

PAMPA DEL CASTILLO NORTE

Proyecto de desarrollo de reservas - Análisis de la efectividad del proyecto de recuperación secundaria existente, propuesta de desarrollo del yacimiento a partir de un nuevo proyecto de recuperación secundaria e incorporación de reservas.

ALUMNAS:

MAUTZ MENDOZA, Evelyn Heliana

OYARZUN, Noelia Antonella

DOCENTES:

HIRSCHFELDT, Clemente Marcelo

VAN WYC, Daniela Andrea

PROYECTO DE
INGENIERÍA EN
PETROLEO
UNPSJB
2021

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO	5
1.2 INTRODUCCIÓN A LA GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE.....	5
1.2.1. Marco Regional	7
1.2.2 Marco Estructural	8
1.2.3 Estratigrafía.....	11
1.2.4 Elementos del sistema petrolero de la CGSJ.....	12
1.3 Visualización del yacimiento Pampa del Castillo Norte	15
1.3.1 Ubicación geográfica.....	16
1.3.2 Consideraciones generales	16
1.3.3 Historia de producción.....	18
1.3.4 Instalaciones de superficie actuales	19
2. MODELADO ESTÁTICO	20
2.1 Modelo estructural	20
2.2 Modelo estratigráfico	21
2.3 Modelo petrofísico.....	32
2.3.1 Caracterización del reservorio	32
3. MODELADO DINÁMICO.....	35
3.1 Mecanismo de drenaje	35
3.2 Pozo Tipo.....	36
3.3 Parámetros PVT	37
3.9 Análisis de Fluidos del Yacimiento	41
3.9.1 Petróleo.....	41
3.10 Prorrato de producción.....	43
3.11 Acumuladas por capa, Factores de recobro y EUR	43
4. DESARROLLO DEL YACIMIENTO	44
4.1 Rehabilitación de pozos suspendidos	44
4.1.1 Plan de acción	44
4.1.2 Selección de pozos	45
4.1.3 Estimación de incremento en acumulada para incorporación de capas nuevas y estimulaciones	46
5. Recuperación Secundaria.....	46
5.1 Análisis de proyecto existente	46
5.2 Nuevo proyecto de recuperación secundaria.....	52
1. Saturación residual de petróleo.	52

2. Permeabilidades relativas.....	52
3. Relación de moviidades.	52
4. Eficiencia Volumétrica (Ev)	53
5.2.1 Esquemas de inyección	53
5.2.2 Determinación de caudales y presiones de inyección	55
5.3 Pronósticos del proyecto	57
5.3.1 Fill up.....	57
5.3.2 Resultados por capa.....	58
5.3.3 Pronósticos de producción	58
5.5 Fuentes de agua de inyección.....	60
5.5.1 Datos de presiones, caudales e instalaciones de inyección actuales	60
5.5.2 Calidad de agua de inyección.....	61
5.6 Reparaciones asociadas	61
5.6.1 Estimación de producción a partir de reparaciones propuestas	62
6. PROPUESTAS DE DESARROLLO DE PRIMARIA.....	63
6.1 Perforación.....	63
6.1.2 Propuesta de pozo infill PCN2-I	64
6.1.3 Propuesta de pozo de avanzada PCN2-A.....	65
6.1.4 Pronóstico de producción	66
6.2 Reactivación de pozos.....	67
6.2.1 Pozos seleccionados.....	67
6.2.3 Propuestas para la reactivación de cada pozo.....	68
6.2.4 Producción estimada a partir de las reparaciones propuestas.....	68
7. INTERVENCIONES Y OPERACIONES DE PRODUCCIÓN	71
7.1 EQUIPO DE WORKOVER	71
7.1.1 Procedimiento con equipo Workover.....	71
7.1.2 Pozos a intervenir con equipo Workover.....	72
7.1.3 Instalaciones de producción para pozos nuevos	72
7.1.4 Instalaciones de inyección	74
7.2 EQUIPO DE PULLING	75
7.2.1 Procedimiento con equipo de Pulling	75
7.2.2 Pozos a intervenir con equipo de Pulling.....	76
8. INSTALACIONES DE SUPERFICIE	76
9. PLAN DE ACCIÓN Y AVANCE DE PRODUCCIÓN	77
9.1 Plan de acción integral.....	77
9.2 Cronograma de actividades propuestas	79

