

COMPANIA: ASTRA CAPSA
 POZO: APC-406
 CAMPO: MB-PAMPA DEL CASTILLO
 PROVINCIA: CHUBUT
 PAIS: ARGENTINA

CEL-VOL-CNI
 CEL-VOL-CNT-CCL
 Escribir 1/250

CELULA
 Detalle: MB-PAMPA DEL CASTILLO
 COMPLEJO
 APC-406
 Compañia: ASTRA CAPSA

COCCION
 INSTRUMENTOS
 INSTRUMENTOS
 INSTRUMENTOS
 INSTRUMENTOS

CELULA
 Detalle: MB-PAMPA DEL CASTILLO
 COMPLEJO
 APC-406
 Compañia: ASTRA CAPSA

Run #	Run 1	Run 2	Run 3	Run 4
1				
2				
3				
4				

DESCRIPCION DEL EQUIPO
 CARRERA # 1
 CARRERA # 2

DESCRIPCION DEL EQUIPO
 CARRERA # 1
 CARRERA # 2

DESCRIPCION DEL EQUIPO
 CARRERA # 1
 CARRERA # 2

OTROS SERVICIOS # 1
 OBI
 OBI
 OBI
 OBI
 OBI

OTROS SERVICIOS # 2
 OBI
 OBI
 OBI
 OBI
 OBI

OTROS SERVICIOS # 3
 OBI
 OBI
 OBI
 OBI
 OBI

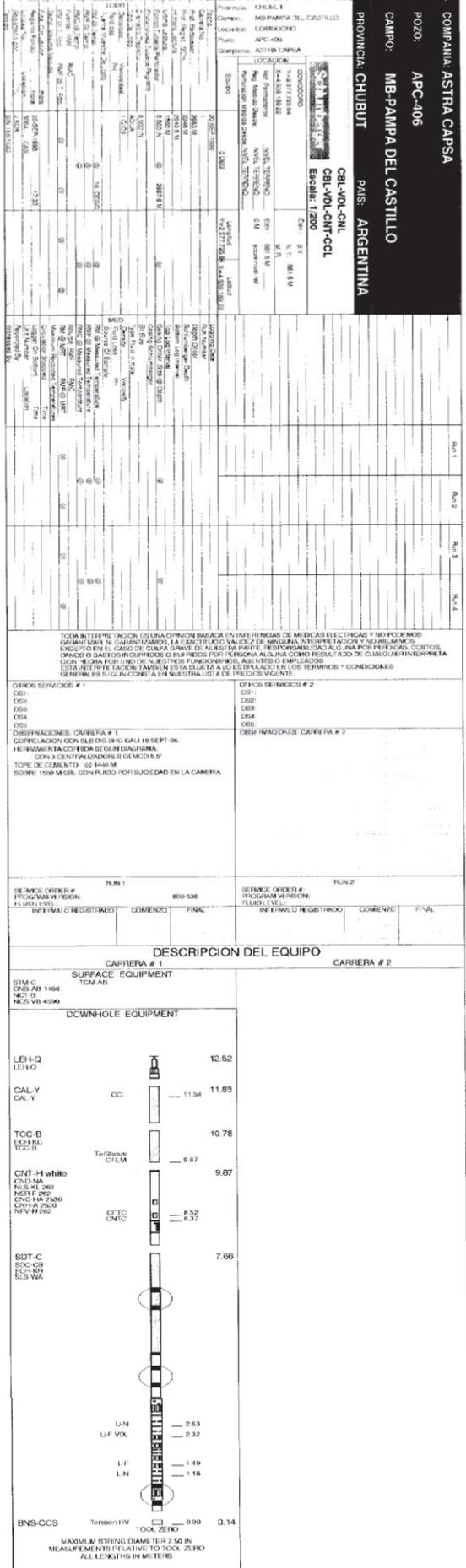
OTROS SERVICIOS # 4
 OBI
 OBI
 OBI
 OBI
 OBI

DESCRIPCION DEL EQUIPO
 CARRERA # 1
 CARRERA # 2

DESCRIPCION DEL EQUIPO
 CARRERA # 1
 CARRERA # 2

DESCRIPCION DEL EQUIPO
 CARRERA # 1
 CARRERA # 2

DESCRIPCION DEL EQUIPO
 CARRERA # 1
 CARRERA # 2





Input DLIS Files

DEFAULT	SDTC .008	FN:8	FIELD	20-Sep-1996 17:40	2650.5 M	1435.6 M
---------	-----------	------	-------	-------------------	----------	----------

Output DLIS Files

DEFAULT	SDTC .023	FN:16	FIELD	21-Sep-1996 03:08	2648.1 M	1433.2 M
TNRH	SDTC .023	FN:17	FIELD	21-Sep-1996 03:08	2648.1 M	1433.2 M

OP System Version: 8B0-538

SDT-C	8B0-538	CMF-11	8B0-538
TCC-B	8B0-538	CAL-Y	8B0-538

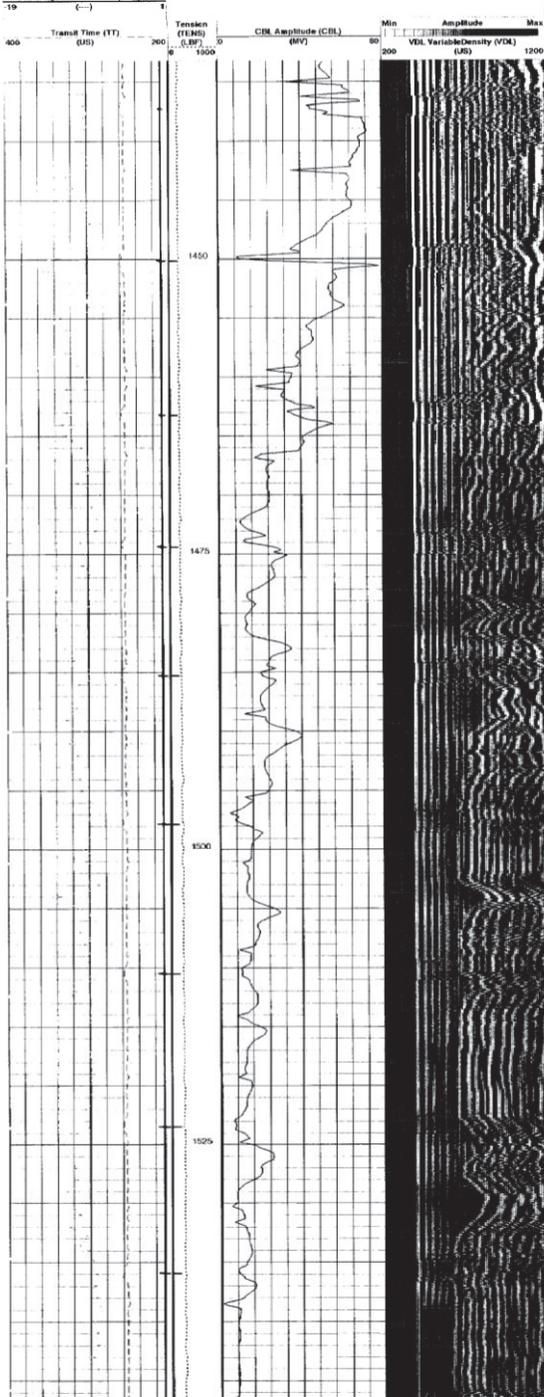
PIP SUMMARY

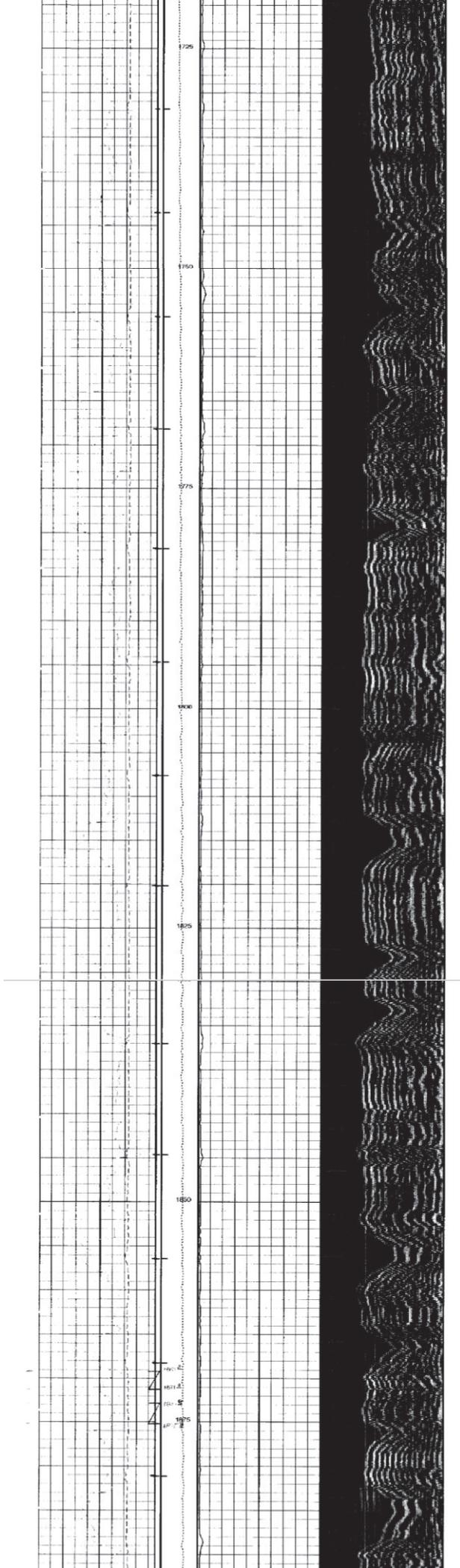
Casing Collars

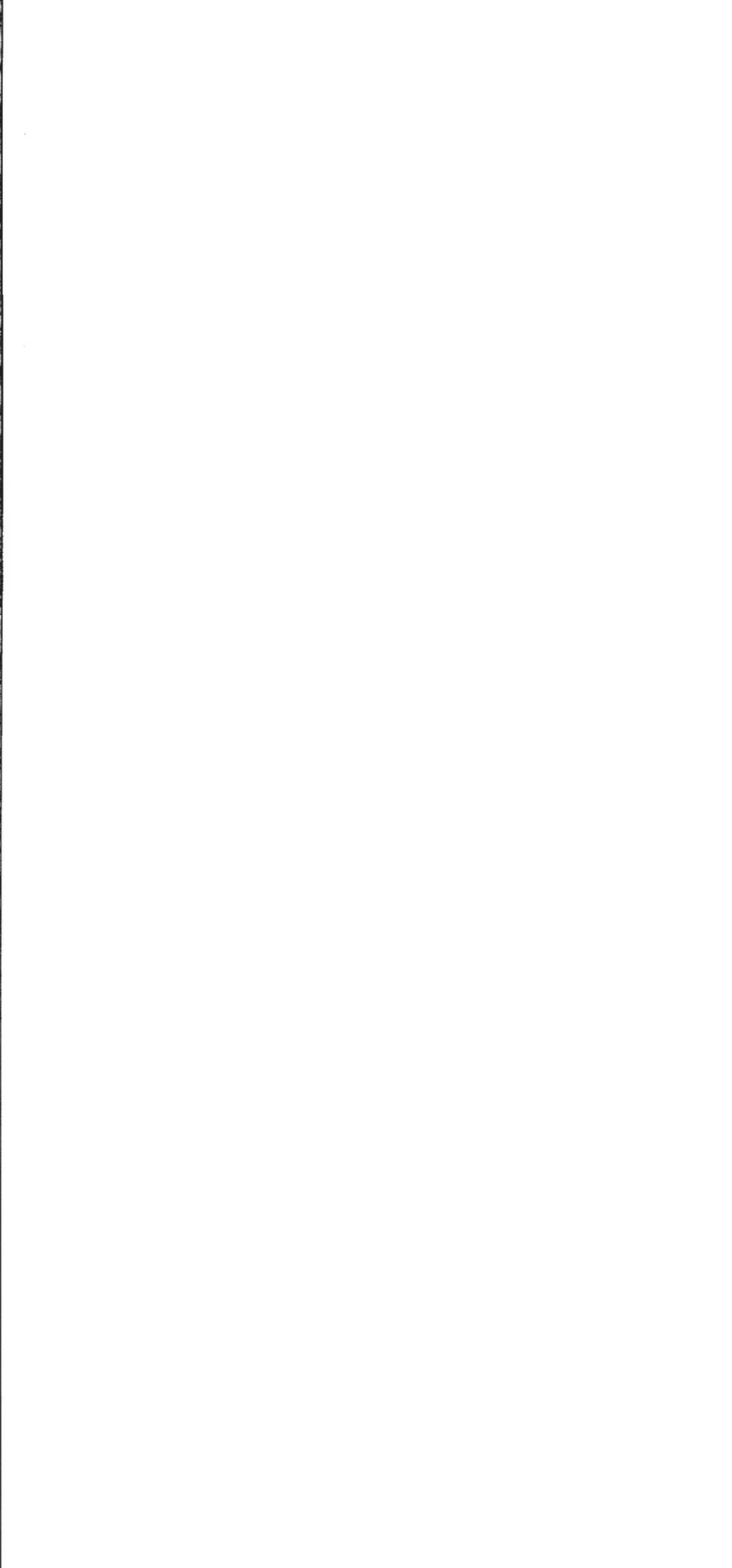
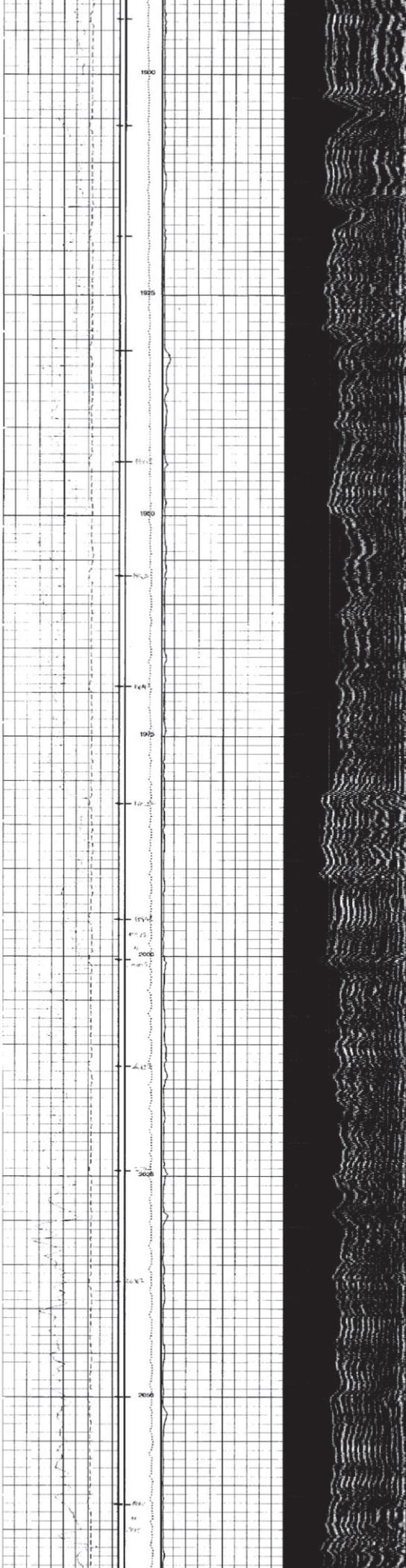
Time Mask Every 60 S

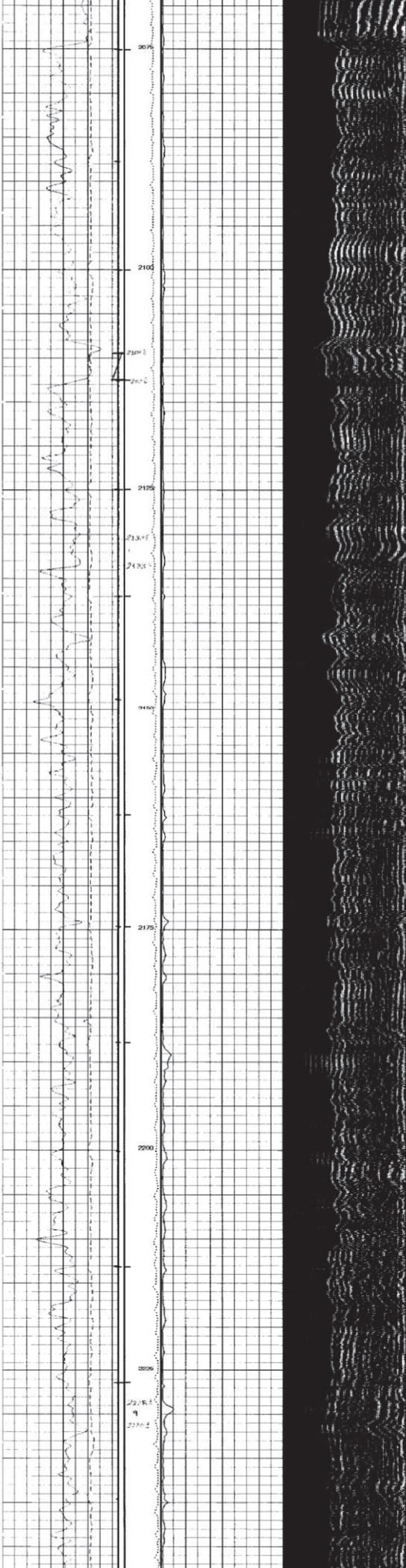
CasCollar
From CCL 10 T1

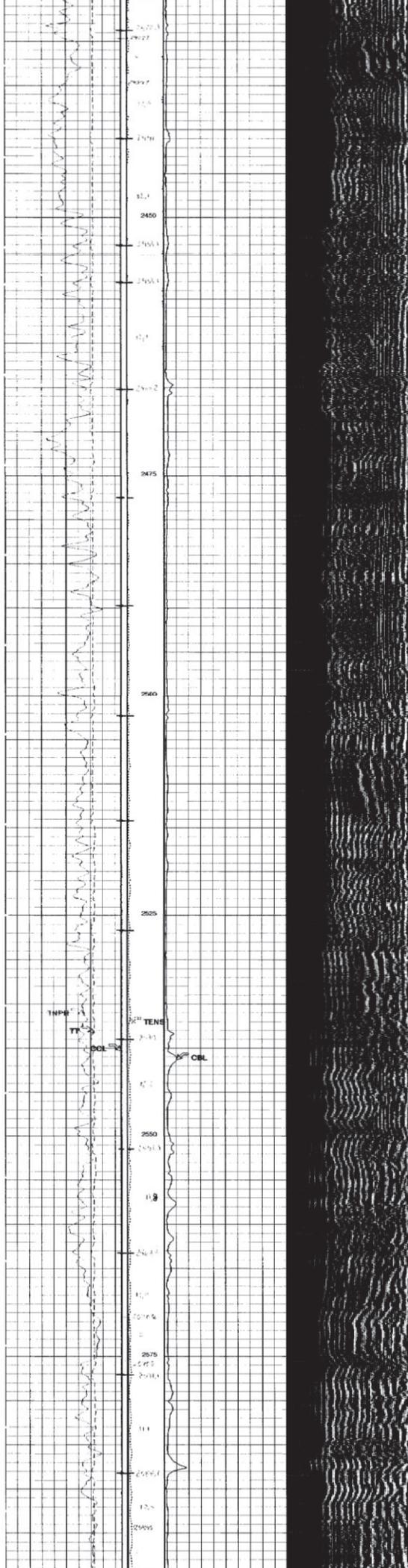
Casing Collar Locator (CCL)

