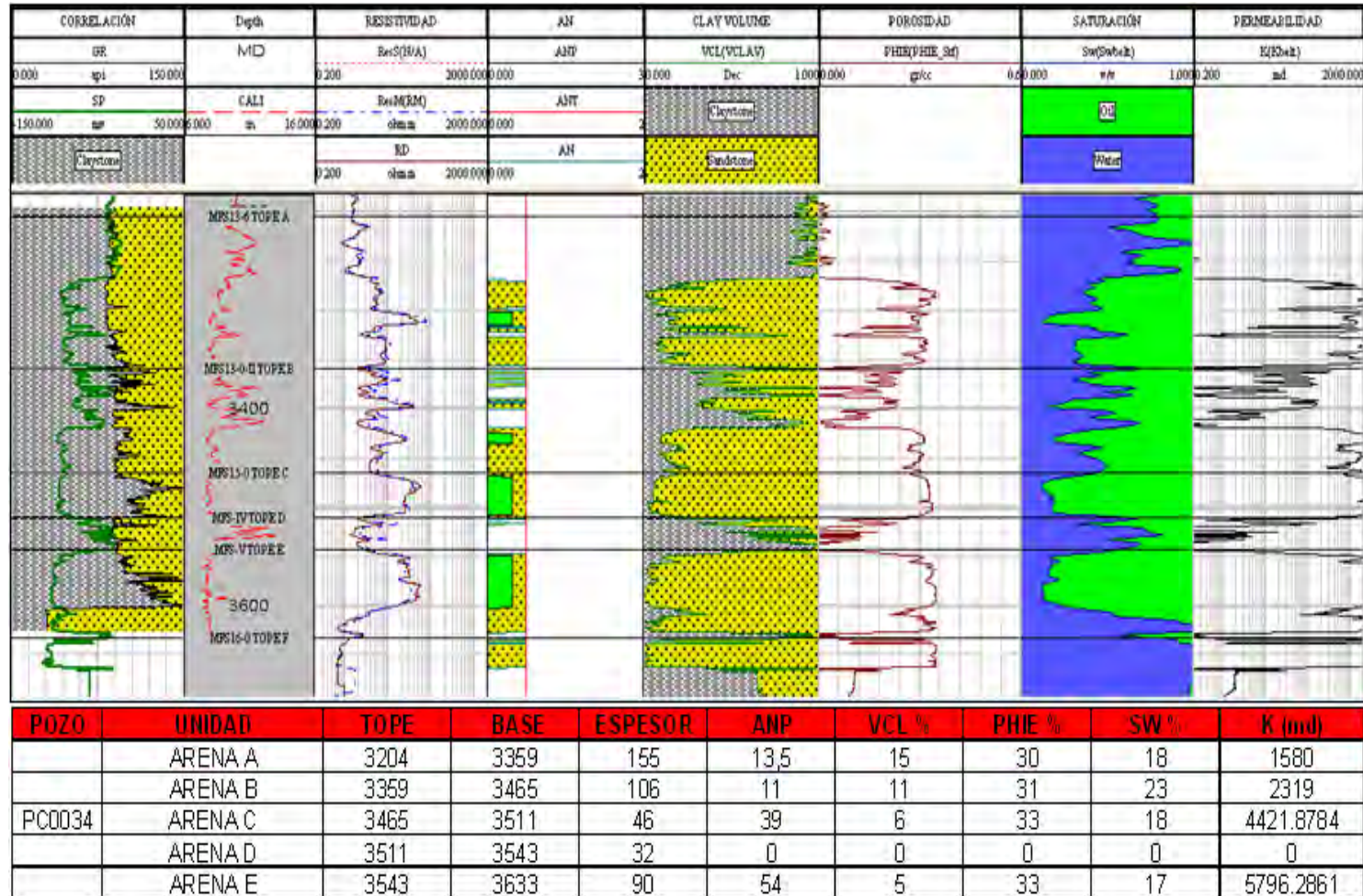


Tabla H.33 Análisis petrofísico del pozo PC 0037

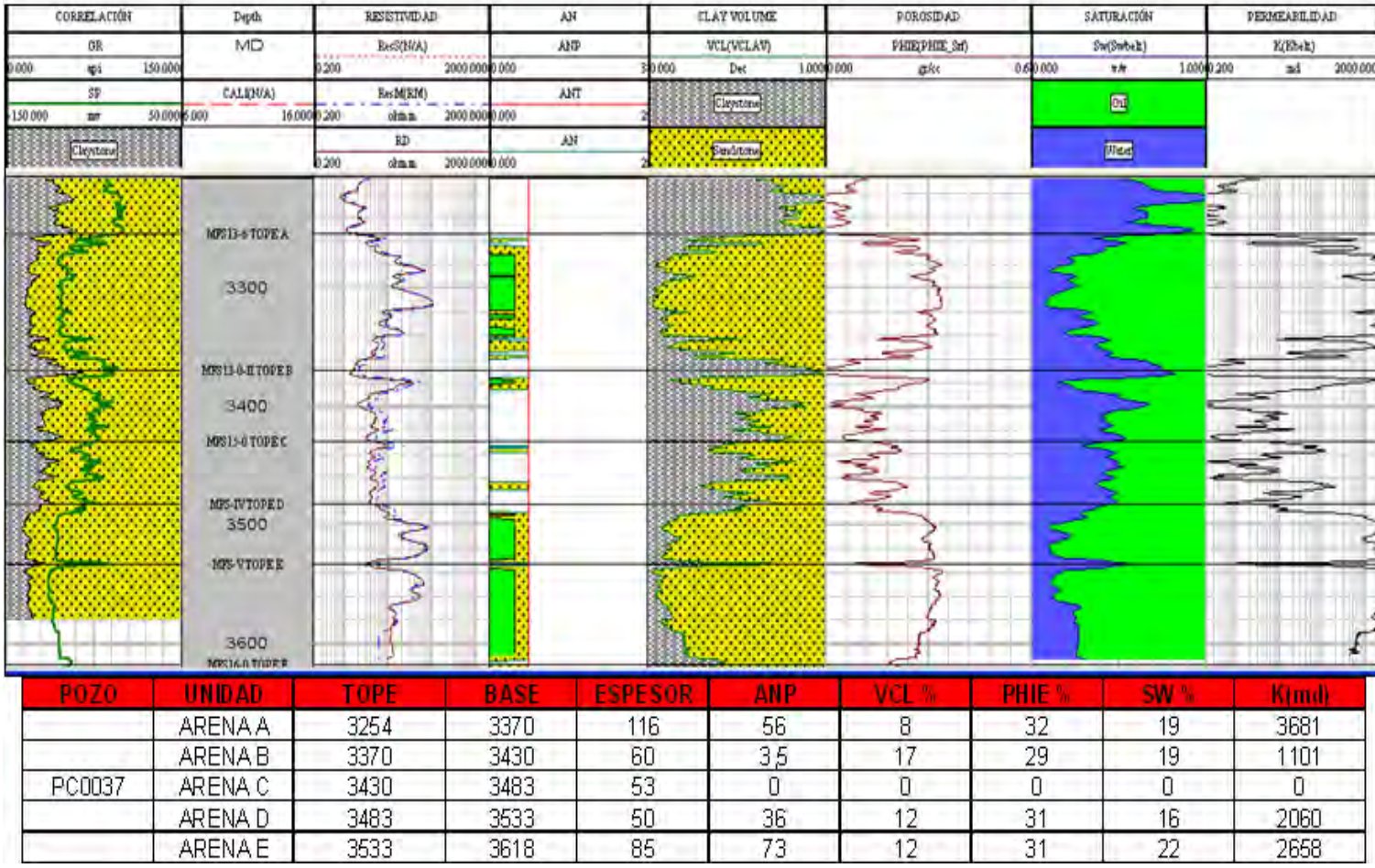


Tabla H.34 Análisis petrofísico del pozo PC 0038

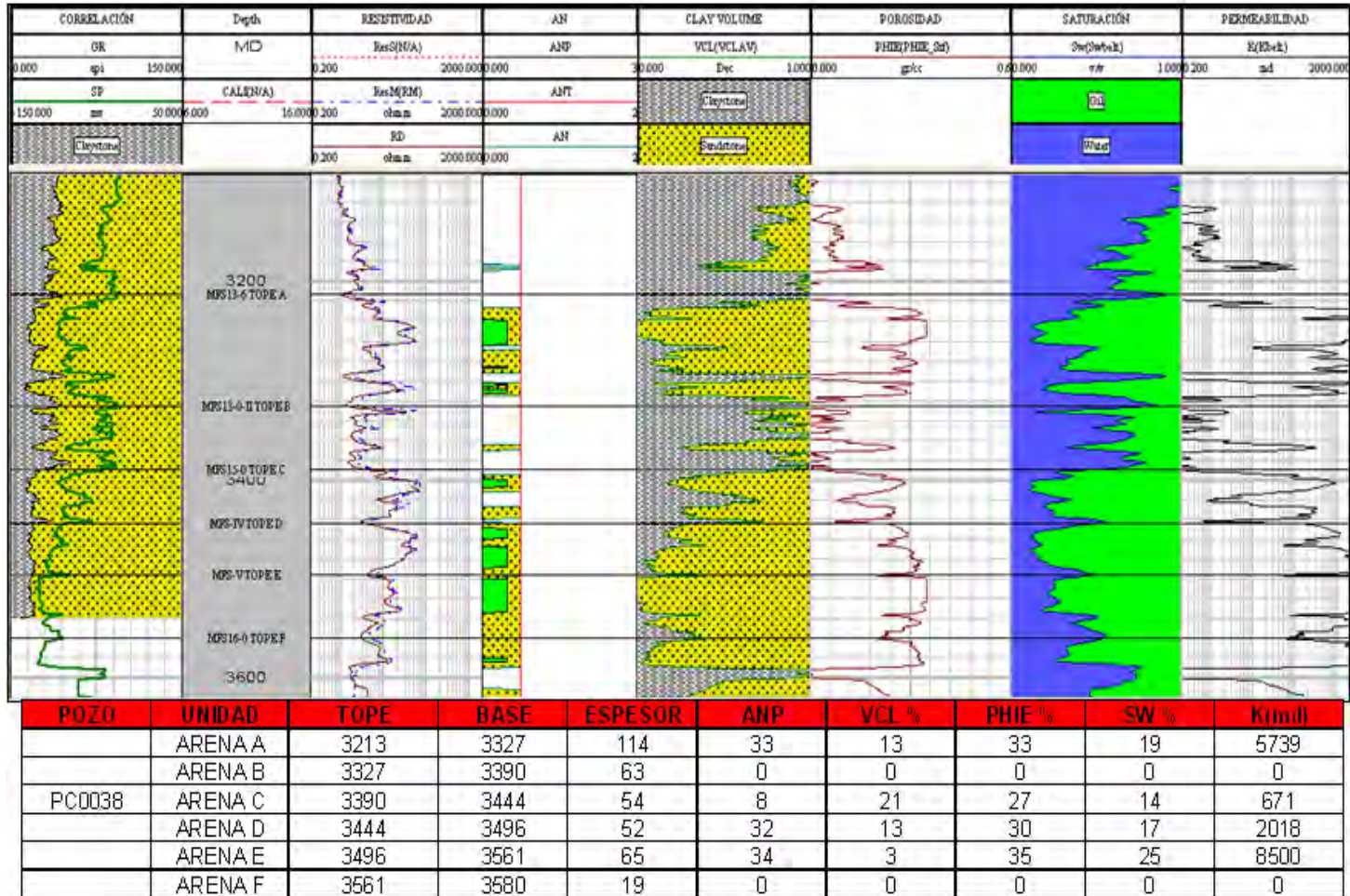


Tabla H.35 Análisis petrofísico del pozo PC 0039

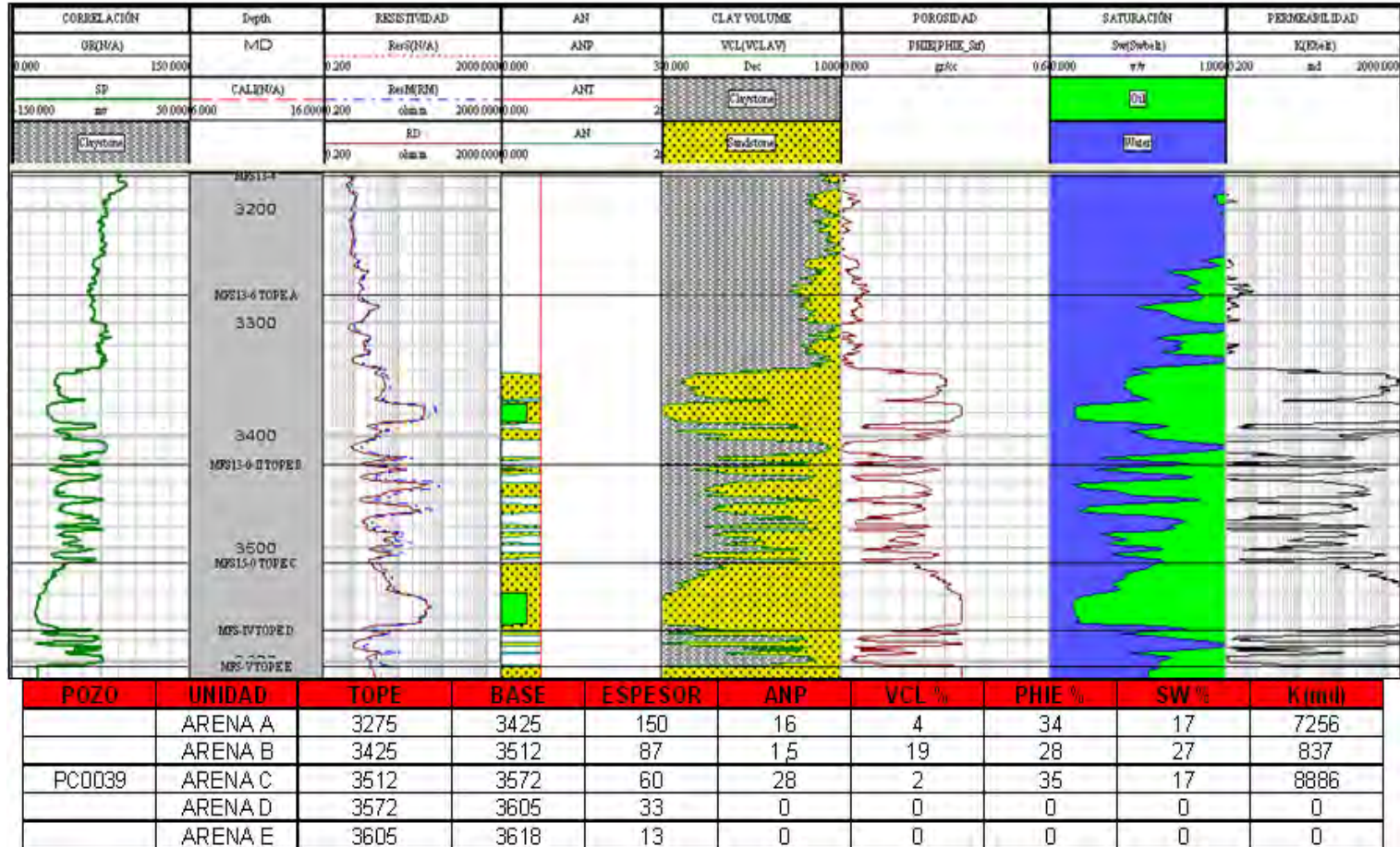


Tabla H.36 Análisis petrofísico del pozo PC 0041

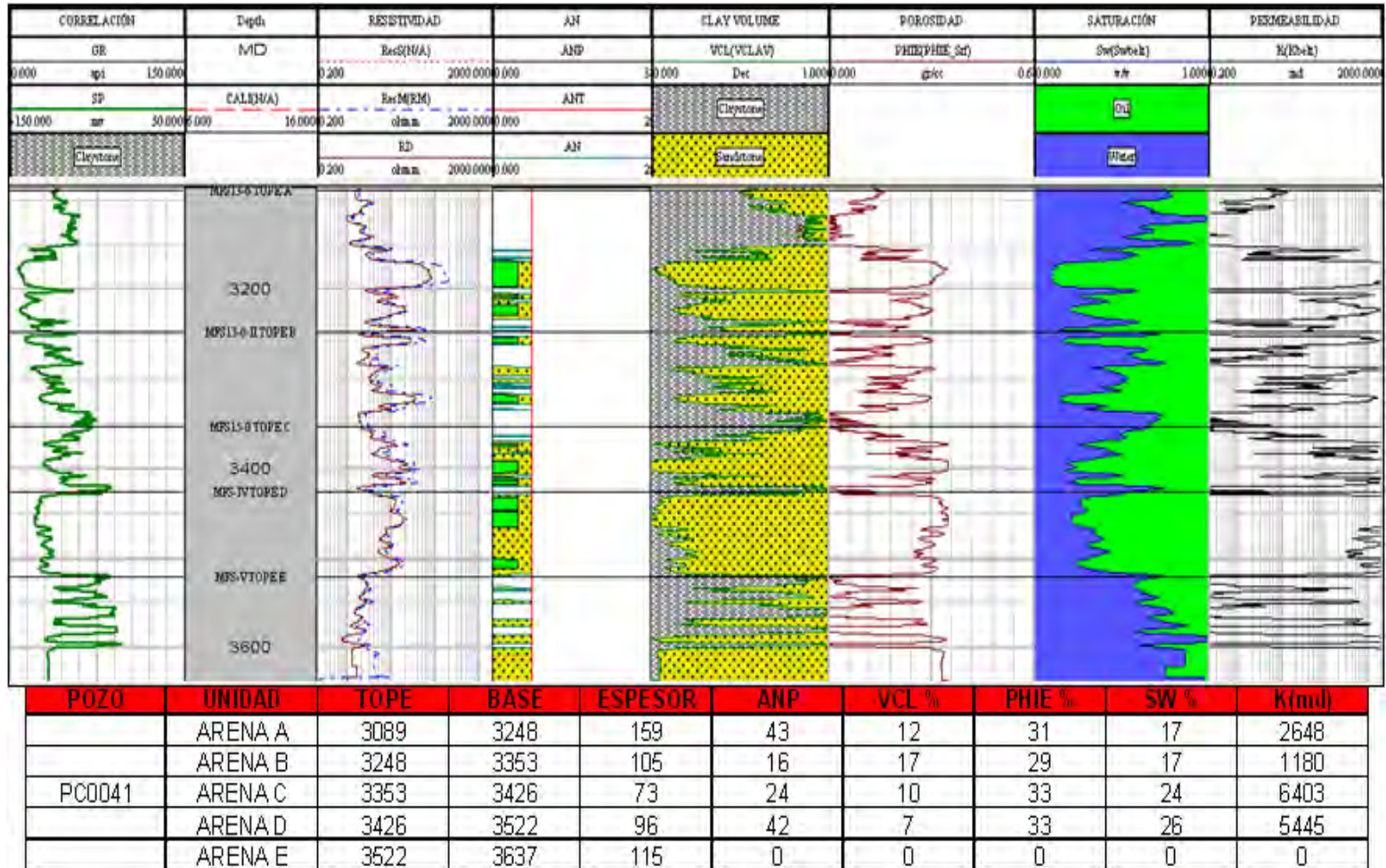


Tabla H.38 Análisis petrofísico del pozo PC 0049

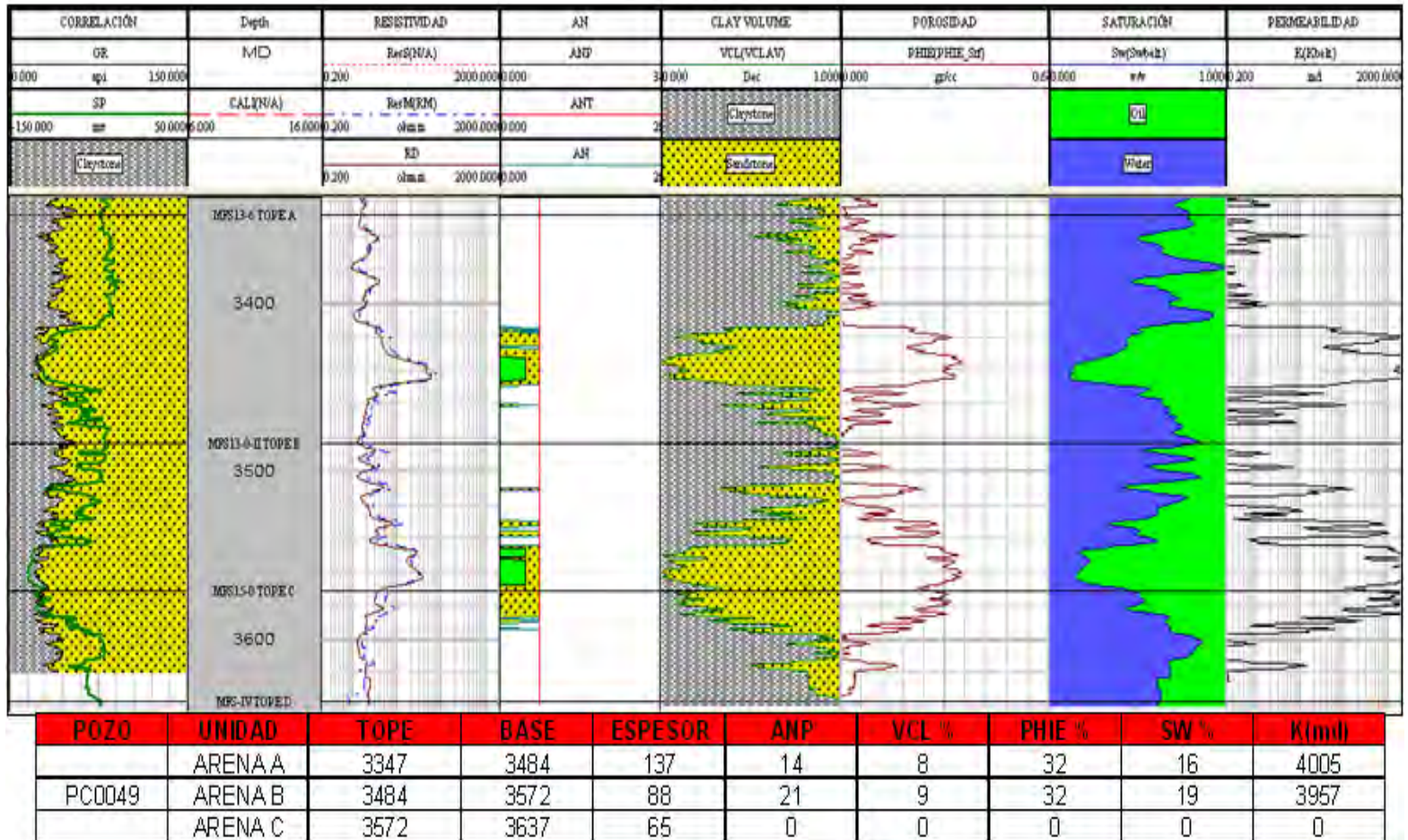


Tabla H.39 Análisis petrofísico del pozo PC 0126

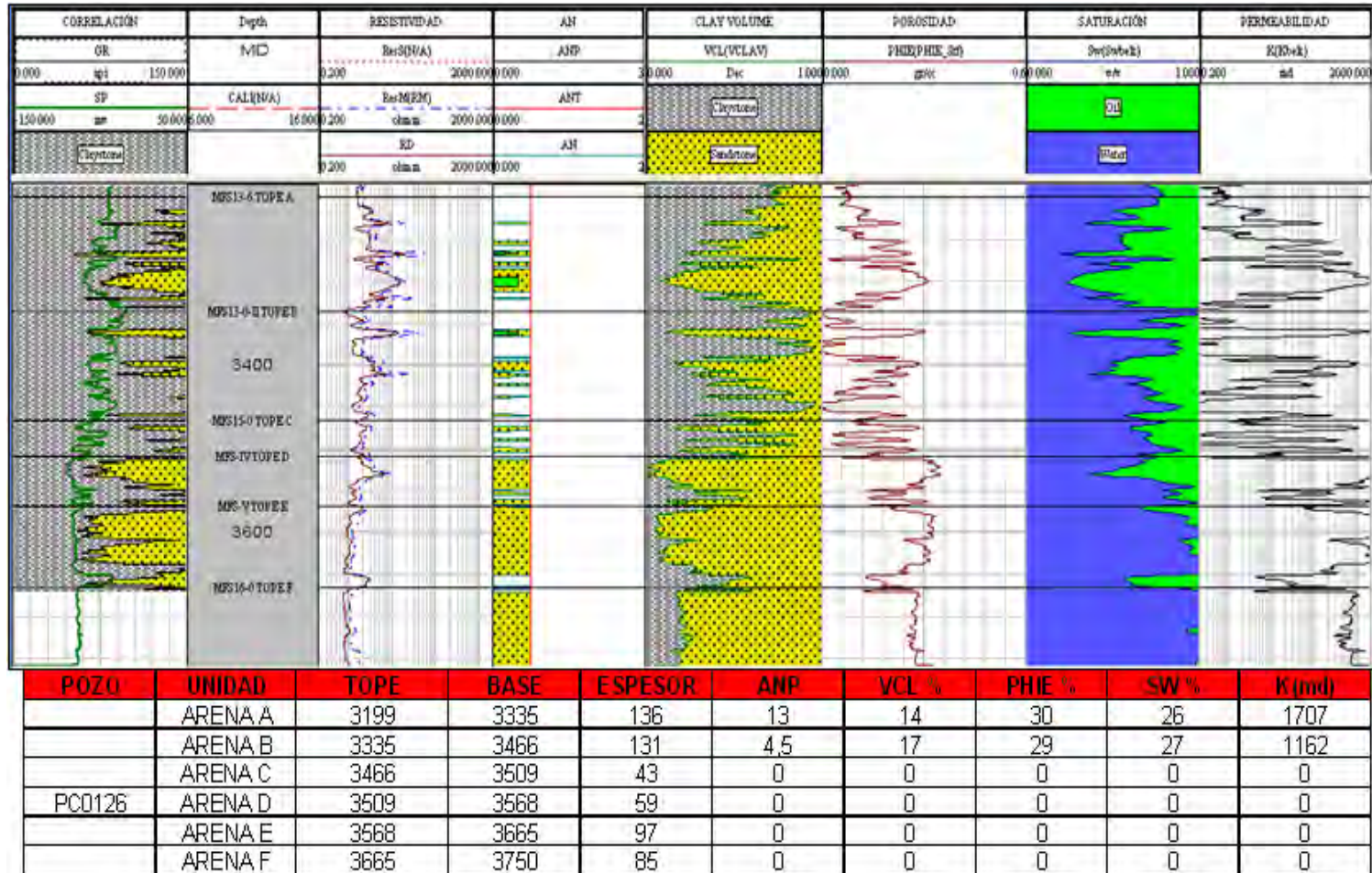


Tabla H.40 Análisis petrofísico del pozo PC 0129

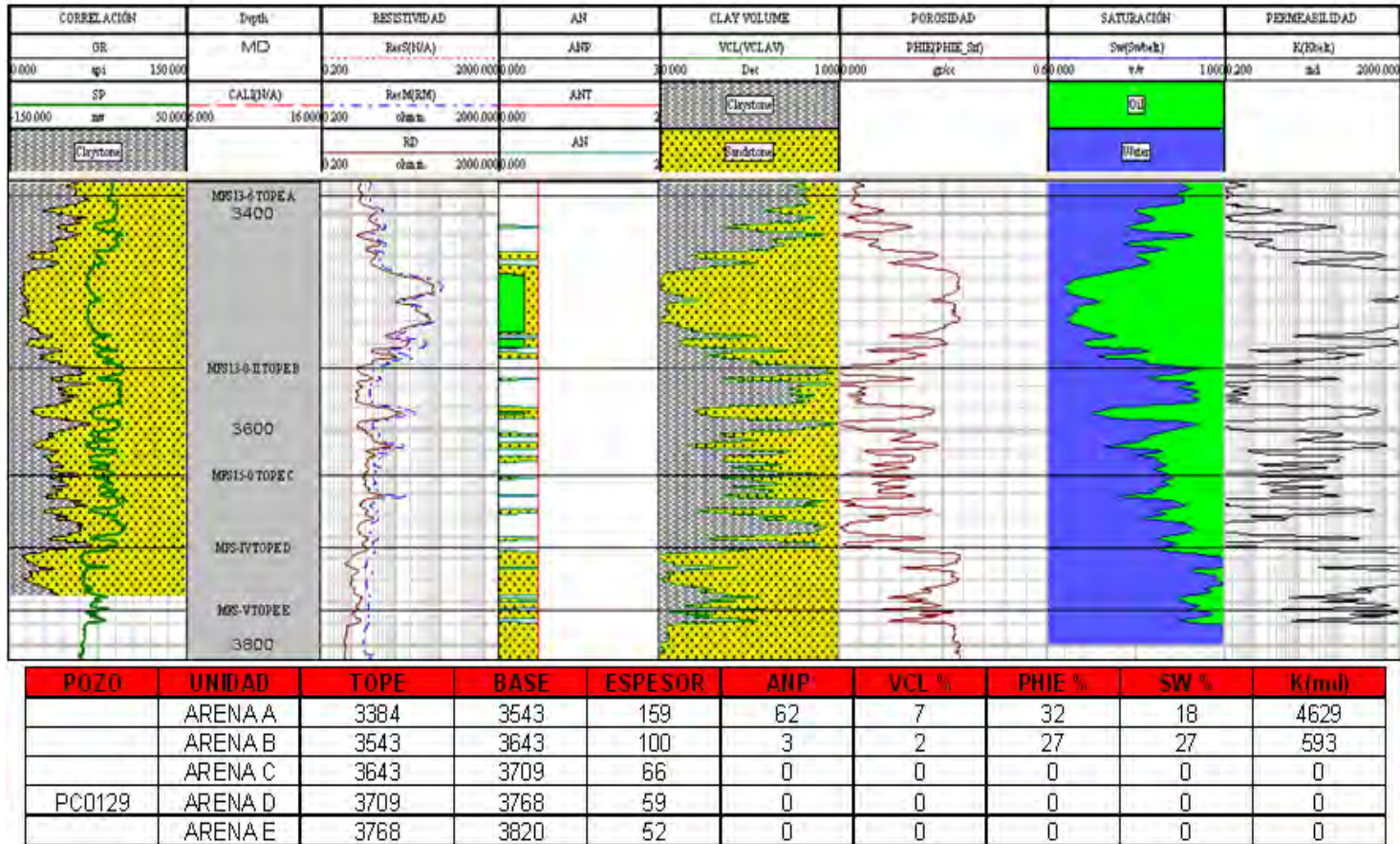
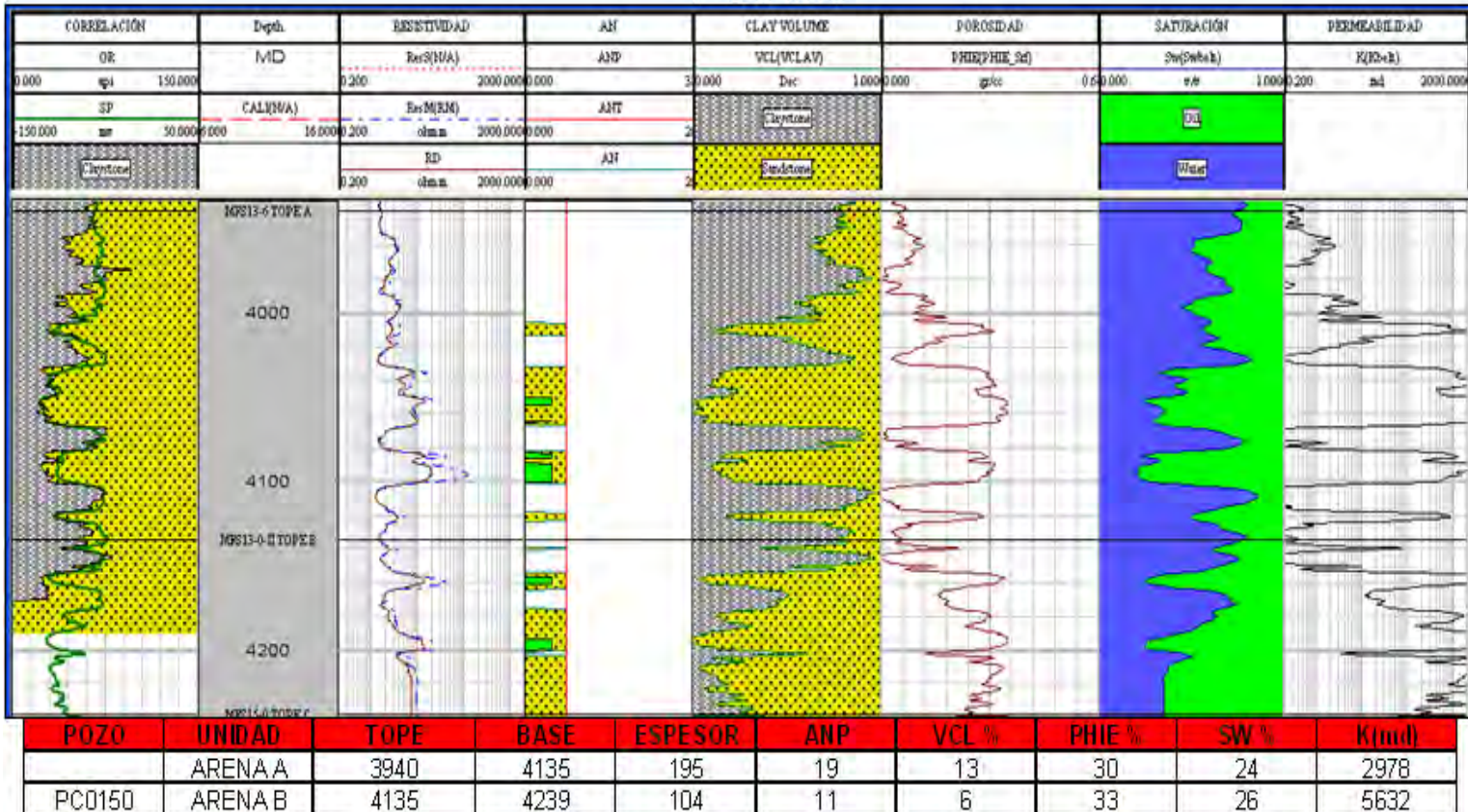



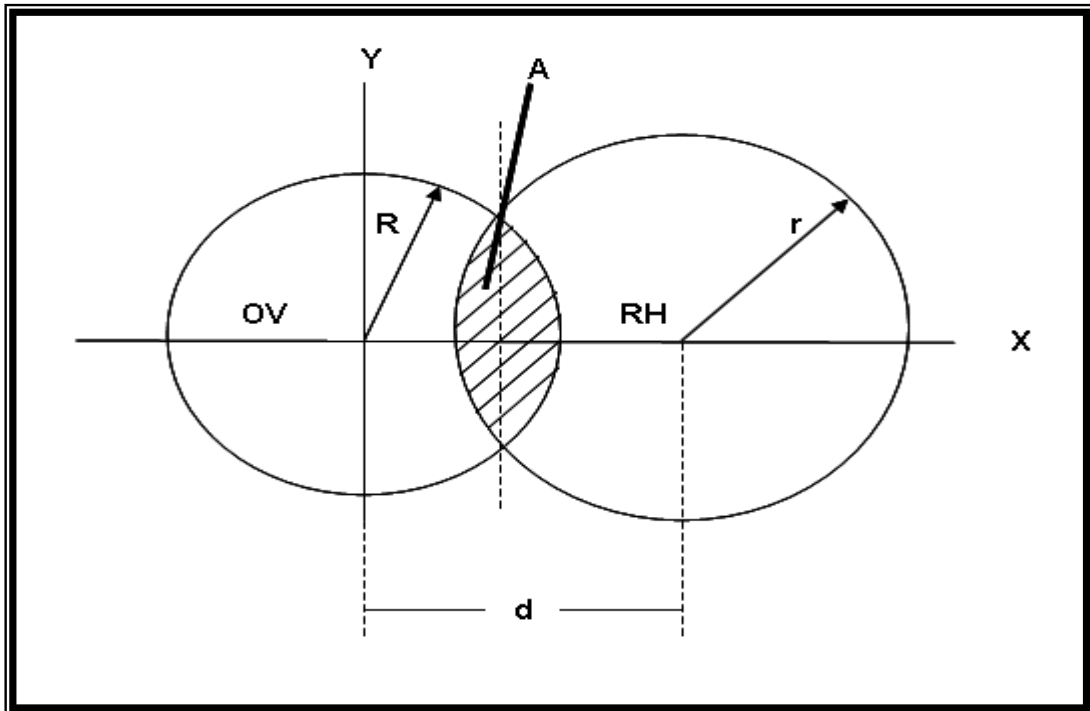
Tabla H.41 Análisis petrofísico del pozo PC 0150





APÉNDICE I
ECUACIÓN MATEMÁTICA PARA LA ESTIMACIÓN DEL ÁREA DE INTERSECCIÓN ENTRE LOS RADIOS DE DRENAJE DEL HOYO VERTICAL Y LA REENTRADA

Figura I.1 Ecuación Matemática para estimar radios de interferencia



Esta ecuación matemática se origina, a partir de la ecuación fundamental de la circunferencia ($X^2+Y^2=R^2$); donde, la circunferencia de radio= R , representa el radio de drenaje del pozo inicialmente vertical, no obstante, la circunferencia de radio= r , representa el radio de drenaje de la reentrada, perforada al pozo inicialmente vertical, en tal sentido, el área= A , constituye la zona de interferencia entre ambos radios de drenaje, lo que implica, subestimar o sobrestimar las reservas remanentes de los pozos estudiados, debido, a la incertidumbre del volumen drenado.

$$X^2 + Y^2 = R^2$$

$$(X - Y)^2 + Y^2 = r^2$$

Multiplicando por (-1), tenemos:

$$\begin{aligned}
 X^2 + Y^2 &= R^2 \\
 -(X - d)^2 - Y^2 &= -r^2 \\
 X^2 + Y^2 &= R^2 \\
 -(X^2 - 2dX + d^2) - Y^2 &= -r^2 \\
 X^2 + Y^2 &= R^2 \\
 -X^2 + 2d * X - d^2 - Y^2 &= -r^2 \\
 2d * X - d^2 &= R^2 - r^2 \\
 X &= \frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}
 \end{aligned}$$

Aplicando artificios Matemáticos, tenemos:

$$\begin{aligned}
 A &= 2A_1 + 2A_2 \\
 A &= 2 \int_{d-r}^{\frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}} \sqrt{r^2 - (X - d)^2} dx + 2 \int_{\frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}}^R \sqrt{R^2 - X^2} dx \\
 A &= 2 \left[\frac{1}{2} (X - d) \sqrt{r^2 - (X - d)^2} + \frac{1}{2} r^2 \operatorname{arcSen} \left(\frac{X - d}{r} \right) \right]_{d-r}^{\frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}} \\
 &\quad + 2 \left[\frac{1}{2} X \sqrt{R^2 - X^2} + \frac{1}{2} R^2 \operatorname{arcSen} \left(\frac{X}{R} \right) \right]_{\frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}}^R \\
 A &= \left[(X - d) \sqrt{r^2 - (X - d)^2} + r^2 \operatorname{arcSen} \left(\frac{X - d}{r} \right) \right]_{d-r}^{\frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}} \\
 &\quad + \left[X \sqrt{R^2 - X^2} + R^2 \operatorname{arcSen} \left(\frac{X}{R} \right) \right]_{\frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}}^R
 \end{aligned}$$

Y así obtener los factores de cálculo

$$a_1 = X = \frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}$$

$$a_2 = X = (d - r)$$

$$a_3 = X = (R)$$

$$a_4 = X = \frac{R^2 - r^2 + d^2}{2d}$$

Para finalmente poder establecer la Ecuación matemática que permite estimar el radio de interferencia entre los radios de drenaje del pozo vertical y la reentrada:

$$A = (a_1 - a_2) + (a_3 - a_4)$$



APÉNDICE J
REGISTRO BHP-BHT DEL POZO PC 0041

Tabla J.1 Datos del registro BHP-BHT

TIEMPO OCTUBRE 06/2010 (hh:mm)	PROFUNDIDAD			DATOS REGISTRADOS		GRADIENTE ESTATICO	
	MD (PIES)	TVD (PIES)	TVDSS (PBNM)	PRESIÓN (PSIA)	TEMPERATURA (°F)	PRESIÓN (PSIA/PIE)	TEMPERATURA (°F/PIE)
20:32	3100	3100	2915	1107,35	138,02	0,394	0,014
20:40	3000	3000	2815	1067,98	136,62	0,394	0,014
20:47	2900	2900	2715	1027,33	134,96	0,406	0,017
20:54	2800	2800	2615	986,28	133,32	0,410	0,016
21:04	2500	2500	2315	864,15	129,08	0,407	0,014
21:15	2000	2000	1815	671,68	123,04	0,385	0,012
21:25	1500	1500	1315	650,68	119,32	0,042	0,007
21:35	1000	1000	815	643,91	114,6	0,014	0,009
21:46	500	500	315	637,14	110,02	0,014	0,009
21:57	0	0	-185	630,2	102,34	0,014	0,015

PC 0041

Presión (lpca) = $0,3972 \times \text{Profundidad (pbnm)} - 51,435$

PMN (pies) 3381,19

EMR 188

PMN (pbnm) 3193,19

Presión (lpca) **1216,9**

Tabla J.2 Datos del registro BHP-BHT

TIEMPO OCTUBRE 06/2010 (hh:mm)	PROFUNDIDAD			DATOS REGISTRADOS		GRADIENTE DINAMICO	
	MD (PIES)	TVD (PIES)	TVDSS (PBNM)	PRESIÓN (PSIA)	TEMPERATURA (°F)	PRESIÓN (PSIA/PIE)	TEMPERATURA (°F/PIE)
12:21	0	0	-185	390,74	121,29	0	0
12:48	2000	2000	1815	703,35	135,3	0,156	0,007
13:07	2250	2250	2065	745,98	136,54	0,170	0,005
13:19	2500	2500	2315	793,95	137,44	0,192	0,004