9.3 Producción estimada	80
10. Energía del yacimiento.....	81
10.1 Especificaciones técnicas de las bombas y consumo de los motores.....	82
10.1.1 Motores de los AIB.....	82
10.1.2 Bombas de la Batería	82
10.1.3 Bombas utilizadas en el satélite.....	82
10.2 Consumo energético total y del proyecto.....	83
10.3 Capacidad de los generadores	84
10.4 Costos.....	84
11. SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE	85
11.1 Régimen legal de los hidrocarburos en Argentina.....	85
11.2 Legislación Nacional.....	85
11.3 Legislación provincial	89
12. ANALISIS ECONÓMICO	91
12.1 Inversiones	91
12.1.1 Costos asociados a la construcción de pozos nuevos.....	91
12.1.2 Costos asociados a las reparaciones de los pozos productores tanto de primaria como de secundaria.....	92
12.1.3 Inversión asociada a la conversión del pozo productor a inyector	93
12.1.4 Inversión asociada a las instalaciones de superficie	94
12.2 Discriminación de costos	96
12.2.1 Costos asociados a la producción	97
12.2.2 Otros costos	98
12.2.3 Lifting cost.....	98
12.3 Evaluación económica.....	100
12.3.1 Cash flow (flujo de caja):.....	100
12.3.2 Pay-off:.....	101
12.3.3 Van (valor presente neto)	101
12.3.4 Tir (tasa de interna de retorno)	101
12.4 Análisis de sensibilidad	102
12.5 Indicador Inversión-acumulada	103
12.6 Análisis económico de la conversión del pozo inyector	104
12.6.1 Cash flow (Flujo de caja)	104
12.6.2 Pay off	105
12.6.3 Van	106
12.6.4 Tir	106

12.6.5 Conclusión.....	106
12.7 Análisis económico de desarrollo de reservas por primaria, y reparaciones	106
12.7.1 Cash Flow (Flujo de Caja)	107
12.7.2 Pay off	108
12.7.3 Van	108
12.7.4 Tir	109
12.7.5 Indicador Inversión Acumulada	109
12.8 Conclusión del análisis económico	109
13. CONCLUSIONES	111
14. AGRADECIMIENTOS	112
15. BIBLIOGRAFÍA.....	113

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como objetivo el estudio el desarrollo de reservas y el estudio de la eficiencia del proyecto de recuperación secundaria implementado en el área de Pampa del Castillo Norte en 2010 (“PROYECTO SECUNDARIA PCN”). Se buscará presentar como propuesta la implementación de un nuevo proyecto de secundaria (PROYECTO SECUNDARIA PCN-2021) y la perforación de nuevos pozos como métodos para incorporar nuevas reservas al yacimiento para lo cual será necesario redefinir los modelos estáticos y dinámicos.

Por último, se realizará un análisis económico para analizar la conveniencia de realizar las propuestas sugeridas.

1.2 INTRODUCCIÓN A LA GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

La cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca petrolera de Argentina ubicada en la porción central de la Patagonia. Es la más antigua y prolífica productora de hidrocarburos de Argentina. Es una cuenca de bordes irregulares elongada en dirección este-oeste, que se extiende entre los paralelos 45° y 47° Sur y los meridianos 65° y 71° Oeste, cubriendo porciones de las provincias de Chubut y Santa Cruz continuando al Este en la plataforma continental. Sobre una superficie estimada de 180 000 km², la tercera parte se ubica costa afuera.