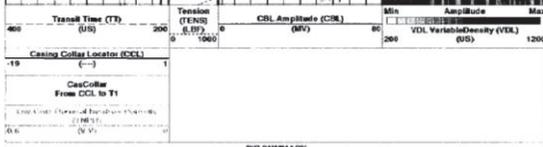
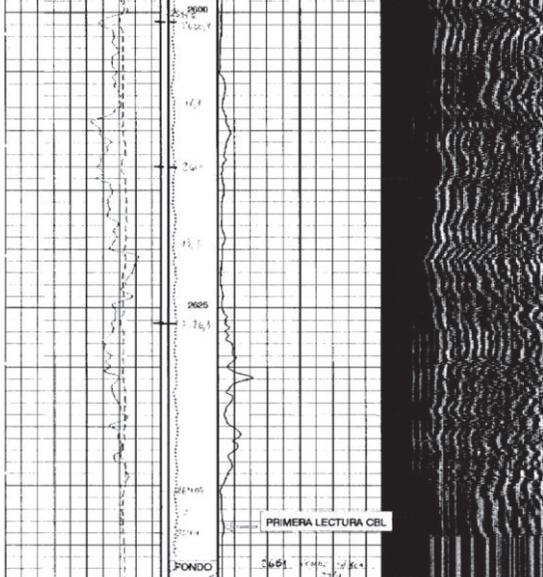












PIP SUMMARY
Time Mark Every 80 S
Casing Collars

DLIS Name	Description	Value
BFHL	Borehole Fluid Type	WATER
BSH	Bore Hole Status	CASED
BS	BH Size	8.598 IN
BSAL	Borehole Salinity	-5000.00 PPM
BSCO	Borehole Salinity Correction Option	NO
CCCO	Casing & Cement Thickness Correction Option	NO
CCLD	CCL reset delay	12 IN
CCLL	CCL detection level	6.3 V
CWEI	Casing Weight	15.50 LBF
DD	Drilling Fluid Density	1.96 DICG
DD	Depth Offset	-2.4 M
FSAL	Formation Salinity	-5000.00 PPM
FSCO	Formation Salinity Correction Option	NO
GCSE	Generalized Caliper Selection	SE
GDEV	Average Angular Deviation of Borehole from Normal	0 DEG
GCGR	Geothermal Gradient	0.018227 DC/M
HSCO	Hole Size Correction Option	YES
MATR	Mud Matrix Type	SANDSTONE
MCCO	Mud Cable Correction Option	NO
MCTR	Mud Correction	MATH
MST	Mud Sample Temperature	16.10 DEG
MWCO	Mud Weight Correction Option	OFF
PP	Playback Processing	NO
PTCO	Pressure Temperature Correction Option	NO
RMPF	Reliability of Mud Filtrate Sample	-50000.0000 CRBM
SDAT	Standoff Data Source	SCCH
SOCH	Standoff Distance	0.5 IN
SOCC	Standoff Correction Option	NO
TDL	Total Depth - Logger	2249.00 M

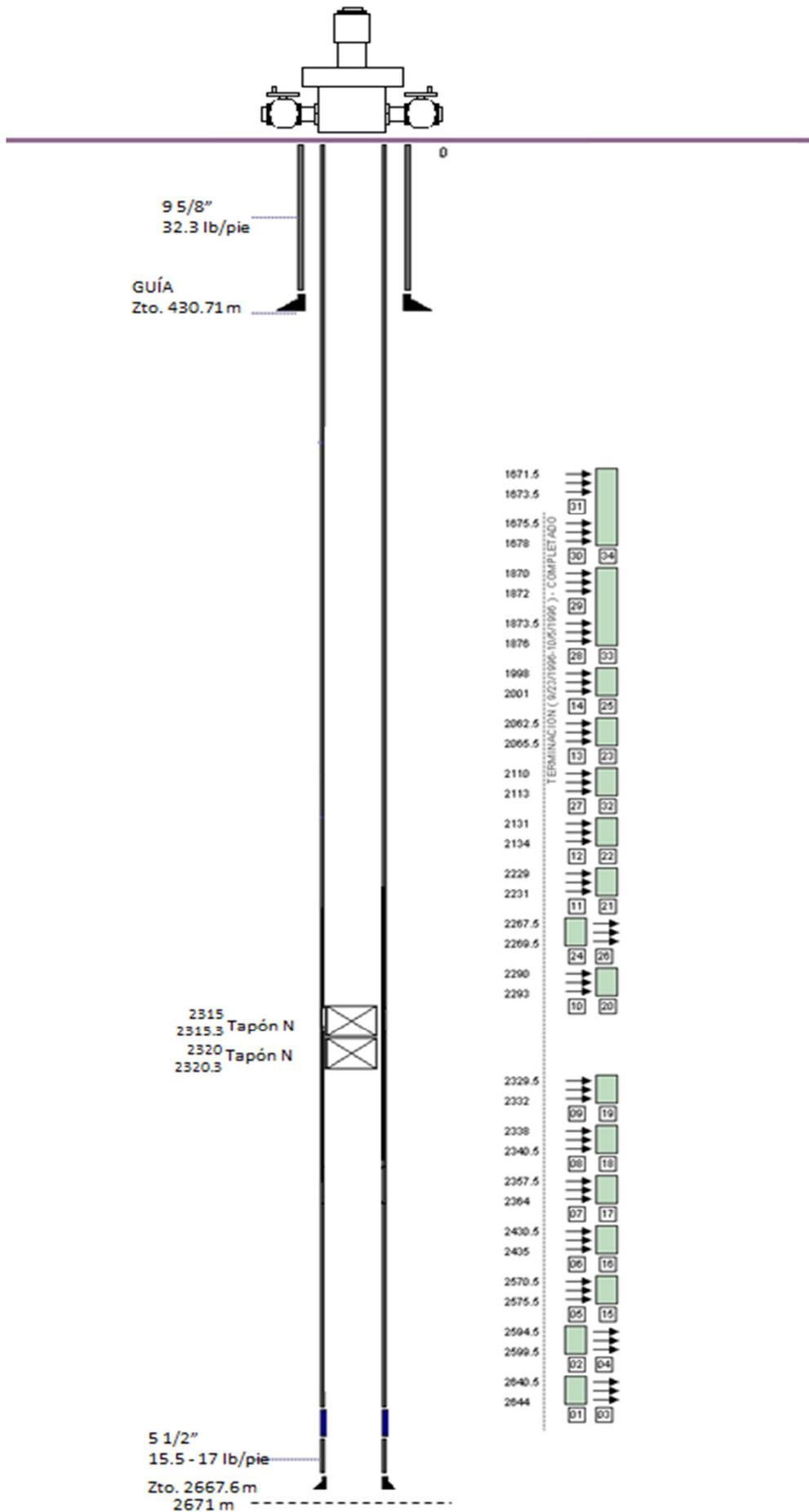
Format: CBL_VDL_1mph Vertical Scale: 1:200 Graphics File Created: 21-Sep-1996 03:00

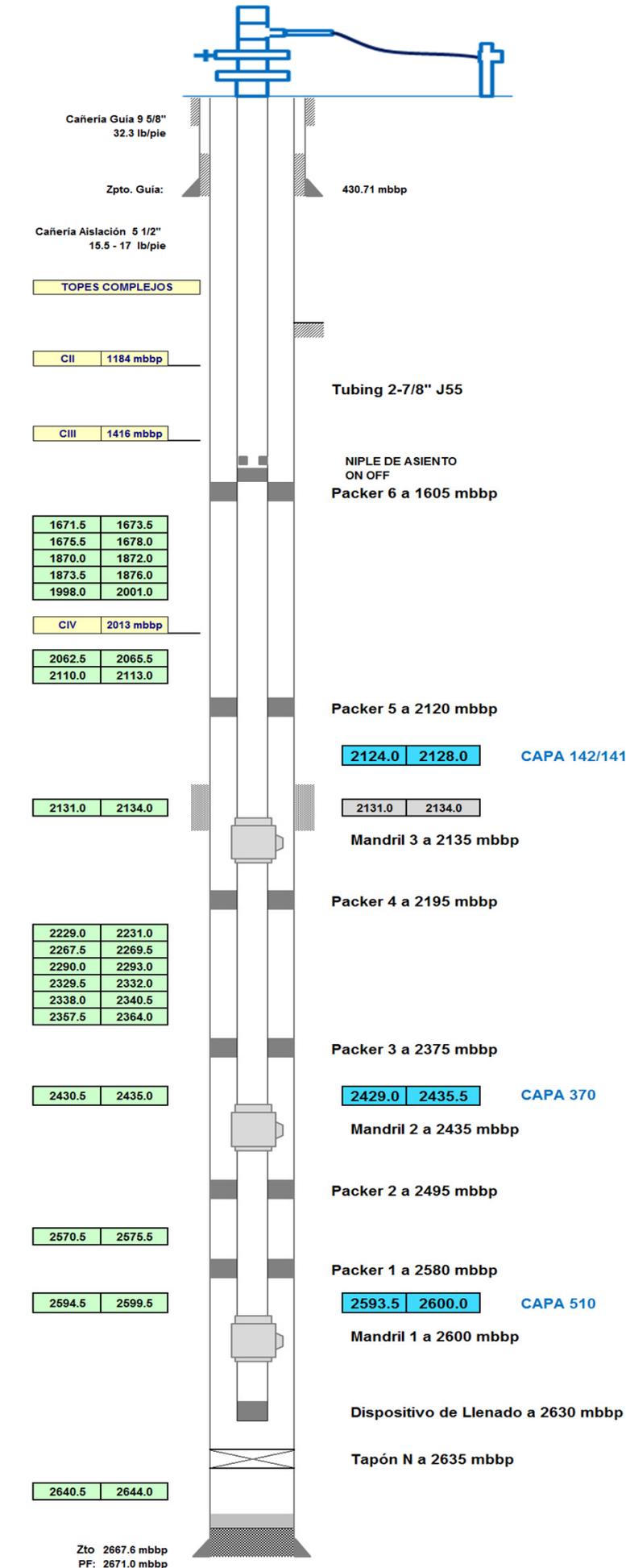
OP System Version: 8B0-538
MCH
SOT-C 8B0-538 CNT-H 8B0-538
TCC-B 8B0-538 CAL-Y 8B0-538

Input DLIS Files						
DEFAULT	SDTC_008	FN:8	FIELD	20-Sep-1996 17:40	2650.5 M	1435.6 M

Output DLIS Files						
DEFAULT	SDTC_023	FN:16	FIELD	21-Sep-1996 03:00		
TRPH	SDTC_023	FN:17	FIELD	21-Sep-1996 03:00		

Esquema Actual APC-406





9-5/8"

Zapato: 430.71 mbbp

1.671,5	1.673,5
1.675,5	1.678,0
1.870,0	1.872,0
1.873,5	1.876,0
1.998,0	2.001,0
2.062,5	2.065,5
2.110,0	2.113,0

2.131,0	2.134,0
---------	---------

2.229,0	2.231,0
2.267,5	2.269,5
2.290,0	2.293,0

2.329,5	2.332,0
2.338,0	2.340,5
2.357,5	2.364,0

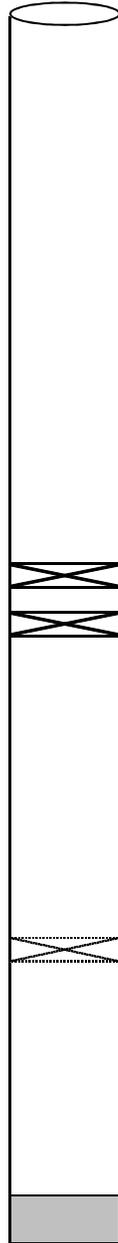
2.430,5	2.435,0
---------	---------

2.570,5	2.575,5
---------	---------

2.594,5	2.599,5
---------	---------

2.640,5	2.644,0
---------	---------

Zapato: 2667.70 m
PF: 2671.00 m



2.124,0 2.128,0 PUNZAR / ROMPER FORMACIÓN / PRUEBA DE ADMISIÓN

CAPA A CEMENTAR (2131-2134 m)

SE ROTARÁ TAPÓN A 2315 m

SE ROTARÁ TAPÓN A 2320 m

2.429,0 2.435,5 REPUNZAR / AMPLIAR / ROMPER FORM. / PROBAR ADMISIÓN

2.593,5 2.600,0 REPUNZAR / AMPLIAR / ROMPER FORM. / PROBAR ADMISIÓN

SE COLOCARÁ TAPÓN A 2635 m

Otros/comentarios _____

Firmas & Aprobaciones

Versión	Preparado			Revisado			Aprobado		
	Iniciales	Rol	Fecha	Iniciales	Rol	Fecha	Iniciales	Rol	Fecha
	NR	Proyectista	05/11/2014		Jefe de Proyecto			Líder de Proyecto	



Informe de conversión de los pozos

IAP “Conversión de Pozos Proyecto Secundaria Pampa del Castillo Norte (PCN)”

**Manantiales Behr Sur
Prov. Chubut**



Noviembre 2014

ÍNDICE

Ubicación de los Pozos.....	2
Consideraciones Geológicas.....	5
Esquema Mecánico Actual de los Pozos.....	11
Esquemas Mecánicos Propuestos para los Pozos.....	18
Historial de Intervenciones de los Pozos.....	28
Perfilajes Realizados en los Pozos.....	29
Memoria de Cálculo.....	42
Controles y Mantenimiento Preventivo.....	44

1. Ubicación de los Pozos

El área de estudio, Pampa del Castillo Norte, se encuentra dentro del Yacimiento Manantiales Behr, activo Manantiales Behr Sur, en la zona Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, aproximadamente a 70 km al NO de la ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut.

Hacia el Norte la zona se encuentra delimitada por los yacimientos Granson y La Carolina; hacia el Este por Escalante Norte; mientras que hacia el Oeste y el Sur linda con áreas pertenecientes a otras operadoras.

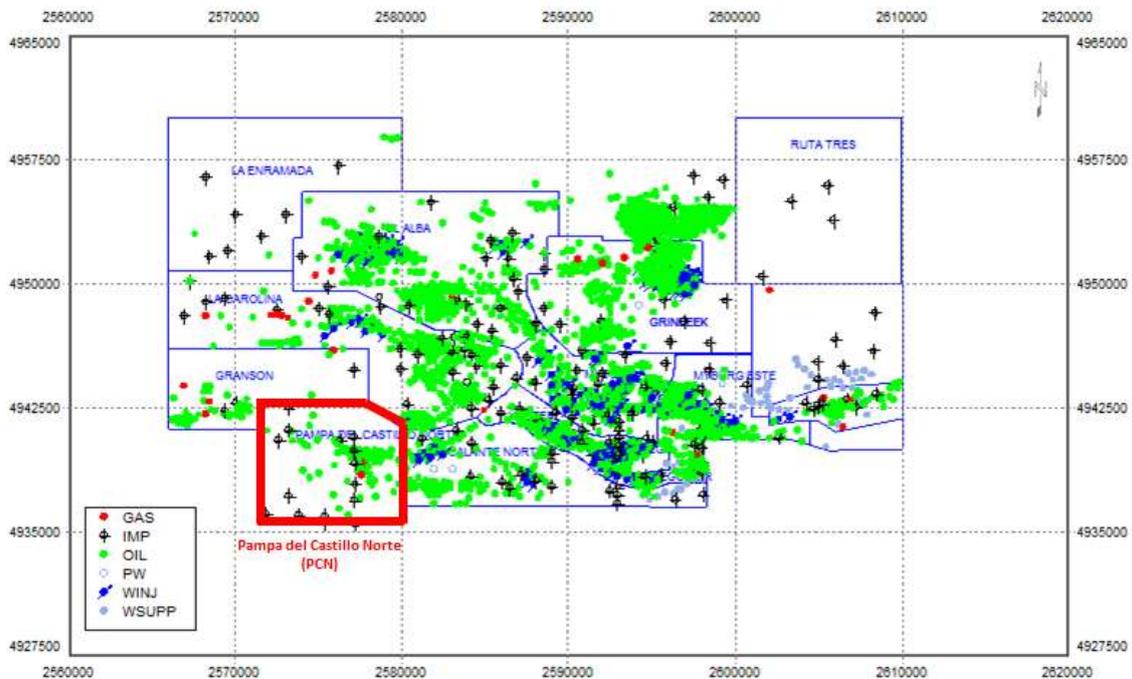


Figura 1. Ubicación de Pampa del Castillo Norte (PCN) - Manantiales Behr

El estudio para la implementación del Proyecto se concentró en la parte centro-norte del bloque Pampa del Castillo Norte. El área involucrada comprende aproximadamente 12 km² y se encuentran en ella 56 pozos perforados.

Se consideraron los pozos ubicados dentro de las siguientes coordenadas:

NORTE:	4,941,160 m
SUR:	4,937,780 m
ESTE:	2,579,400 m
OESTE:	2,571,920 m

A continuación se presenta la zona de interés del proyecto (Figura 2) y un mapa que indica los productores e inyectores propuestos (Figura 3).