13:32	2750	2750	2565	838,72	138,28	0,179	0,003
13:46	3000	3000	2815	884,1	139,03	0,182	0,003
13:59	3114	3114	2929	907,31	139,28	0,204	0,002
14:21	3144	3144	2959	913,33	139,64	0,201	0,012
14:11	3160	3160	2975	923,41	139,65	0,350	0,008

Temperatura (°F) = 0,0137 x Profundidad (pbnm) + 97,899

PMN (pies) 3381,2

EMR 188

PMN (pbnm) 3193,2

Temperatura (°F) 141,64

APÉNDICE K
PROCEDIMIENTO PARA LA UTILIZACIÓN DE LA HERRAMIENTA
WELLFLO



Figura K.1 Pantalla principal de la aplicación Wellflo

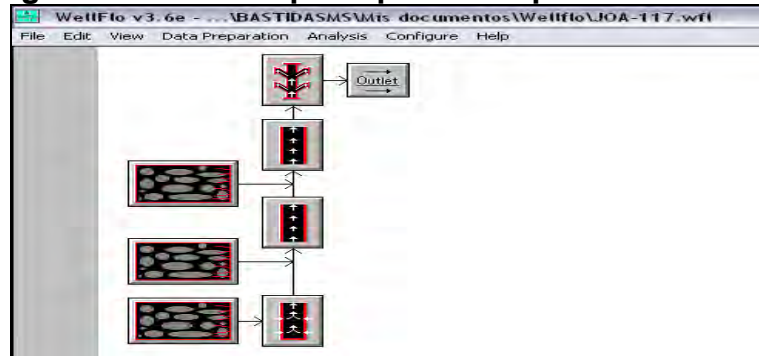


Figura K.2 Módulo Reservoir Control de la aplicación Wellflo

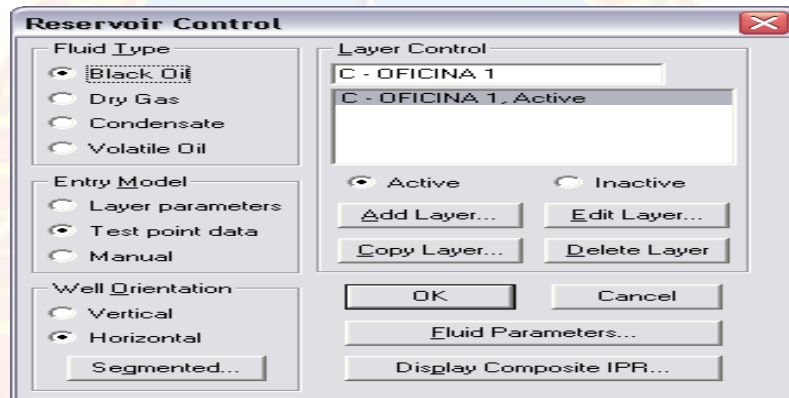


Figura K.3 Módulo Layer Parameters de la aplicación Wellflo

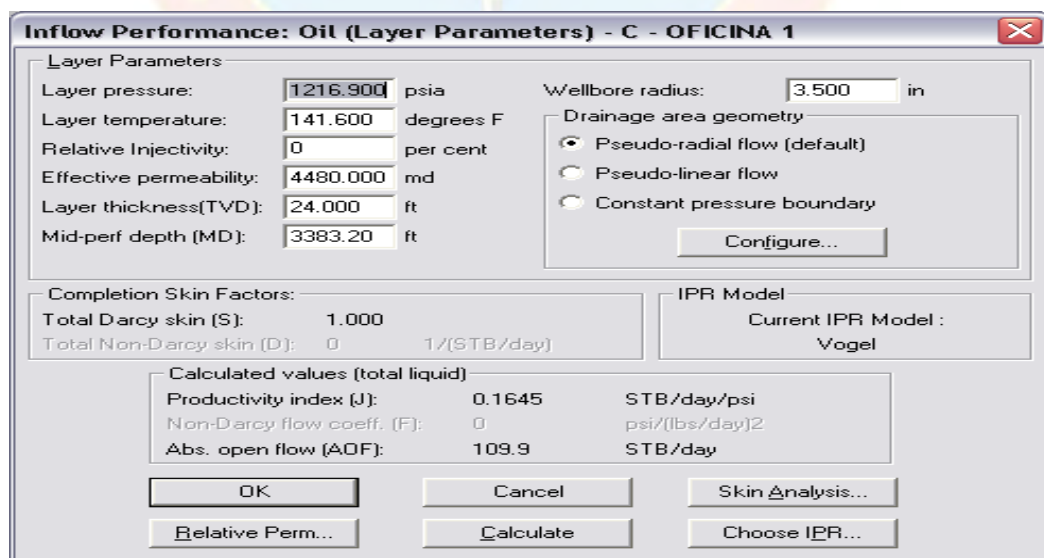


Figura K.4 Módulo Oil Fluid Parameters de la aplicación Wellflo

Oil fluid parameters

Produced fluid data

Oil API gravity: 10.000 deg API
 Oil specific gravity: 1.00000 sp grav
 Gas specific gravity: 0.650 sp grav
 Water salinity: 20000.0 ppm
 Water specific gravity: 1.012840 sp grav

Layer data

Layer name	Prod. GOR SCF/STB	Water cut per cent
C - OFICINA 1	278.000	34.000

Copy Previous Data

Correlations

Pb, Rs, Bo: Standing
 Uo: Beal + Chew et al*
 Ug: Carr et al*
 Surface Tension: Advanced

OK Cancel
 Check... Match...
 Emulsion Viscosity...

Figura K.5 Módulo Circular Drainage Area de la aplicación Wellflo

Circular Drainage Area

Layer name: B2
 External radius: 536.000 ft
 Drainage area: 902567.000 ft²
 Dietz shape factor: 31.620

OK Cancel

Inflow Performance: Oil (Layer Parameters) - C - OFICINA 1

Layer Parameters

Layer pressure: 1216.900 psia
 Layer temperature: 141.600 degrees F
 Relative Injectivity: 0 per cent
 Effective permeability: 4480.000 md
 Layer thickness(TVD): 24.000 ft
 Mid-perf depth (MD): 3383.20 ft

Wellbore radius: 3.500 in

Drainage area geometry

Pseudo-radial flow (default)
 Pseudo-linear flow
 Constant pressure boundary

Configure...

Completion Skin Factors:
 Total Darcy skin (S): 1.000
 Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)

IPR Model
 Current IPR Model: Vogel

Calculated values (total liquid)

Productivity index (J): 0.1645 STB/day/psi
 Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)²
 Abs. open flow (AOF): 109.9 STB/day

OK Cancel Skin Analysis...
 Relative Perm... Calculate Choose IPR...

Figura K.6 Análisis nodal de la aplicación Wellflo

Nodal Analysis Control, Operating Point Mode - F:\PC 0041

Calculation nodes
 Top node: **Outlet Node** Top node pressure: **39.000** psia
 Bottom node: **C - OFICINA 1**
 Solution node: **Casing**

Temperature model
 Manual T seawater: **40.000** degrees F
 Calculated T atmosphere: **60.000** degrees F
 Calibrated T wellhead: **100.000** degrees F
 Coupled T outlet node: **85.000** degrees F
 Gas in Annulus Q liq: **3000.000** STB/day
 Gas to MD: T top node: **80.000** degrees F
3158.000 ft T bottom: **200.000** degrees F
 Relaxation distance factor: **1.000**

Liquid flow rates (STB/day)
 107.027 1455.573
 299.677 1648.223
 492.326 1840.872
 684.976 2033.521
 877.625
 1070.274
 1262.924

Forced gas entry Use sensitivity 1
 Stability check Use sensitivity 2
 Iterate to exact operating point

General Data Section - F:\PC 0041

Company: **PDVSA** Field: **PILÓN**
 Well: **PC 0041** Location:
 Platform: Analyst: **C. GRANADO**
 Objective: Date: **13-07-2012**

History notes, etc. (use Ctrl+ENTER for new line, Ctrl+C for Copy, Ctrl+V for Paste):

Figura K.7 Modulo Well Equipment Data/ Well Deviations Data de la aplicación Wellflo

Well Equipment Data - F:\PC 0041

MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
3013.000	3.500	9.300	2.992	0.00120	6.366	105.900	Tubing	T.PRODUCCION
3150.000	7.000	23.000	6.366	0.00120		105.900	Casing	C.PRODUCCION
3158.000	4.500	9.500	4.090	0.00120		105.900	Casing	C.RANURADO
3224.000	4.500	9.500	4.090	0.00120		105.900	Casing	C.RANURADO
3255.000	4.500	9.500	4.090	0.00120		113.223	Casing	C.RANURADO
3263.000	4.500	9.500	4.090	0.00120		105.900	Casing	C.RANURADO
3383.200	7.000	29.338	6.184	0.00120		105.900	Casing	Casing
3414.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		105.900	Casing	Casing
5354.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		105.900	Casing	Casing

Well Deviation Data - F:\PC 0041

Deviation Data: (to be entered in increasing order of MD)

	MD (ft)	TVD (ft)	Angle (degrees)
1	2849.000	2849.000	0
2	2942.000	2941.950	1.880
3	2972.000	2971.800	5.730
4	3003.000	3002.270	10.610
5	3035.000	3033.070	15.740
6	3066.000	3062.210	19.949
7	3098.000	3091.470	23.863
8	3130.000	3119.700	28.093
9	3162.000	3147.130	30.998
10	3193.000	3173.470	31.823
11	3224.000	3199.140	34.100
12	3255.000	3223.160	39.210
13	3287.000	3246.220	43.894
14	3319.000	3267.790	47.618