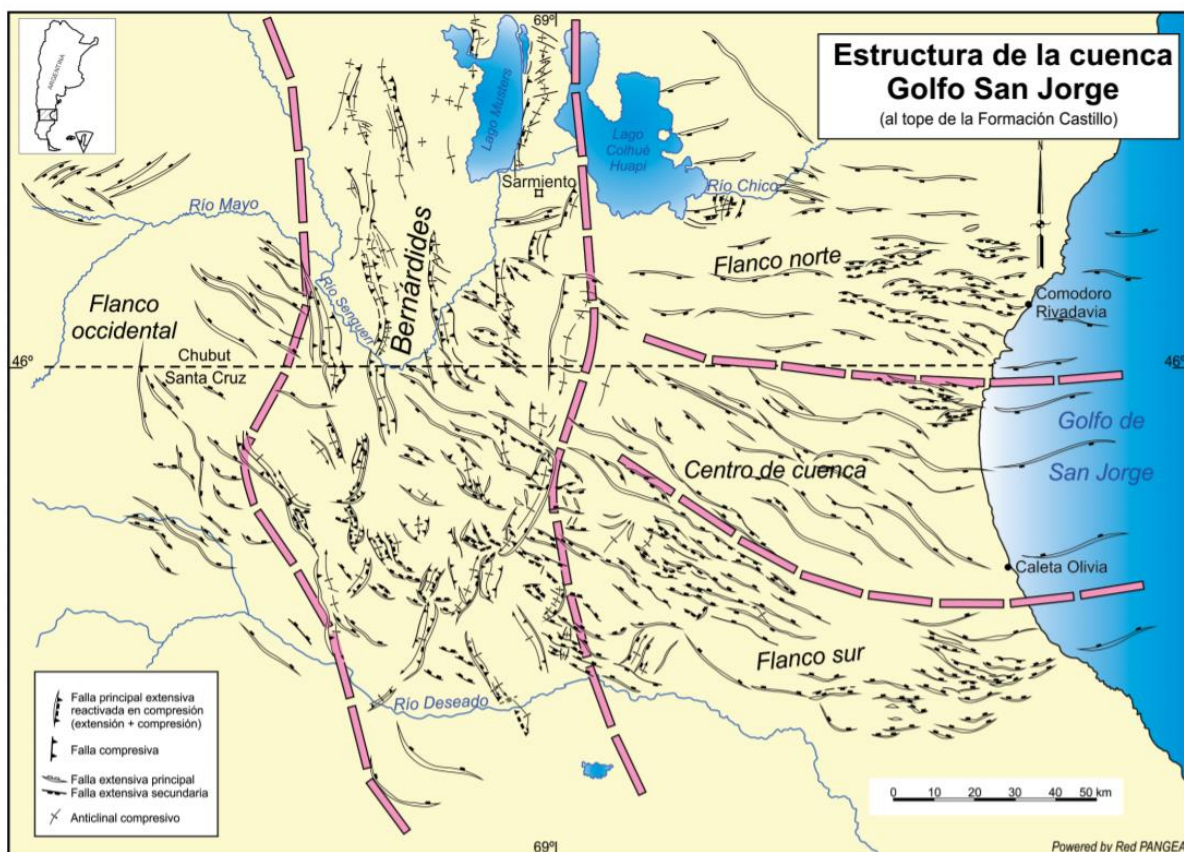
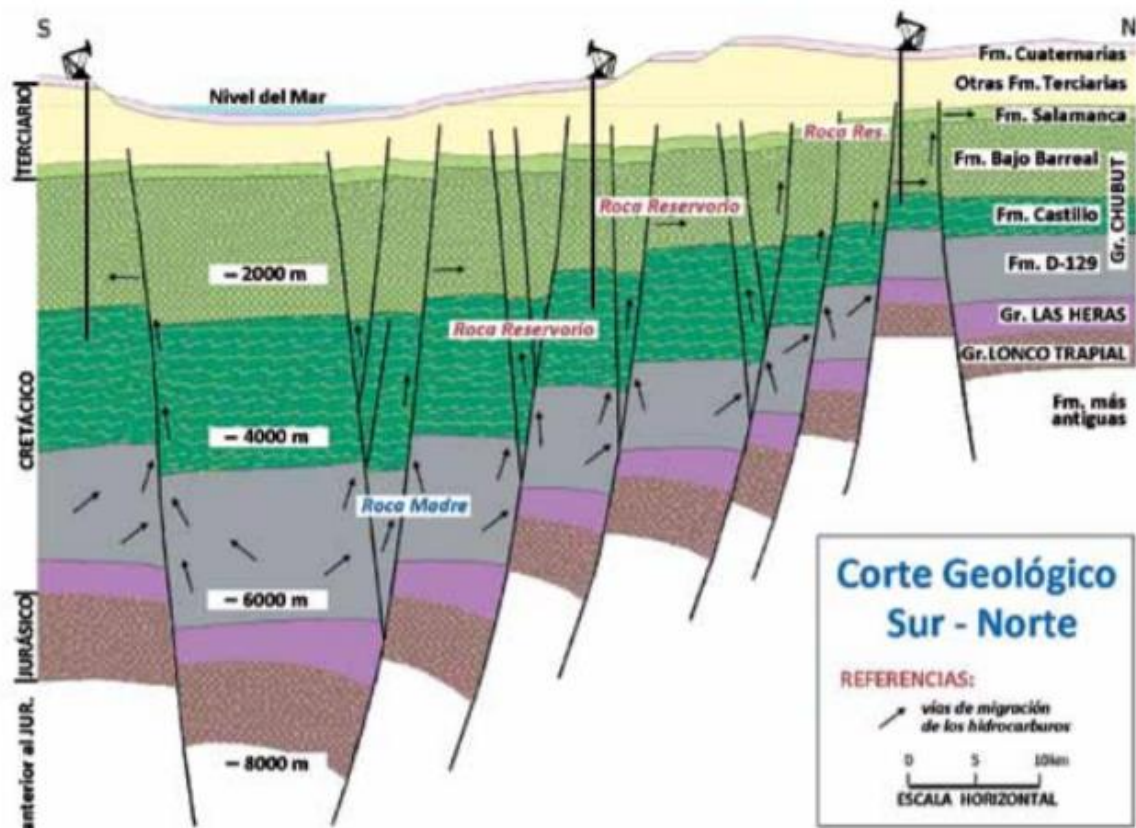


Figura 1.1. Cuenca del Golfo San Jorge, extensión geográfica.



Figura 1.2 Vista Satelital de la Cuenca del Golfo San Jorge.

El relleno sedimentario de la cuenca supera los 8000 metros de espesor en la parte central, alcanzando el sondeo exploratorio mas profundo los 5160 mbbp.



Los reservorios tienen un espesor promedio que varía entre los 2 y 10 m, una porosidad que varía entre los 16 y 28 % y una permeabilidad que lo hace entre 50 y 200 milidarcies. En general todos los niveles tienen un alto porcentaje piroclástico y es frecuente la porosidad secundaria. La mayoría de las trampas son combinadas, pero hacia el Oeste domina un estilo compresivo, con anticlinales de inversión tectónica y al Este extensivo, con estructuras de tipo rollover.