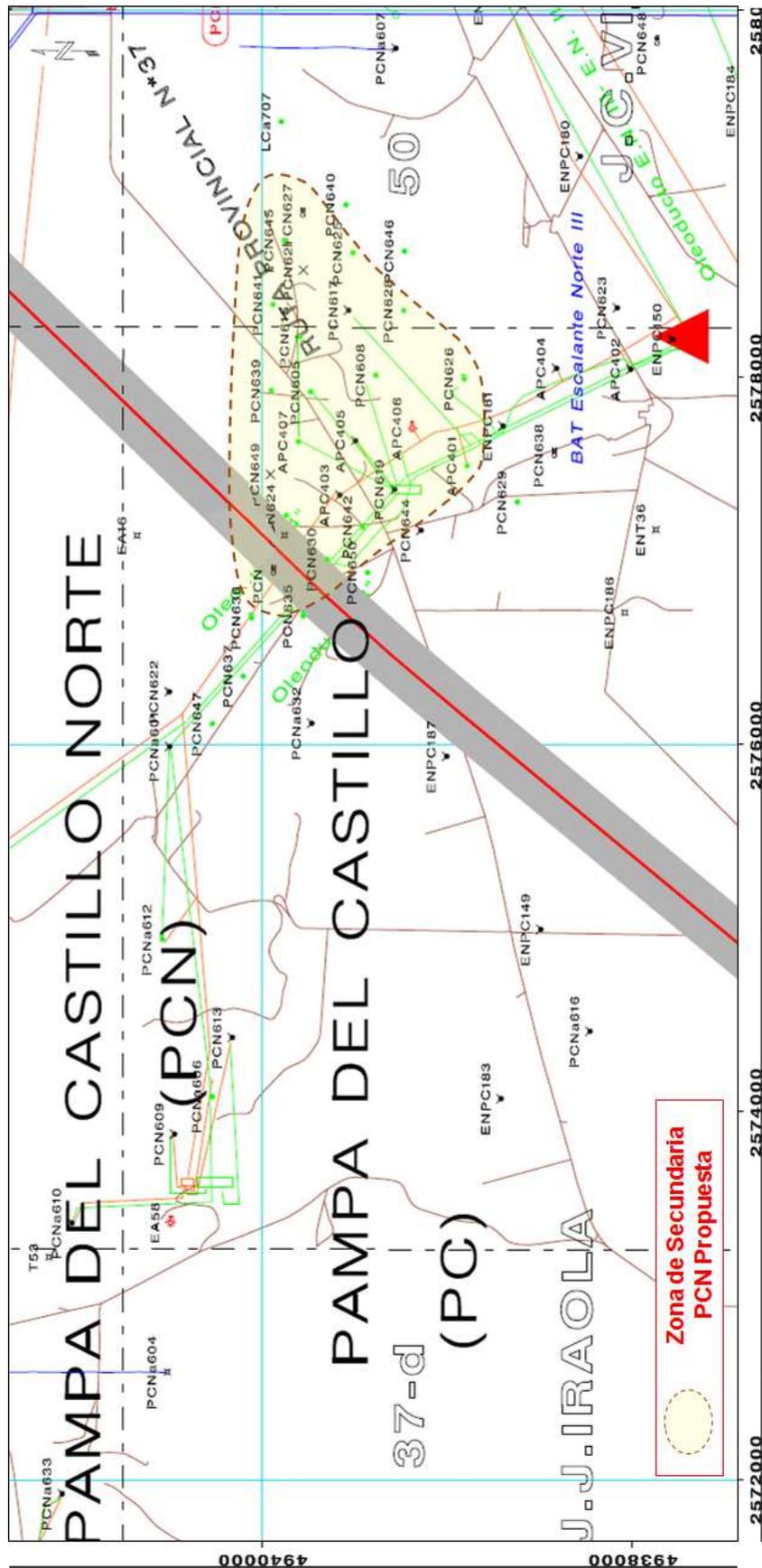


Figura 2. Ubicación de la Secundaria Propuesta en PCN

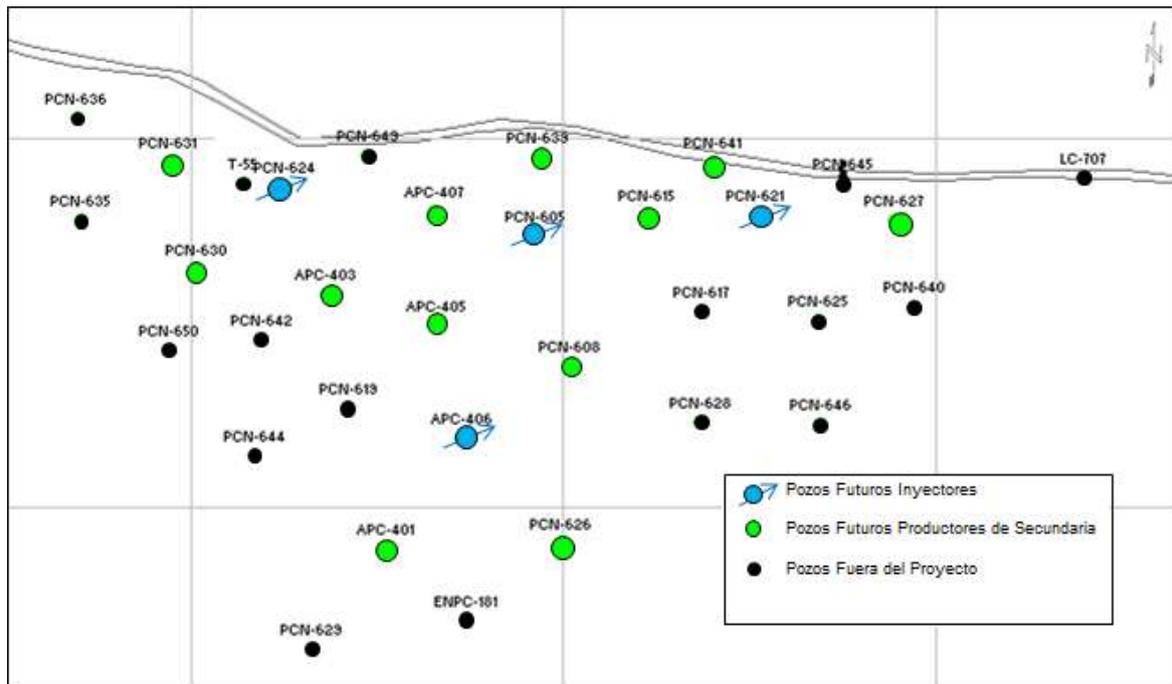


Figura 3. Pozos Propuestos para el Proyecto de Secundaria Pampa del castillo Norte (PCN)

2. Consideraciones Geológicas

La ubicación de la zona fue presentada en la sección anterior (ver Figuras 1, 2 y 3).

A partir del estudio geológico de detalle, se determina la posibilidad de inyección de agua en las capas seleccionadas por sus mejores características. Estas pertenecen a la Formación Mina El Carmen y Fm. Comodoro Rivadavia.

Los reservorios analizados y seleccionados en el estudio de inyección, corresponden a la Formación Mina El Carmen (Complejo IV), la principal productora de la zona, y a la Formación Comodoro Rivadavia (Complejo III). Del tramo inferior de esta última, también proviene en menor medida, la producción del bloque.

Con los pozos de sigla "ENPC" comenzó a documentarse petróleo en el Complejo IV.

La estructura principal del bloque y las características principales de entrapamiento se lograron determinar entre 1991 y 1997, con la perforación de los pozos "APC".

A partir de esta información, se comenzó a delimitar y desarrollar el área estudiada con los pozos de sigla PCN (Pampa del Castillo Norte), los cuales han dado muy buenos resultados, a pesar de lo errático y poco extenso de los canales mineralizados.

Estratigrafía Regional

El basamento de la Cuenca del Golfo de San Jorge está constituido, en líneas generales, por una secuencia vulcano sedimentaria de edad Jurásica Media, denominada Grupo Lonco Trapial y Bahía Laura en sus facies ácida y que fueron originadas en etapa de Rift temprano y/o pre-rift.

La sucesión clástica más antigua, denominada Neocomiano, fue originada durante la etapa de Rift tardío e incluye 2 secuencias lacustres, la Fm. Anticlinal Aguada Bandera y la Fm. Cerro Guadal, generadas en depocentros aislados con probable conexión Pacífica durante el Jurásico alto-Cretácico inferior.

En discordancia se deposita el Grupo Chubut (Cretácico) de origen continental, correspondiente a la etapa de hundimiento por subsidencia térmica.

La Fm. D-129, de edad Hauteriviana - Aptiana inferior, es la unidad basal del grupo y está constituida por limoarcillitas negras, calizas oolíticas, tobos y areniscas que fueron depositadas en un sistema lacustre salino alcalino.

Por encima se sitúa la Formación Mina El Carmen (Complejo IV) y la Formación Comodoro Rivadavia (Complejo III), de edad Albiano cuspidal – Cenomaniano, constituidas predominantemente por sedimentitas de origen continental, depositadas en un ambiente de tipo fluvial con variada tasa de aporte piroclástico.

La unidad superior es la Formación El Trébol, de edad Conaciano - Maastrichiano.

La columna continúa con una sucesión supracretácica - neógena, constituida por la Formación Salamanca (Maastrichiano - Daniano) que incluye los miembros Glauconítico, Lignífero y Banco Verde.

En forma concordante se apoya la Formación Río Chico, de edad Paleoceno-Eoceno.

En discordancia yace la Fm. Sarmiento (Oligoceno-Mioceno) integrada por tobas continentales y basaltos, la cual es cubierta por la Fm. Chenque, compuesta por chonitas, fangolitas, areniscas y coquinas marino someras a estuarinas, seguidas en transición por la Fm. Santa Cruz (Mioceno inferior-medio), conformada por areniscas y fangolitas fluviales y eólicas.

Finalmente estas secuencias sedimentarias son cubiertas por conglomerados fluvio-glaciares de edad Pleistocena (rodados patagónicos).

LITOESTRATIGRAFÍA				Ma	AMBIENTE
Terciario (no diferenciado)				-67	
Grupo Chubut		H. Madre		-71	Deltaico
	Fm El Trébol	Valle "C"	C I	-80	
		San Diego	C II	-88.5	Fluvial
					Fluvial entrelazado
	Fm Comodoro Rivadavia		C III	-90	Fluvial lacustre
				-96	
					Fluvial sinuoso
	Fm Mina El Carmen		C IV	-98	Fluvial
				-112	Lacustre
				-113.5	Fluvial y lacustre
	Fm Pozo D-129		C V	-118.5	Lacustre
				-121.5	
	Neocomiano (Gr Las Heras)			-138	Estuarino lacustre Lacustre
				-155.5	

Estratigrafía Local

Las formaciones mencionadas anteriormente y que son objeto de análisis en el presente estudio, poseen diferencias significativas en las secuencias que componen los complejos; determinando de esta forma el comportamiento distintivo como reservorio de las mismas y sus producciones asociadas.

La Fm Mina El Carmen fue depositada en un ambiente fluvial de alta sinuosidad de mediana a baja energía. La relación arena-arcilla es muy baja, existiendo numerosos intervalos pelíticos que constituyen sellos locales para los cuerpos arenosos lenticulares portadores de hidrocarburos.

El ambiente deposicional de la Fm. Comodoro Rivadavia corresponde a ríos de muy baja sinuosidad, presentando los reservorios arenosos y conglomerádicos, geometrías en forma de lóbulos, mantos y en menor proporción, de lentes generalmente amalgamados entre sí.

El complejo IV (Fm. Mina El Carmen) es el de mayor importancia en cuanto a cantidad de reservorios productivos en el Yacimiento Pampa del Castillo Norte. Se ha comprobado

mineralización en la Fm Comodoro Rivadavia (Complejo III), pero la misma proviene de escasas capas en la base de la formación y con producciones de bajo “litraje”.

Por las dos carreras de testigo corona realizadas en el pozo LC.a-707 (al NE sobre la falla contra-regional principal), se interpretaron las secuencias deposicionales del complejo; como depósitos de avenida, transportados por corrientes fluidas con volúmenes variables de material piroclástico que representan la planicie de inundación y se intercalan con depósitos correspondientes a un sistema fluvial, representados por conglomerados y areniscas que corresponden a depósitos de relleno de canal y barras originados por sistemas someros poco canalizados y efímeros (ver Figura 4).

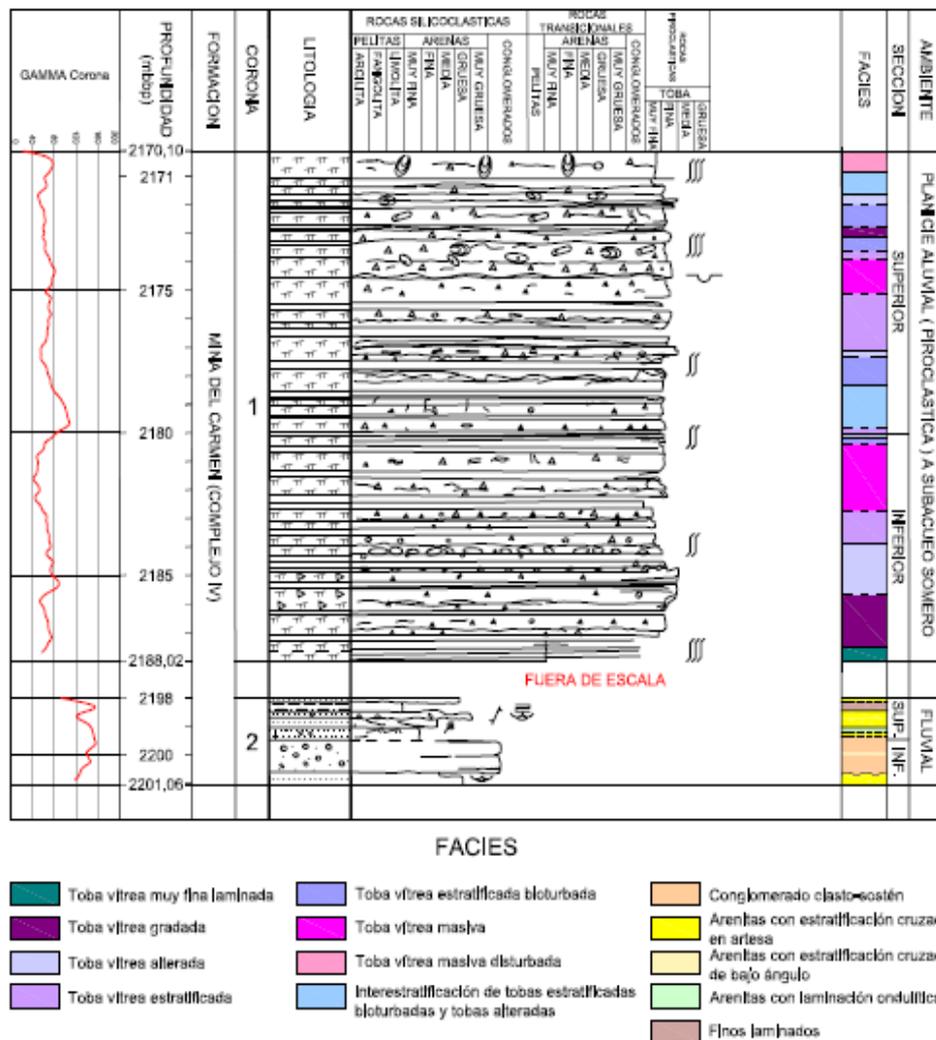


Figura 4. Perfil Sedimentológico Complejo IV - Testigo Corona LC.a-707

Estructura

La zona de estudio donde se localiza el proyecto de recuperación secundaria, se ubica en el bloque central de Pampa del Castillo Norte, que está definido al Norte por una falla contra-

regional (Falla "C") de rumbo aproximado E-O; la misma posee rechazos que van de los 60 a los 90 metros en diversas zonas.

El bloque está limitado al Sur por un sistema de fallas regionales del mismo rumbo, buzamiento Sur. La principal falla antitética contra-regional afecta toda la columna sedimentaria, involucrando la zona basamental. A lo largo de ella se encuentra la mayoría de los pozos que representan las mejores producciones acumuladas de todo Pampa del Castillo Norte.

En todo el bloque la estructura sube hacia el Este para el Complejo IV, desde los pozos ENPC-187 y PCN.a-632 (con aproximadamente 1380 mbbp) hacia el Este, llegando en el PCN-640 a 1280 mbbp.

Las características estructurales expuestas quedan reflejadas en los cortes estructurales y diversos mapas confeccionados para cada uno de los reservorios.

En la siguiente figura se presenta un mapa isócrono al tope del Complejo IV.

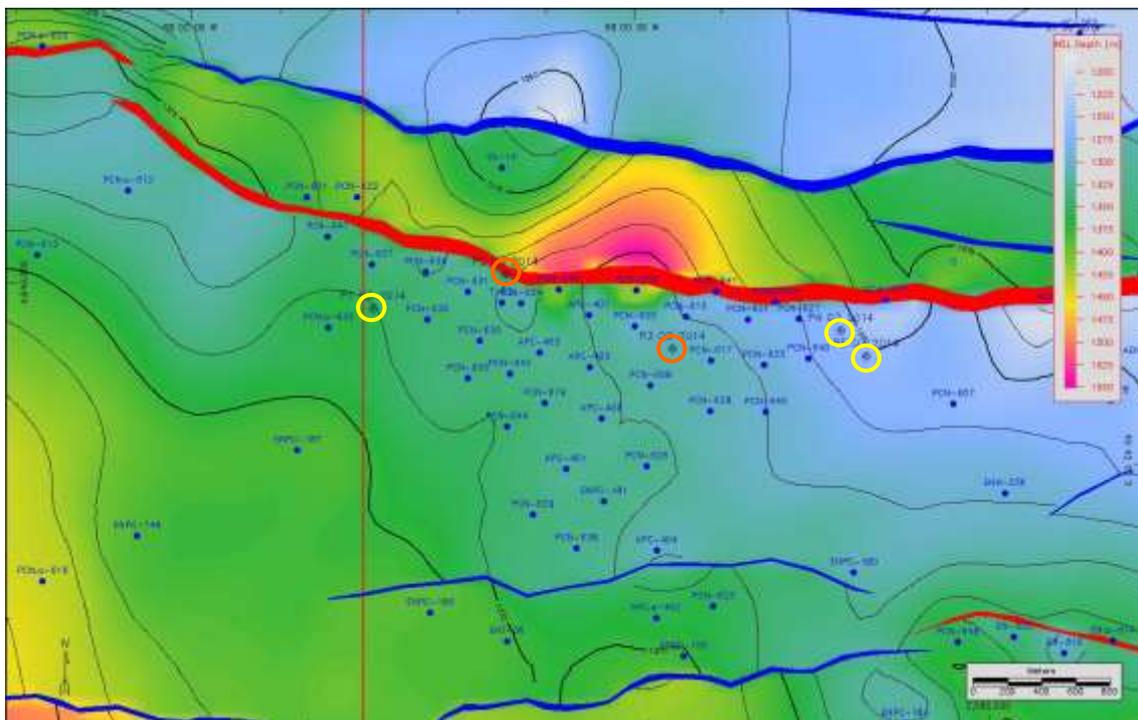


Figura 5. Mapa Isócrono al Tope de Complejo IV

Entrampamiento

El entrampamiento es principalmente estructural. Esto se puede observar en los planos de las capas elegidas con su correspondiente distribución de fluidos. En menor medida se presentan entrampamientos estratigráficos en otras áreas dentro del yacimiento y para determinados reservorios.