APÉNDICE L

HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO

Gráfico L.1 Comportamiento productivo del pozo PC 0001

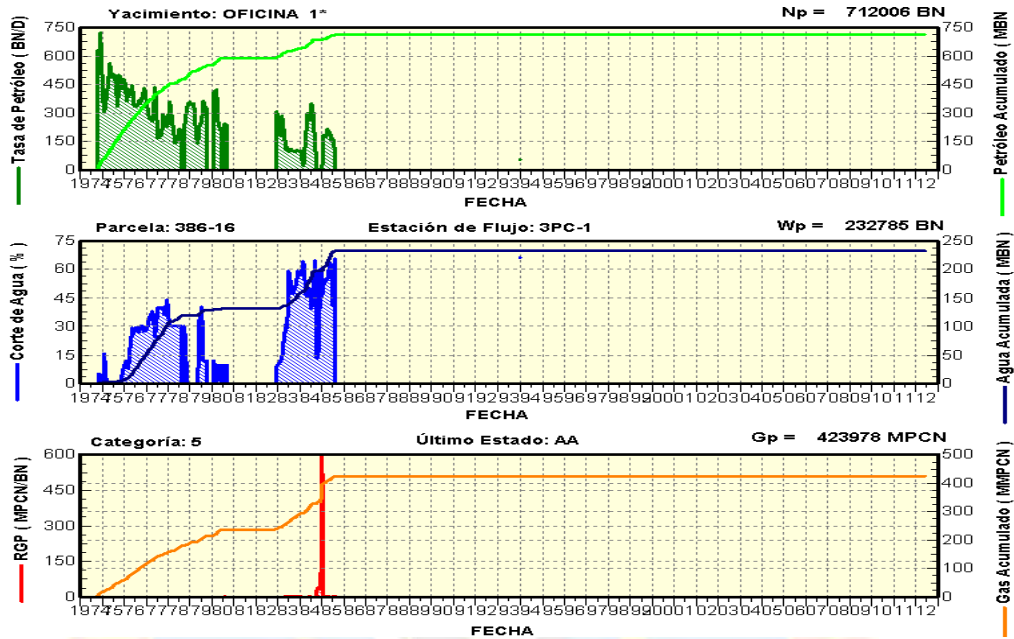


Gráfico L.2 Comportamiento productivo del pozo PC 0003

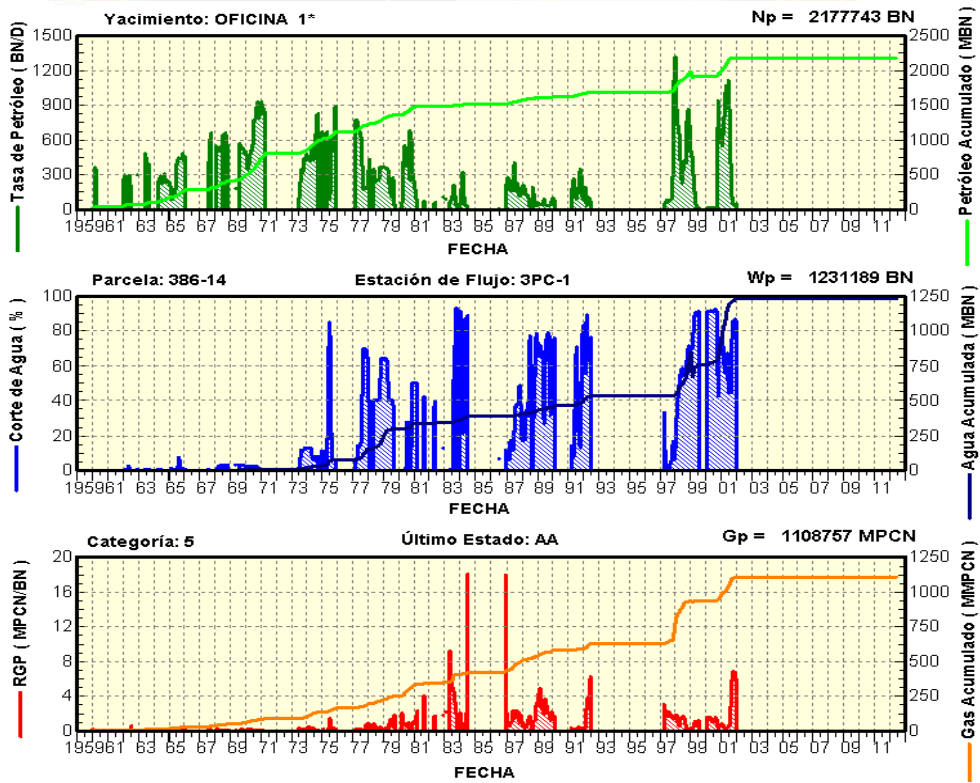


Gráfico L.3 Comportamiento productivo del pozo PC 0004

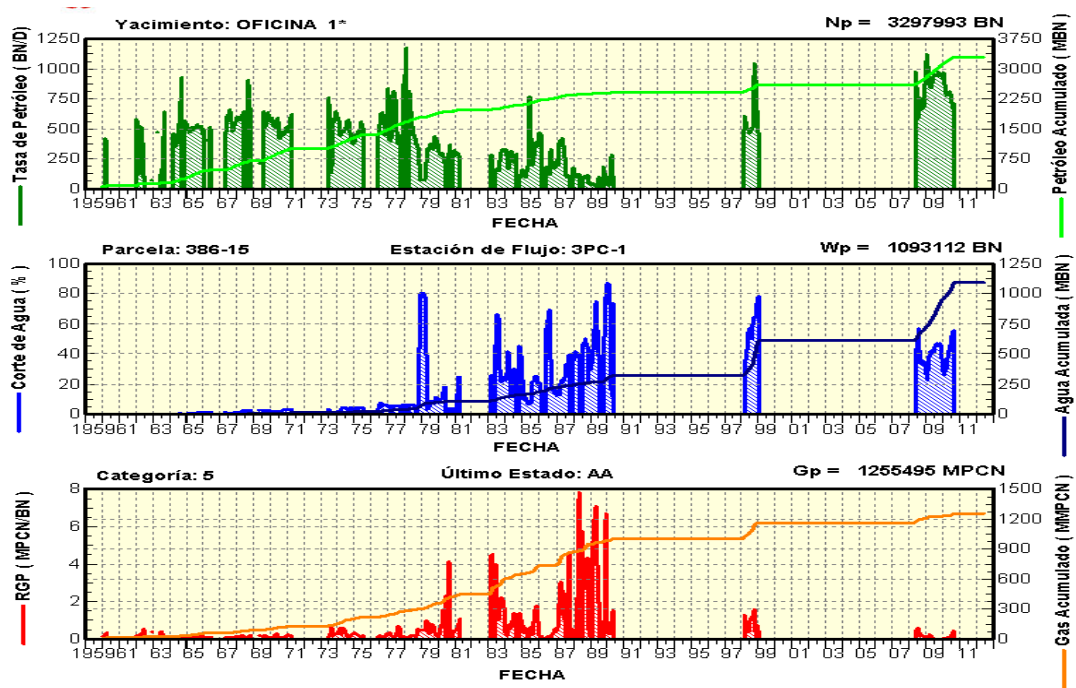


Gráfico L.4 Comportamiento productivo del pozo PC 0006

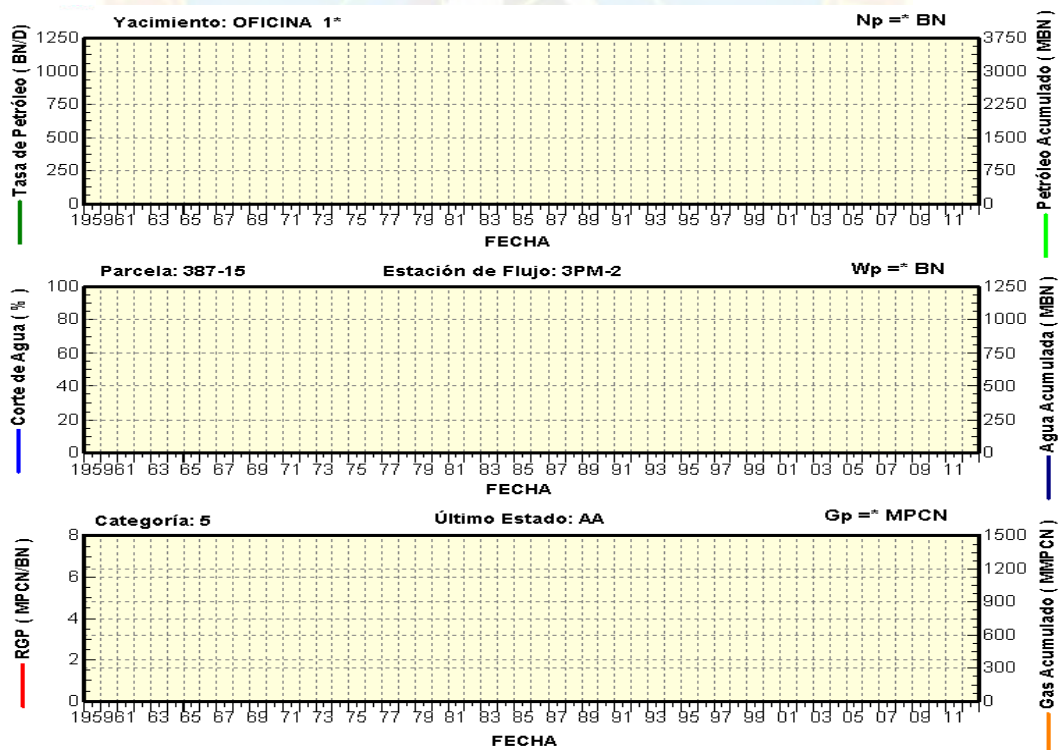


Gráfico L.5 Comportamiento productivo del pozo PC 0011

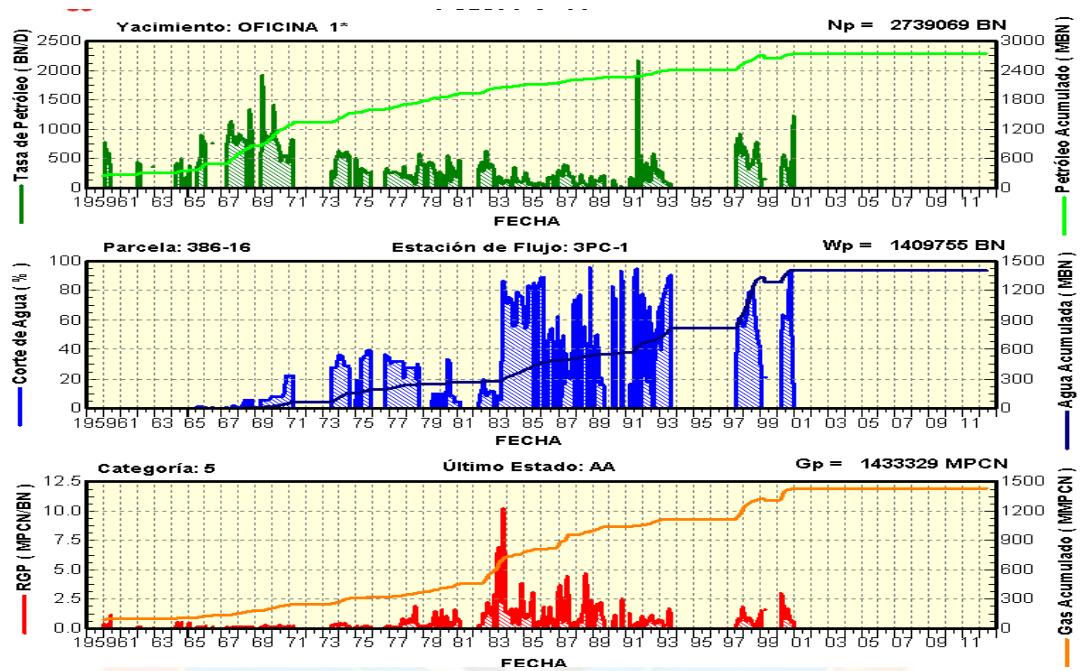


Gráfico L.6 Comportamiento productivo del pozo PC 0012

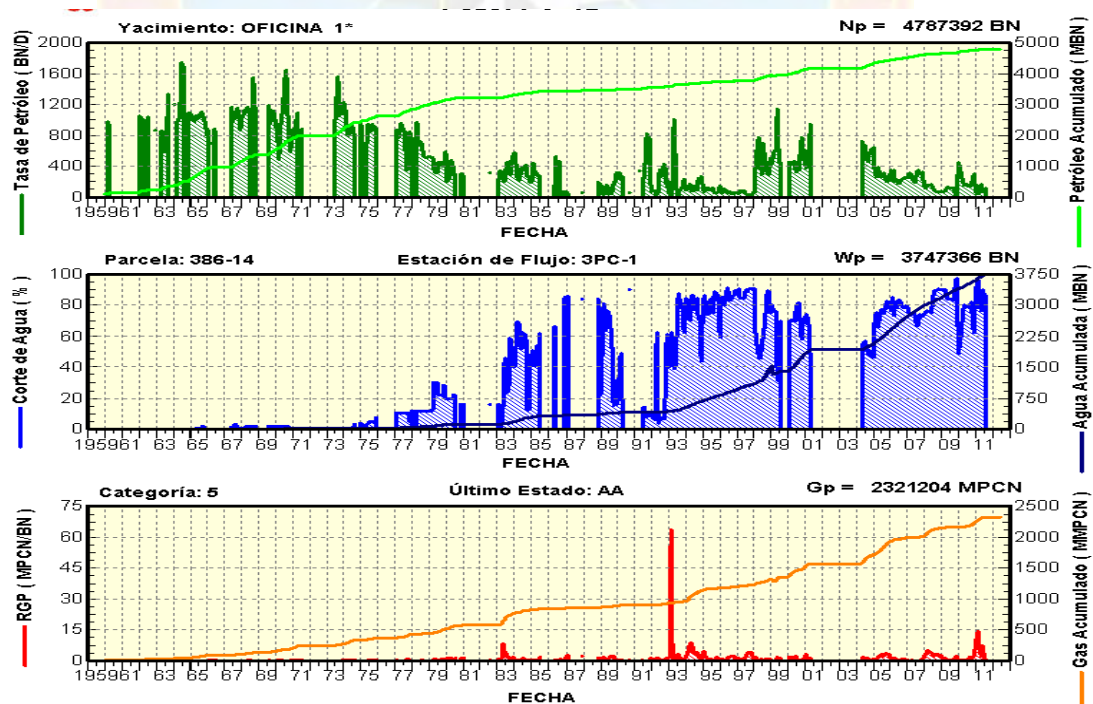


Gráfico L.7 Comportamiento productivo del pozo PC 0016

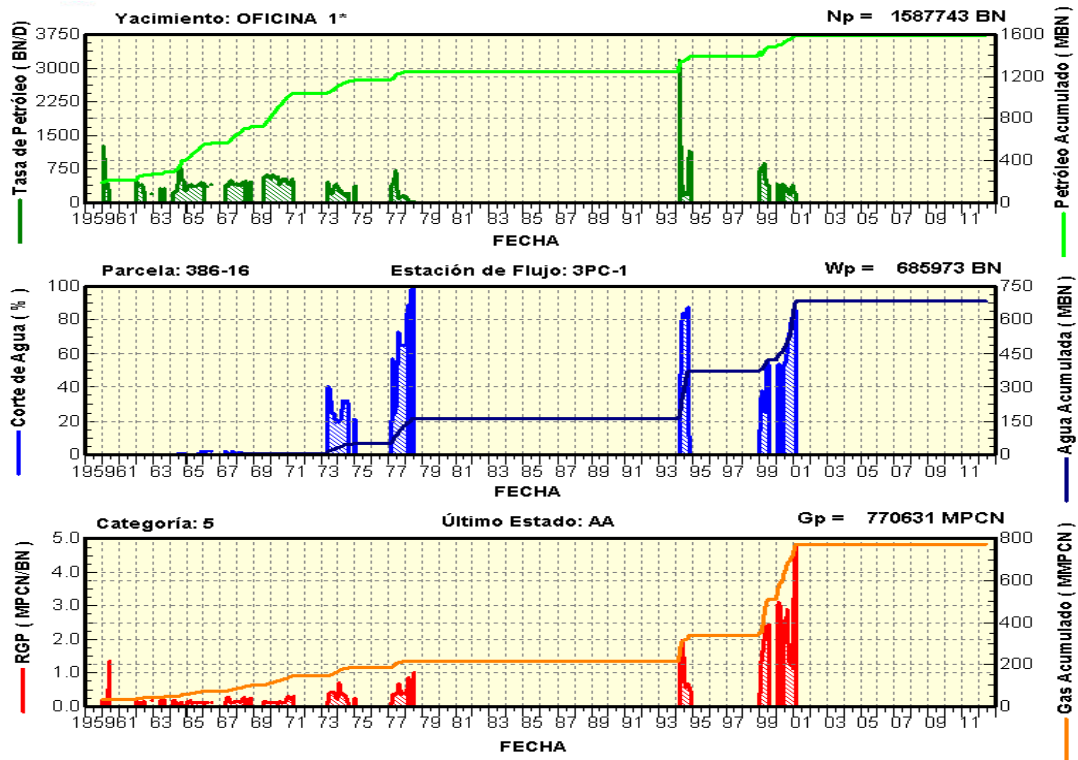


Gráfico L.8 Comportamiento productivo del pozo PC 0018

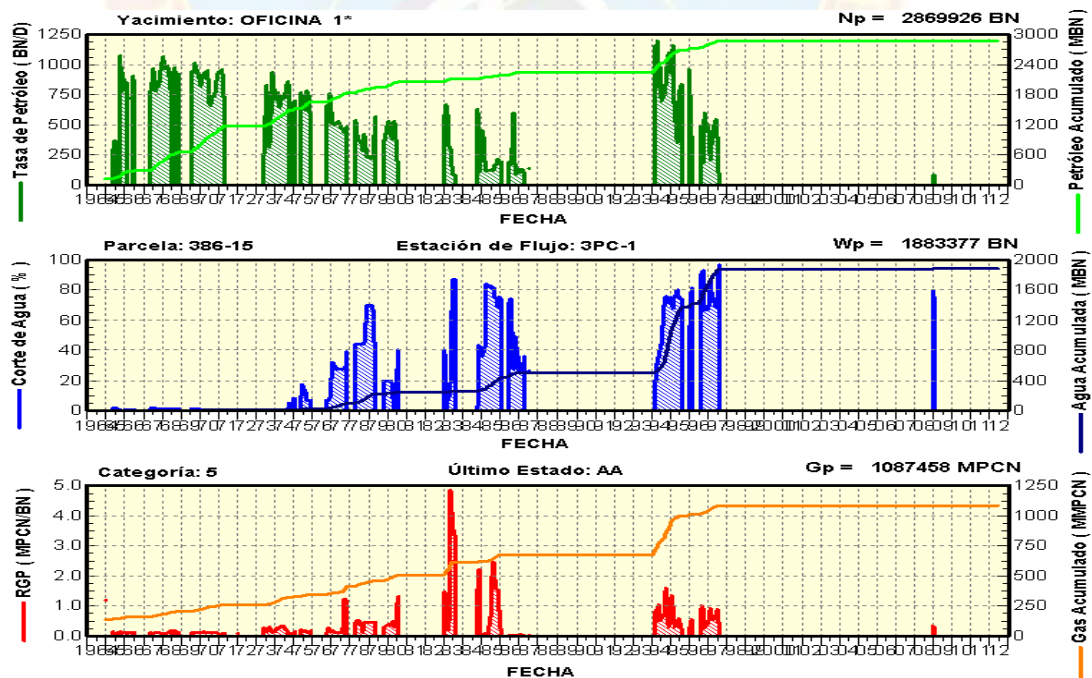


Gráfico L.9 Comportamiento productivo del pozo PC 0019

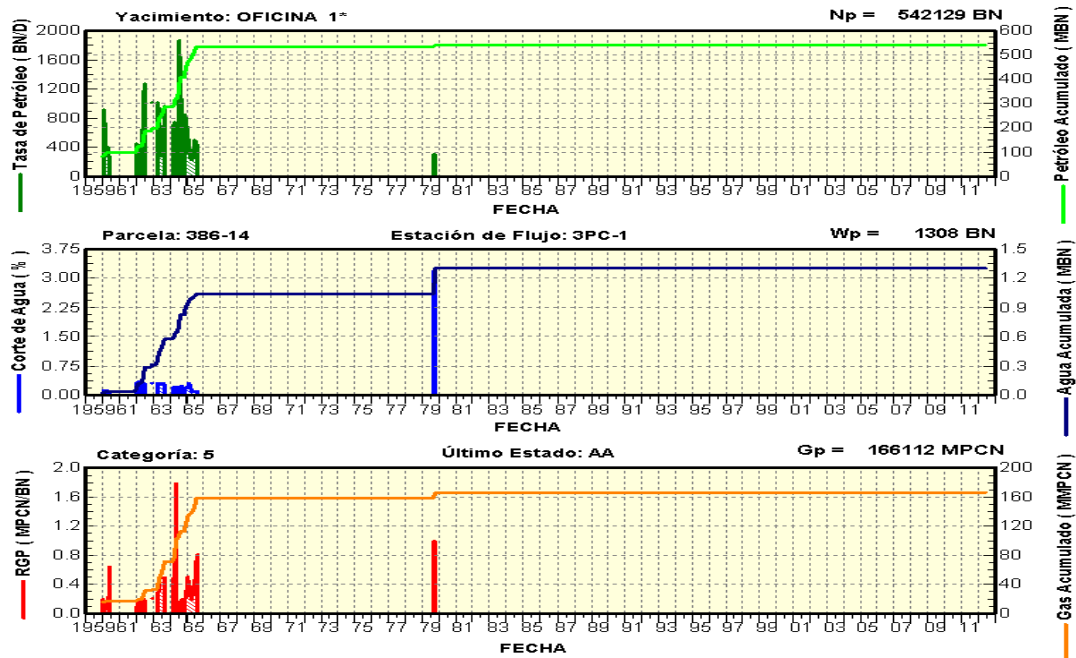


Gráfico L.10 Comportamiento productivo del pozo PC 0022

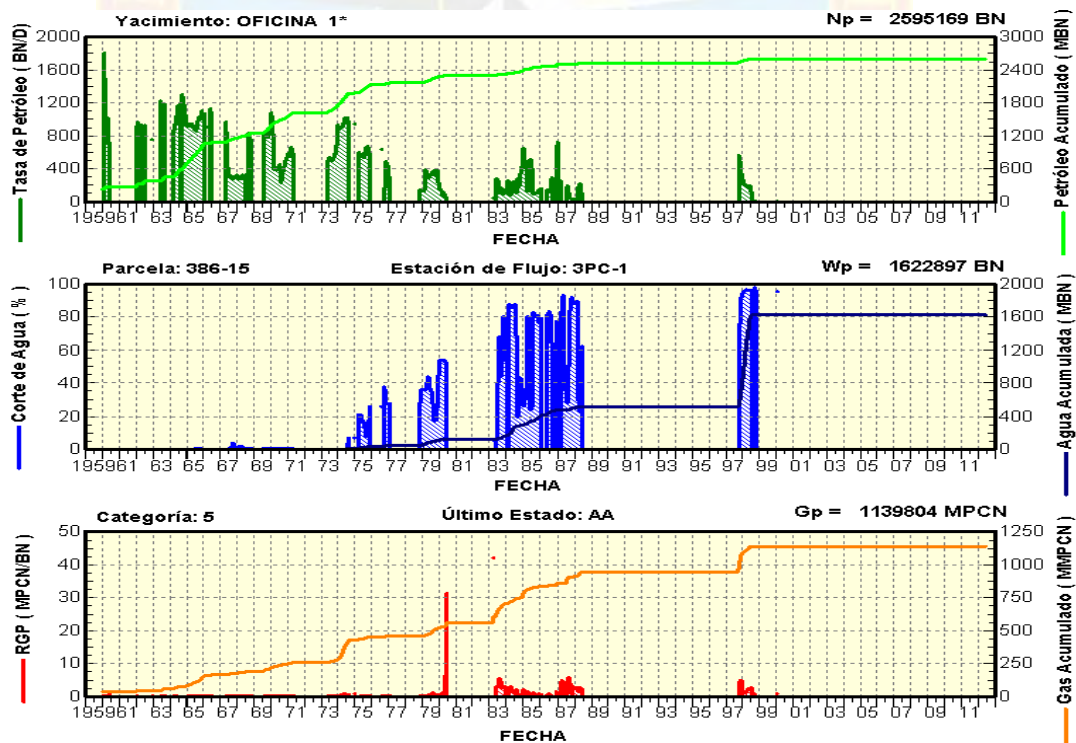


Gráfico L.11 Comportamiento productivo del pozo PC 0023

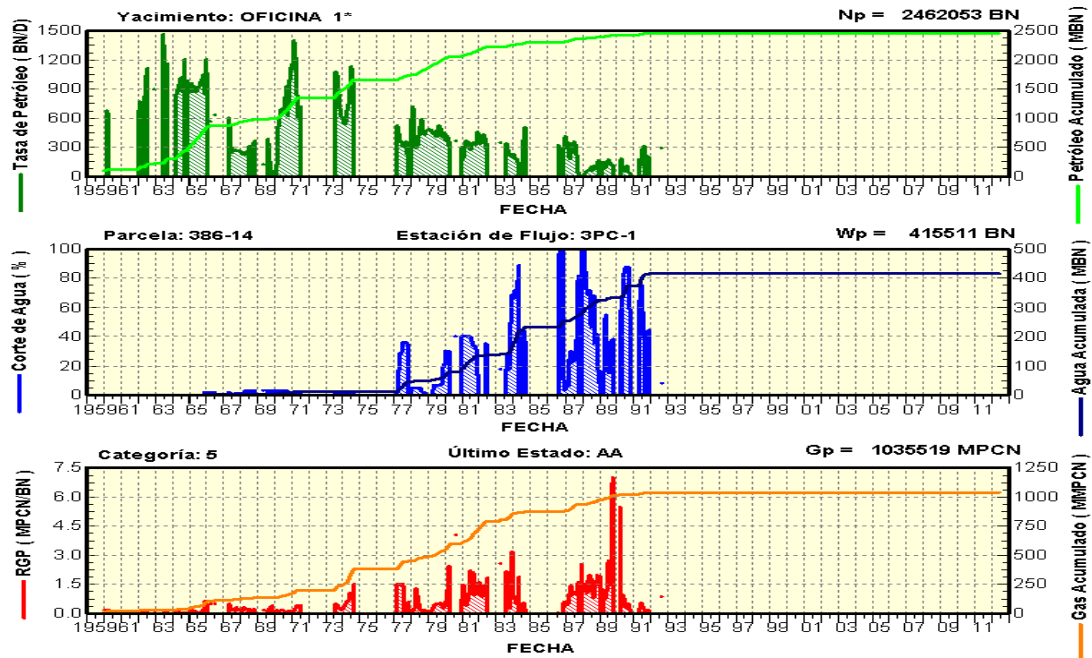


Gráfico L.12 Comportamiento productivo del pozo PC 0024

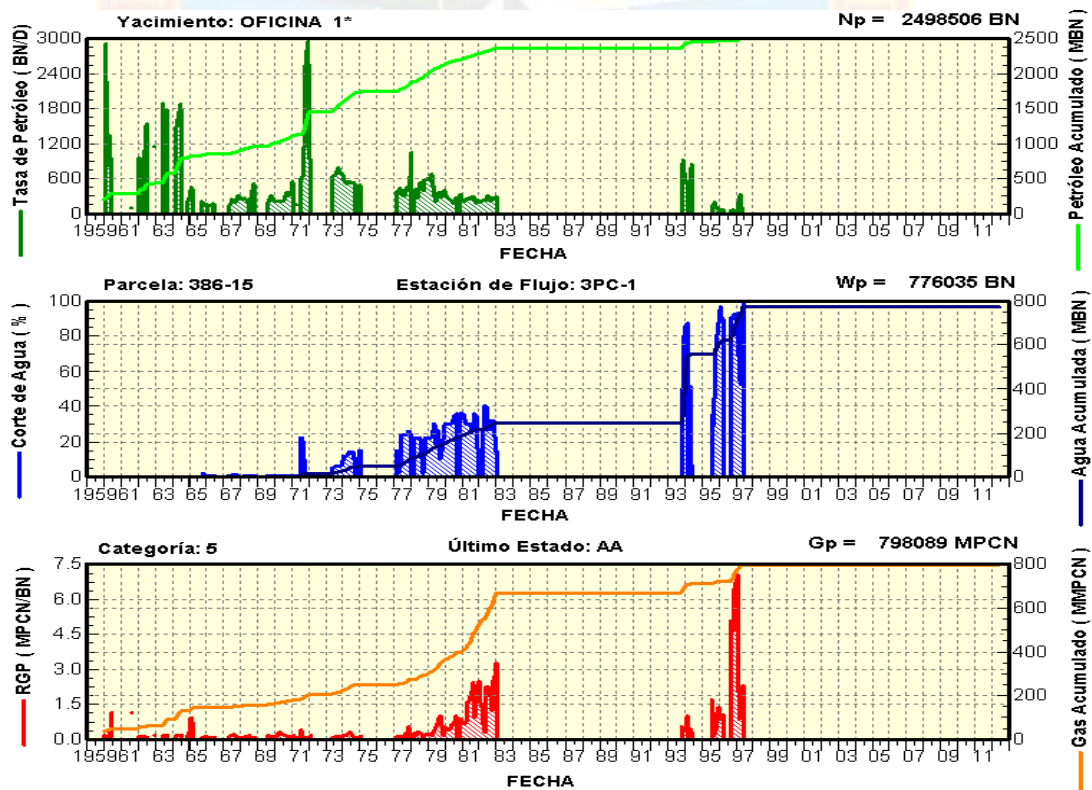


Gráfico L.13 Comportamiento productivo del pozo PC 0025

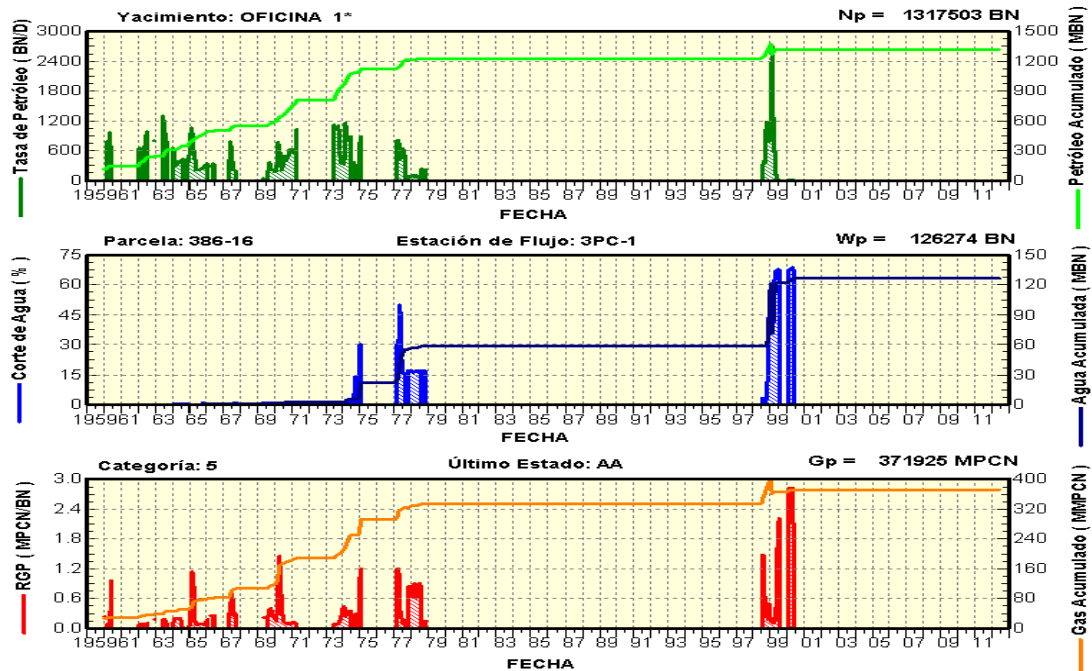


Gráfico L.14 Comportamiento productivo del pozo PC 0027

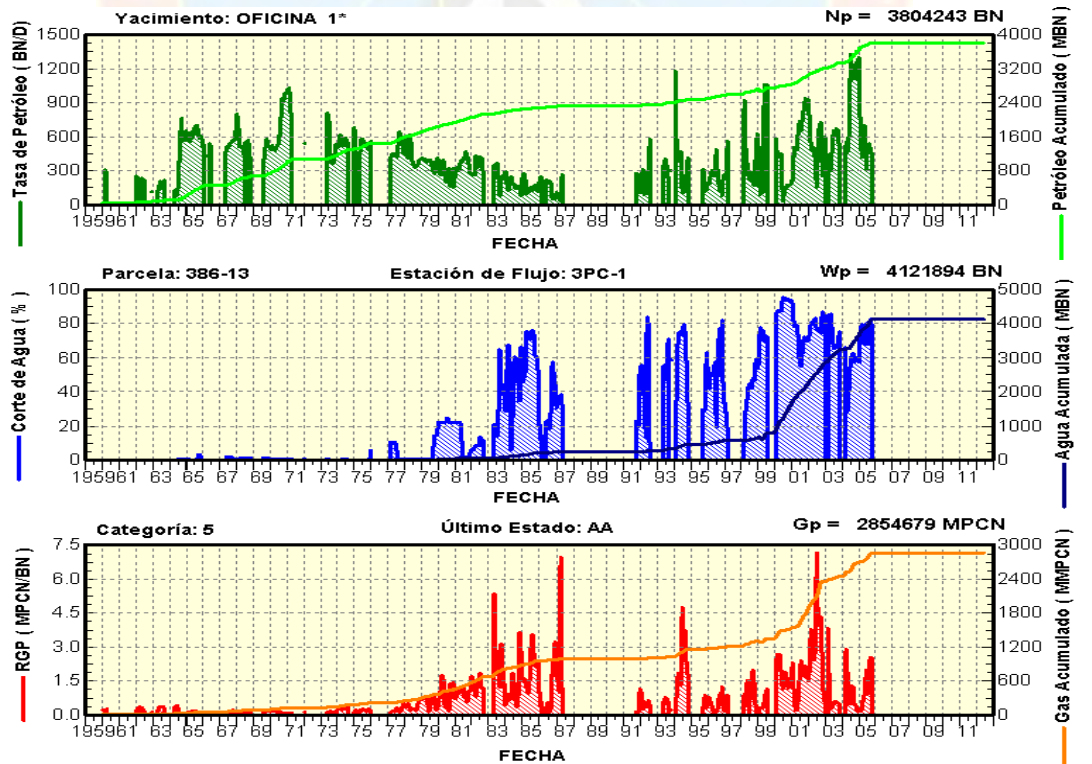


Gráfico L.15 Comportamiento productivo del pozo PC 0028