La principal roca generadora está representada por las pelitas negras lacustres de la Formación Pozo D-129, distribuidas homogéneamente en la mayor parte de la cuenca salvo en el sector noroccidental donde es reemplazada en esta función por la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera.

Las vías migratorias son esencialmente verticales a través de fallas extensivas, pero en algunos casos se verifica migración lateral donde la combinación de carrier rocks y sellos regionales lo permiten.

1.2.1. Marco Regional

La cuenca del Golfo San Jorge se halla en el sector medio denominado Patagonia Terrane extendiéndose como un eje negativo en dirección Oeste-Este, entre dos áreas relativamente positivas de los Macizos Norpatagónico y del Deseado. Desde el punto de vista geotectónico, la cuenca se encuentra en la porción sur de la placa Sudamericana, al Este de la junta triple de la misma con las placas de Nazca y Antártica.

De diferentes estudios se puede concluir que en la Cuenca del Golfo coexisten espacialmente al menos dos tipos de cuencas evolutivamente diferenciables (conocidas como Neocomiana y Chubutiana en sentido amplio, aunque sus rangos temporales son aún inciertos), y que poseen determinante la existencia de dos sistemas petroleros principales, separados arealmente y sólo parcialmente superpuestos.

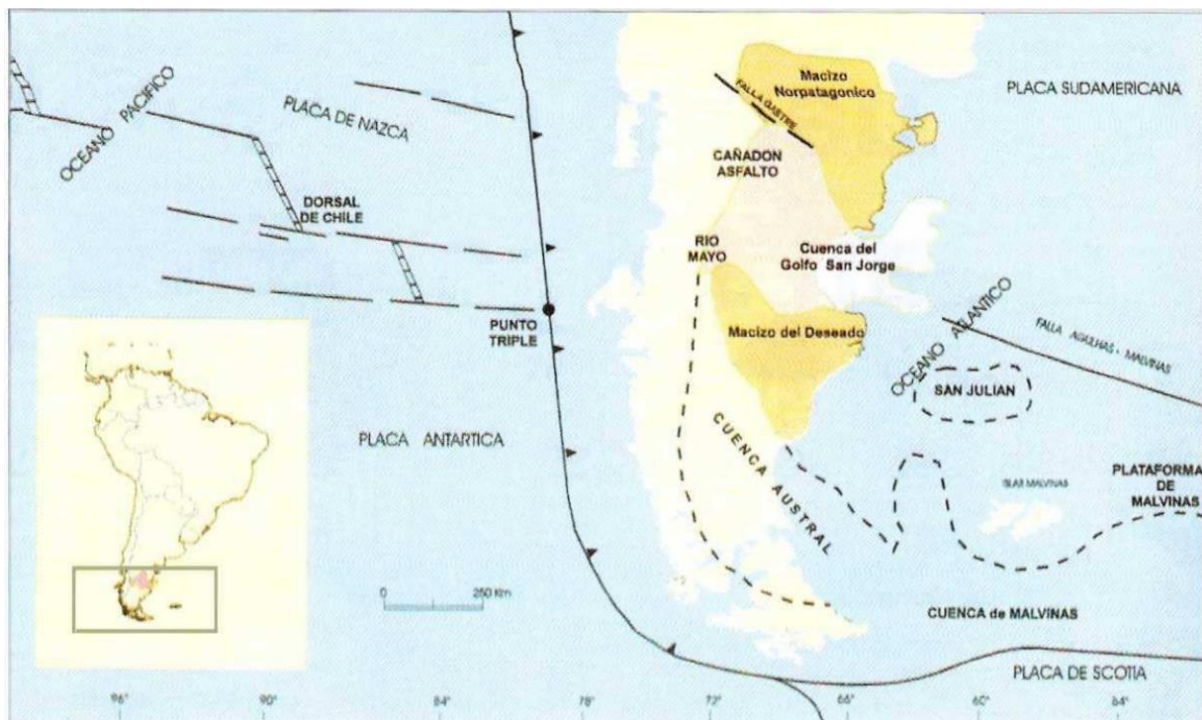


Figura 1.4. Ubicación geotectónica de la Cuenca del Golfo San Jorge

1.2.2 Marco Estructural

Dentro de la cuenca, donde coexisten estructuras compresivas y extensivas, pueden diferenciarse cinco sectores en base a su estilo tectónico.