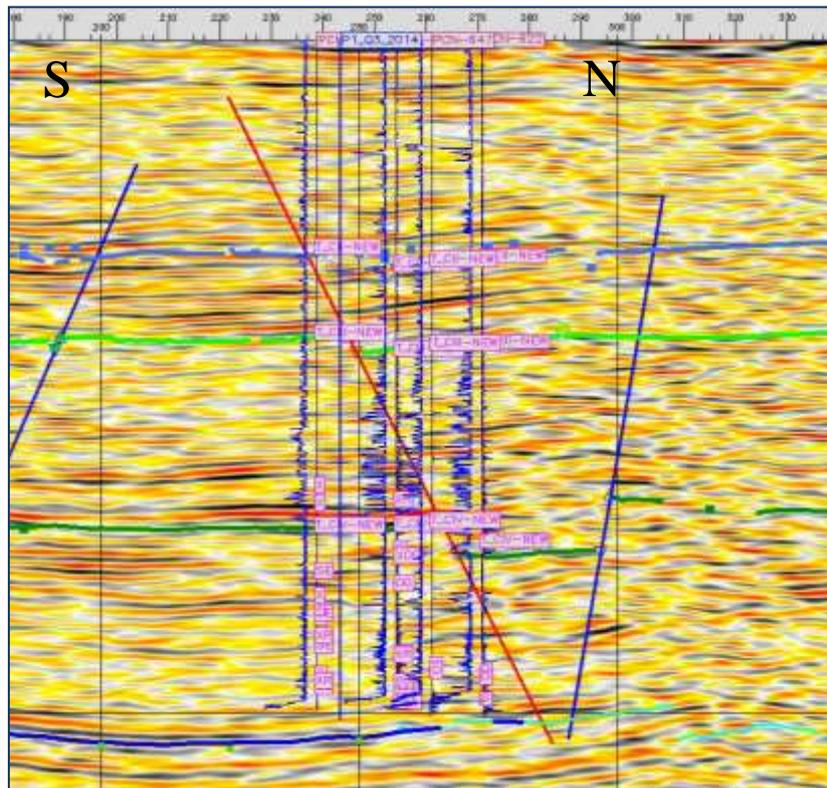


Figura 6. Corte Sísmico S-N. Falla Contra-Regional C y Falla Sur

Características de Reservorios Involucrados en el Proyecto de Recuperación Secundaria

De la totalidad de los pozos analizados en la zona especificada; se seleccionaron 12 capas que se corresponden con los tramos superior, medio e inferior del Complejo IV y base del Complejo III.

Estos niveles evaluados se eligieron en virtud de su continuidad areal, límites definidos, distribución de fluidos dentro del marco estructural del bloque y producción de petróleo. La selección se realizó de un total de 87 capas correlacionadas y mapeadas en la zona.

Los reservorios se caracterizan por presentar espesores de poca potencia, en general no superando los 10 metros en el complejo IV y excepcionalmente se tienen espesores de 15-18 metros en capas de la base del complejo III. El espesor promedio está en el orden de 5.5 metros.

Las capas seleccionadas del CIV tienen la particularidad de estar aisladas entre sí por importantes secciones arcillosas, generando de esta forma falta de conectividad vertical y también lateral.

La extensión areal es acotada, se trata de canales angostos y sinuosos con poco desarrollo en superficie.

A continuación se muestran las capas seleccionadas por complejo.

Complejo III: Capas 93 - 119

Complejo IV: Capas 142 - 265 - 280 - 290 - 370 - 397 - 398 - 409A - 509 - 510

a) Capa 93

La correlación entre pozos muestra que este cuerpo arenoso presenta una gran continuidad lateral, constituyéndose en uno de los reservorios de mayor distribución areal, pero desde el punto de vista productivo la misma se acota a unos pocos pozos en la zona centro norte del bloque.

El espesor promedio es de escasos metros con máximos de 3.5 m.

Por ser una arena perteneciente a la base del CIII, la misma ha presentado escasas manifestaciones hidrocarburíferas y se han constatado en pozos ubicados contra la falla contra-regional.

b) Capas 142/141

La individualización de las capas 142 y 141 tiene validez a la hora de diferenciar cuerpos arenosos, pero dado que las mismas sólo se presentan diferenciadas en escasos pozos y en la práctica de inundación de agua será dificultoso discriminarlos, ya que se encuentran amalgamadas en la mayoría de los pozos, se le ha asignado denominación dual.

c) Capas 280, 370 y 510

Son las que mayor número de reservas aportan al estudio, no sólo por su continuidad lateral sino también por los espesores útiles que presentan. La distribución de fluidos que se observa a partir de los resultados de los ensayos de terminación, en general es normal.

En cuanto a la forma de los cuerpos mapeados, mayormente todas las capas mantienen un aspecto sinuoso y se observa los máximos espesores en el centro, disminuyendo hacia los bordes.

3. Esquema Mecánico Actual de los Pozos

En la siguiente figura se resaltan los pozos propuestos como inyectores en el proyecto de secundaria PCN. En esta sección se listarán sus datos más importantes (Tablas 1 y 2) y se presentarán los esquemas mecánicos actuales (Figuras 8 a la 11).

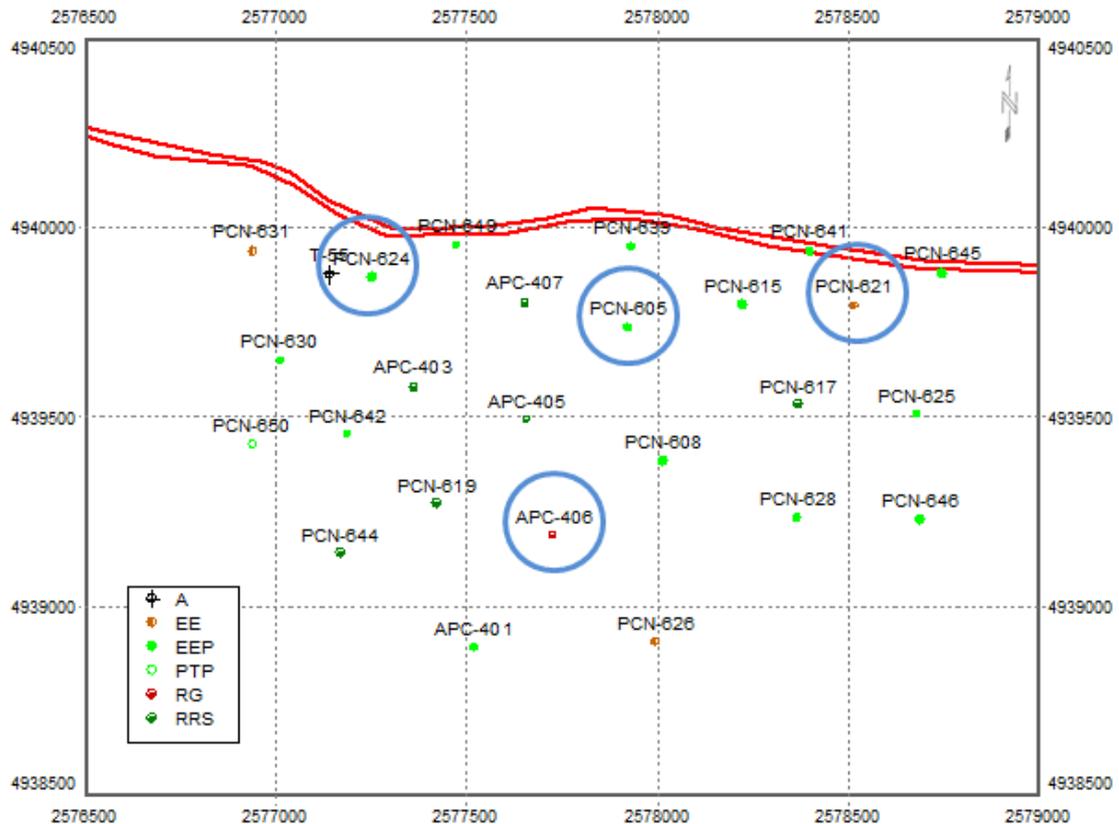


Figura 7. Ubicación de los Pozos Considerados para Conversión en el Proyecto de Secundaria

Tabla 1. Datos Principales de los Pozos Propuestos como Inyectores

POZO	COORD X (m)	COORD Y (m)	COTA Z (m)	PROF. FINAL (m)	ESTADO	BASE PATAGONIANO (mbbp)	PROFUNDIDAD CAÑERÍA GUÍA (mbbp)
APC-406	4939189.22	2577725.84	681.60	2671	RG	385	430.71
PCN-605	4939737.76	2577923.41	673.14	2730	EEP	400	410.89
PCN-621	4939776.85	2578586.41	672.09	2650	EE	402	429.30
PCN-624	4939870.97	2577251.51	671.18	2670	EEP	361	427.60

En la siguiente tabla se listan los punzados de los pozos y el estado de los mismos.

Tabla 2. Intervalos Punzados de los Pozos Propuestos como Inyectores

POZO	TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	ESPESOR (m)	ESTADO DEL PUNZADO	OBS.
APC-406	1671.5	1673.5	2.0	Abierta	Pozo inactivo
	1675.5	1678.0	2.5	Abierta	
	1870.0	1872.0	2.0	Abierta	
	1873.5	1876.0	2.5	Abierta	
	1998.0	2001.0	3.0	Abierta	
	2062.5	2065.5	3.0	Abierta	
	2110.0	2113.0	3.0	Abierta	
	2131.0	2134.0	3.0	Abierta	
	2229.0	2231.0	2.0	Abierta	
	2267.5	2269.5	2.0	Abierta	
	2290.0	2293.0	3.0	Abierta	
	2329.5	2332.0	2.5	Bajo Tapón N a 2315 y 2320 mbbp .	
	2338.0	2340.5	2.5	Bajo Tapón N a 2315 y 2320 mbbp.	
	2357.5	2364.0	6.5	Bajo Tapón N a 2315 y 2320 mbbp .	
	2430.5	2435.0	4.5	Bajo Tapón N a 2315 y 2320 mbbp.	
	2570.5	2575.5	5.0	Bajo Tapón N a 2315 y 2320 mbbp .	
	2594.5	2599.5	5.0	Bajo Tapón N a 2315 y 2320 mbbp.	
2640.5	2644.0	3.5	Bajo Tapón N a 2315 y 2320 mbbp .		
PCN-605	1696.0	1698.0	2.0	Abierta	Pozo en producción con instalación de bombeo mecánico
	1705.0	1707.0	2.0	Abierta	
	1742.0	1744.0	2.0	Abierta	
	1764.0	1766.0	2.0	Cementada	
	1806.0	1807.0	1.0	Auxiliar cementado	
	1813.0	1816.0	3.0	Abierta	
	1825.0	1827.0	2.0	Cementada	
	2081.0	2085.0	4.0	Abierta	
	2095.0	2097.0	2.0	Abierta	
	2140.0	2141.5	1.5	Cementada	
	2167.0	2172.0	5.0	Abierta	
	2252.0	2255.5	3.5	Abierta	
	2298.5	2300.0	1.5	Abierta	
	2337.0	2343.0	6.0	Abierta	
	2369.0	2371.0	2.0	Abierta	
	2383.5	2389.0	5.5	Abierta	
	2402.5	2405.5	3.0	Abierta	
	2423.0	2428.5	5.5	Abierta	
	2456.0	2460.0	4.0	Abierta	
	2526.0	2527.0	1.0	Abierta	
2580.5	2582.5	2.0	Abierta		
2682.0	2684.0	2.0	Bajo tapón a 2670 m		

Continuación de Tabla 2...					
POZO...	TOPE...	BASE...	ESP...	ESTADO...	OBS...
PCN-621	2143.5	2145.5	2.0	Abierta	Pozo inactivo
	2201.0	2202.5	1.5	Abierta	
	2205.0	2207.0	2.0	Abierta	
	2231.0	2233.0	2.0	Abierta	
	2325.0	2327.0	2.0	Abierta	
	2327.5	2329.5	2.0	Abierta	
	2449.0	2451.0	2.0	Abierta	
PCN-624	1958.0	1962.0	4.0	Abierta	Pozo en producción con instalación de bombeo mecánico
	2062.0	2064.0	2.0	Abierta	
	2289.0	2290.5	1.5	Abierta	
	2291.5	2295.5	4.0	Abierta	
	2326.0	2328.0	2.0	Abierta	
	2377.0	2379.0	2.0	Abierta	
	2380.0	2382.0	2.0	Abierta	
	2463.5	2465.5	2.0	Abierta	
	2485.0	2492.0	7.0	Abierta	
	2503.0	2505.5	2.5	Abierta	
	2540.0	2544.0	4.0	Abierta	
	2590.0	2595.0	5.0	Abierta	
	2600.0	2602.0	2.0	Abierta	
2634.0	2636.0	2.0	Abierta		

En las siguientes figuras se presentan los esquemas mecánicos actuales de los pozos:

- APC-406
- PCN-605
- PCN-621
- PCN-624.

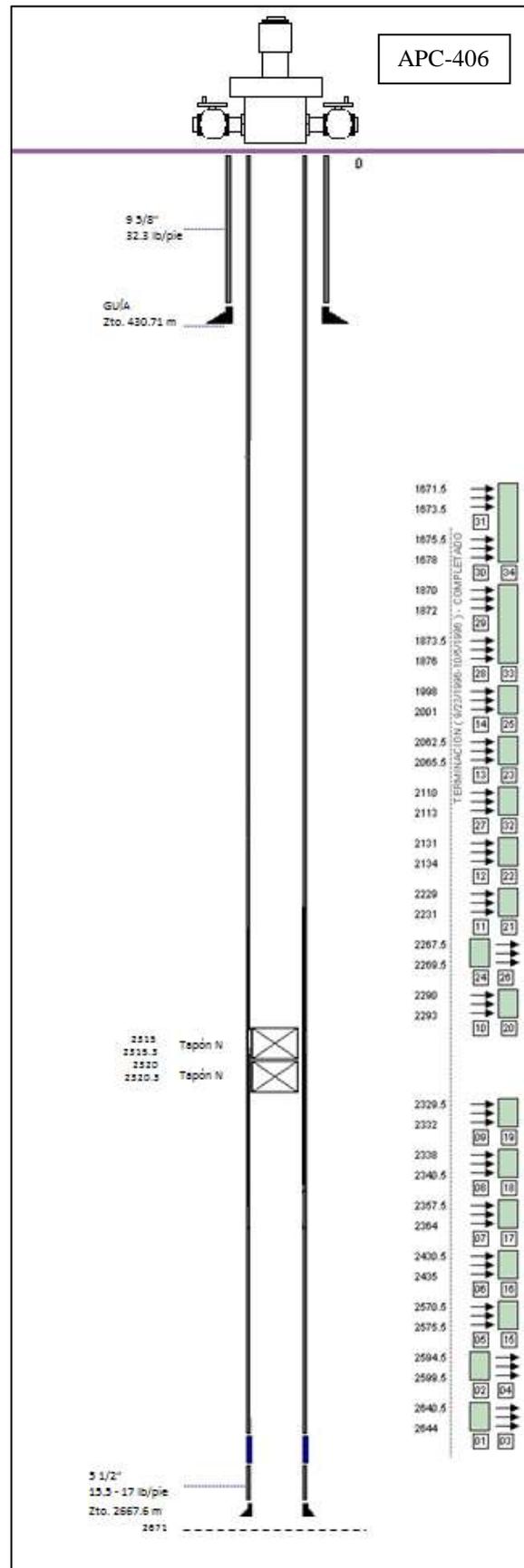


Figura 8. Esquema Mecánico Actual del Pozo APC-406

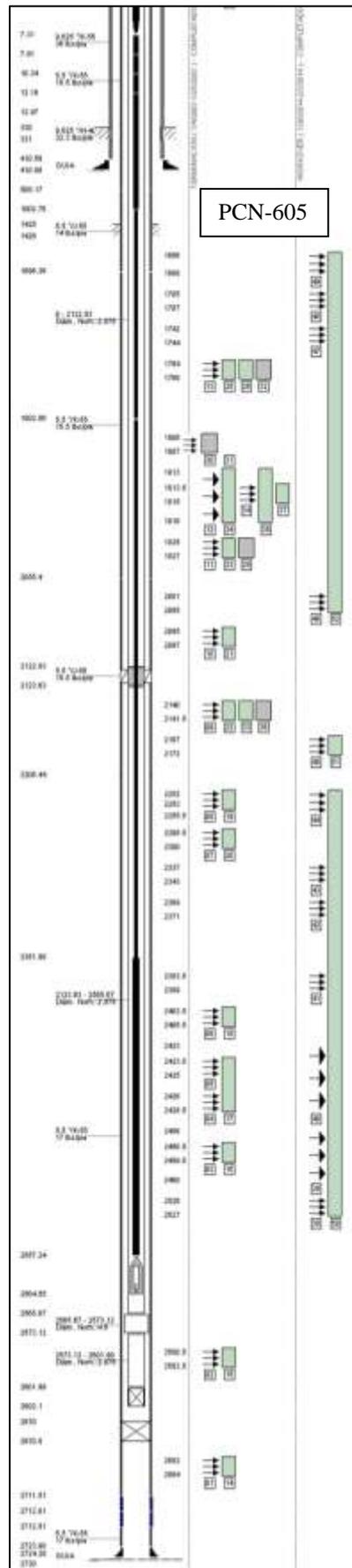


Figura 9. Esquema Mecánico Actual del Pozo PCN-605

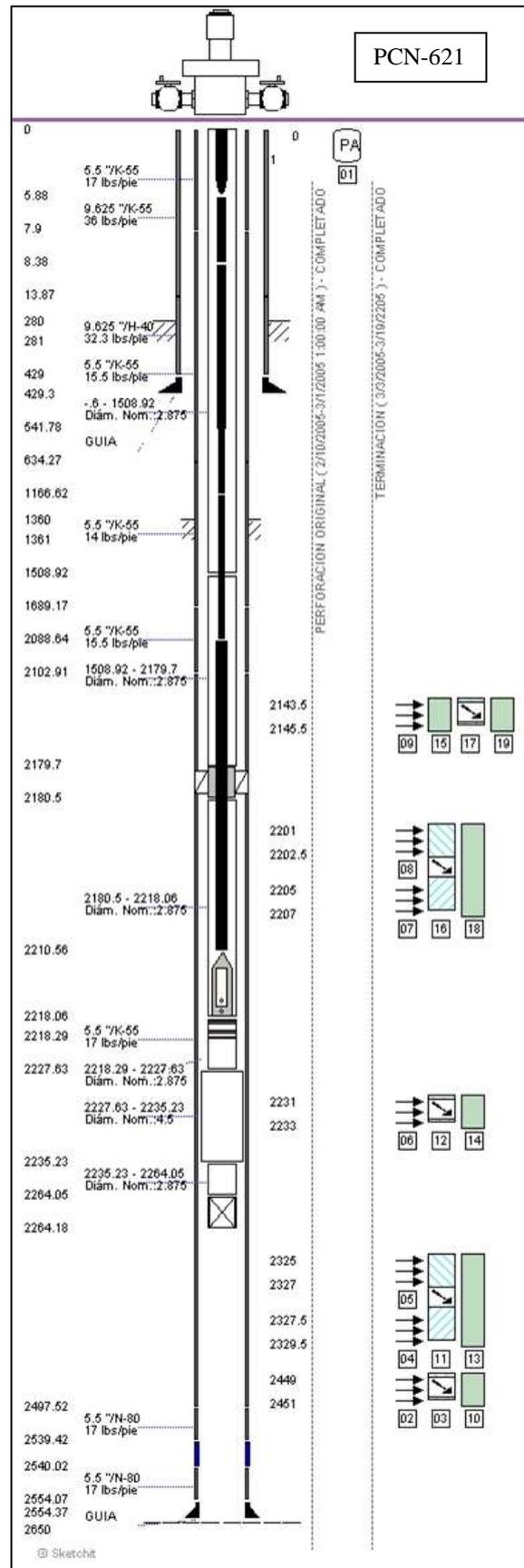


Figura 10. Esquema Mecánico Actual del Pozo PCN-621

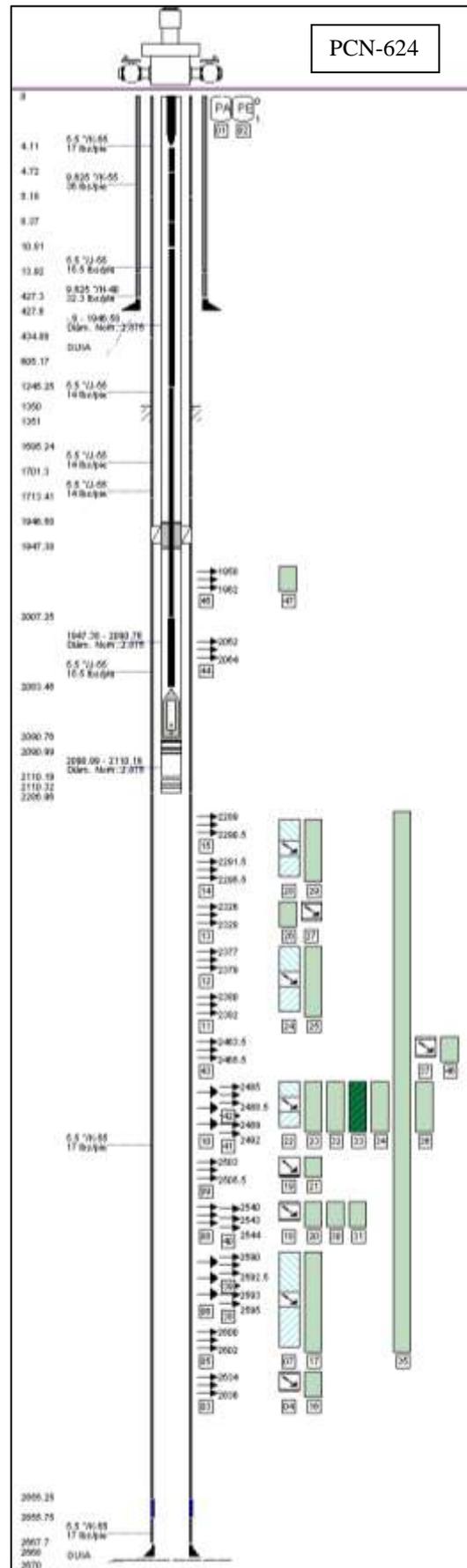


Figura 11. Esquema Mecánico Actual del Pozo PCN-624

4. Esquemas Mecánicos Propuestos para los Pozos

Se anexa a este estudio la práctica recomendada de las “3 barreras” realizada en conjunto con el IAPG y otras operadoras de la cuenca.