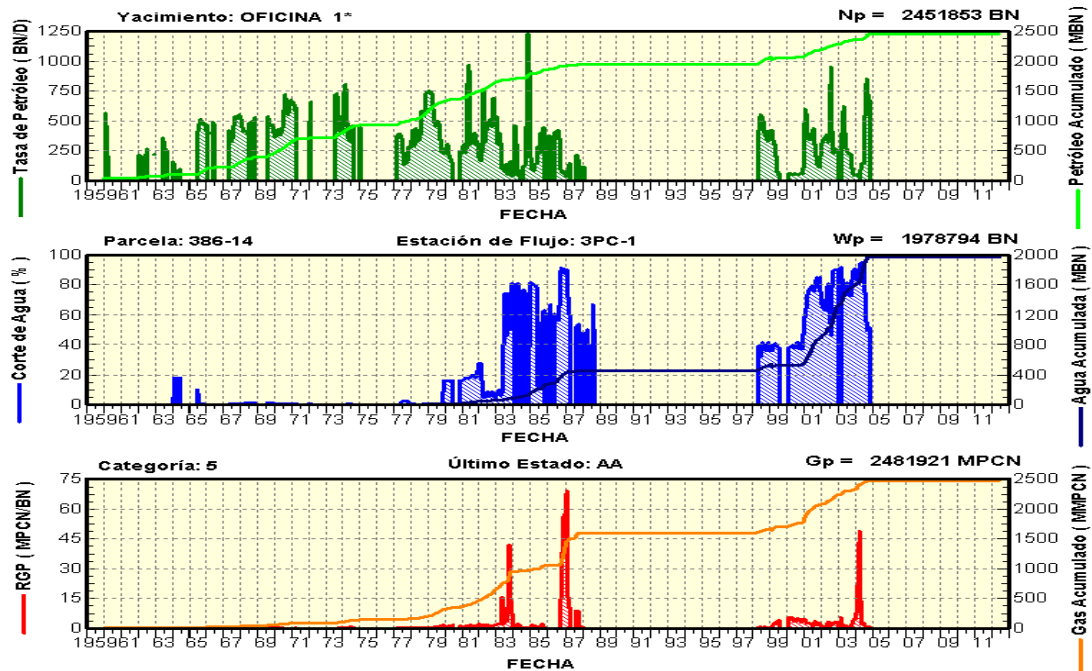


Gráfico L.16 Comportamiento productivo del pozo PC 0033

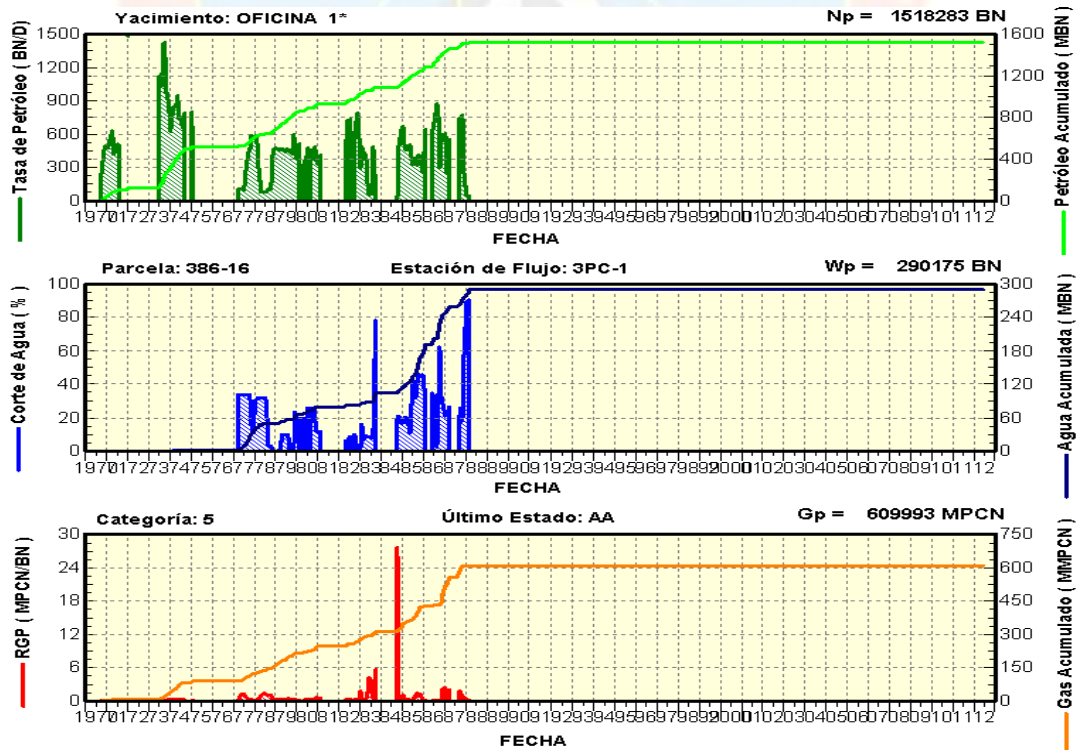


Gráfico L.17 Comportamiento productivo del pozo PC 0034

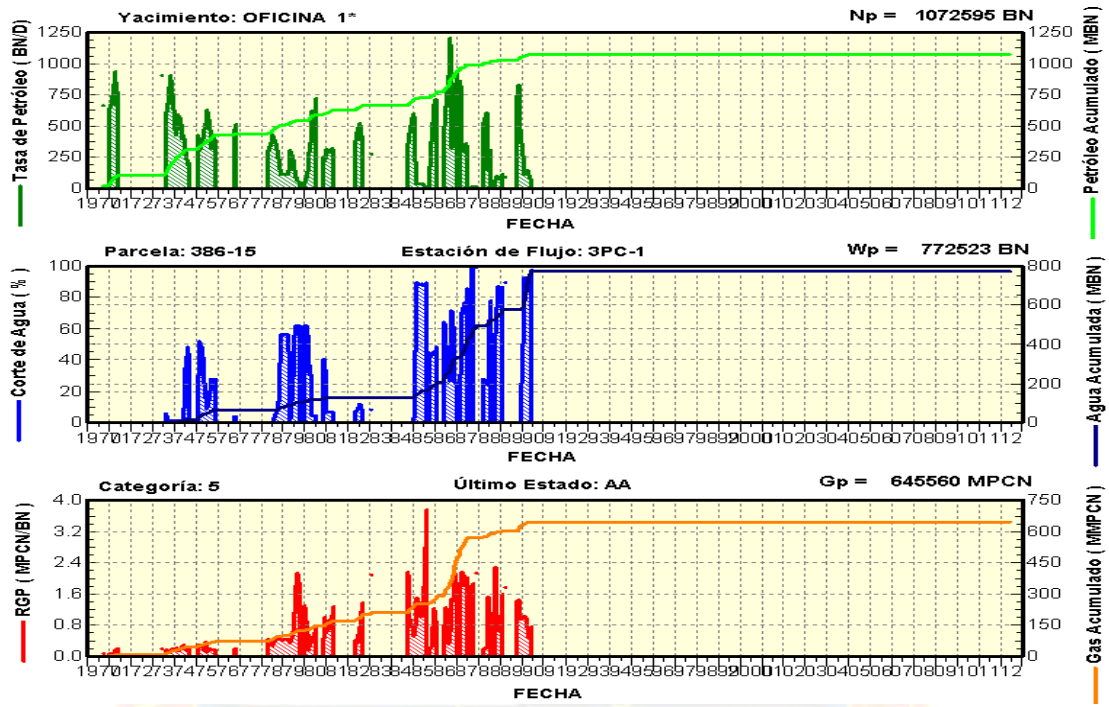


Gráfico L.18 Comportamiento productivo del pozo PC 0035

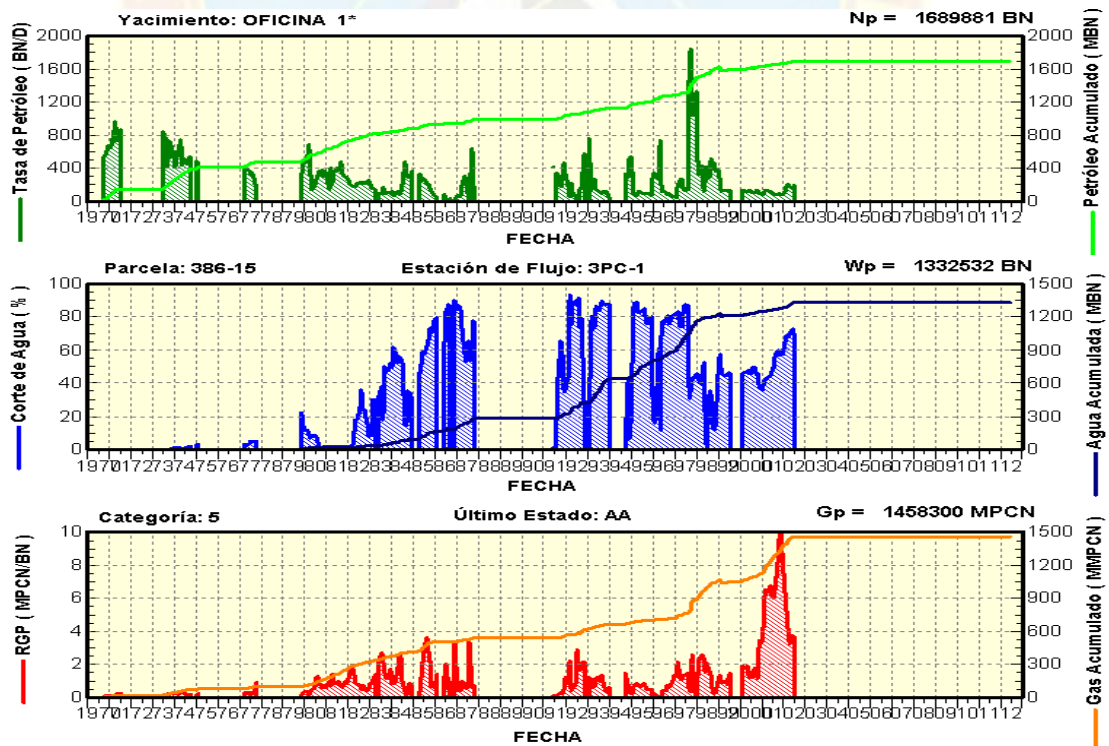


Gráfico L.19 Comportamiento productivo del pozo PC 0037

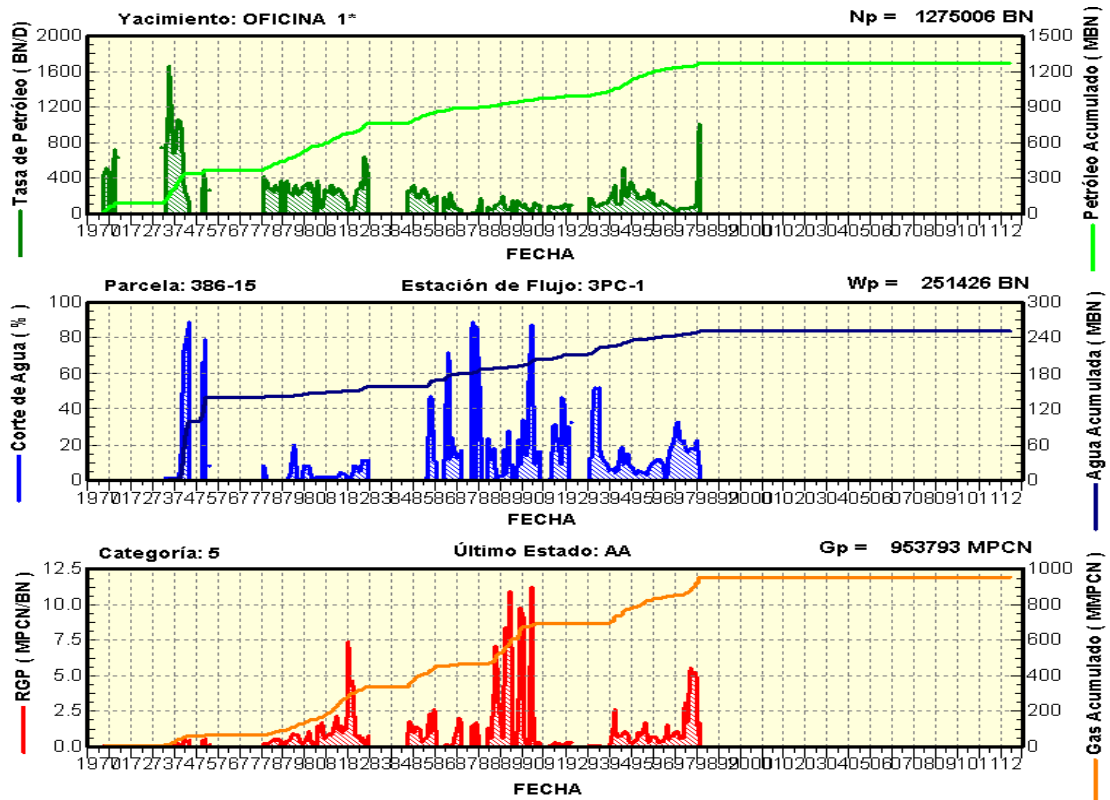


Gráfico L.20 Comportamiento productivo del pozo PC 0038

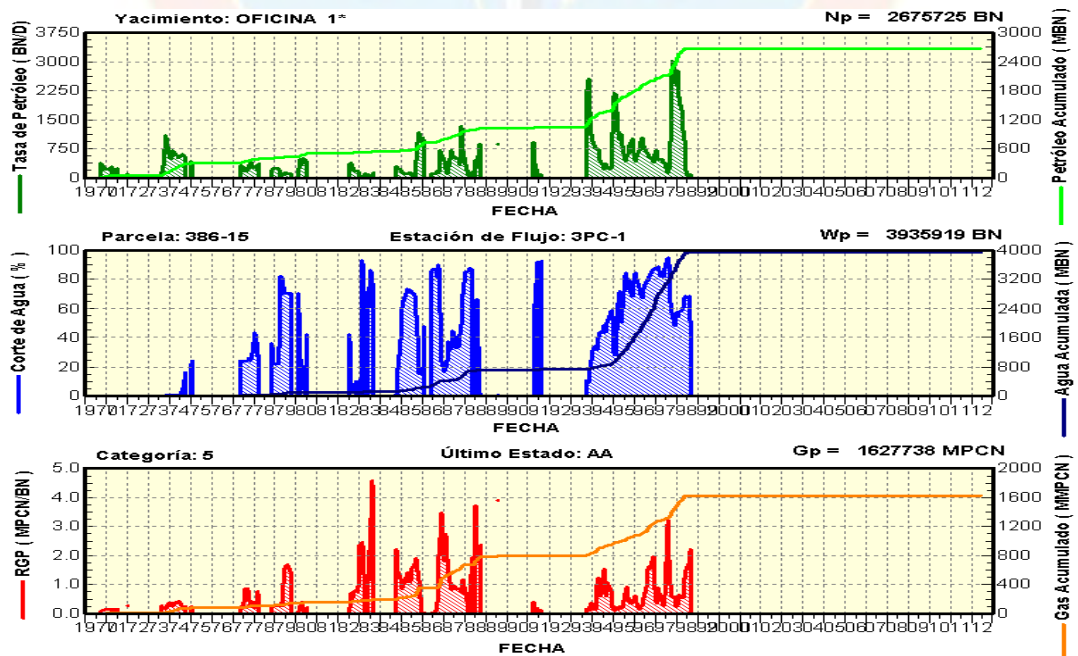


Gráfico L.21 Comportamiento productivo del pozo PC 0039

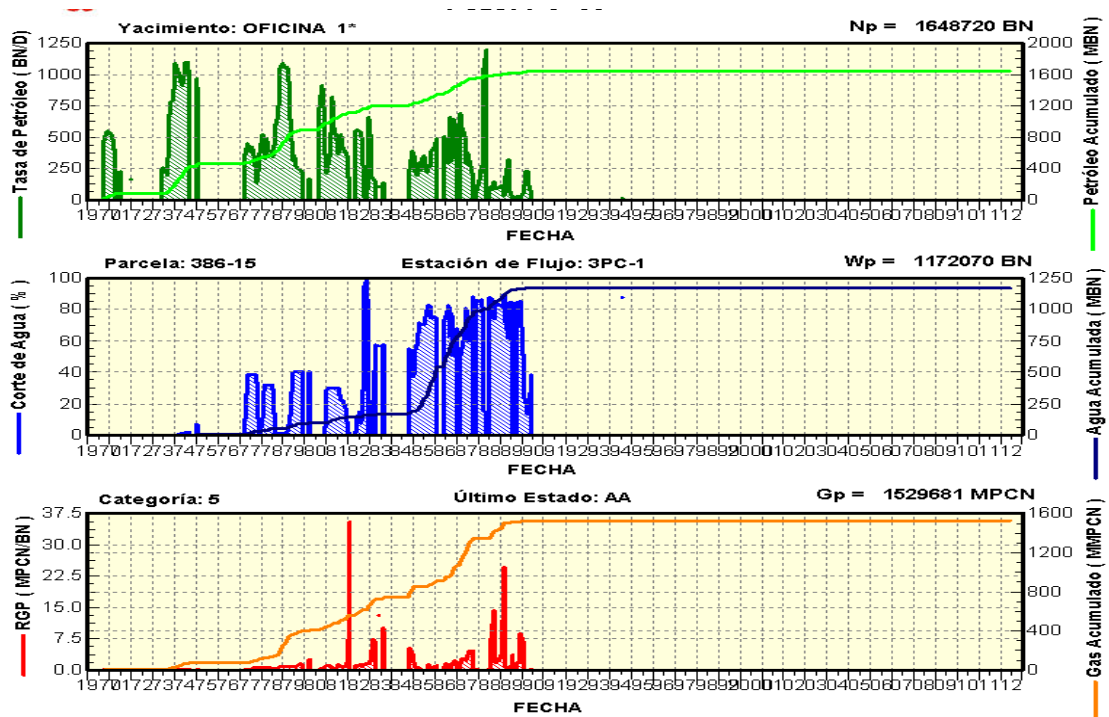


Gráfico L.22 Comportamiento productivo del pozo PC 0047

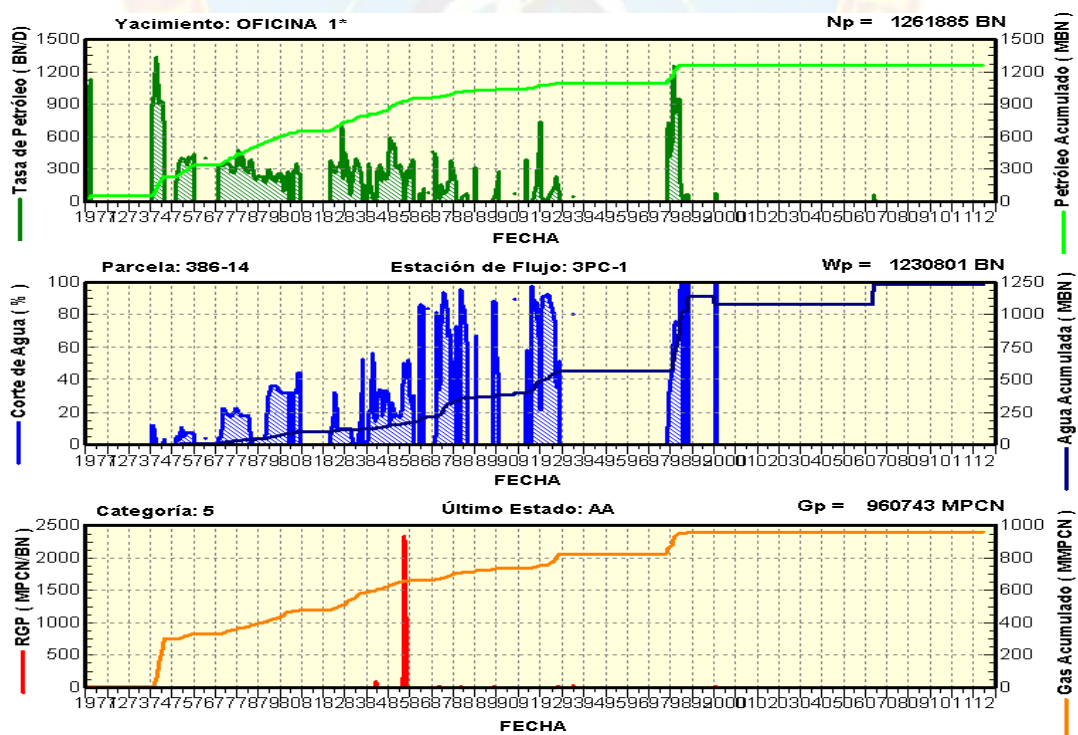


Gráfico L.23 Comportamiento productivo del pozo PC 0048

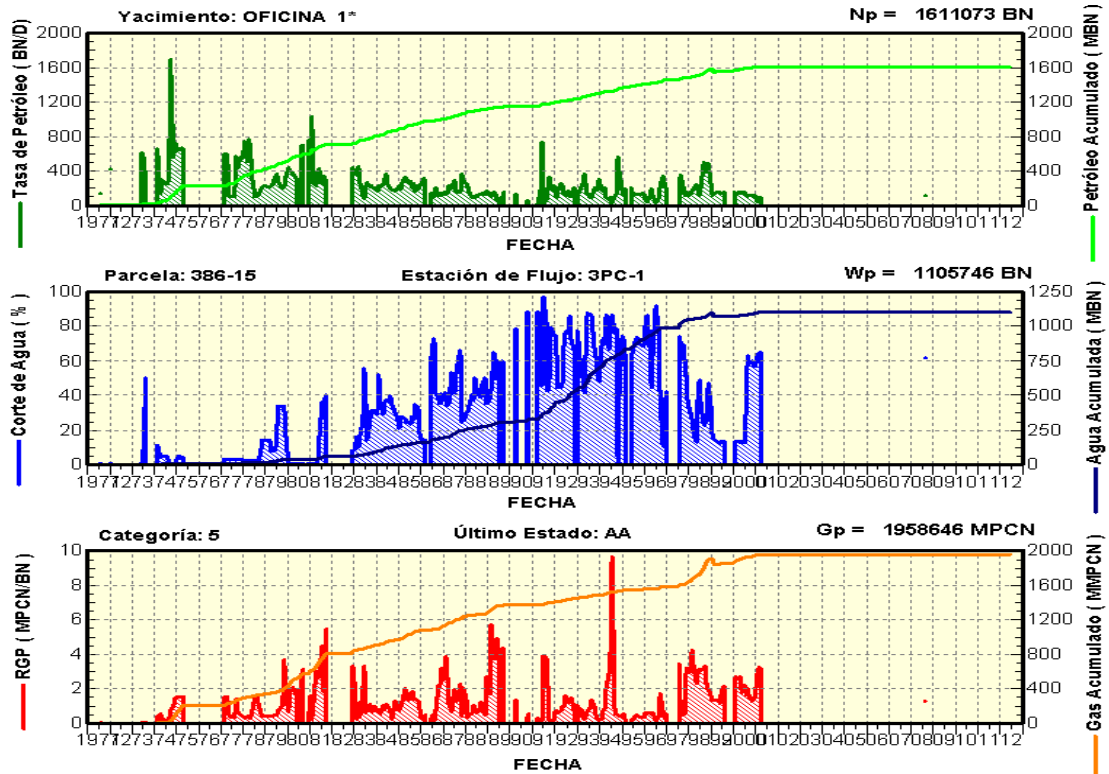


Gráfico L.24 Comportamiento productivo del pozo PC 0049

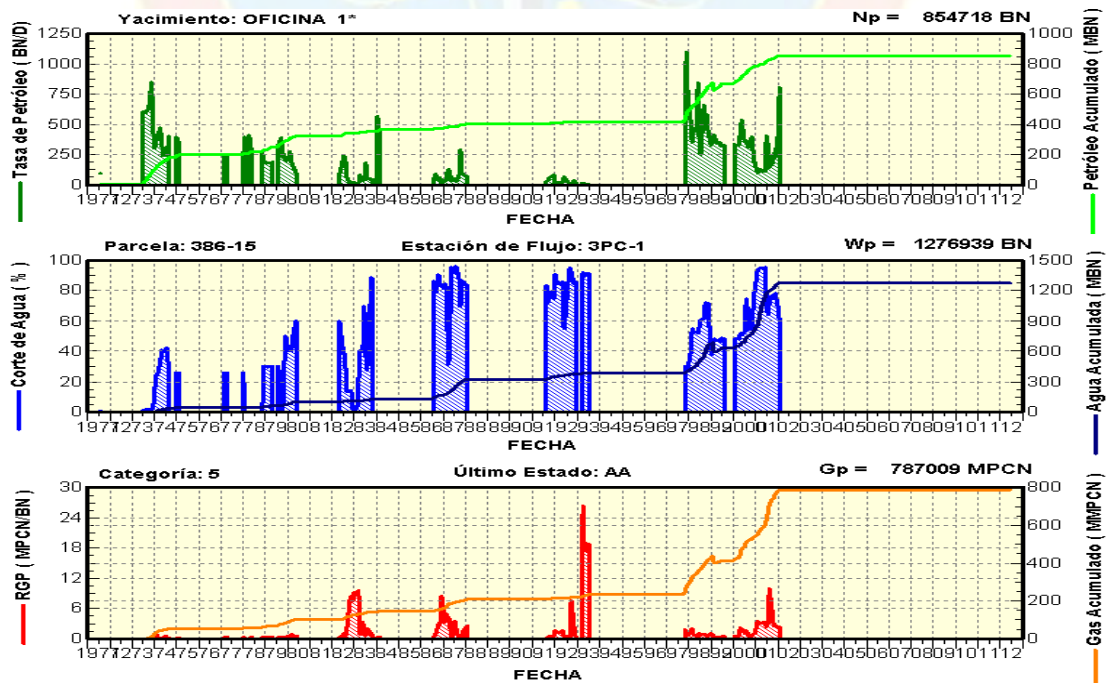


Gráfico L.25 Comportamiento productivo del pozo PC 0050

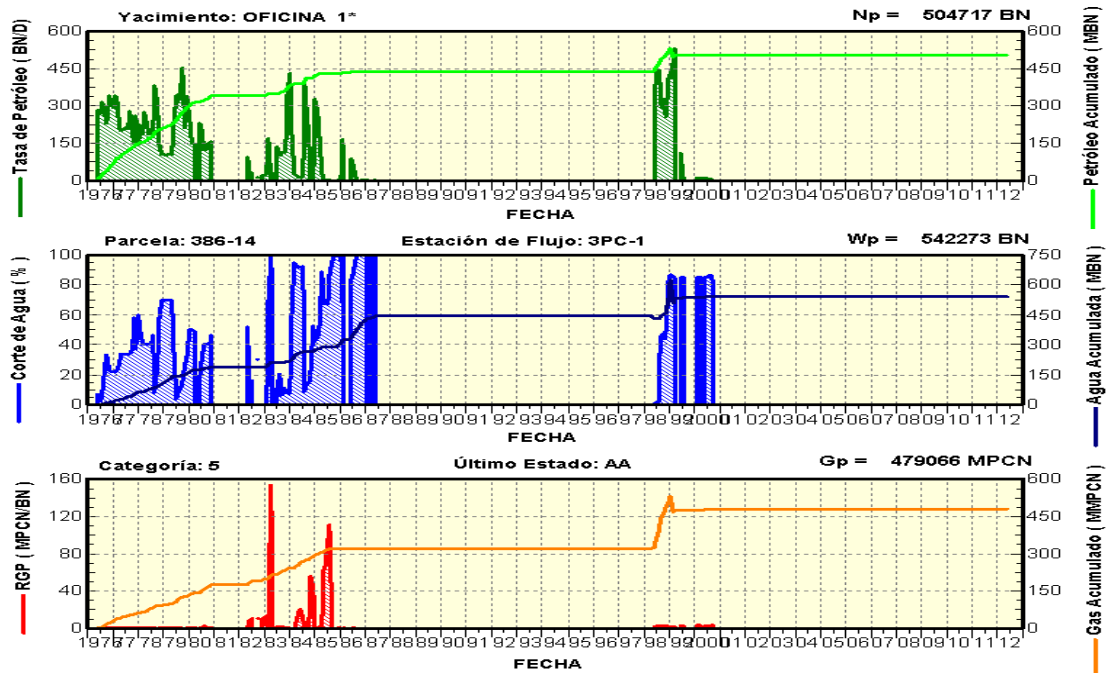


Gráfico L.26 Comportamiento productivo del pozo PC 0126

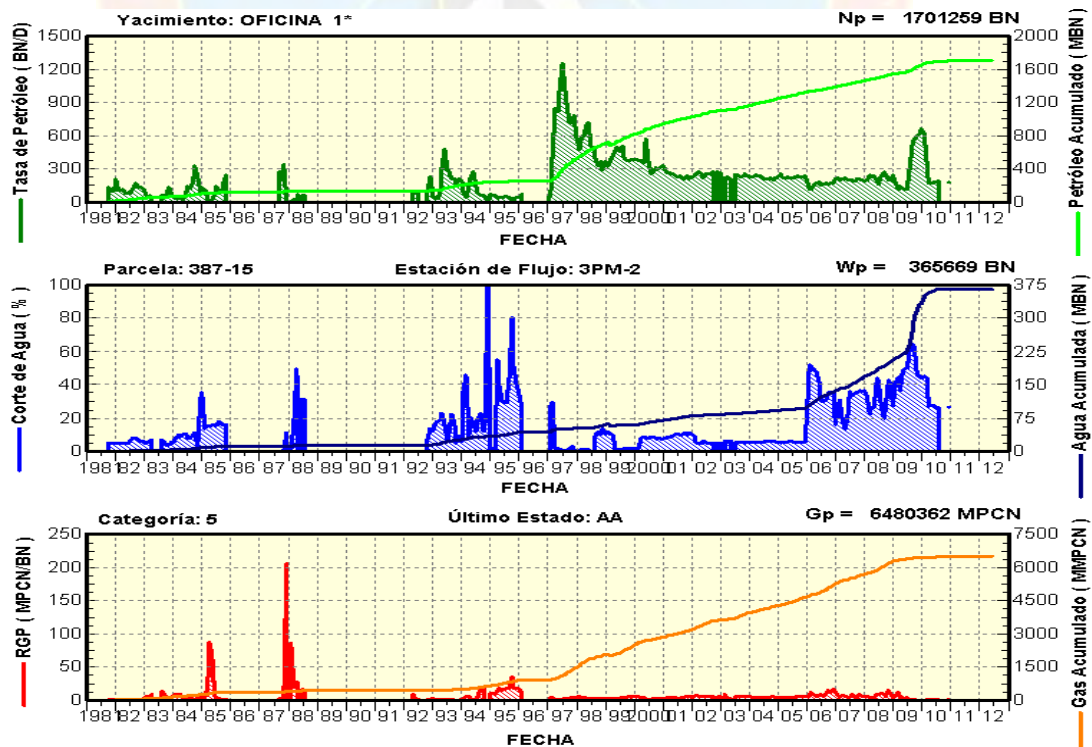


Gráfico L.27 Comportamiento productivo del pozo PC 0129

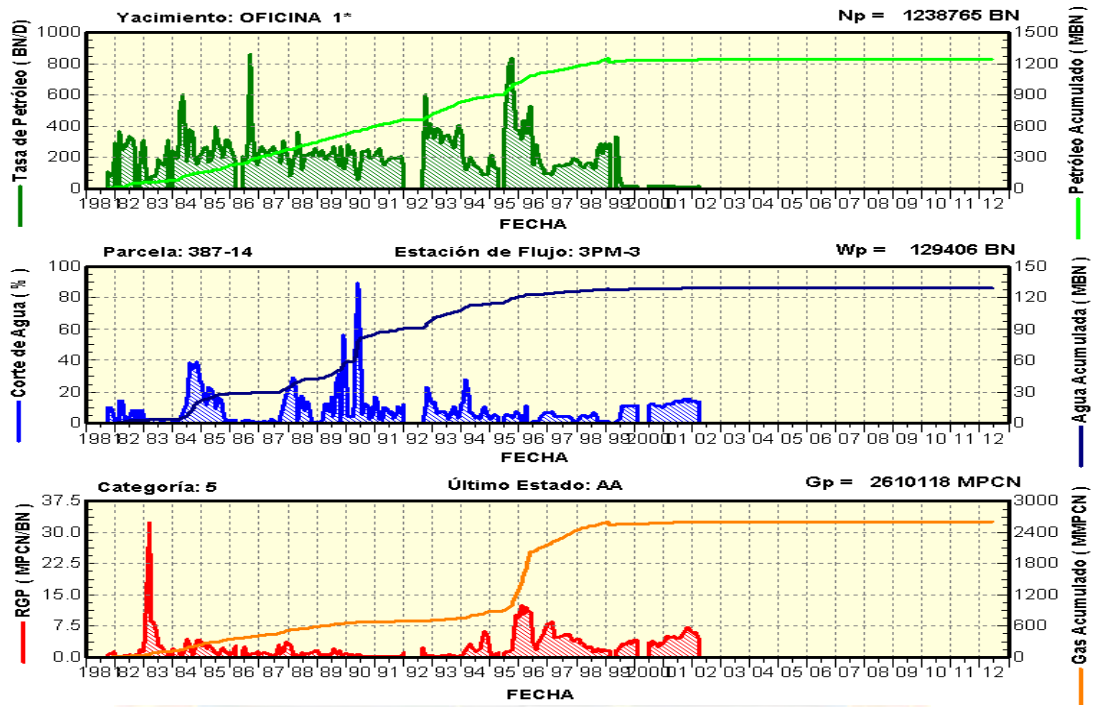


Gráfico L.28 Comportamiento productivo del pozo PC 0150

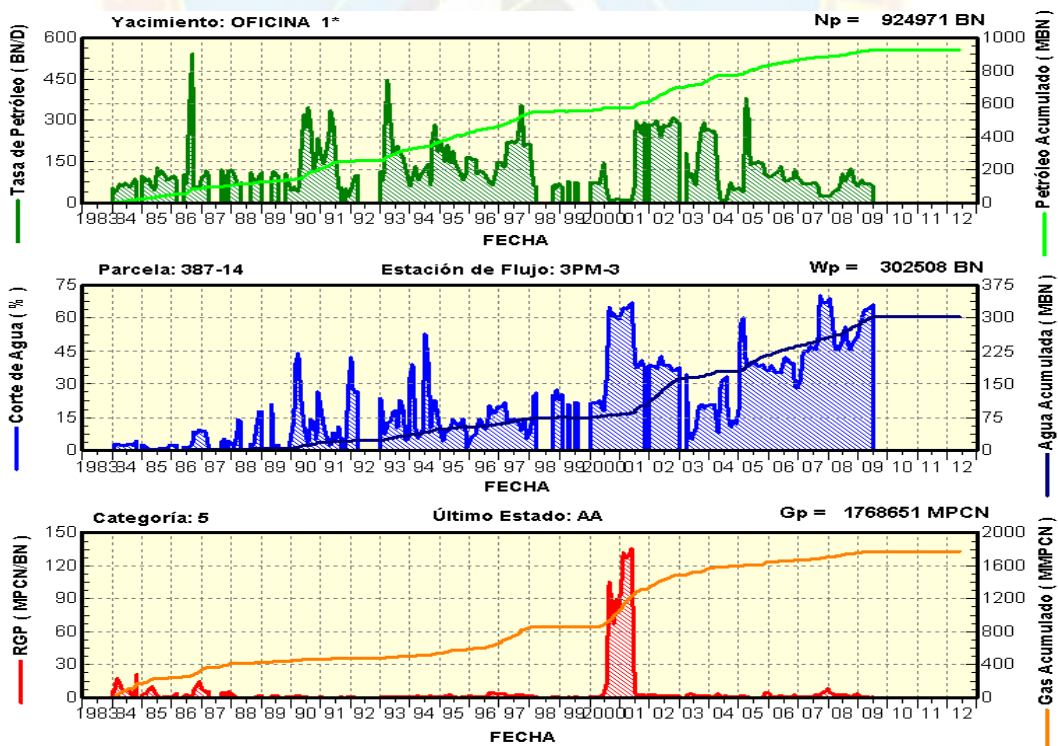


Gráfico L.29 Comportamiento productivo del pozo PC 0160

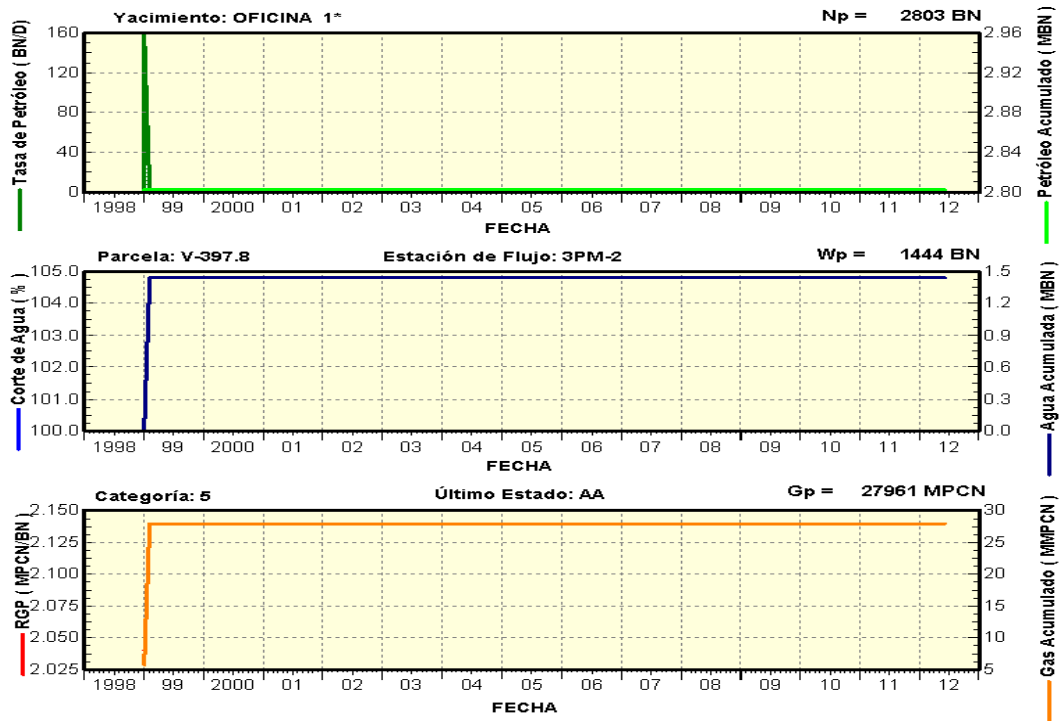


Gráfico L.30 Comportamiento productivo del pozo PC 0161