En el sector oriental, donde se encuentran los principales y más antiguos yacimientos explotados, domina un estilo extensional con fallas directas de orientación ONO-ESE. En sección transversal, la cuenca Oriental es asimétrica, con su borde septentrional más abrupto y el meridional más tendido (figura 5a). Se denominan Flanco Norte y Sur respectivamente, mientras que la zona donde se halla el principal depocentro es denominada Centro de Cuenca. En esta última y en el Flanco Norte las fallas directas principales inclinan al Sudoeste (yacimientos Escalante, El Trébol, Campamento Central, Bella Vista, Tordillo); en el Flanco Sur, en cambio, lo hacen al Noreste (yacimientos Cañadón Seco, Cañadón León, Pico Truncado). La porción offshore de la cuenca continúa con el mismo estilo extensional y un potencial hidrocarbúfero análogo aunque sin desarrollo hasta el momento, pero el patrón estructural cambia hacia un tren de orientación OSO-ENE reflejando el fuerte control que ejercen los bordes de bloques basamentales del Macizo Norpatagónico. Más hacia el Oeste, cerca del límite con la Faja Plegada, la asimetría se va perdiendo, observándose un paulatino cambio de polaridad, teniendo un aspecto de graben completo (figura 5b). En este ámbito se encuentran los yacimientos de cerro Dragón en el Flanco Norte y Cañadón de la Escondida, Huemul, Piedra Clavada y Koluel Kaike en Flanco Sur. En secciones transversales, las estructuras extensivas principales se caracterizan en todo el ámbito oriental por ser lítricas en profundidad, afectando hasta el basamento, con un máximo desplazamiento vertical de hasta 800 m, perdiendo paulatinamente rechazo hacia arriba, inclinando con valores cercanos a los 65°. En el bloque colgante es común la presencia de pliegues por colapso del tipo rollover y un complejo sistema de fallas antitéticas que generan un conjunto de bloques rotados menores asociados a la estructura principal. En planta, estas fallas se observan planares a suavemente curvas, con un promedio de 5 km de largo, y arreglo de tipo en echelon con soft linkage desarrollando frecuentemente relay zones y sólo algunas veces hard linkage con zonas de transferencia. Más al occidente, en la parte media de la cuenca, el tren submeridiano de la Faja Plegada interrumpe abruptamente el estilo extensional (figura 6b). Se presenta como una faja deformada que trasciende el ámbito de la Cuenca observándose en ambos Macizos afectando a pisos estructurales más antiguos. Allí la compresión terciaria ha modificado el estilo original produciendo la inversión tectónica de antiguos depocentros. Las principales fallas son inversas y de orientación Noroeste y Noreste, de alto ángulo en superficie pero haciéndose lítricas en profundidad. La profundidad de despegue calculada en cortes balanceados es cercana a los 14 km. Los pliegues relacionados en los bloques colgantes son de tipo cajón, con ejes submeridianos, presentando vergencia tanto al Este como al Oeste y fallas tipo back thrust (Anticlinal Perales, Anticlinal Grande, Lomas del Cuy, Las Mesetas, Guadal, Cerro Ballena, Los Manatiales y otros). Estos anticlinales se encuentran fragmentados por otro tren ONO-ESE, de carácter extensivo o con suave desplazamiento lateral, que favorece la migración de hidrocarburos y la compartimentación de la estructura mayor. Incluso, entre los grandes anticlinales, se preservan algunos lineamientos extensivos de mayor envergadura, con escasa reactivación tectónica (yacimientos Las Mesetas, Perales, etc.).

Por último, en el sector Occidental, a pesar de tener una posición más cercana con respecto a la Cadena Andina, domina nuevamente un patrón de fallamiento extensivo de dirección ONO-ESE poco alterado por la compresión Terciaria. Aquí la asimetría está invertida con respecto a la zona Oriental (figura 6a), el borde meridional es más abrupto, el septentrional flexural y tendido. Es el ámbito de las cuencas Neocomianas, donde si bien existen abundantes manifestaciones de hidrocarburos, los

yacimientos allí desarrollados son de envergadura menor (Mata Magallanes, Río Mayo, El Pluma, Pampa Essoin, etc.).