- Primera barrera: tubing y empaquetador superior.
El packer (o empaquetador) superior quedará por encima de todos los punzados abiertos.

- Segunda barrera: cañería de aislación (casing).
Se registrarán perfiles de corrosión y se realizarán pruebas de hermeticidad de casing.

- Tercera barrera: cañería guía.
Los pozos seleccionados tienen la Formación Patagonia cubierta por la guía.

En todas las intervenciones de conversión se realizará una prueba de hermeticidad al casing desde el punzado superior hasta boca de pozo. Esto con el objetivo de verificar su integridad y poder asegurar la protección de la Formación Patagonia. El resultado negativo de esta prueba llevará a la búsqueda del intervalo con problema y la cementación de la respectiva rotura con la prueba de hermeticidad de dicho cemento. Adicionalmente, está previsto registrar perfiles de cementación y corrosión, que permitirán conocer el estado del casing desde el fondo del pozo.

Programa de Prueba de Hermeticidad de Casing:

1. Armar conjunto de tapón y packer de 5 ½”.
2. Profundizar hasta la profundidad requerida (inmediatamente por encima del intervalo superior).
3. Fijar tapón recuperable en la profundidad definida en el paso 2 y probar hermeticidad con 1200 psi.
4. Librar packer e incrementar presión por entre-columna a 500 psi.
5. Monitorear durante 30 minutos, registrando en carta.
6. Si la presión se mantiene en este lapso de tiempo, profundizar packer + pescador, librar tapón y sacar herramienta a superficie. Se da por finalizada la prueba.
7. Si la prueba da negativa (la presión no se mantiene durante los 30 minutos):
 - a) Mover tapón y packer y probar con 500 psi por tramos, para acotar el intervalo del casing que genera la pérdida de presión.
 - b) Una vez detectados tope y base de la rotura, cementar la misma.
 - c) Probar hermeticidad del cemento por presión y vaciado.
 - d) Dar por finalizada la prueba únicamente cuando sea positiva la prueba de hermeticidad del cemento (punto c).
 - e) Correr perfil de corrosión y cemento del casing, desde el fondo hasta boca de pozo.

Para garantizar la admisión requerida por capa, la instalación de inyección será de tipo selectiva, es decir, constará de packers y mandriles.

Se realizará la prueba de hermeticidad de la instalación (desde packer superior), de acuerdo al siguiente procedimiento.

Programa de prueba de hermeticidad de Instalación Selectiva (desde Packer Superior):

1. Fijar instalación de inyección.
2. Incrementar presión por anular hasta 500 psi, teniendo en cuenta:
 - a) Verificar líneas y válvula de manifold.
 - b) Medir pileta.
 - c) Poner bomba de ahogue en funcionamiento, con marcha lenta recircular fluido y purgar línea.
 - d) Parar bomba.
 - e) Operar manifold. Verificar apertura de válvula de espacio anular.
 - f) Acoplar bomba, en forma lenta hasta llenar espacio anular.
 - g) Detener bombeo.
 - h) Operar BOP. Cerrar válvula de cierre parcial.
 - i) Poner bomba en marcha lenta. Presurizar hasta alcanzar 500 psi.
 - j) Detener bomba.
 - k) Observar y registrar presión en carta durante 30 minutos.
3. Si la presión se mantiene en el tiempo requerido (30 minutos), dar por finalizada la prueba.
4. En caso contrario, recuperar la instalación desde On-Off y bajar nuevo packer y sarta de tubing para completar el diseño de inyección. Repetir procedimiento hasta lograr prueba de hermeticidad positiva.

A continuación se presentan las propuestas por pozo de programa de intervención y esquemas finales.

Programas de Intervención Propuestos

• **APC-406:**

1. Montar equipo de acuerdo a los procedimientos.
2. Verificar si fue recuperada la instalación de producción.
3. Calibrar desde BP hasta 2665 mbbp. Se rotarán 2 tapones (a 2315 m y 2320 m).
4. Probar hermeticidad de casing desde 1660 m hasta BP, siguiendo el procedimiento descrito en este informe.
5. Cementar el intervalo 2131-2134 m.
6. Probar hermeticidad de intervalo cementado de acuerdo a los procedimientos.
7. Registrar perfil de corrosión y cemento desde 2660 m hasta BP.
8. Fijar tapón a 2635 m y probar hermeticidad según procedimientos.
9. Realizar los siguientes punzados / repunzados:

TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	ESP. (m)	DENS. (TPP)	CARGA (gr.)	FASE	COMENTARIOS
2593.5	2600.0	6.5	2	32	180°	Re-pzdo / ampliación. Prueba de admisión
2429.0	2435.5	6.5	2	32	180°	Re-pzdo / ampliación. Prueba de admisión
2124.0	2128.0	4	4	32	90°	Punzado nuevo. Prueba de admisión.

10. Realizar prueba de admisión a los intervalos siguientes, con las presiones que se detallan en la tabla y en el tiempo requerido. Debe verificarse limpieza de las piletas. Romper formación de los intervalos antes de la prueba de admisión.

TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	PRESION (PSI)			DURACIÓN
2593.5	2600.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
2429.0	2435.5	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
2124.0	2128.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.

IMPORTANTE: De acuerdo a los resultados de las pruebas de admisión, se podría solicitar la acidificación de algún intervalo.

11. Bajar Instalación de inyección a diseñar por Ing de Reservorios MB, probando hermeticidad de tubing.
12. Probar hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta, siguiendo los procedimientos.
13. Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8").
14. Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing.
15. Circular pozo con bactericida de acuerdo a los procedimientos.
16. Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 12), fijar instalación final de inyección.
17. Realizar prueba de hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 2 horas con registro en carta, siguiendo los procedimientos descritos en este informe.
18. Realizar prueba de hermeticidad de entrecañón con 500 PSI durante 30 min con registro en carta, siguiendo los procedimientos.
19. Con pruebas de hermeticidad positivas (puntos 17 y 18), realizar movimiento de válvula y calibrar según caudal determinado por Ing de Reservorios MB.
20. Realizar tránsito de fluido con equipo de Wire Line.
21. Retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.

- **PCN-605:**

1. Montar equipo de acuerdo a los procedimientos.
2. Sacar instalación de producción.
3. Calibrar desde BP hasta tapón a 2670 mbbp (NO ROTAR TAPÓN).
4. Probar hermeticidad de casing desde 1680 m hasta BP, siguiendo el procedimiento descrito en este informe.
5. Registrar perfil de corrosión y cemento desde 2660 m hasta BP.
6. Realizar los siguientes repunzados:

TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	ESP. (m)	DENS. (TPP)	CARGA (gr.)	FASE	COMENTARIOS
2401.5	2404.5	3.0	2	32	180°	Re-pzdo. Pba de admisión
2095.0	2097.0	2.0	2	32	180°	Re-pzdo. Pba de admisión

7. Fijar tapón N en 2520 m y probar de acuerdo a los procedimientos.

8. Realizar prueba de admisión a los intervalos siguientes, con las presiones que se detallan en la tabla y en el tiempo requerido. Debe verificarse limpieza de las piletas. Romper formación de los intervalos antes de la prueba de admisión.

TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	PRESION (PSI)			DURACIÓN
2456.0	2460.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
2401.5	2404.5	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
2252.0	2255.5	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
2095.0	2097.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
1813.0	1816.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.

IMPORTANTE: De acuerdo a los resultados de las pruebas de admisión, se podría solicitar la acidificación de algún intervalo.

9. Bajar Instalación de inyección a diseñar por Ing de Reservorios MB, probando hermeticidad de tubing.
10. Probar hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta, siguiendo los procedimientos.
11. Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8").
12. Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing.
13. Circular pozo con bactericida de acuerdo a los procedimientos.
14. Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 10), fijar instalación final de inyección.
15. Realizar prueba de hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 2 horas con registro en carta, siguiendo los procedimientos descritos en este informe.
16. Realizar prueba de hermeticidad de entrecañón con 500 PSI durante 30 min con registro en carta, siguiendo los procedimientos.
17. Con pruebas de hermeticidad positivas (puntos 15 y 16), realizar movimiento de válvula y calibrar según caudal determinado por Ing de Reservorios MB.
18. Realizar tránsito de fluido con equipo de Wire Line.
19. Retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.

- **PCN-621:**

1. Montar equipo de acuerdo a los procedimientos.
2. Sacar instalación de producción.
3. Calibrar desde BP hasta 2550 mbbp.
4. Probar hermeticidad de casing desde 2130 m hasta BP, siguiendo el procedimiento descrito en este informe.
5. Cementar el intervalo 2201-2202.5 m.
6. Probar hermeticidad del intervalo cementado según procedimientos.
7. Registrar perfil de corrosión y cemento desde 2550 m hasta BP.
8. Realizar los siguientes repunzados:

TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	ESP. (m)	DENS. (TPP)	CARGA (gr.)	FASE	COMENTARIOS
2448.5	2451.0	2.5	2	32	180°	Re-pzdo / Ampliación. Pba de admisión
2205.0	2207.0	2.0	2	32	180°	Re-pzdo. Pba de admisión

9. Realizar prueba de admisión a los intervalos siguientes, con las presiones que se detallan en la tabla y en el tiempo requerido. Debe verificarse limpieza de las piletas. Romper formación de los intervalos antes de la prueba de admisión.

TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	PRESION (PSI)			DURACIÓN
2448.5	2451.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
2205.0	2207.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.

IMPORTANTE: De acuerdo a los resultados de las pruebas de admisión, se podría solicitar la acidificación de algún intervalo.

10. Bajar Instalación de inyección a diseñar por Ing de Reservorios MB, probando hermeticidad de tubing.
11. Probar hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta, siguiendo los procedimientos.
12. Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8").
13. Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing.
14. Circular pozo con bactericida de acuerdo a los procedimientos.
15. Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 11), fijar instalación final de inyección.
16. Realizar prueba de hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 2 horas con registro en carta, siguiendo los procedimientos descritos en este informe.
17. Realizar prueba de hermeticidad de entrecañón con 500 PSI durante 30 min con registro en carta, siguiendo los procedimientos.
18. Con pruebas de hermeticidad positivas (puntos 16 y 17), realizar movimiento de válvula y calibrar según caudal determinado por Ing de Reservorios MB.
19. Realizar tránsito de fluido con equipo de Wire Line.
20. Retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a procedimientos.

• **PCN-624:**

1. Montar equipo de acuerdo a los procedimientos.
2. Sacar instalación de producción.
3. Calibrar desde BP hasta tapón a 2650 mbbp.
4. Probar hermeticidad de casing desde 1940 m hasta BP, siguiendo el procedimiento descrito en este informe.
5. Registrar perfil de corrosión y cemento desde 2650 m hasta BP.
6. Realizar los siguientes repunzados:

TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	ESP. (m)	DENS. (TPP)	CARGA (gr.)	FASE	COMENTARIOS
2600.0	2602.0	2.0	2	32	180°	Re-pzdo. Pba de admisión
2291.5	2295.5	4.0	2	32	180°	Re-pzdo. Pba de admisión
1957.5	1964.0	6.5	2	32	180°	Re-pzdo / Ampliación. Prueba de admisión

7. Fijar tapón N en 2630 m y probar hermeticidad, de acuerdo a los procedimientos.
8. Realizar prueba de admisión a los intervalos siguientes, con las presiones que se detallan en la tabla y en el tiempo requerido. Debe verificarse limpieza de las piletas. Romper formación de los intervalos antes de la prueba de admisión.

TOPE (mbbp)	BASE (mbbp)	PRESION (PSI)			DURACIÓN
2590.0	2602.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
2485.0	2492.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
2291.5	2295.5	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.
1957.5	1964.0	1400	1500	1600	20 min estabilizado por cada presión.

IMPORTANTE: De acuerdo a los resultados de las pruebas de admisión, se podría solicitar la acidificación de algún intervalo.

9. Bajar Instalación de inyección a diseñar por Ing de Reservorios MB, probando hermeticidad de tubing.
10. Probar hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta, siguiendo los procedimientos.
11. Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8").
12. Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing.
13. Circular pozo con bactericida de acuerdo a los procedimientos.
14. Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 10), fijar instalación final de inyección.
15. Realizar prueba de hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 2 horas con registro en carta, siguiendo los procedimientos descritos en este informe.
16. Realizar prueba de hermeticidad de entrecaña con 500 PSI durante 30 min con registro en carta, siguiendo los procedimientos.
17. Con pruebas de hermeticidad positivas (puntos 15 y 16), realizar movimiento de válvula y calibrar según caudal determinado por Ing de Reservorios MB.
18. Realizar tránsito de fluido con equipo de Wire Line.
19. Retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a procedimientos.

Diagramas Mecánicos Propuestos

A continuación se presentan los 4 esquemas finales propuestos para el diseño de inyección de los pozos:

- APC-406
- PCN-605
- PCN-621
- PCN-624

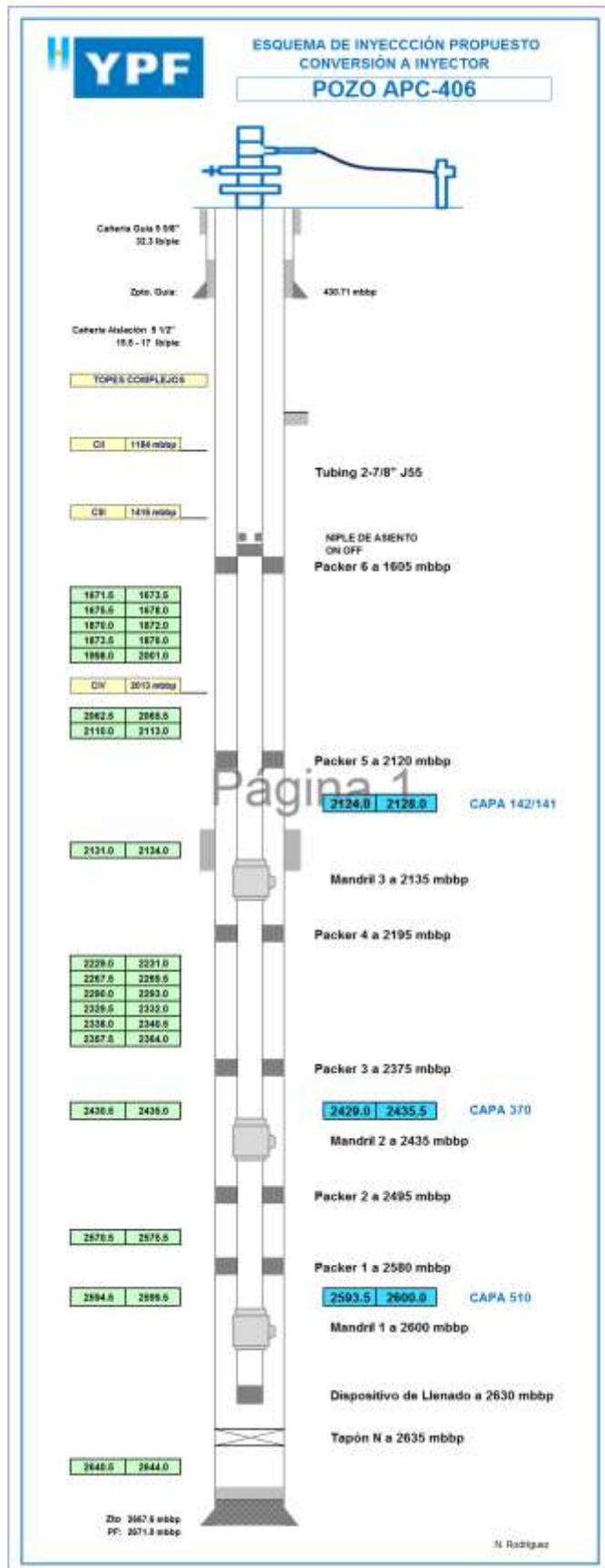


Figura 12. Esquema de Inyección Propuesto para el Pozo APC-406

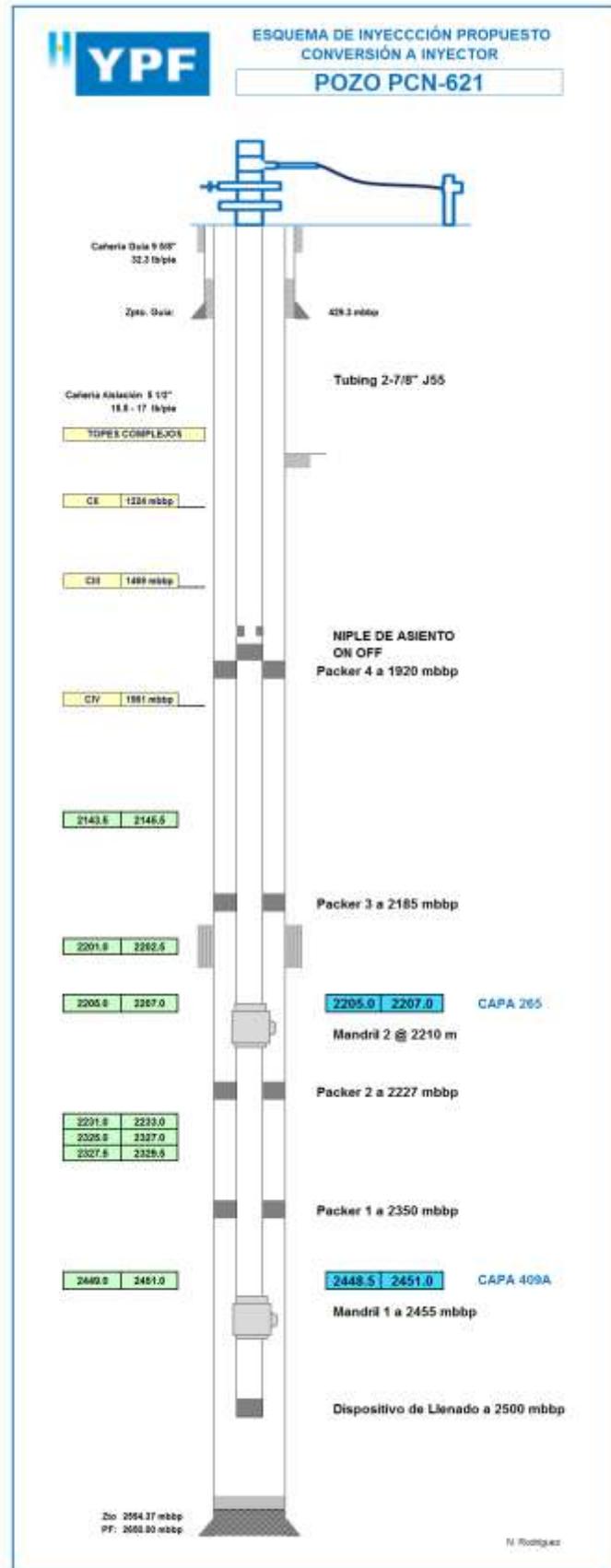


Figura 14. Esquema de Inyección Propuesto para el Pozo PCN-621

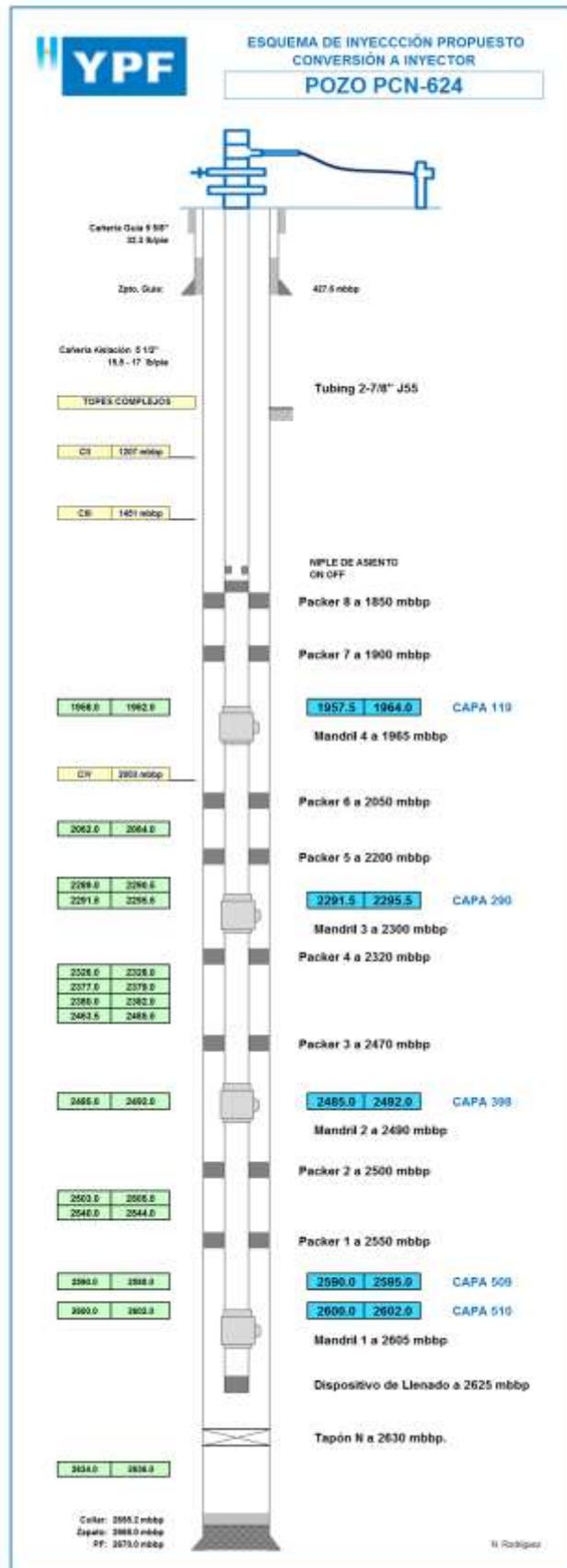


Figura 15. Esquema de Inyección Propuesto para el Pozo PCN-624

5. Historial de Intervenciones de los Pozos

APC-406

- Septiembre de 1996: Perforación.
- Octubre de 1996: Terminación.
- Febrero de 1999: Pulling. Recupero de materiales.

PCN-605

- Diciembre de 2002: Perforación.
- Enero de 2003: Terminación.
- Mayo de 2004: Pulling. Cambio de instalación.
- Septiembre de 2008: Pulling. Cambio de instalación.
- Febrero de 2010: Pulling. Cambio de instalación.
- Abril de 2012: Pulling. Cambio de instalación.
- Diciembre de 2012: Pulling. Cambio de instalación.
- Septiembre de 2013: Pulling. Corrige medidas.
- Enero de 2014: WO. Reparación, punzado de capas nuevas.
- Febrero de 2014: Flush by. Baja instalación de producción.

PCN-621

- Febrero de 2005: Perforación.
- Marzo de 2005: Terminación.
- Abril de 2005: Pulling. Cambio de sarta de varillas de bombeo.
- Julio de 2005: Pulling. Cambio de sarta de varillas de bombeo.
- Diciembre de 2008: Cambio de instalación.

PCN-624

- Agosto de 2005: Perforación.
- Septiembre de 2005: Terminación.
- Marzo de 2006: Pulling. Movimiento de caños.
- Enero de 2008: Pulling. Cambio de instalación.
- Octubre de 2008: Pulling. Pesca y cambio de bomba.
- Enero de 2010: Pulling. Cambio de bomba.
- Diciembre de 2010: Pulling. Cambio de bomba.
- Enero de 2011: Pulling. Cambio de bomba.
- Noviembre de 2011: Pulling. Cambio de bomba.
- Marzo de 2013: WO. Reparación, punzado de capas nuevas.

6. Perfilaje Realizados en los Pozos

El perfilaje realizado en estos pozos corresponde básicamente al registro del potencial espontáneo (SP), resistividad y porosidad. A continuación se presentan estos perfiles y los topes de las formaciones.