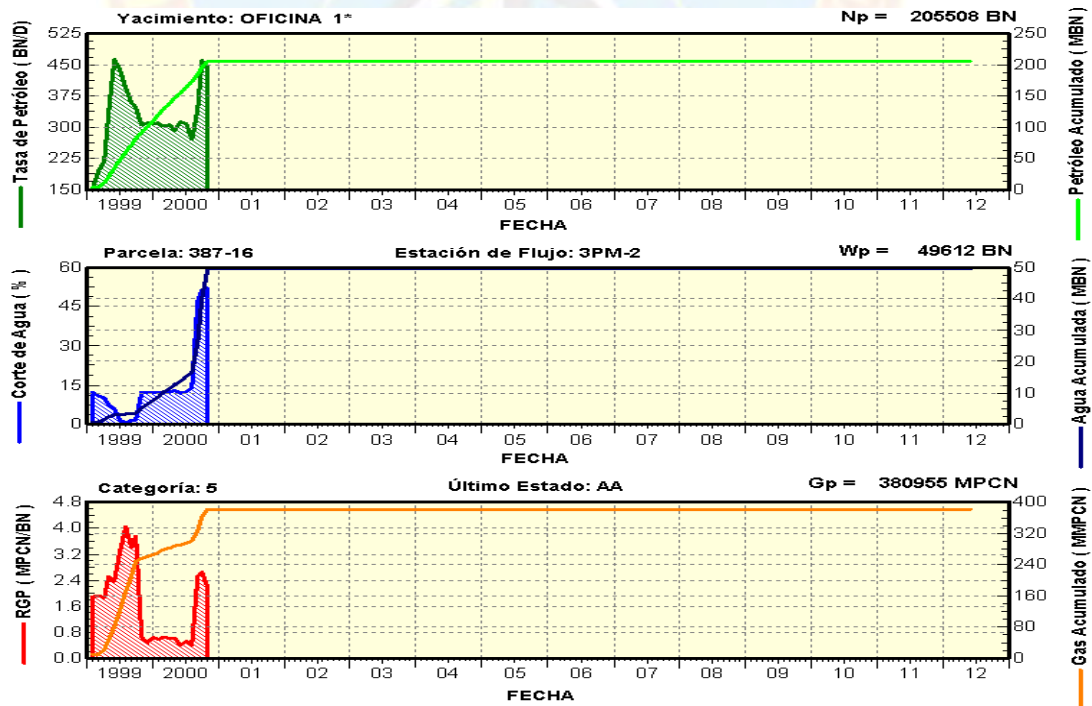


Gráfico L.31 Comportamiento productivo del pozo PM 0009

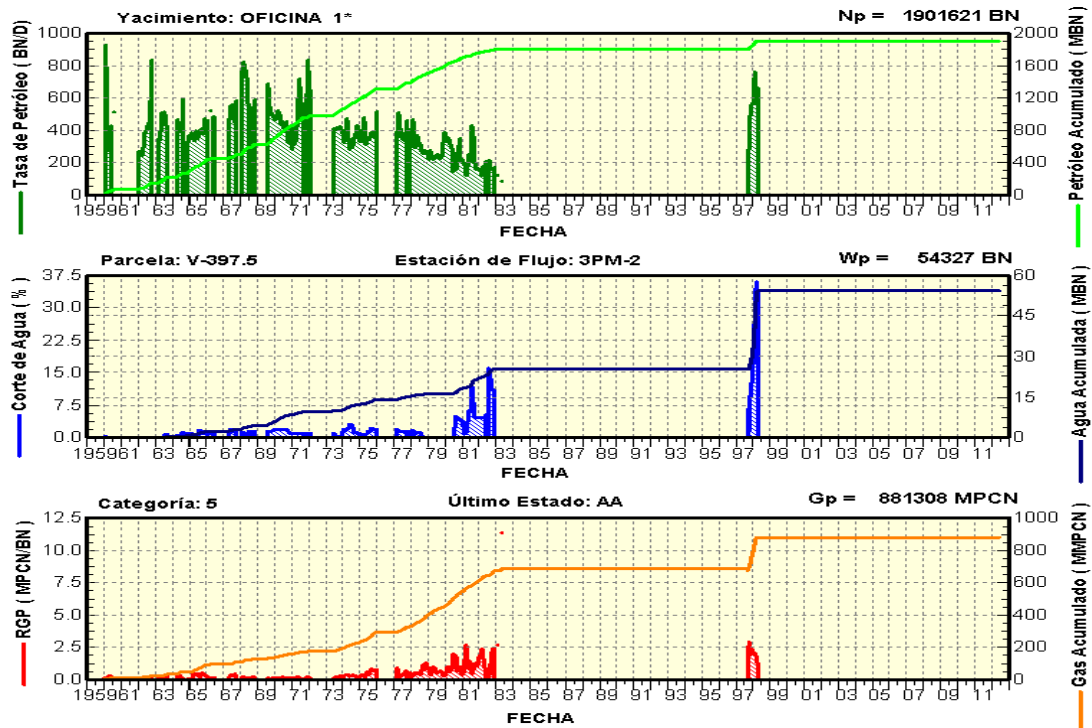


Gráfico L.32 Comportamiento productivo del pozo PM 0010

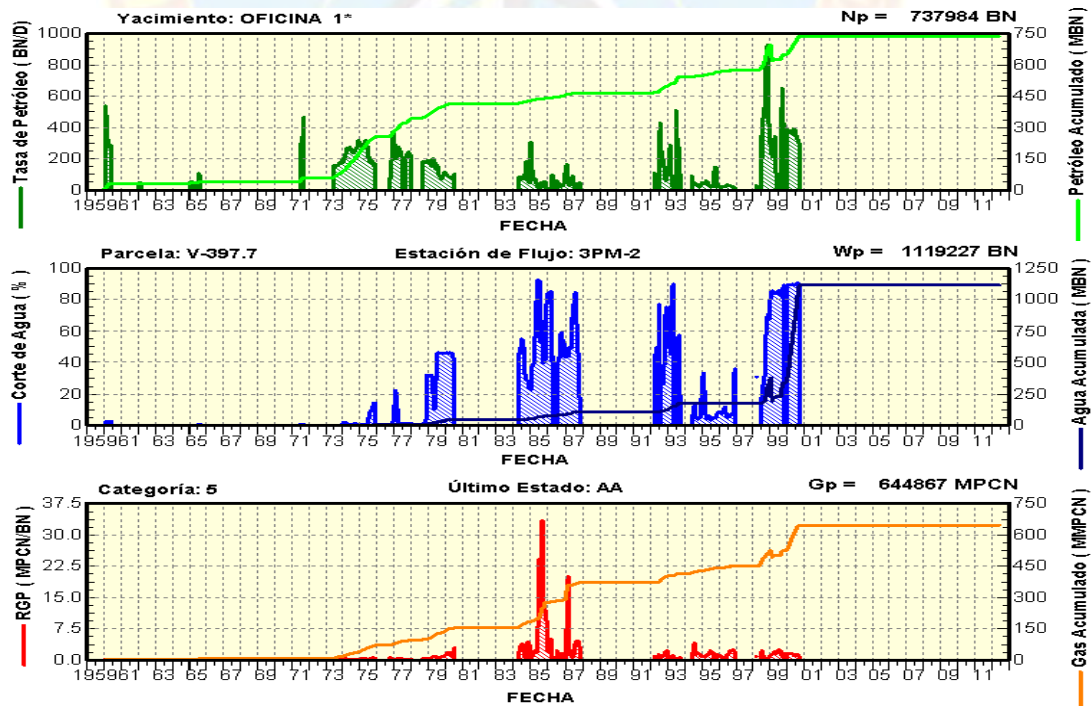


Gráfico L.33 Comportamiento productivo del pozo PM 0011

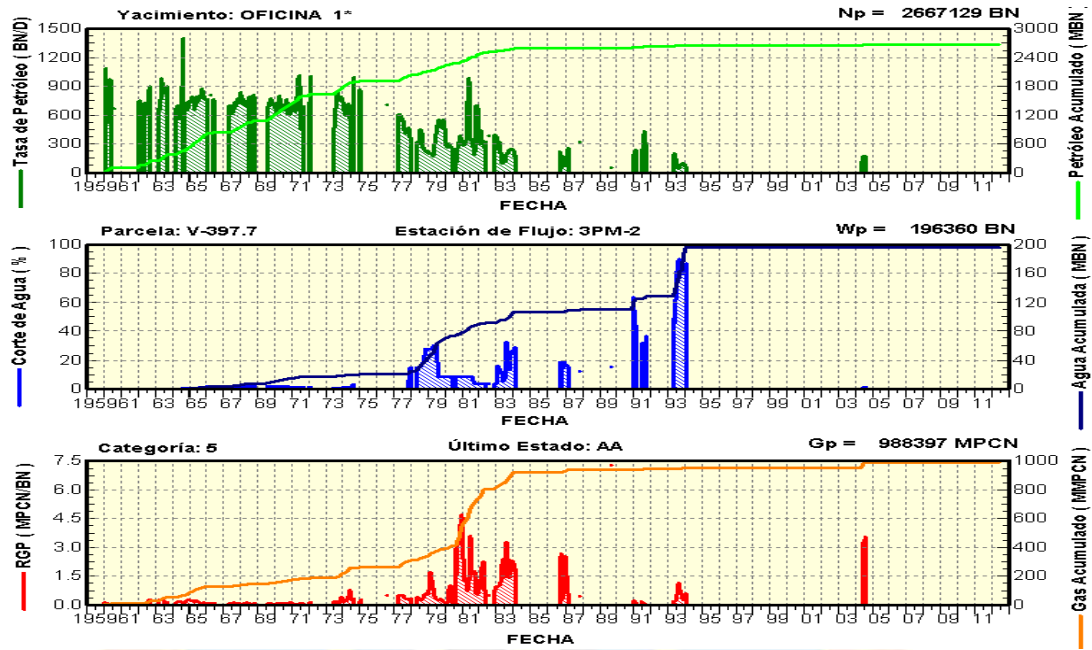


Gráfico L.34 Comportamiento productivo del pozo PM 0017

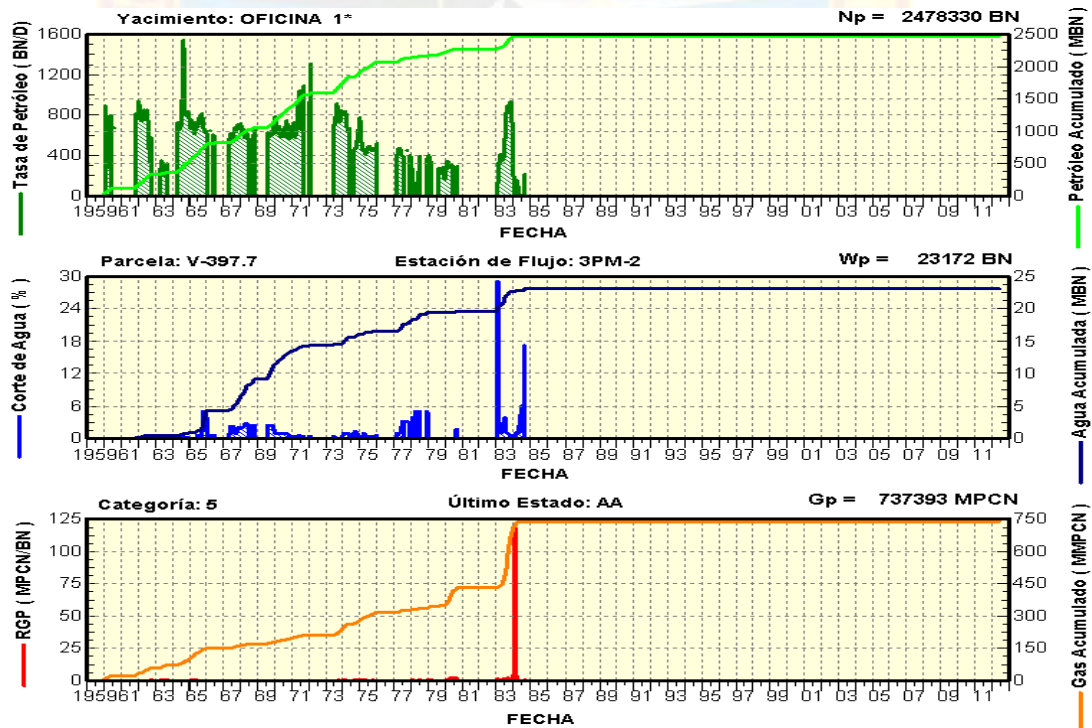


Gráfico L.35 Comportamiento productivo del pozo PM 0028

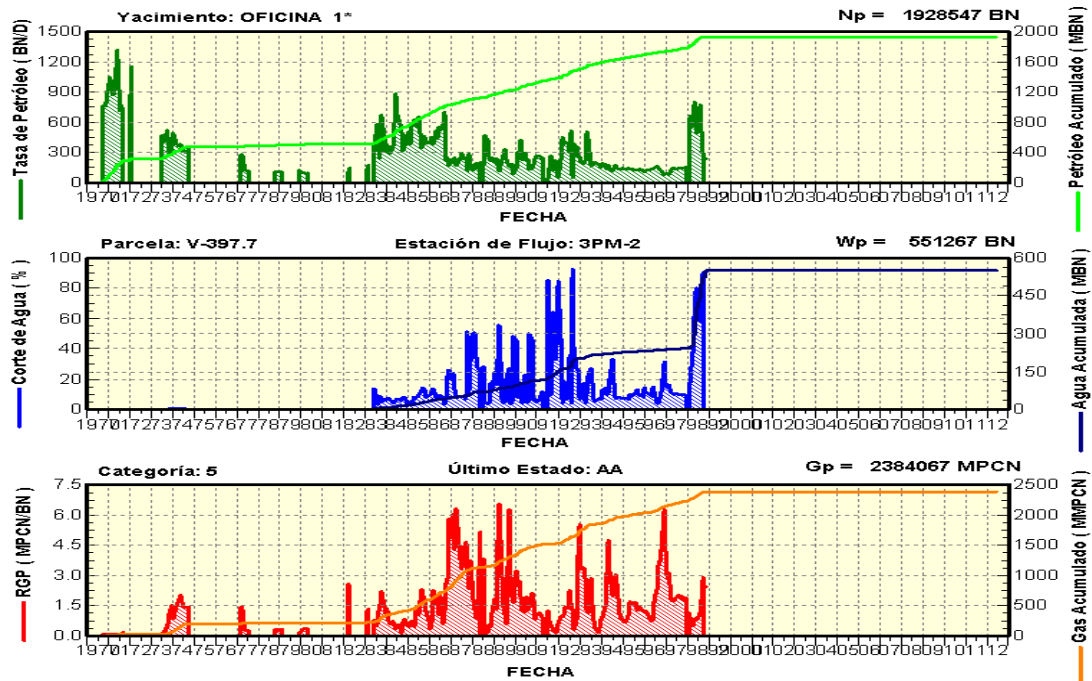


Gráfico L.36 Comportamiento productivo del pozo PM 0030

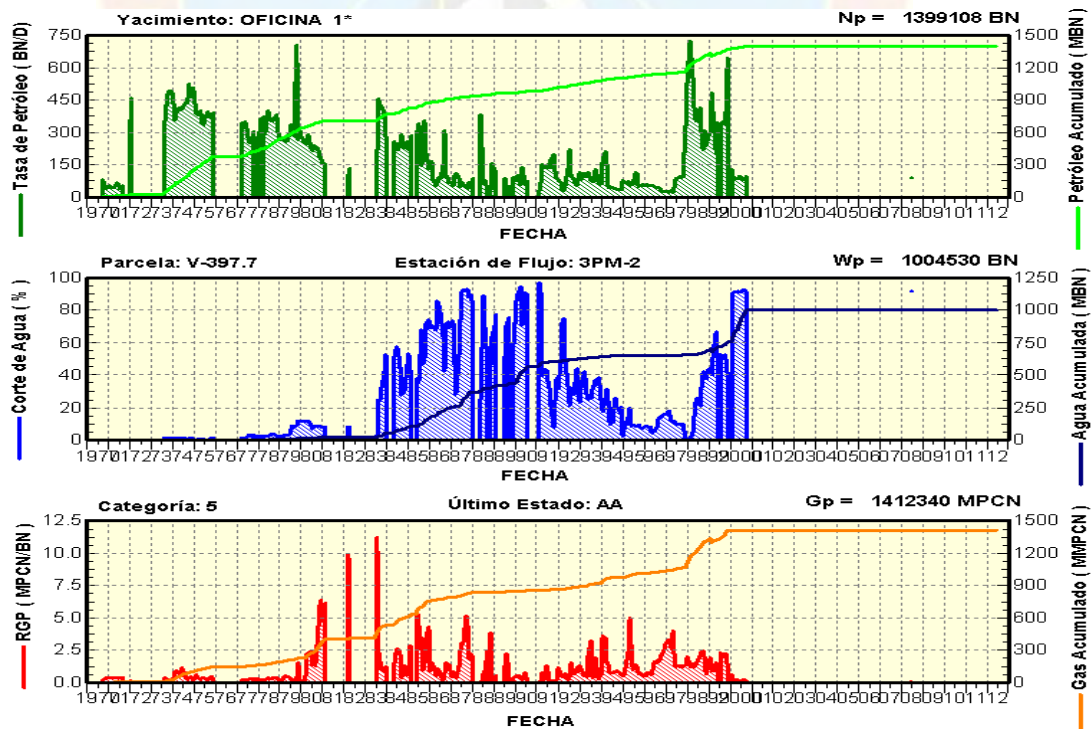


Gráfico L.37 Comportamiento productivo del pozo PM 0031

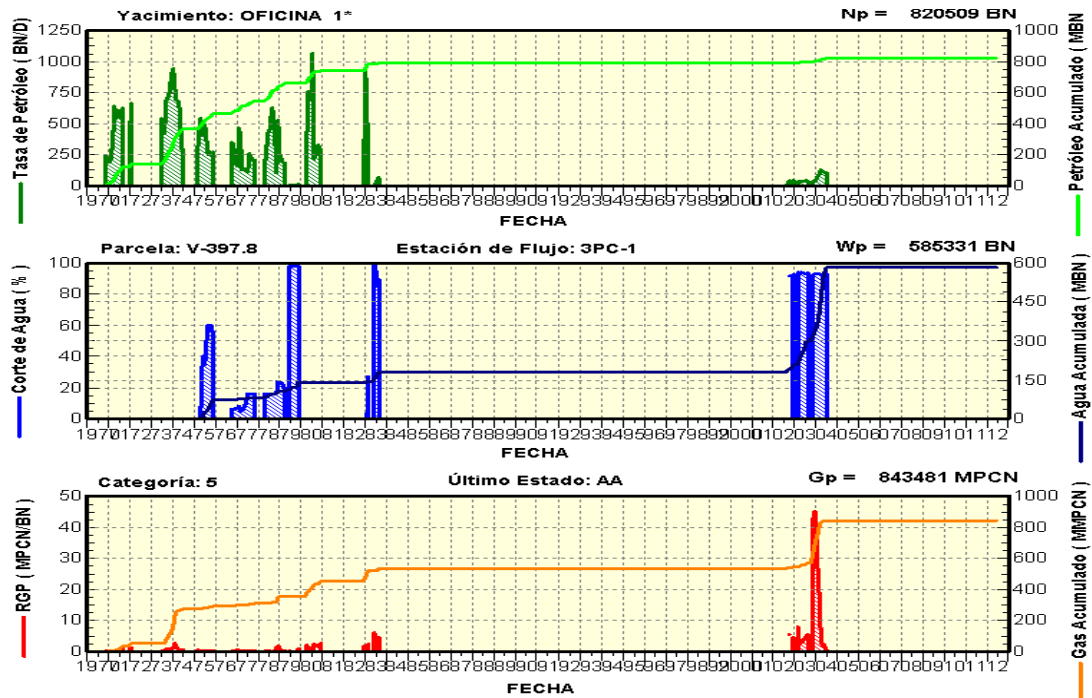


Gráfico L.38 Comportamiento productivo del pozo PM 0033

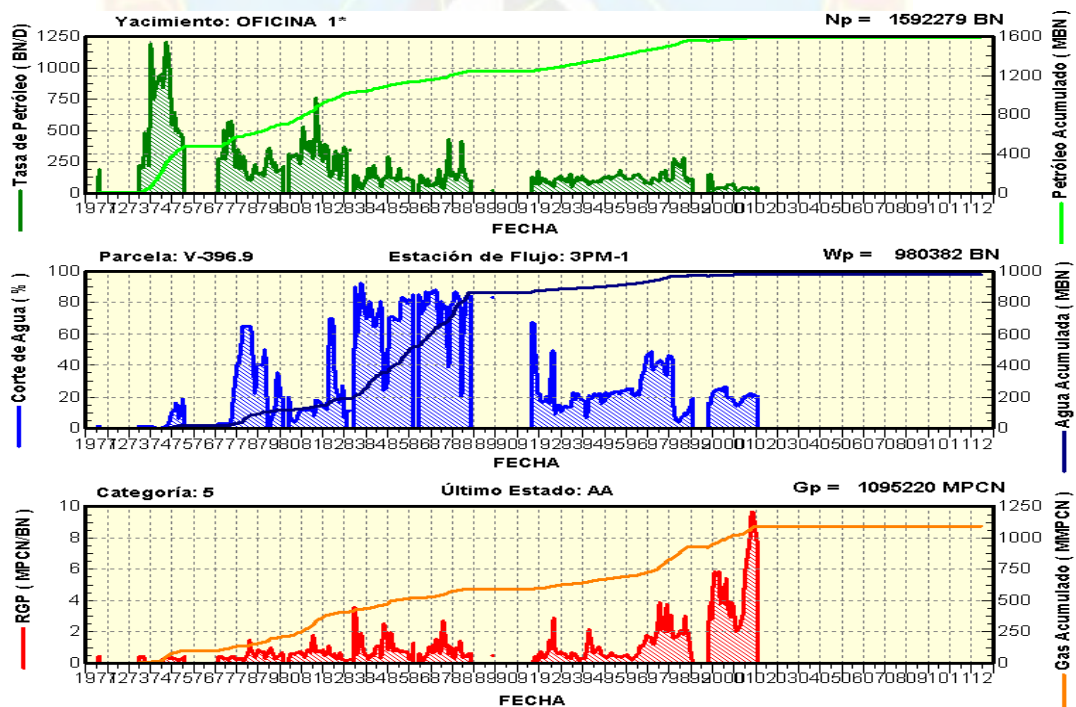


Gráfico L.39 Comportamiento productivo del pozo PM 0036

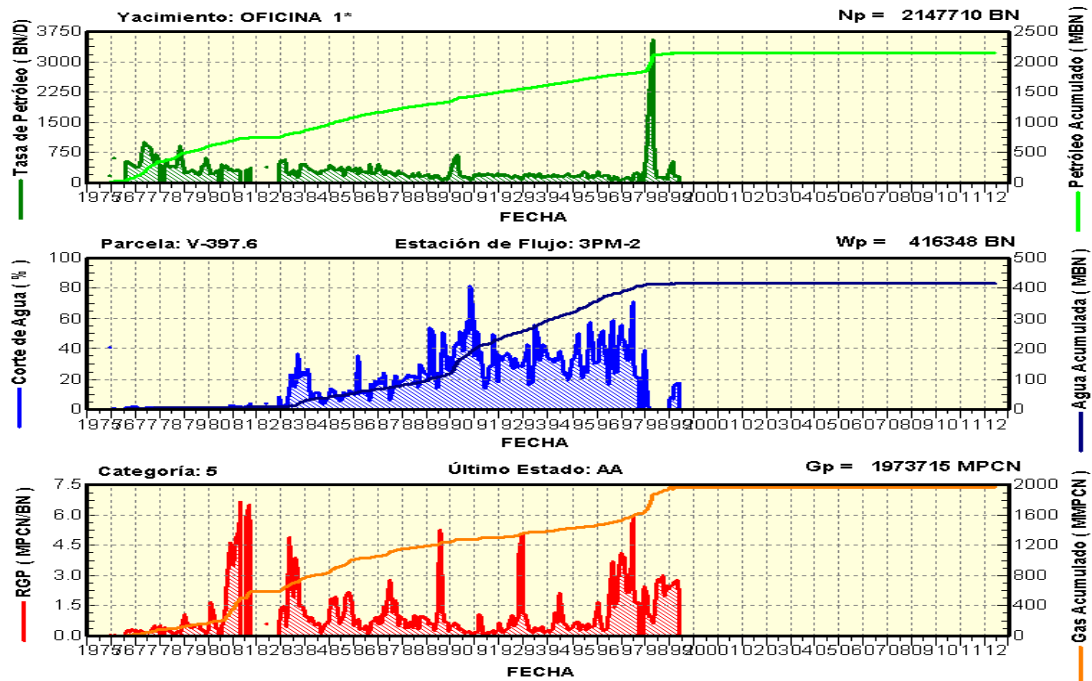


Gráfico L.40 Comportamiento productivo del pozo PM 0042

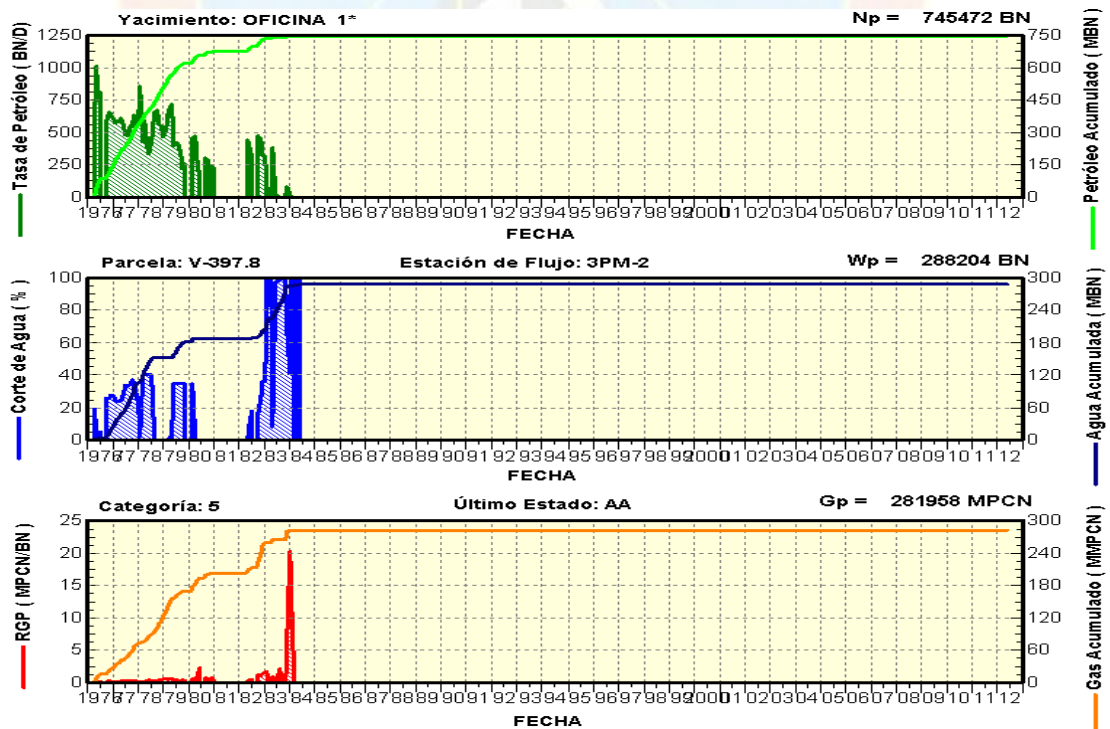


Gráfico L.41 Comportamiento productivo del pozo PM 0043

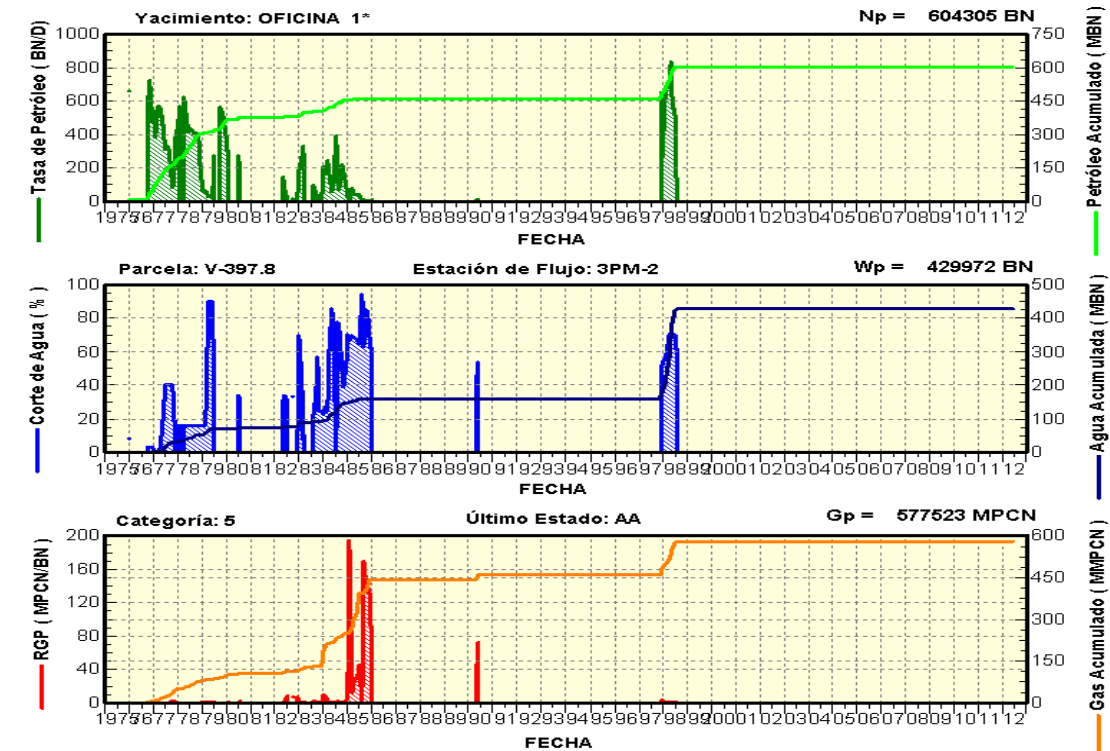


Gráfico L.42 Comportamiento productivo del pozo PM 0044

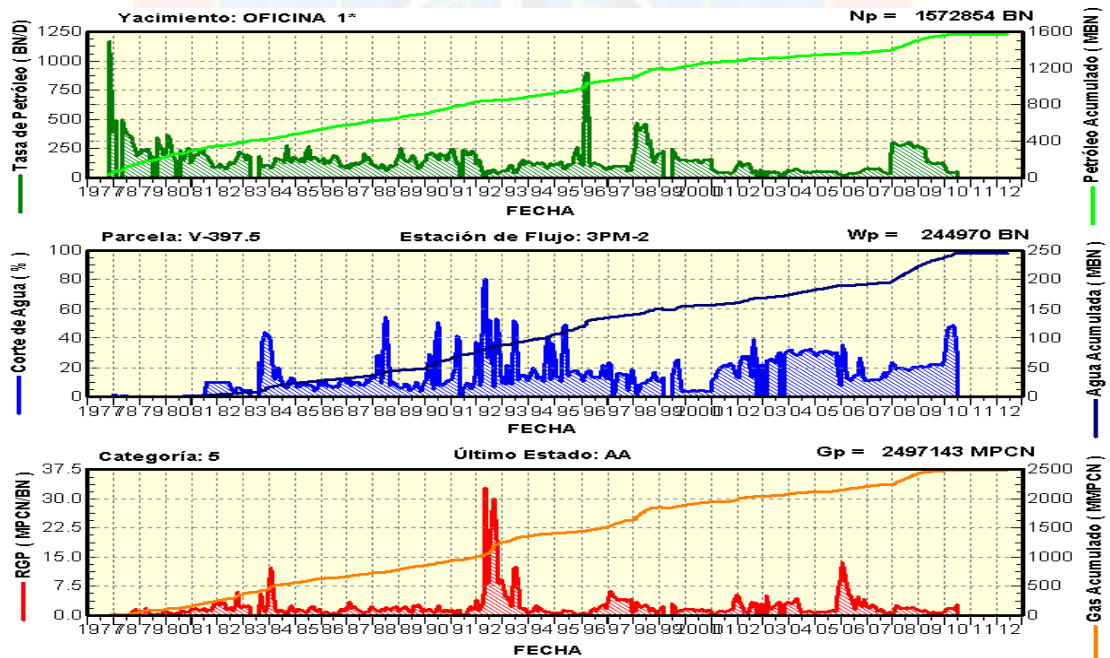


Gráfico L.43 Comportamiento productivo del pozo PM 0048

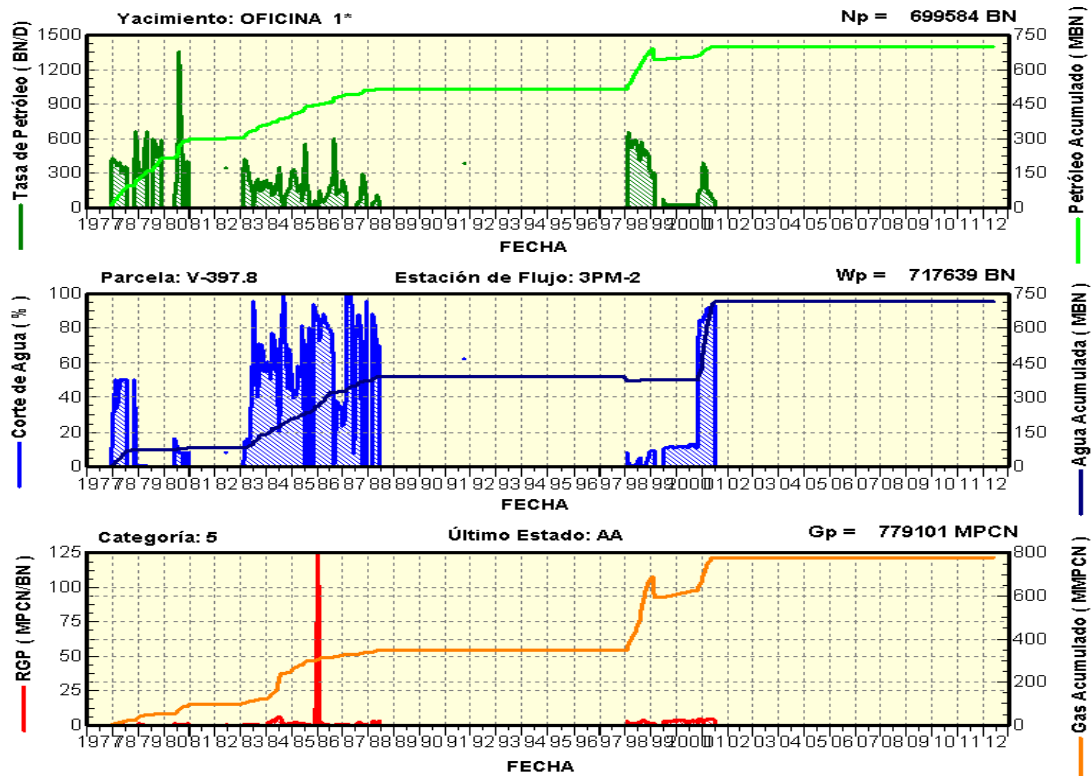


Gráfico L.44 Comportamiento productivo del pozo PM 0050

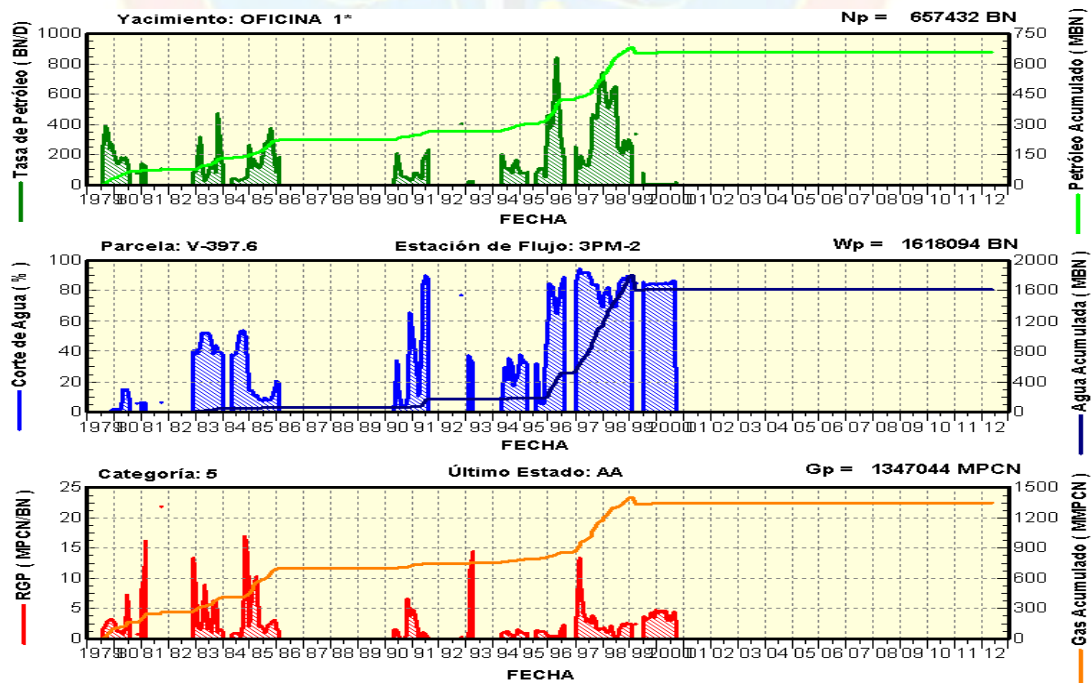


Gráfico L.45 Comportamiento productivo del pozo PM 0052