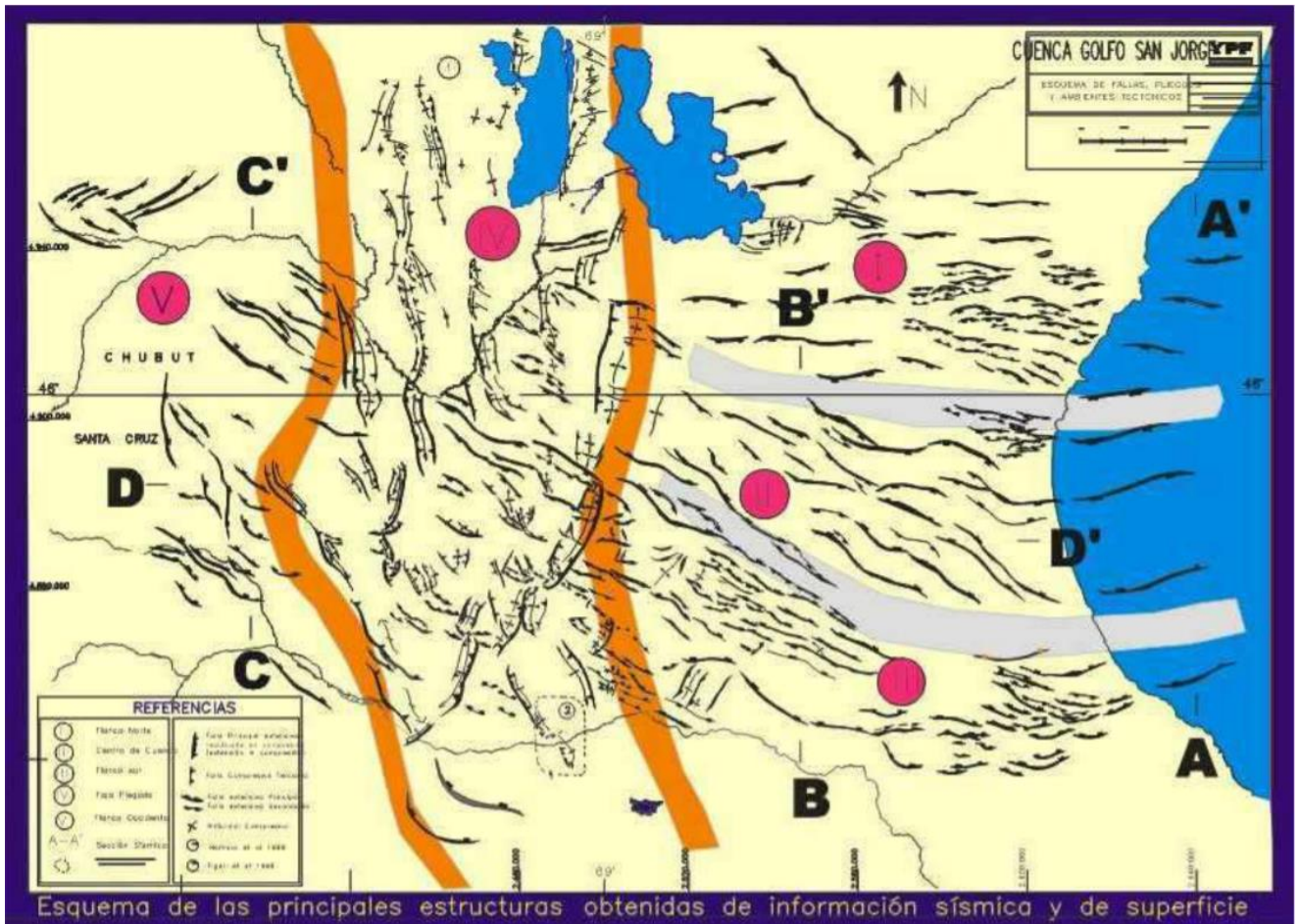


Figura 1.5. Estructura referida al tope de la Fm. Castillo.

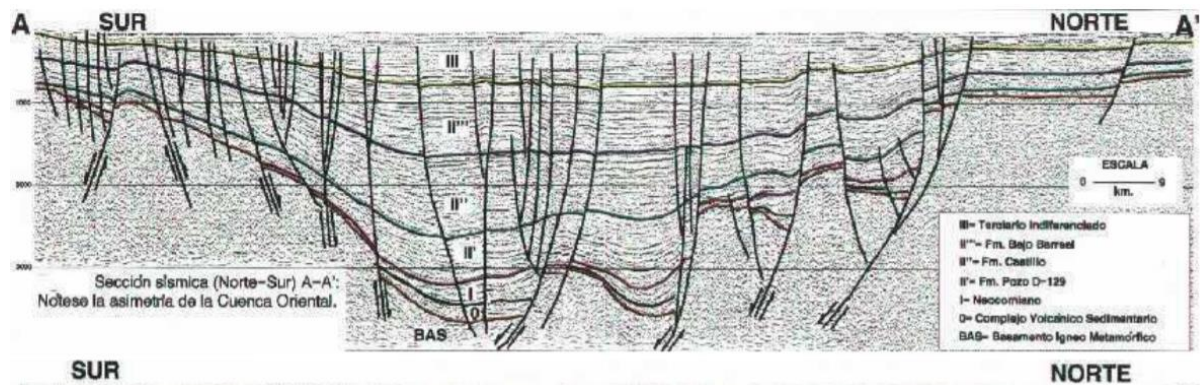


Figura 1.5a.