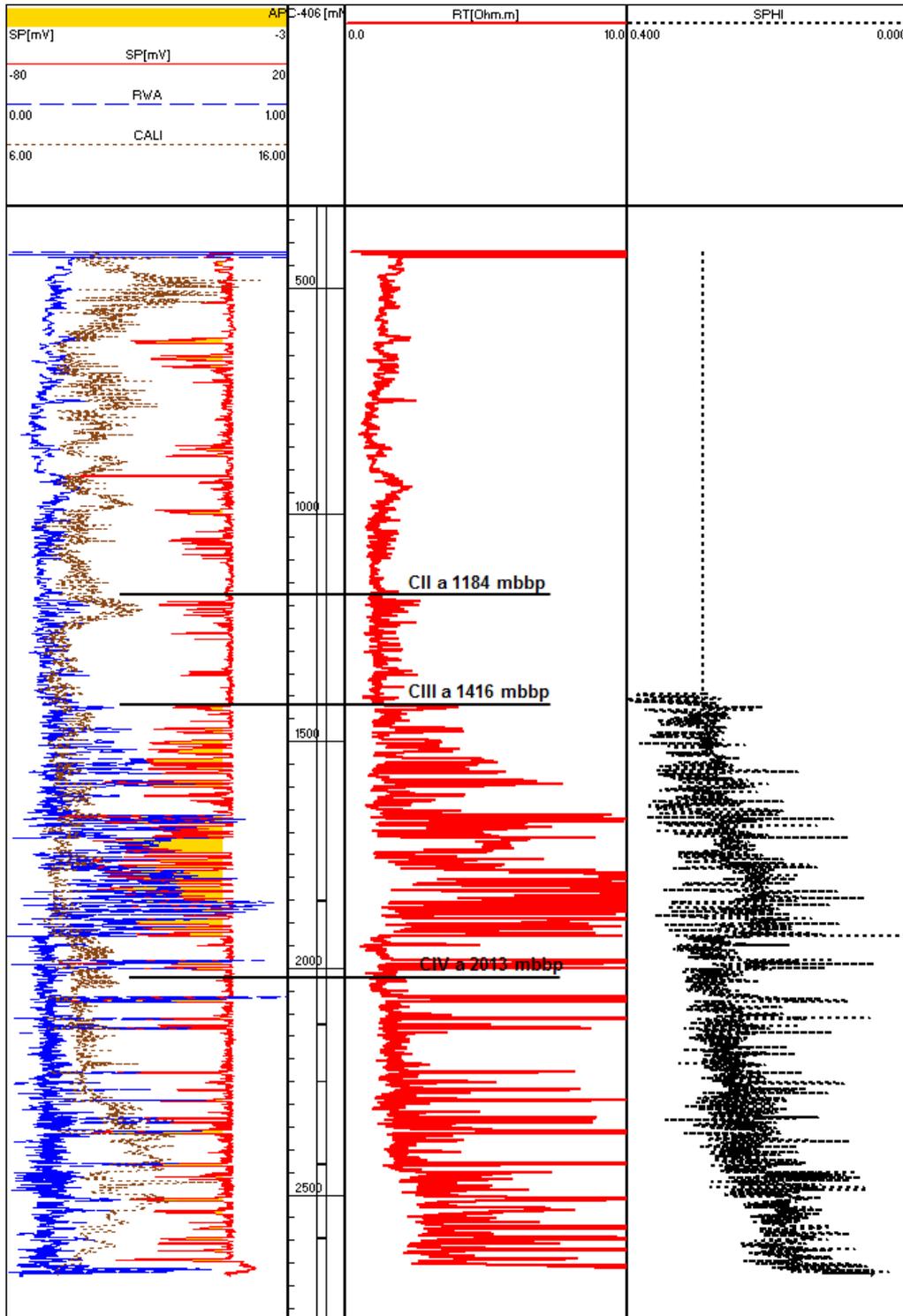


Figura 16. Perfilaje Pozo APC-406

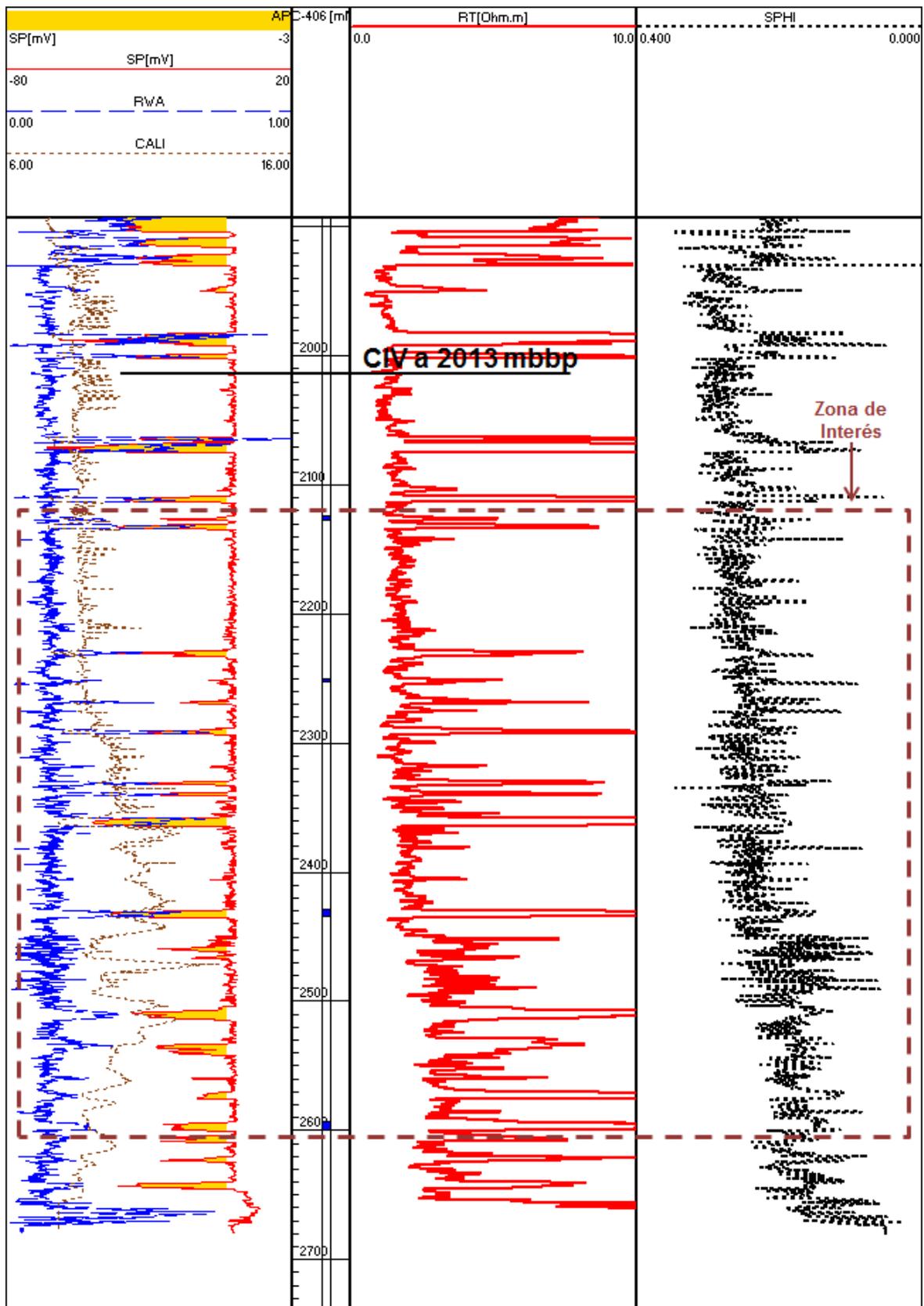


Figura 17. Perfilaje Pozo APC-406: Zona de Interés

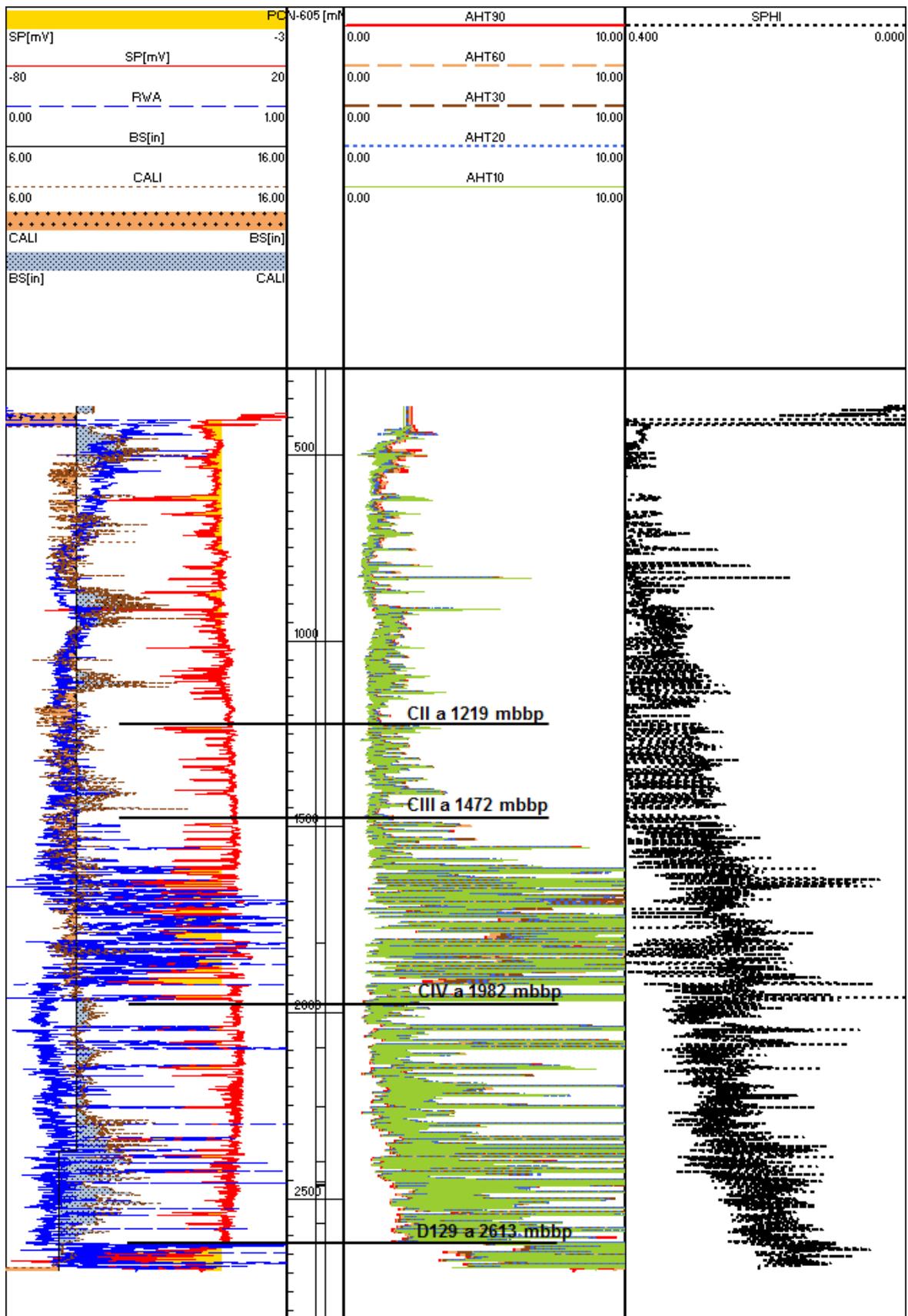


Figura 18. Perfilaje PCN-605

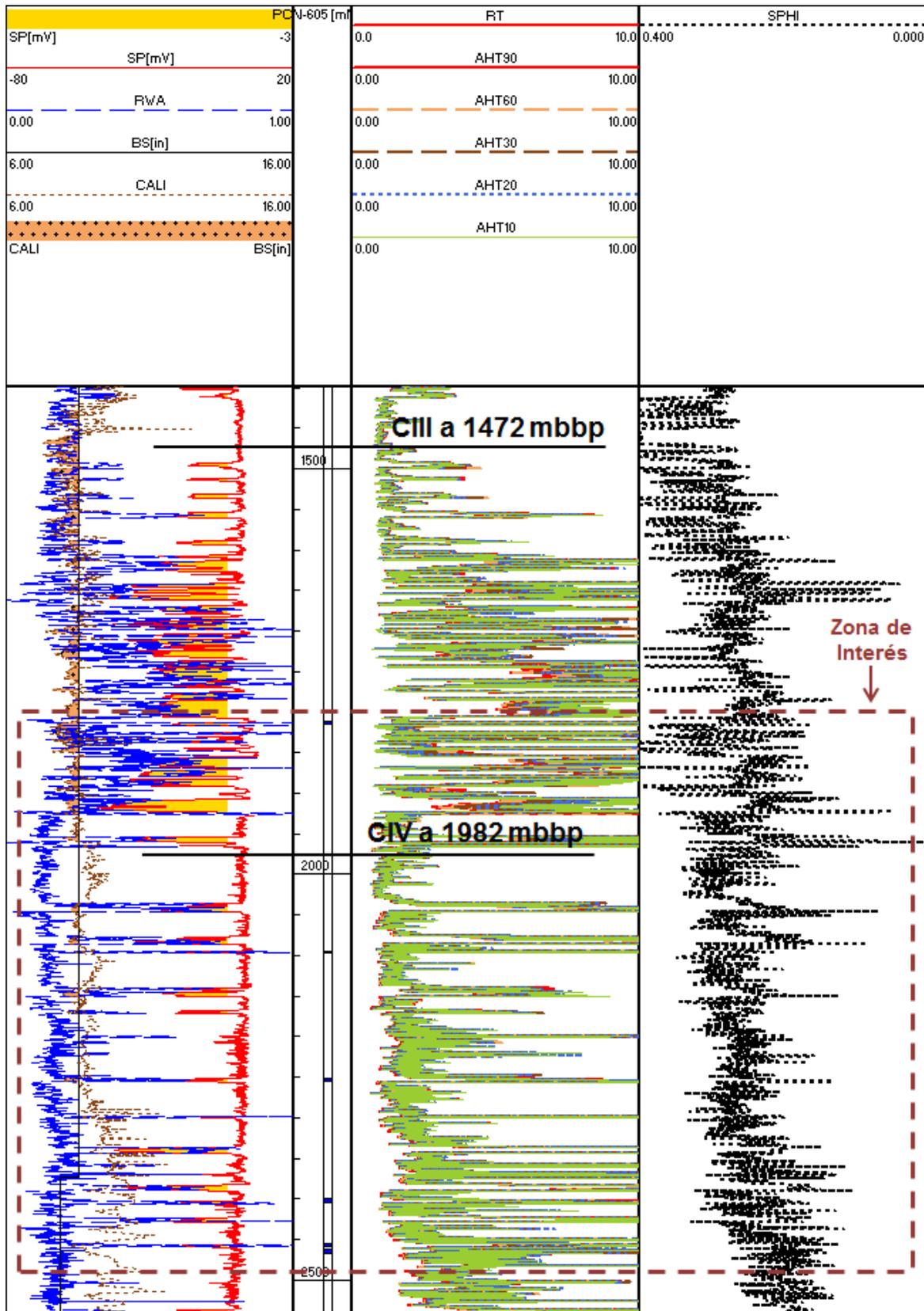


Figura 19. Perfilaje PCN-605: Zona de Interés

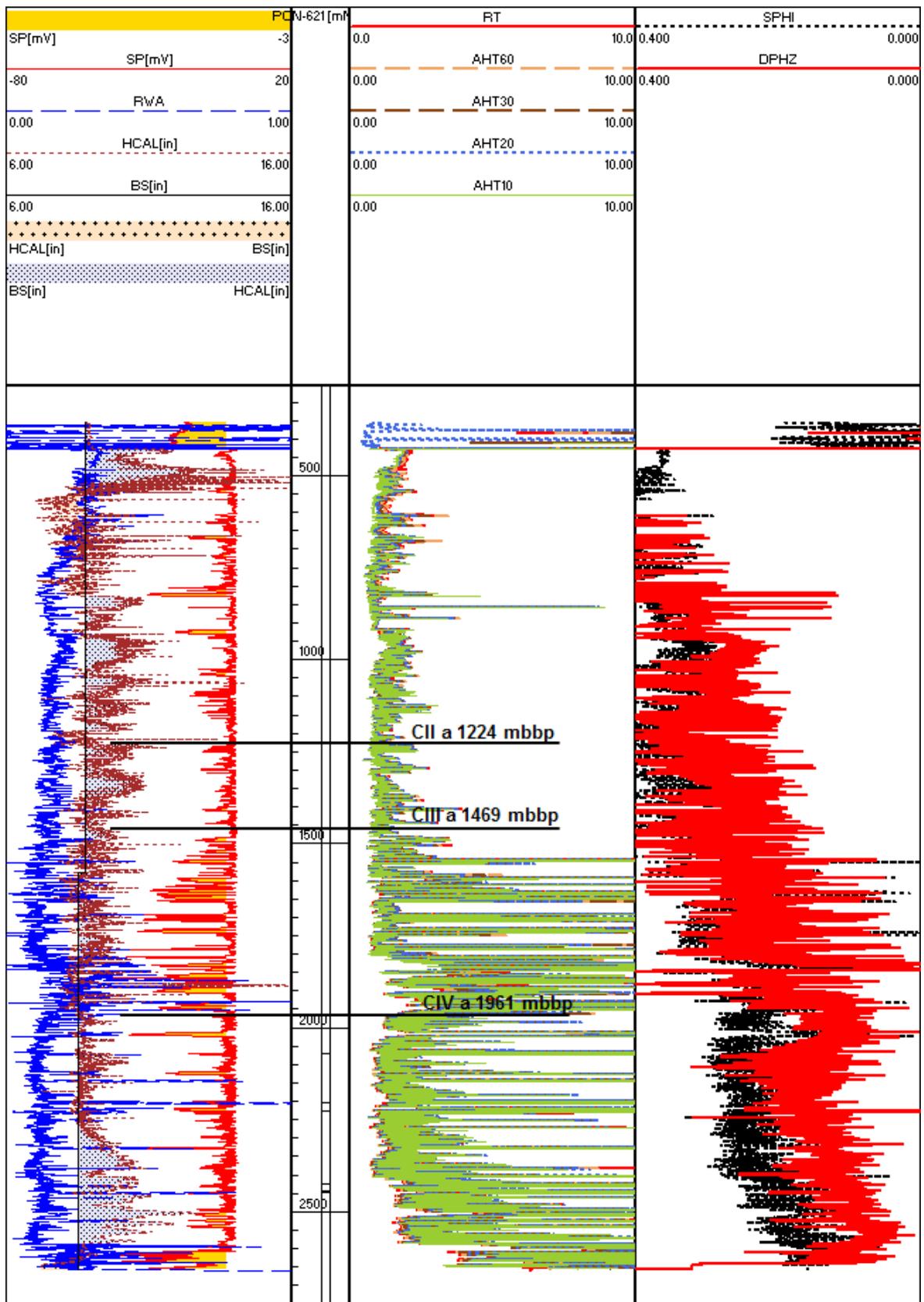


Figura 20. Perfilaje PCN-621

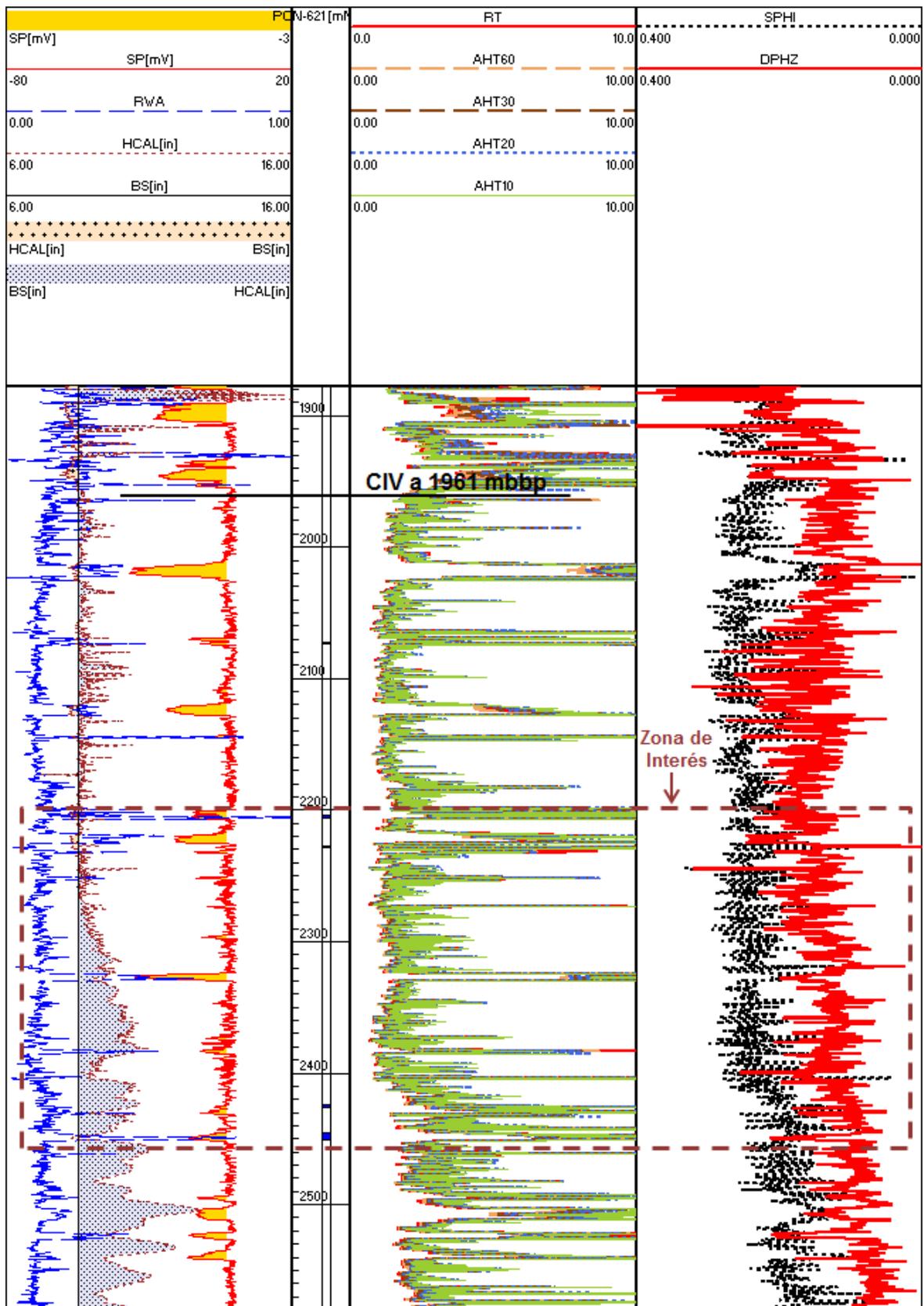


Figura 21. Perfilaje PCN-621: Zona de Interés

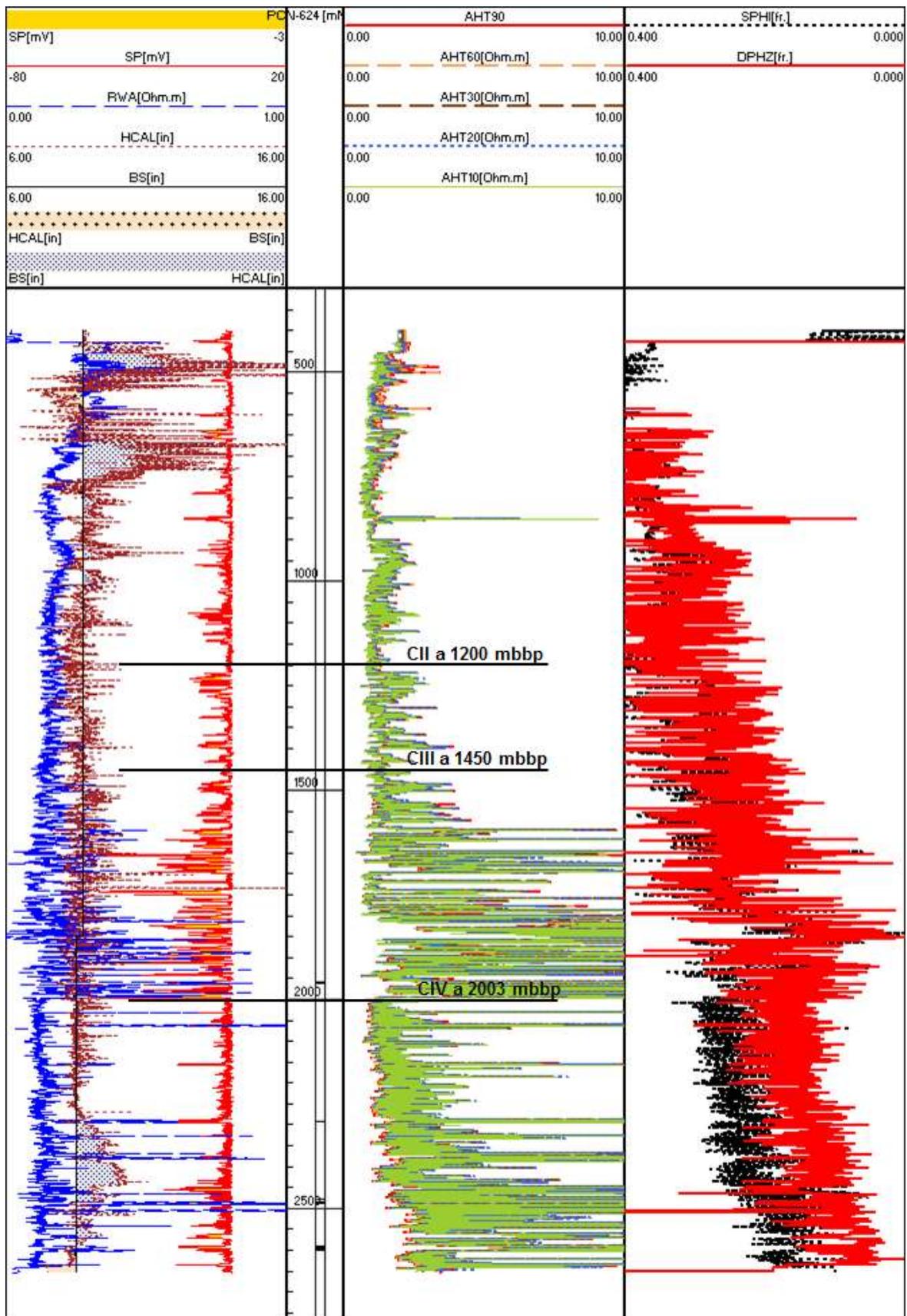


Figura 22. Perfilaje PCN-624

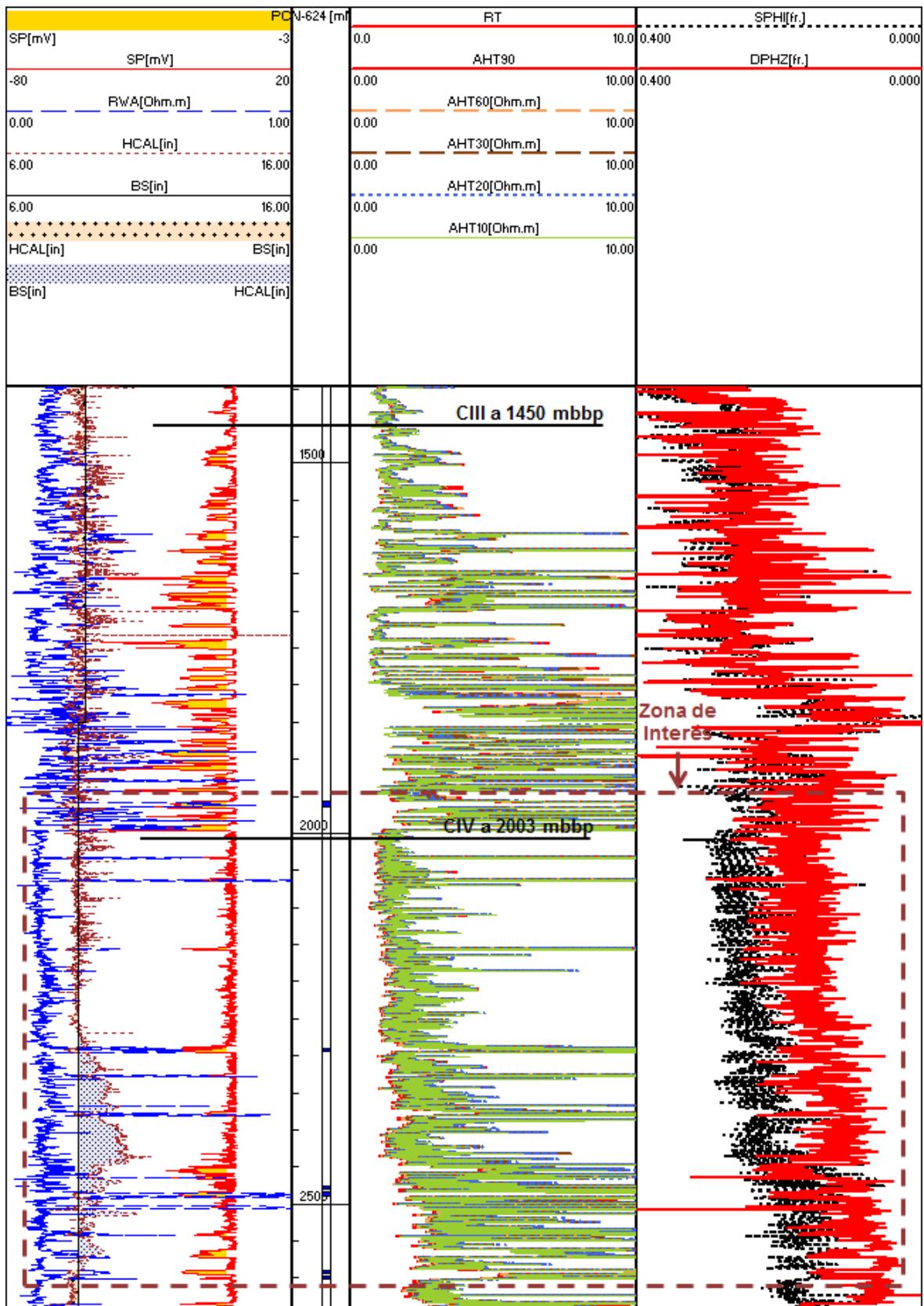


Figura 23. Perfilaje PCN-624: Zona de Interés

Identificación de la Formación Patagonia:

La Formación Patagonia ha sido correlacionada para el Yacimiento Manantiales Behr, utilizando los perfiles eléctricos de la zona. Por esta razón, se pudo verificar que el Patagoniano está cubierto por la cañería guía en los 4 pozos propuestos como inyectores (ver Tabla 1).