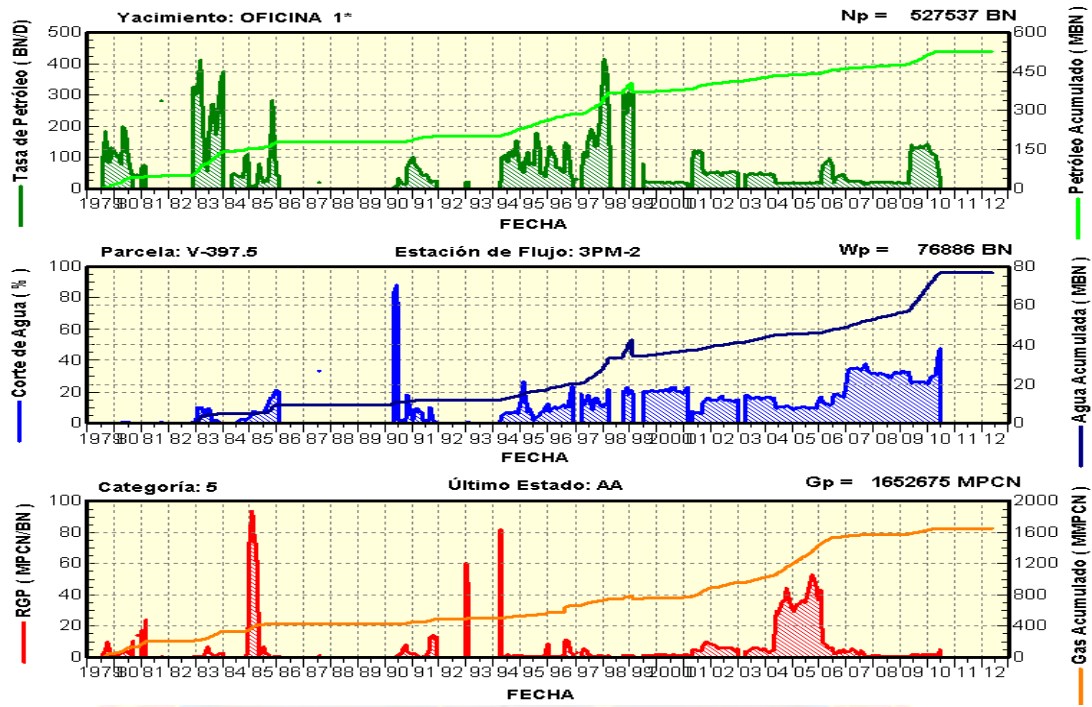


Gráfico L.46 Comportamiento productivo del pozo PM 0061

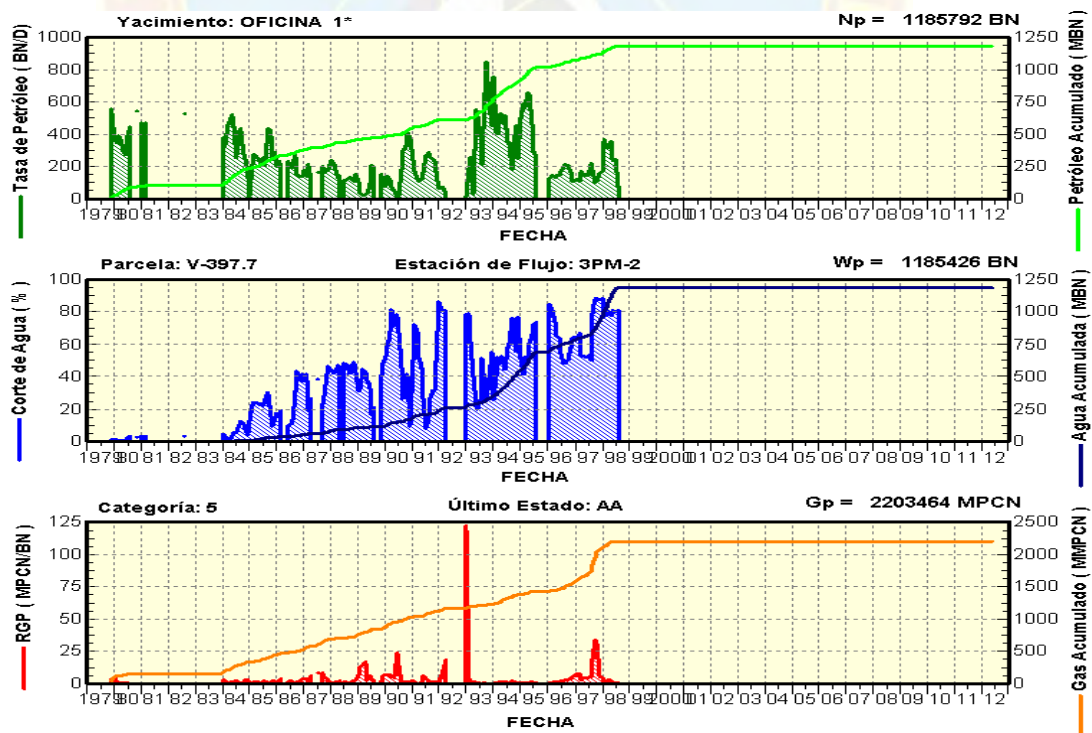


Gráfico L.47 Comportamiento productivo del pozo PM 0066

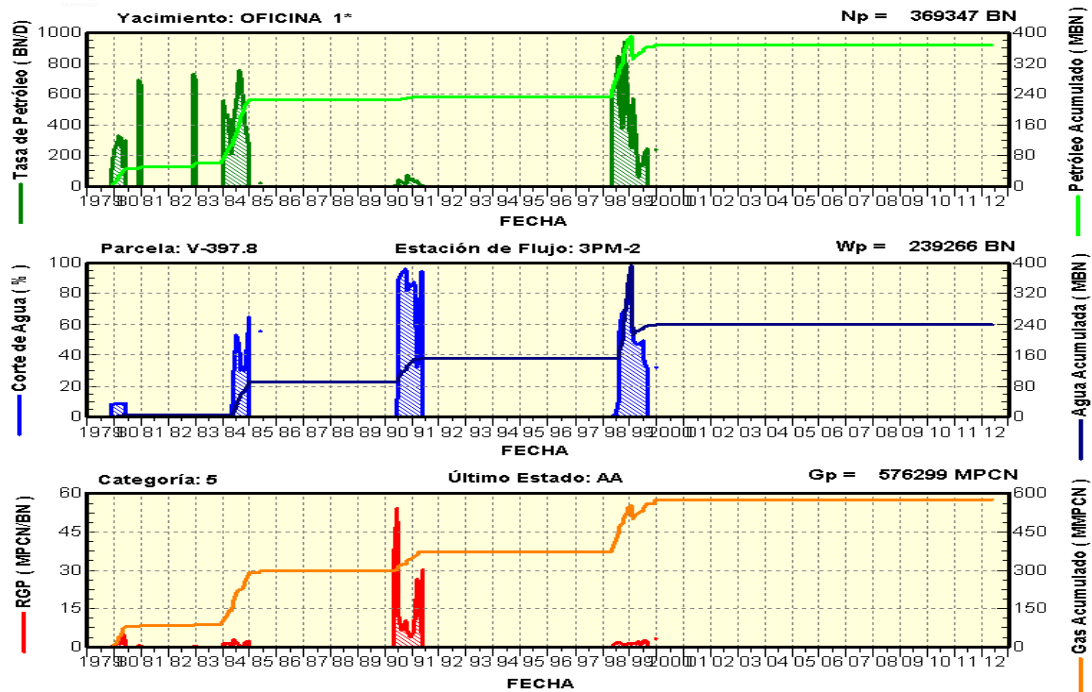
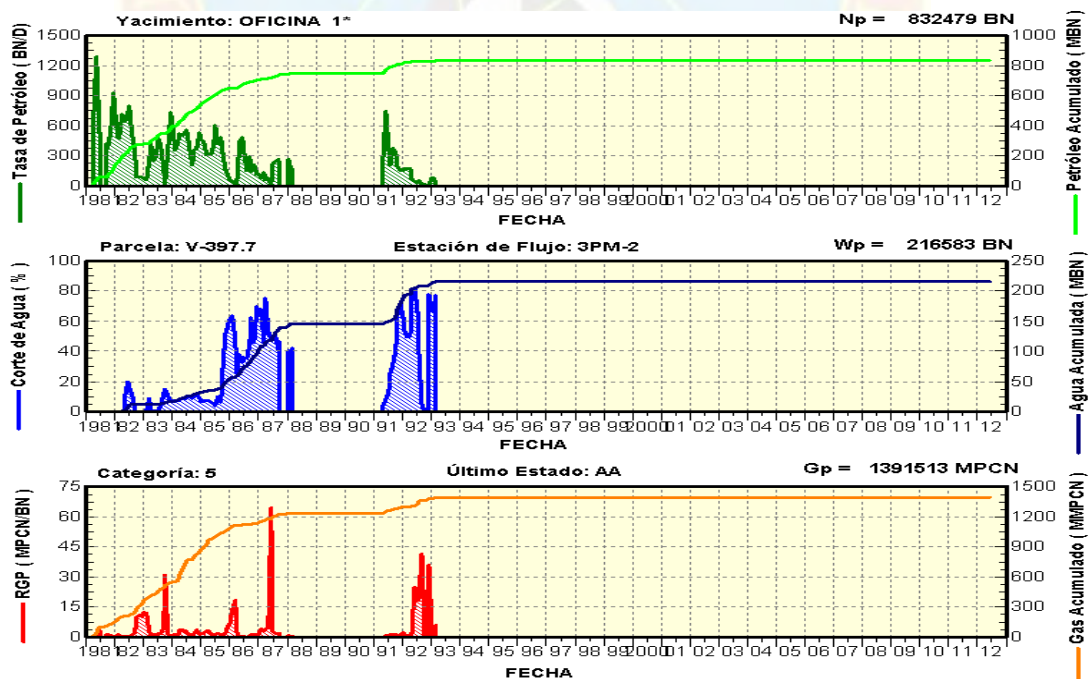


Gráfico L.48 Comportamiento productivo del pozo PM 0121





APÉNDICE M

**DIAGRAMÁS MECÁNICOS (ACTUALES Y PROPUESTOS) DE LOS
POZOS QUE CUMPLIERON CON LAS CONDICIONES PARA SER
CANDIDATOS A PERFORACIÓN DE REEMPLAZO**

Diagrama mecánico actual del pozo PC 0003

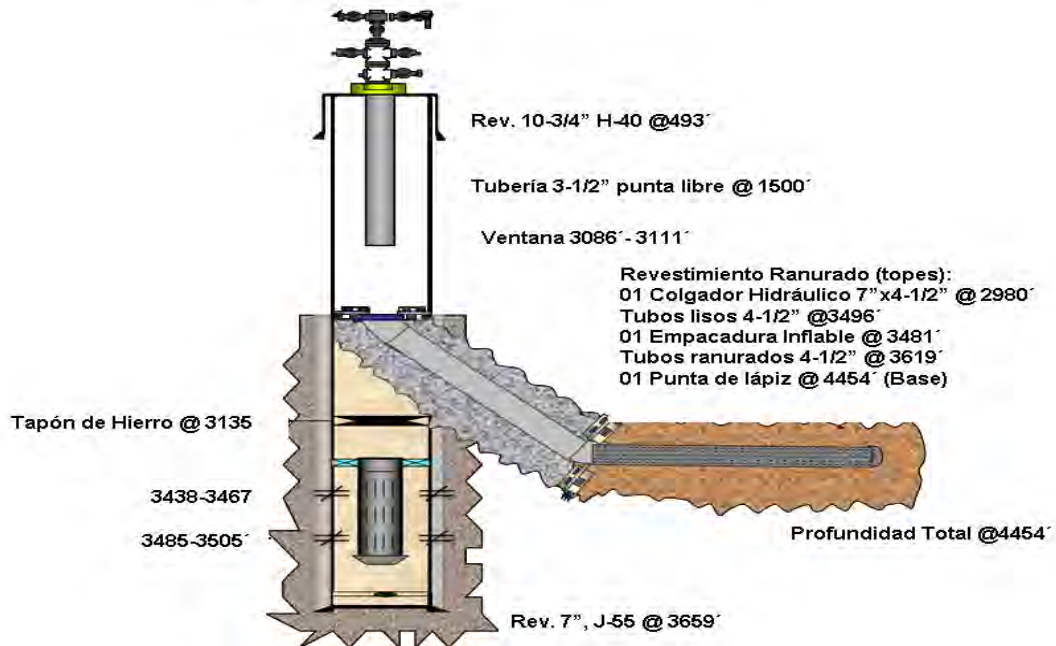


Diagrama mecánico propuesto para la perforación del pozo PC003

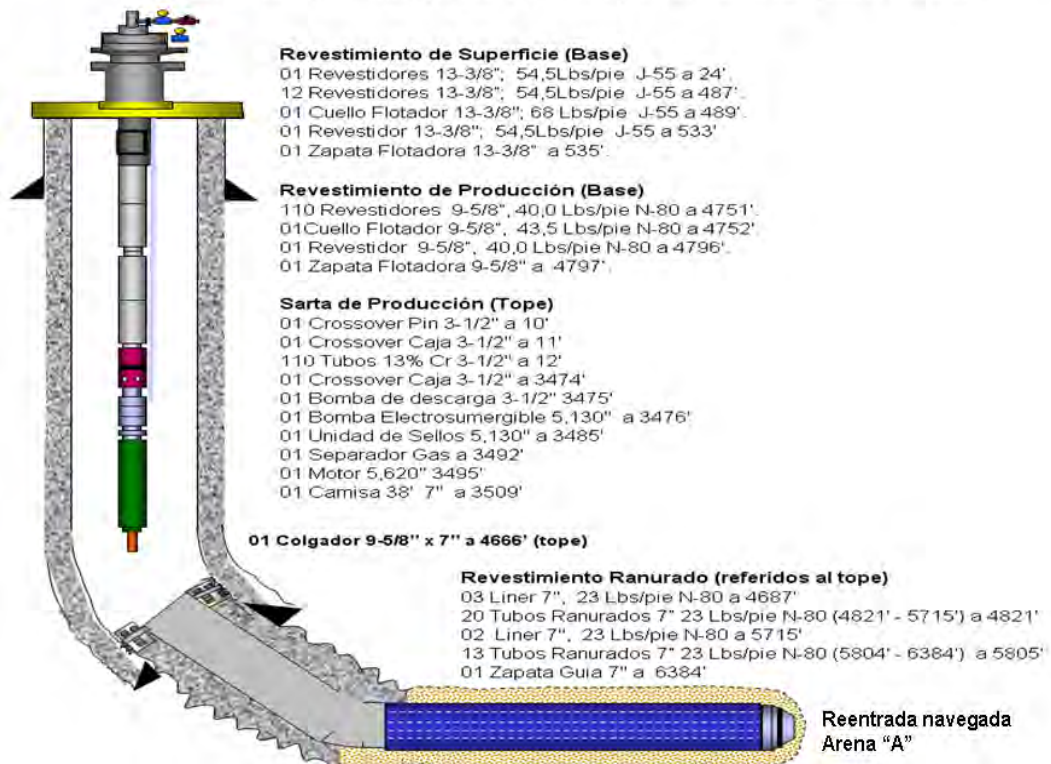


Diagrama Mecánico actual del pozo PC 0033

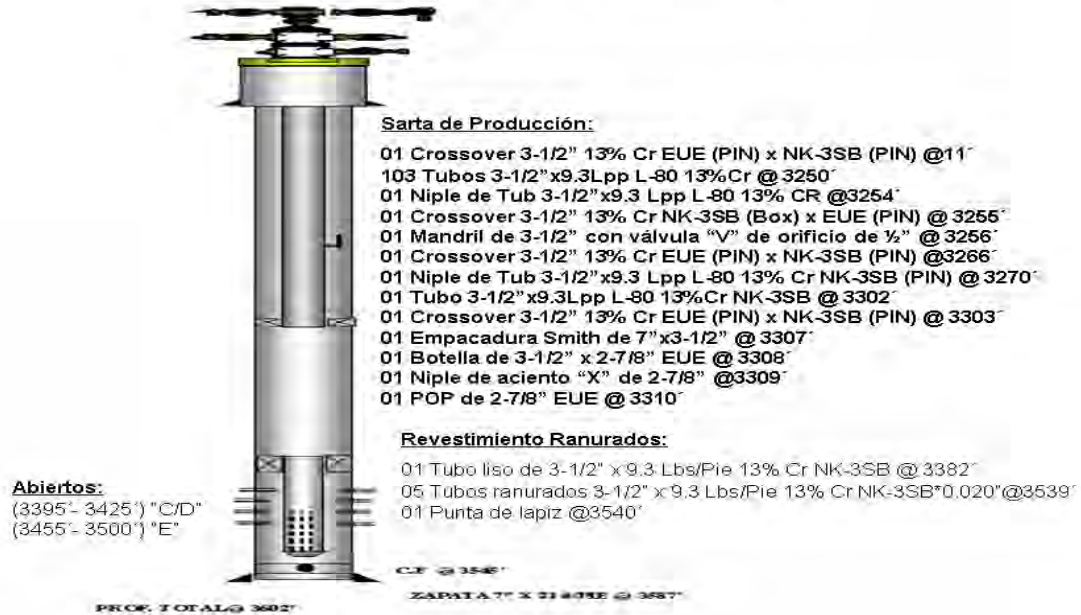


Diagrama mecánico propuesto para la perforación del pozo PC033

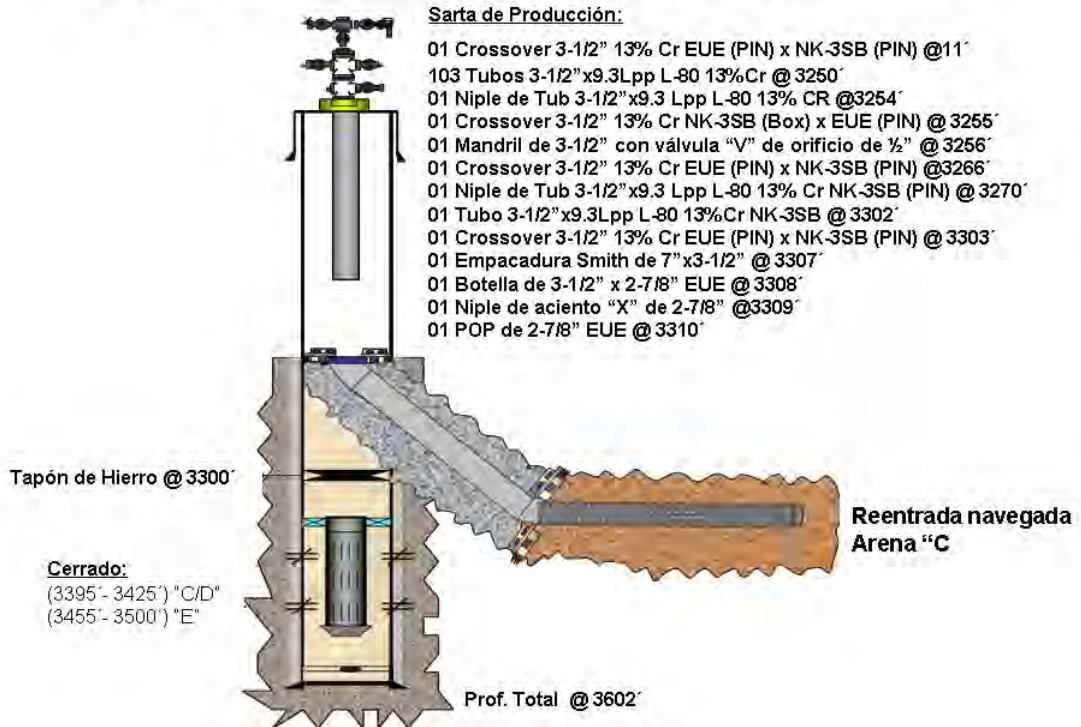
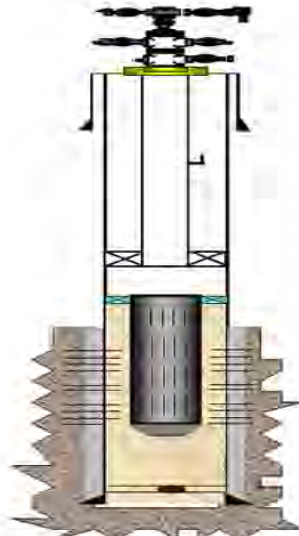


Diagrama Mecánico actual del pozo PC 0034



Profundidad Total: 3650'

Revestimiento de Superficie:

13 Revestidores C-8RD (BAKER) 40.5/J-55 10- 3/4 @ 460'
01 Zapata guía @ 512'

Revestimiento de Producción:

89 Revestidores BUTTRES S-23.0 N-80 x 7"
Cuello Flotador @ 3595'
Zapata Guía @ 3637'

Sarta de Producción:

Niple liso @ 3152'
Mandril mma @ 3156'
Niple liso @ 3164'
Tubos eue3-1/2 3166'
Empacadura @ 3204'
Niple 3208'
Botella 2-7/8"x3-1/2" @ 3209'

Revestidor Ranurado:

01 colgador TERMICO 7"x 5-1/2" x 3-1/2" @ 3323'
Tubo liso 3-1/2" @ 3330'
TUBOS ranurados 3-1/2" @ 3362'
Zapata tap 3-1/2" @ 3584'