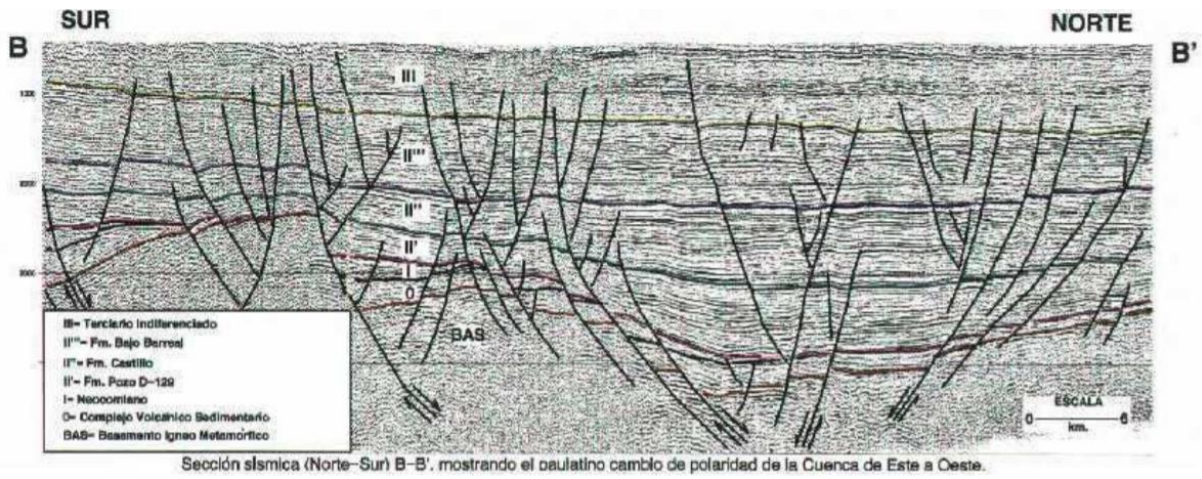


Figura 1.5 b.

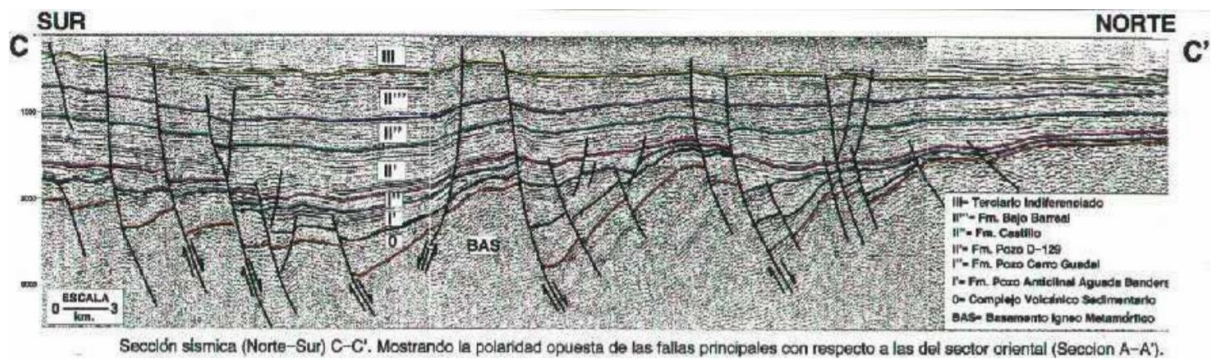


Figura 1.6 a.