La base de la Formación Patagonia se visualiza mediante la identificación de la arena más profunda con baja conductividad (< 200 mmohm/m) que indica una capa con agua dulce.

El mapa obtenido de esta correlación realizada por el equipo de geología del área, se presenta en la siguiente figura.

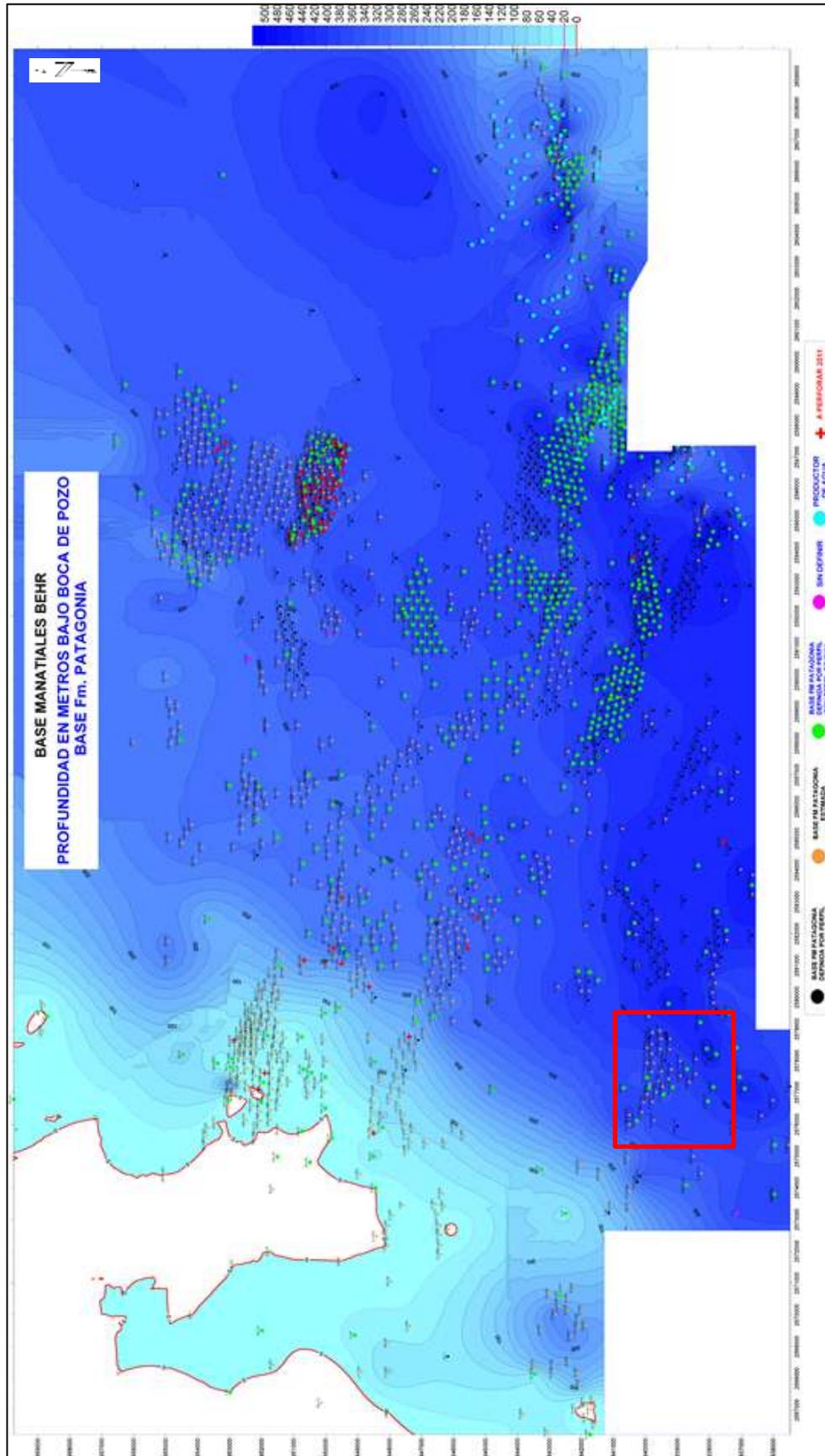


Figura 24. Mapa: Profundidad de la Base de la Formación Patagonia – Manantiales Behr

Haciendo énfasis en el área del proyecto de secundaria propuesto, puede observarse con mayor detalle la profundidad estimada de la Formación Patagonia, donde se resaltan los pozos propuestos como inyectores (ver Figura 25).

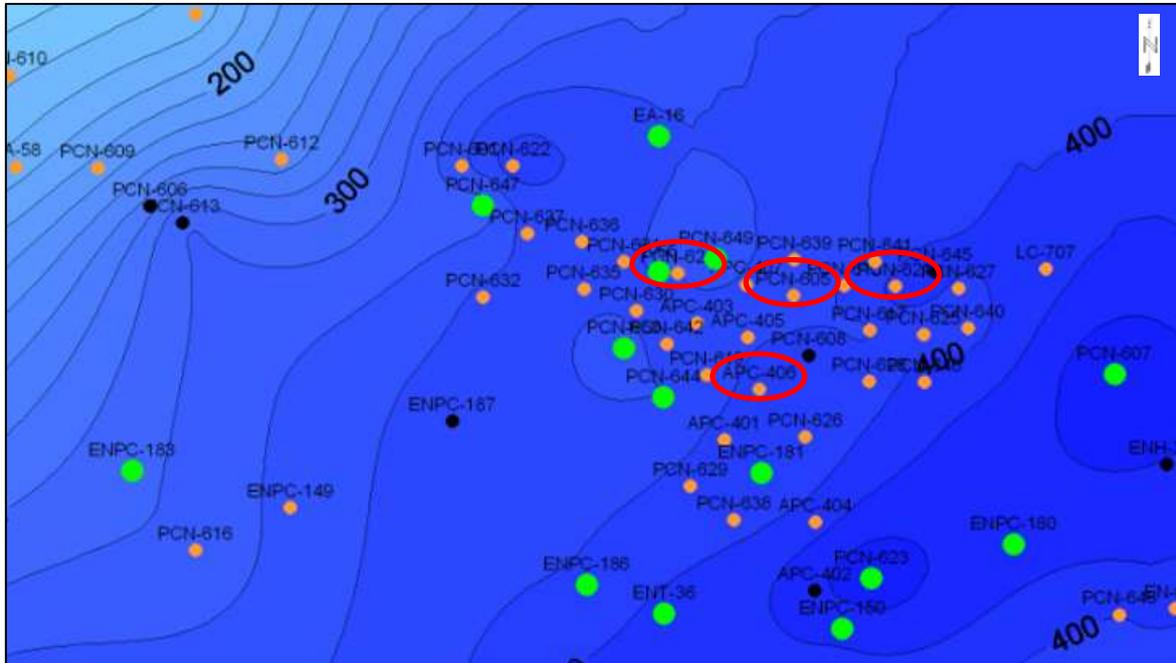


Figura 25. Mapa: Prof. de la Base de la Fm. Patagonia - Zona de los Pozos Propuestos en Secundaria PCN

En función de lo anterior, se elaboró un mapa de profundidad sugerida para la cañería guía. Se observa (ver Figuras 26 y 27). que los pozos propuestos como inyectores tienen la guía en el rango de profundidad recomendada según este estudio.

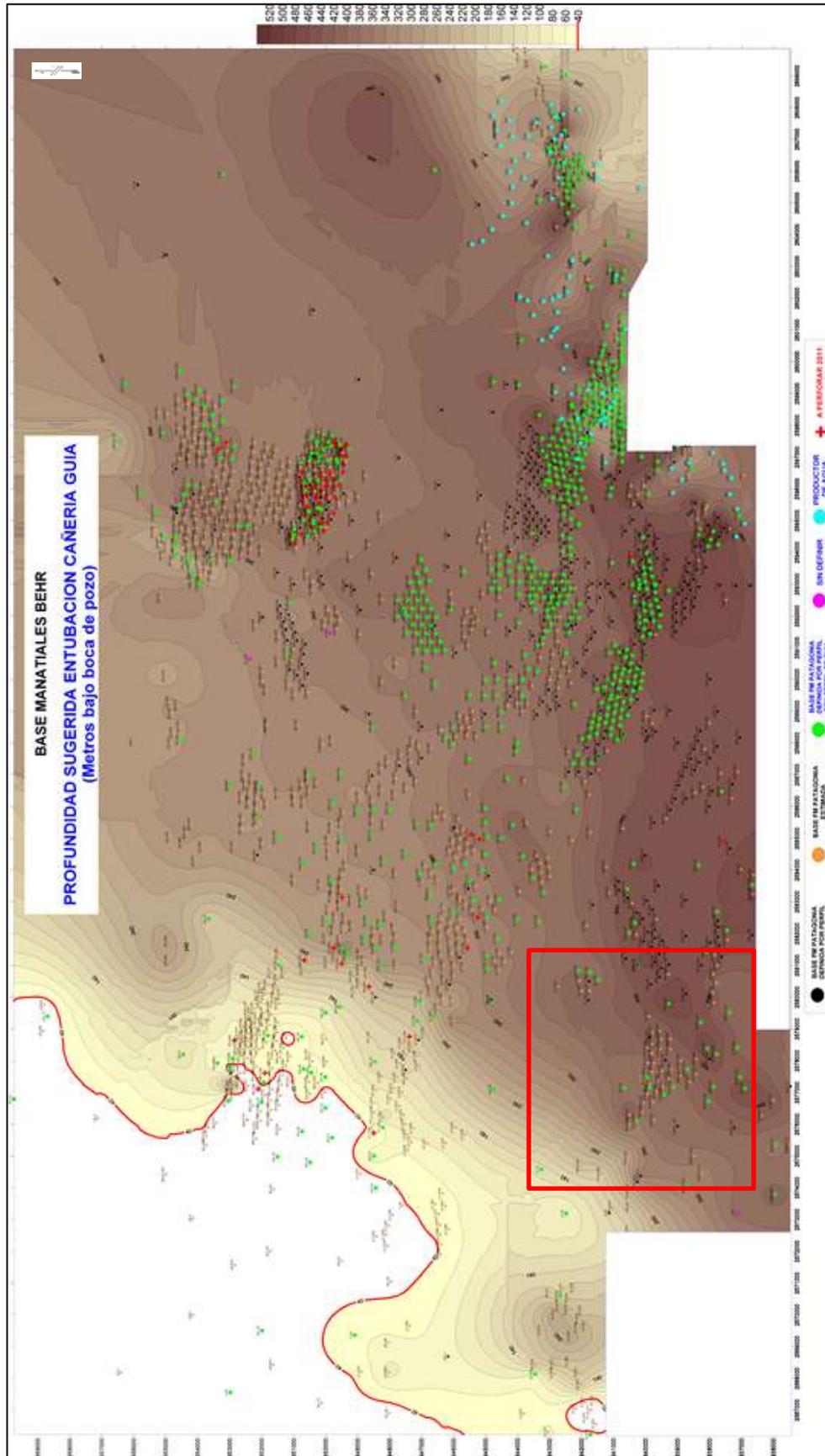


Figura 26. Mapa: Profundidad Sugerida de Entubación de Cañería Guía – Manantiales Behr

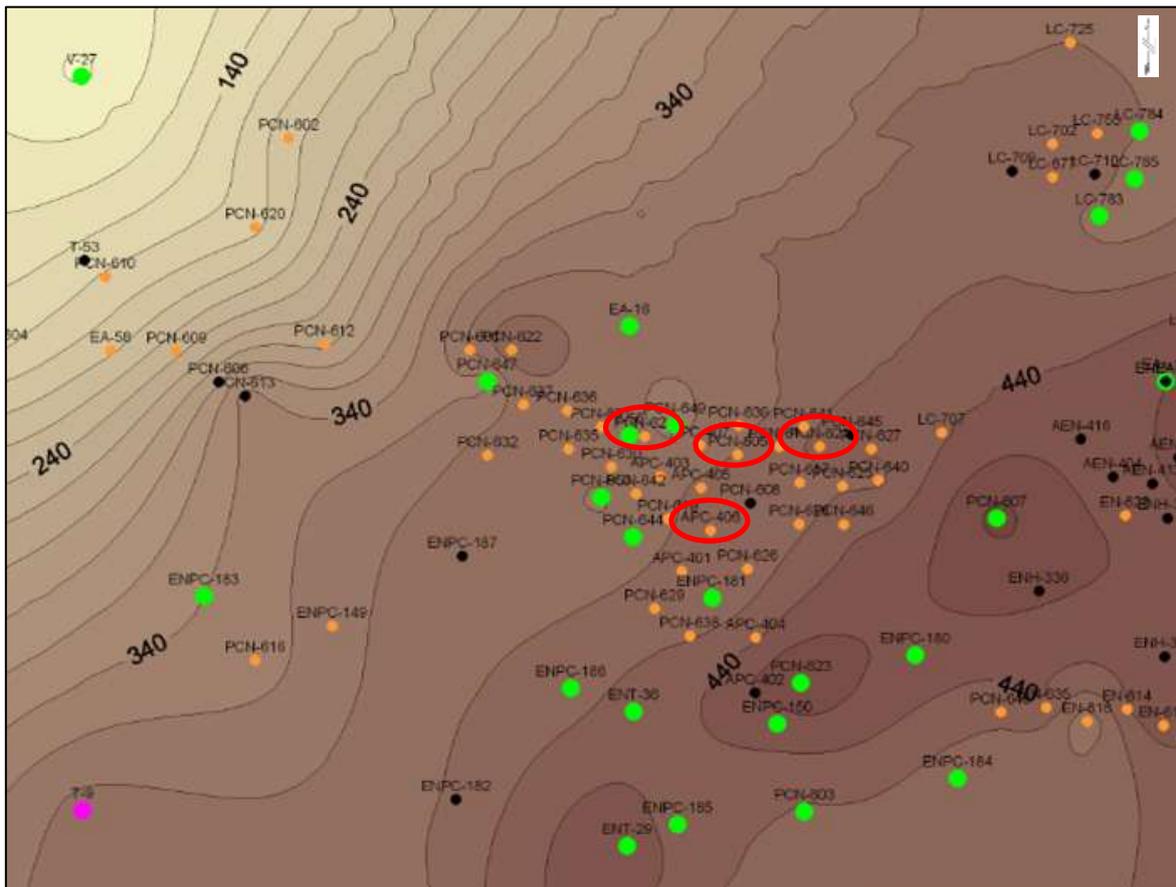


Figura 27. Profundidad Sugerida de Entubación de Cañería Guía – Zona de los Pozos Propuestos en Secundaria PCN

7. Memoria de Cálculo

En la siguiente tabla se muestran las profundidades promedio de las capas seleccionadas para inyectar en el proyecto.

Tabla 3. Capas Propuestas para Recuperación Secundaria

CAPA	PROFUNDIDAD (mbbp)
93	1,825
119	1,970
142/141	2,090
265	2,242
280	2,263
290	2,296
370	2,409
397	2,470
398	2,475
409A	2,446
509	2,606
510	2,609

La inyección se llevará a cabo con 4 pozos inyectores, siendo el caudal de estudio estimado de 470 m³/d. A continuación se muestra el caudal de inyección por pozo:

Tabla 4. Caudal de Inyección Propuesto por Capa

POZO	CAUDAL DE INYECCIÓN (m ³ /d)
APC-406	90
PCN-605	140
PCN-621	50
PCN-624	190

Los trabajos de conversión tienen prevista la prueba de hermeticidad del casing, la corrida de perfiles de corrosión y cemento y la prueba de hermeticidad de la “primera barrera” (tubing y packer superior). Todo lo anterior ha sido especificado en la solicitud de programas de intervención.

Por otra parte, también se han planificado acciones para el monitoreo de estos pozos y garantizar, tanto la protección al medio ambiente como la admisión en los caudales requeridos.

En cuanto a las instalaciones de superficie, es necesario prever integridad para 120 kg/cm² de presión en boca de pozo.

El detalle de sobre capas a inyectar, profundidad y caudal requerido, se lista a continuación.

Tabla 5. Detalle por Pozo de las Capas Propuestas para Inyección

POZO	CAPA	INTERVALO DE INTERÉS (mbbp)	ACCIÓN PROPUESTA EN CONVERSIÓN	CAUDAL DE INYECCIÓN (m ³ /d)
APC-406	142/141	2124.0-2128.0	Punzar	20
	370	2429.0-2435.5	Repunzar / Ampliar	35
	510	2593.5-2600.0	Repunzar / Ampliar	35
PCN-605	93	1813.0-1816.0	-	30
	142/141	2095.0-2097.0	Repunzar	30
	280	2252.0-2255.5	-	25
	370	2401.5-2404.5	Repunzar / Ampliar	30
	397	2456.0-2460.0	-	25
PCN-621	265	2205.0-2207.0	Repunzar	20
	409A	2448.5-2451.0	Repunzar / Ampliar	30
PCN-624	119	1957.5-1964.0	Repunzar / Ampliar	50
	290	2291.5-2295.5	Repunzar	40
	398	2485.0-2492.0	-	40
	509	2590.0-2595.0	-	40
	510	2600.0-2602.0	Repunzar	20

8. Controles y Mantenimiento Preventivo

Está prevista la realización de controles que permitirán monitorear el correcto estado e integridad de los inyectores:

- Medición de presión entre-columna. Esta presión (anular) debe ser nula, sin rango de tolerancia. El parámetro es de gran importancia y se contará con al menos 1 dato mensual, ya que se medirá en cada intervención de movimientos de válvula, perfiles de tránsito de fluido y mediciones específicas con manómetro en superficie.

Una presión anular distinta a cero, será motivo suficiente para cerrar el inyector. Conjuntamente se analizarían las posibilidades de reactivarlo con una intervención, de manera tal que se pueda garantizar la protección de la Formación Patagonia.

- Perfiles de tránsito de fluido. Su función primaria es detectar los volúmenes admitidos por zona. Además de controlar el proyecto a nivel de reservorio, esta información permite verificar la integridad de la instalación selectiva, ya que se pueden identificar pérdidas en packer(s) y/o tubería.

Un alerta que requerirá acción inmediata, es la detección de pérdida en la primera barrera (tubing y packer superior). Para lo cual se realizaría una intervención que garantice la integridad de la instalación y la subsecuente protección a la Formación Patagonia.