Cuello flot 3-1/2" @ 3595'

Intervalos Cañoneados:

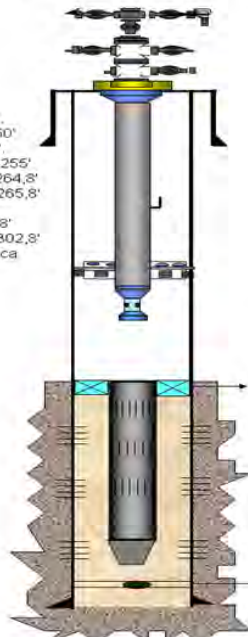
(3425' - 3435') (C)
(3470' - 3505') (D)
(3552' - 3577') (E)

Diagrama mecánico propuesto para la perforación del pozo PC0034

Sarta de Producción

01 Cross Over (accesorios) EUE x NK3SB, 9.3 a 11',
103 Tubing (tubulares) 3-1/2" NK3SB, 9.3, L-80 a 3250'
01 De tubería (niple) 3-1/2" NK3SB, L-80, 9.3 a 3254'
01 Cross Over (accesorios) 3-1/2" NK3SB x EUE a 3255'
01 Mandril c/valvula onficio 1/2" EUE 3-1/2"x 9,8' a 3264,8'
01 Cross Over (accesorios) 3-1/2" EUE x NK3SB a 3265,8'
01 De tubería (niple) 3-1/2"x 4' NK3SB a 3269,8'
01 Tubing (tubulares) 3-1/2" 9.3, L-80 NK3SB a 3301,8'
01 Cross Over (accesorios) 3-1/2" NK3SB x EUE a 3302,8'
01 Empacadura recuperable 7"x 3-1/2" 23#/ft mecanica
EUE a 3306,8'
01 Botella 3-1/2" X 2-7/8" EUE x EUE a 3307,8'
01 Niple de asiento "X" 2-7/8" EUE a 3308,8'
01 P O P 2-7/8" EUE a 3309,8'

Intervalos a
Cañonear
3425 3435
3470 3505
3552 3577



Profundidad Total a 3602'

Revestimiento de Superficie

12 Revestimiento 8rd 10-3/4", 40.5, J-55 a 476'
01 zapata Baker 10-3/4" a 477'

Revestimiento de Producción

87 revestimiento buttress 7", 23, N-80 a 3543'
01 cuello flotador baker 7" a 3544'
01 revestimiento buttres 7", 23, N-80 a 3586'
01 zapata baker 7" a 3587'

COLGADOR 7"x3 1/2" a 3346'

Revestimiento Ranurado (Tope)

01 Tubo liso 3 1/2" NK3SB 13% Cr a 3351'
05 tubos 3 1/2" ranurados NK3SB 0.020" 13% Cr a 3382'
01 Punta de lapiz a 3539'

Cuello flotador a 3587'

Diagrama mecánico actual del pozo PC 0041

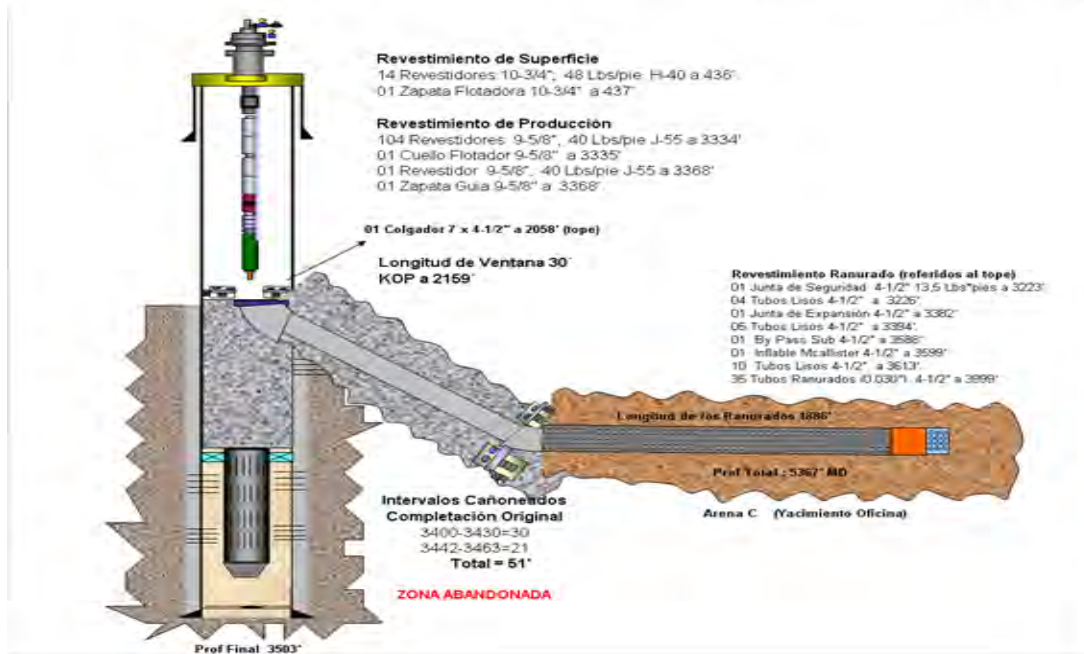


DIAGRAMA MECÁNICO PROPUESTO - POZO REEMPLAZO DEL POZO PC 0041

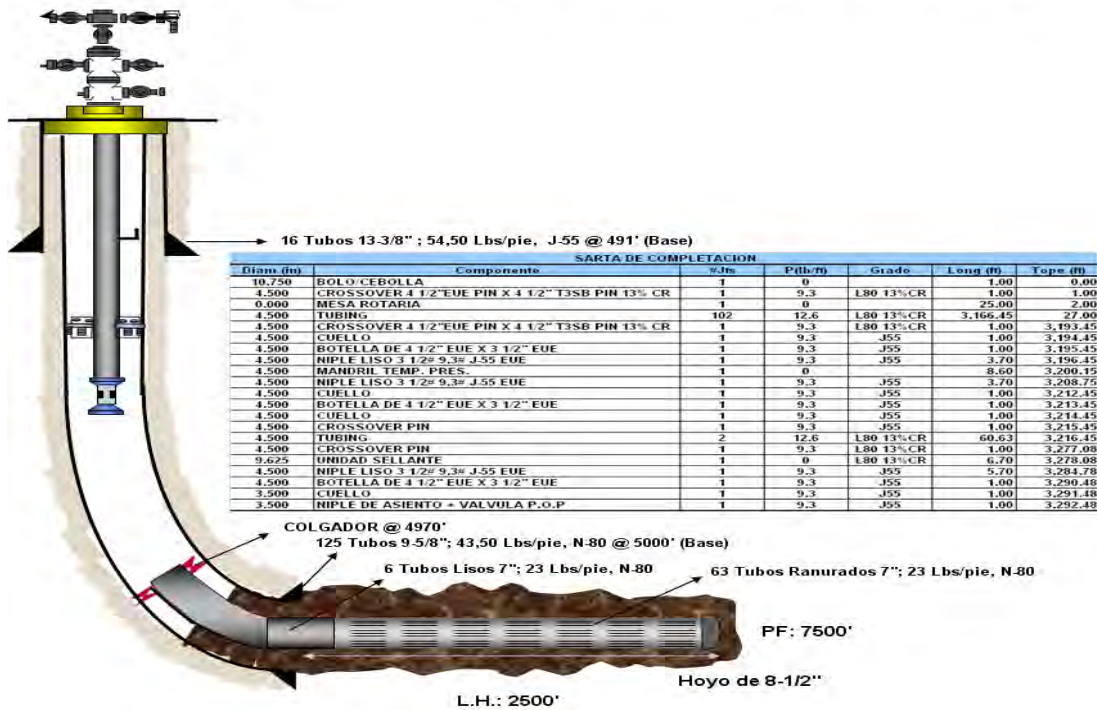


Diagrama Mecánico actual del pozo PC 0126

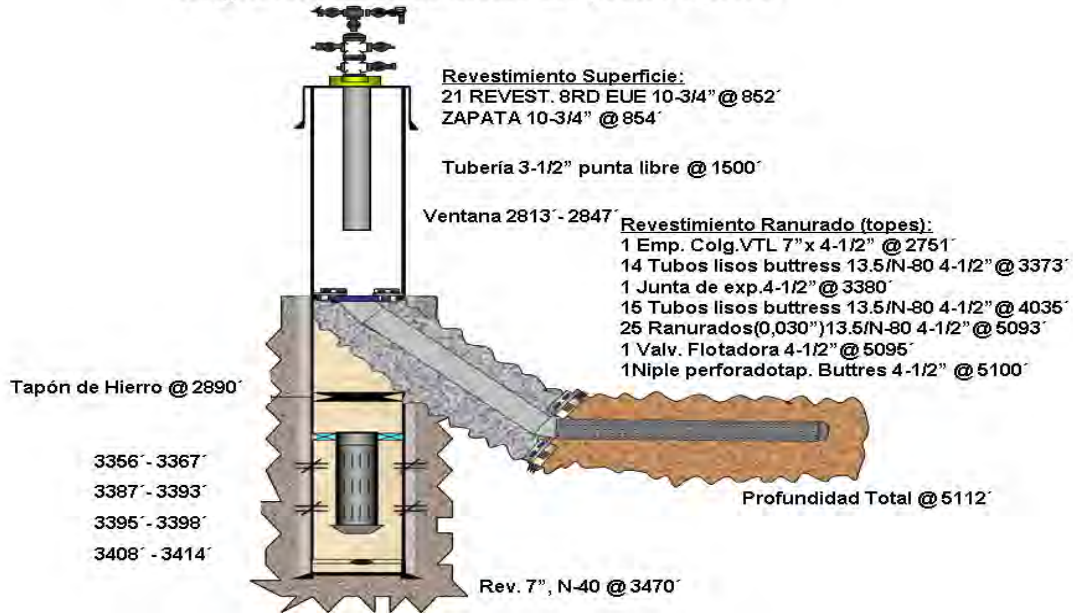


Diagrama mecánico propuesto para la perforación del pozo PC0126

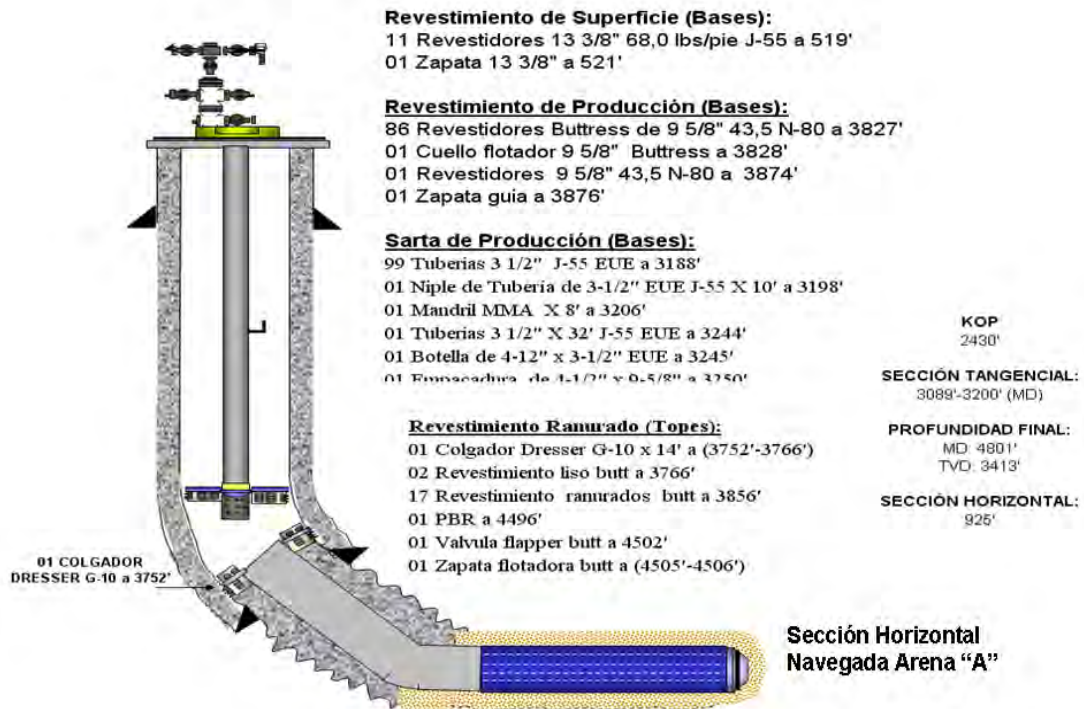


Diagrama Mecánico actual del pozo PM 0009

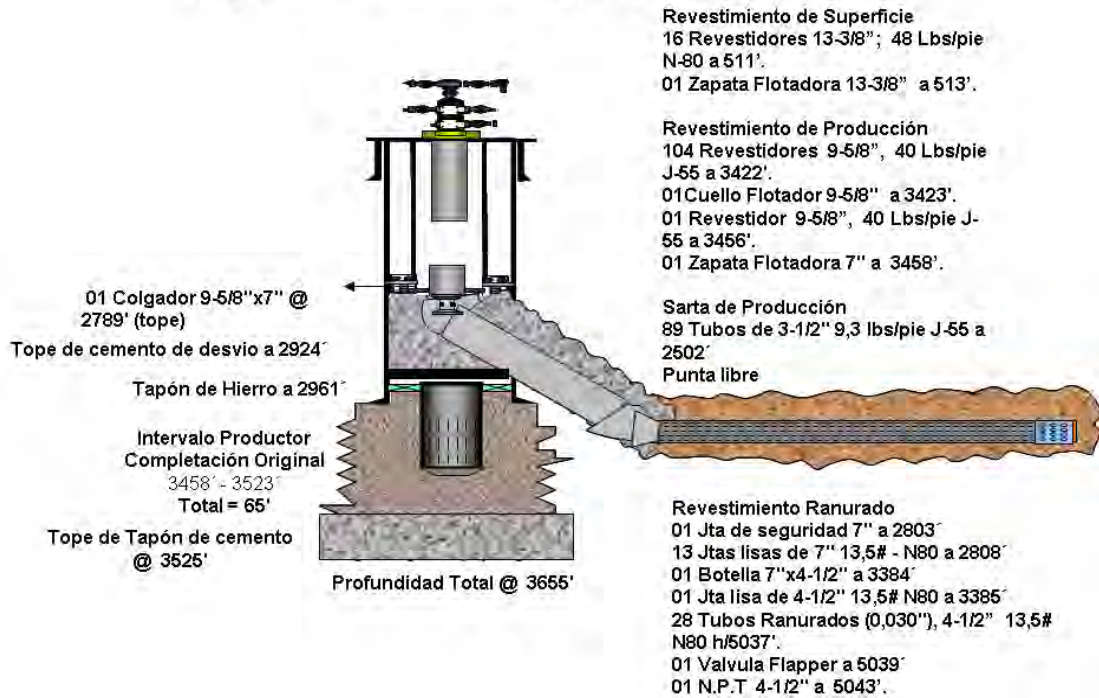


Diagrama mecánico propuesto para la perforación del pozo PM0009



Diagrama Mecánico actual del pozo PM 0030

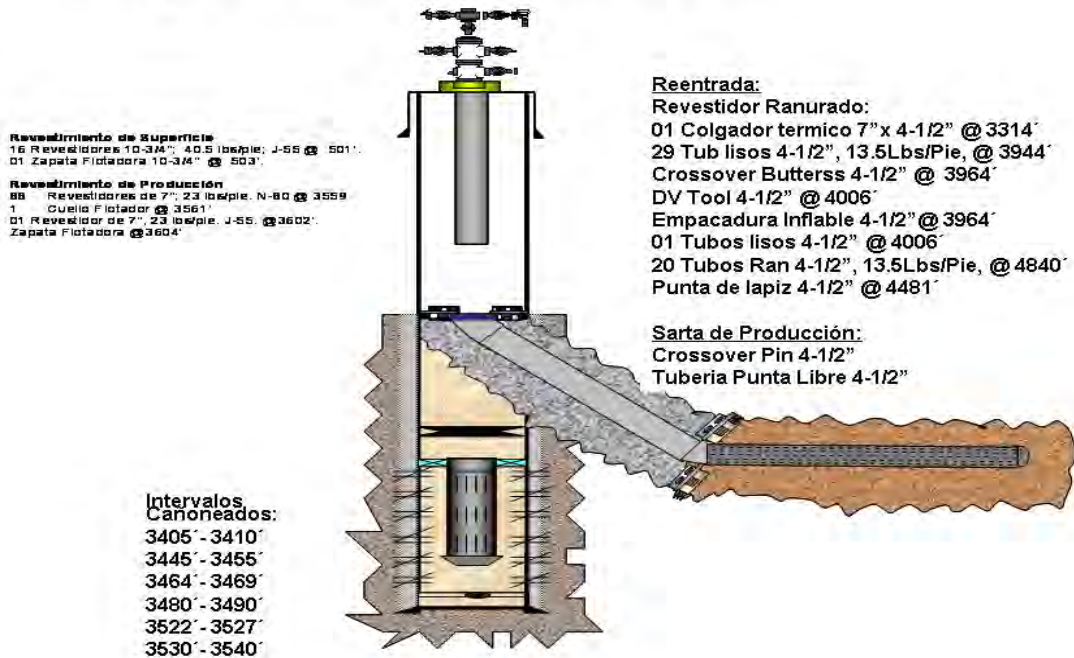


Diagrama mecánico propuesto para la perforación del pozo PM0030





APÉNDICE N

**GEONAVEGACIÓN Y PLAN DIRECCIONAL DE LA PERFORACIÓN DE
POZO REEMPLAZO PROPUESTA PARA EL POZO PC 0041**

Figura N.1 Geonavegación 3D de la perforación de pozo reemplazo propuesta para el pozo PC 0041

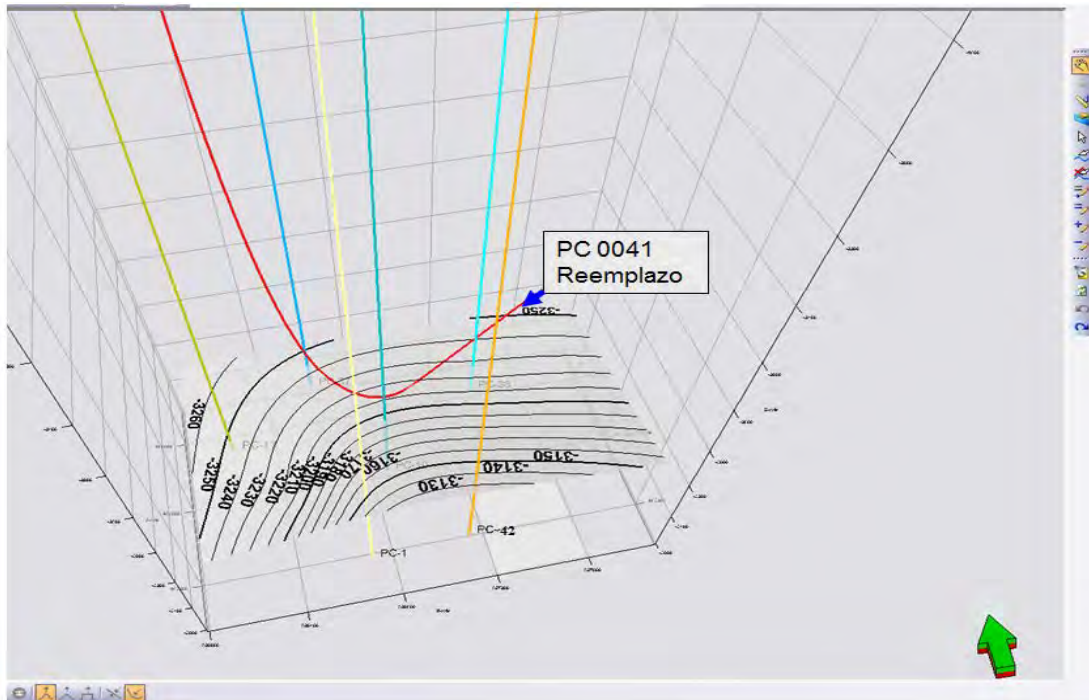


Figura N.2 Geonavegación 3D de la perforación de pozo reemplazo propuesta para el pozo PC 0041, vista de planta.

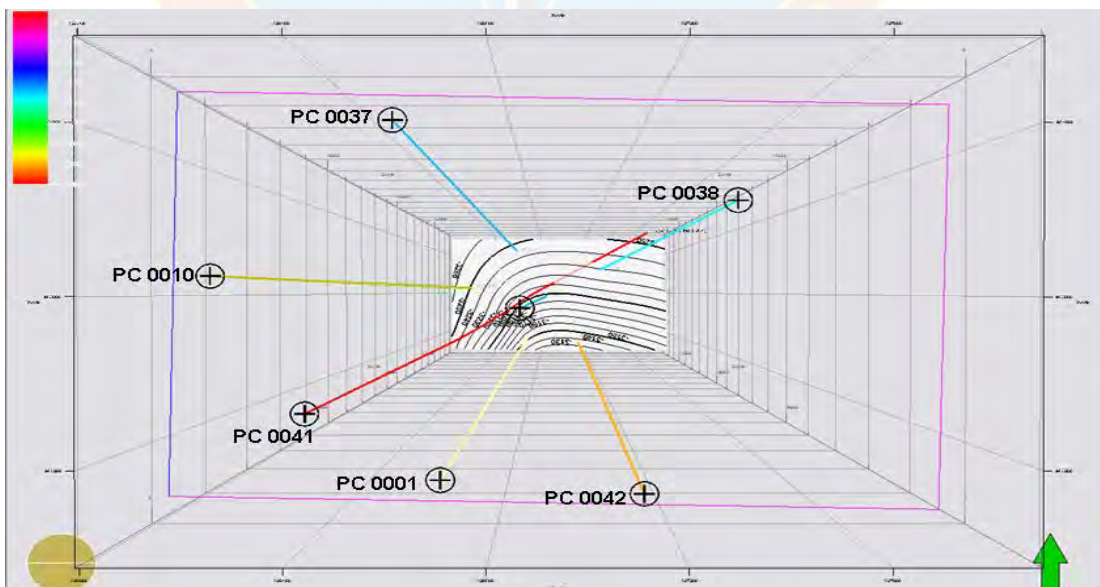


Tabla N.1 Plan direccional de la perforación de pozo reemplazo propuesta para el pozo PC 0041

MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	Leg (deg/100)	Tool
0	0	0	0	0	0	0	0	TIE LINE
100	0	0	100	0	0	0	0	
200	0	0	200	0	0	0	0	
300	0	0	300	0	0	0	0	
400	0	0	400	0	0	0	0	
500	0	0	500	0	0	0	0	
600	0	0	600	0	0	0	0	
700	0	0	700	0	0	0	0	
800	0	0	800	0	0	0	0	
900	0	0	900	0	0	0	0	
1000	0	0	1000	0	0	0	0	
1100	0	0	1100	0	0	0	0	
1200	0	0	1200	0	0	0	0	
1300	0	0	1300	0	0	0	0	
1400	0	0	1400	0	0	0	0	
1500	0	0	1500	0	0	0	0	KOP
1600	3,28	55,88	1599,9	1,6	2,4	2,9	3,28	
1700	6,56	55,88	1699,6	6,4	9,5	11,4	3,28	
1800	9,84	55,88	1798,5	14,4	21,3	25,7	3,28	
1900	13,12	55,88	1896,5	25,6	37,8	45,5	3,28	
2000	16,4	55,88	1993,2	39,9	58,9	71	3,28	
2100	19,68	55,88	2088,3	57,2	84,5	101,9	3,28	
2200	22,97	55,88	2181,4	77,6	114,6	138,2	3,28	
2300	26,25	55,88	2272,3	101	149,1	179,8	3,28	
2400	29,53	55,88	2360,7	127,2	187,8	226,5	3,28	
2500	32,81	55,88	2446,2	156,2	230,6	278,1	3,28	
2600	36,09	55,88	2528,7	188	277,4	334,6	3,28	
2700	39,37	55,88	2607,8	222,3	328,1	395,7	3,28	
2800	42,65	55,88	2683,2	259,1	382,4	461,2	3,28	
2900	45,93	55,88	2754,8	298,2	440,2	530,9	3,28	
3000	49,21	55,88	2822,3	339,6	501,3	604,6	3,28	
3100	52,49	55,88	2885,4	383,1	565,5	682	3,28	
3200	55,77	55,88	2944	428,6	632,6	762,9	3,28	
3300	59,05	55,88	2997,8	475,8	702,3	847	3,28	
3400	62,33	55,88	3046,8	524,7	774,5	934,1	3,28	
3474,6	64,78	55,88	3080	562,2	829,9	1000,8	3,28	PINI TANG
3500	64,78	55,88	3090,8	575,1	848,8	1023,7	0	
3568,5	64,78	55,88	3120	609,8	900,2	1085,6	0	

Continuación Tabla N.1 Plan direccional de la perforación de pozo reemplazo propuesta para el pozo PC 0041

3600	65,35	56,01	3138,3	625,8	923,8	1114,1	1,85	
3700	67,17	56,4	3173,5	676,7	999,9	1205,5	1,85	
3800	68,99	56,77	3210,8	727,8	1077,3	1298,2	1,85	
3900	70,81	57,14	3245,2	779	1156	1392,1	1,85	
4000	72,63	57,5	3276,6	830,3	1236	1487	1,85	
4100	74,45	57,86	3304,9	881,5	1317	1582,8	1,85	
4200	76,27	58,2	3330,2	932,8	1399,1	1679,6	1,85	
4300	78,09	58,55	3352,4	983,9	1482,1	1777,1	1,85	
4400	79,91	58,88	3371,5	1034,9	1566	1875,2	1,85	
4500	81,73	59,22	3387,4	1085,6	1650,7	1973,9	1,85	
4600	83,56	59,55	3400,2	1136,1	1736	2073,1	1,85	
4700	85,38	59,88	3409,9	1186,3	1822	2172,6	1,85	
4800	87,2	60,2	3416,3	1236,2	1908,4	2272,4	1,85	
4900	89,02	60,53	3419,6	1285,6	1995,3	2372,3	1,85	
4974,7	90,39	60,77	3420	1322,2	2060,4	2447	1,85	PH
5000	90,39	60,77	3419,8	1334,5	2082,5	2472,3	0	
5100	90,39	60,77	3419,2	1383,4	2169,7	2572,2	0	
5200	90,39	60,77	3418,5	1432,2	2257	2672,2	0	
5300	90,39	60,77	3417,8	1481	2344,3	2772,1	0	
5400	90,39	60,77	3417,1	1529,9	2431,5	2872,1	0	
5500	90,39	60,77	3416,5	1578,7	2518,8	2972	0	
5600	90,39	60,77	3415,8	1627,5	2606,1	3072	0	
5700	90,39	60,77	3415,1	1676,3	2693,3	3171,9	0	
5800	90,39	60,77	3414,4	1725,2	2780,6	3271,9	0	
5900	90,39	60,77	3413,8	1774	2867,9	3371,9	0	
6000	90,39	60,77	3413,1	1822,8	2955,1	3471,8	0	
6100	90,39	60,77	3412,4	1871,6	3042,4	3571,8	0	
6200	90,39	60,77	3411,8	1920,5	3129,7	3671,7	0	
6300	90,39	60,77	3411,1	1969,3	3216,9	3771,7	0	
6400	90,39	60,77	3410,4	2018,1	3304,2	3871,6	0	
6500	90,39	60,77	3409,7	2067	3391,5	3971,6	0	
6600	90,39	60,77	3409,1	2115,8	3478,7	4071,5	0	
6700	90,39	60,77	3408,4	2164,6	3566	4171,5	0	
6800	90,39	60,77	3407,7	2213,4	3653,3	4271,4	0	
6900	90,39	60,77	3407	2262,3	3740,5	4371,4	0	
7000	90,39	60,77	3406,4	2311,1	3827,8	4471,3	0	
7100	90,39	60,77	3405,7	2359,9	3915,1	4571,3	0	
7200	90,39	60,77	3405	2408,7	4002,3	4671,2	0	
7300	90,39	60,77	3404,4	2457,6	4089,6	4771,2	0	
7400	90,39	60,77	3403,7	2506,4	4176,9	4871,2	0	
7501,1	90,39	60,77	3403	2555,8	4265,1	4972,2	0	PF

HOJA DE METADATOS
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso -
1/6

Título	PROPUESTAS DE PERFORACIÓN DE POZOS REEMPLAZO PARA POZOS ESPERANDO ABANDONO POR RAZONES MECÁNICAS DEL CAMPO PILÓN, DISTRITO MORICHAL, ESTADO MONAGAS
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Granado Satrustegui, César Enrique	CVLAC	18.299.868
	e-mail	cesargsatrustegui@hotmail.com

Palabras o frases claves:

Propuesta de perforación
Pozos en abandono
Reemplazo
Categoría de pozos
Campo Pílon
Reentrada

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Petróleo

Resumen (Abstract):

El presente trabajo se centró en proponer la perforación de pozos reemplazos para pozos esperando abandono por razones mecánicas del Campo Pilón, Distrito Morichal, Estado Monagas, Venezuela. Para lo cual aplican 49 pozos, que representan el 30% del total. De estos 15 pozos están clasificados por presentar atascamiento del equipo de completación, 14 por obstrucción de los tubos ranurados, 4 por hueco en revestidor, 2 por tubería colapsada, 2 por reentrada obstruida y 12 por otras causas. Los pozos más prospectivos a la perforación de pozos reemplazo, considerando las reservas remanente, geometría, horizonte(s) objetivo y el comportamiento productivo de los vecinos activos son: PC 0003, PC 0033, PC 0034, PC 0038, PC 0041, PC 0126, PM 0009 y PM 0030. Los análisis de los costos asociados a la rentabilidad de un pozo se maneja bajo un escenario en condiciones normales, es decir, bajo un percentil del 50% que le permite orientar la inversión o rentabilidad de esta en un escenario aceptable, dejando a un lado los márgenes óptimos que implican la evaluación del riesgo de la inversión.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Espinoza, Martha	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	8369941
	e-mail	espinozamrel@hotmail.com
Rodríguez, Ibrahim	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	16547210
	e-mail	rodriguezian@pdvsa.com
Castillo, Luis	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	13773520
	e-mail	lcastillo@udo.com
Peraza, Juan	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	4172333
	e-mail	perazajf@gmail.com

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	06	06

Lenguaje:

spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
TESIS CESAR GRANADO.DOC	application/msword

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniería

ÁREA DE ESTUDIO:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

INSTITUCIÓN QUE GARANTIZA EL TÍTULO O GRADO:

Universidad de Oriente - Núcleo de Monagas

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUVIELES
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/manuja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



César Granado
AUTOR



Ing. María Espinoza
TUTOR