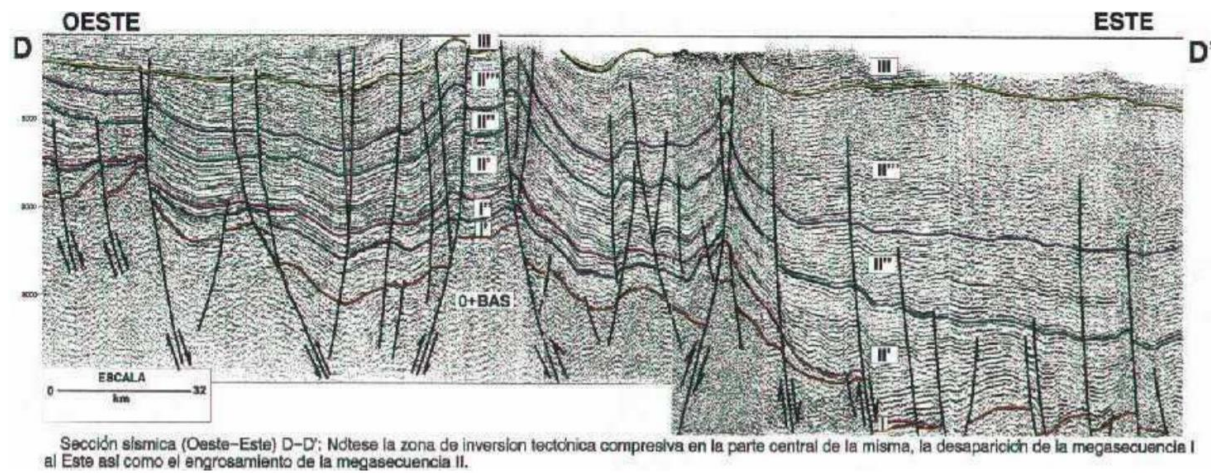
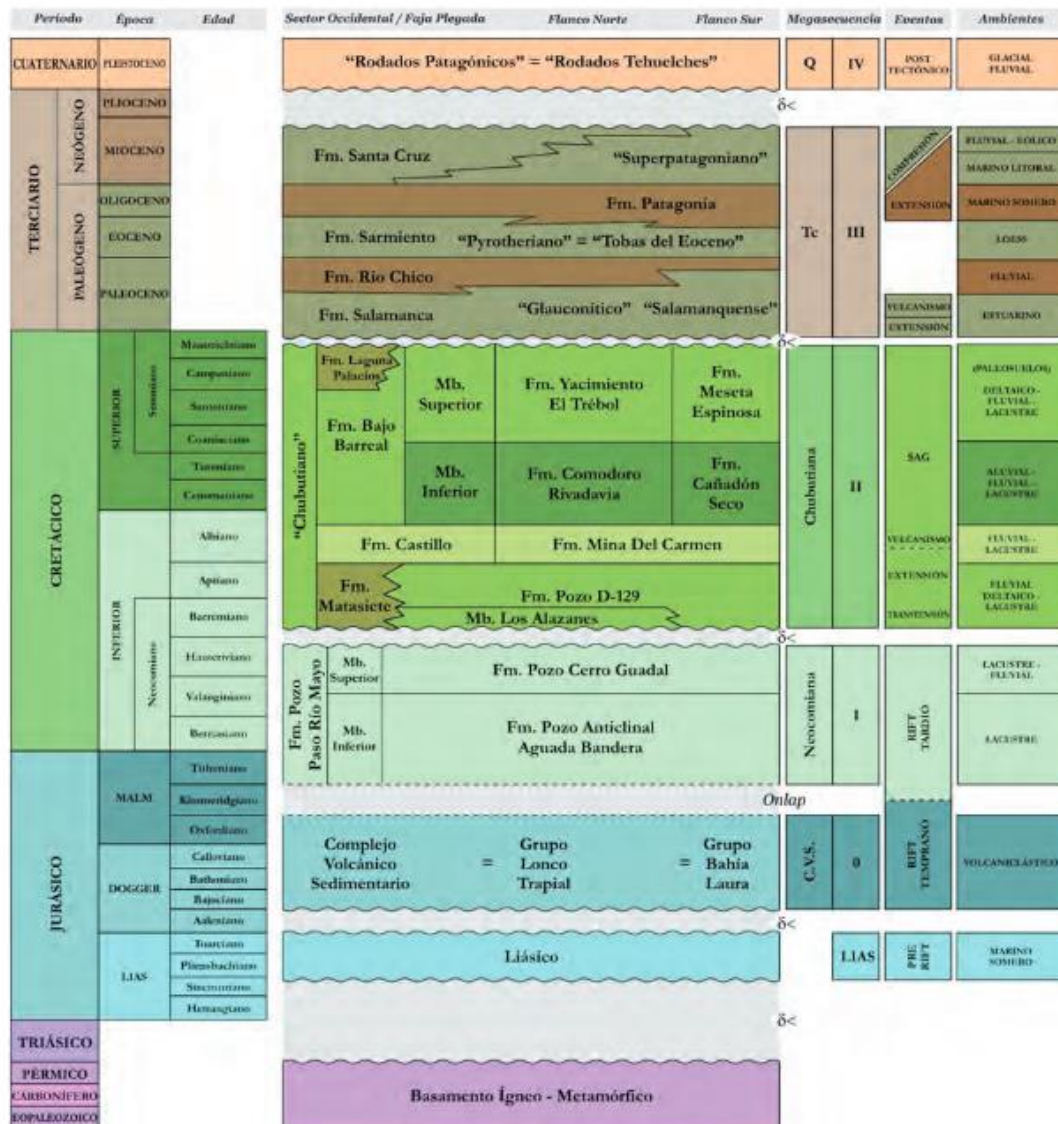


Figura 1.6 b.

1.2.3 Estratigrafía



La sucesión estratigráfica ha sido dividida en este trabajo en Megasecuencias, es decir, unidades mayores cuyos depósitos responden a fases evolutivas de la cuenca, limitadas entre sí por discordancias regionales (Hubbard, 1988). A su vez, éstas pueden ser divididas en unidades menores, secuencias y sistemas depositacionales que coinciden parcialmente con las unidades formacionales descritas por otros autores.

Dentro de la Megasecuencia I se incluyen los depósitos conocidos informalmente como "Neocomiano". Los mismos se encuentran en clara actitud onlapante sobre los anteriores y han sido divididos históricamente en dos secuencias, las que se corresponden parcialmente con las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal o equivalentes.

Mediando discordancia angular, se depositan los niveles del Grupo Chubut que han sido incluidos dentro de la Megasecuencia II y están constituidos por las Formaciones Matasiete (y su equivalente lateral Fm. Pozo D-129), Castillo y Bajo Barréal. Durante la depositación de este ciclo desaparece toda vinculación con el Pacífico, se desplaza el depocentro hacia el Este y se desarrolla una columna

estratigráfica enteramente continental de varios miles de metros de espesor. Los rápidos cambios faciales y de espesores para las secuencias basales de D-129 permiten interpretar que ha existido un fuerte control tectónico durante la depositación de la misma, y parcialmente durante la depositación de la Fm. Castillo. Para las unidades restantes, salvo el intervalo inferior de Bajo Barreal, se considera que el espacio generado ha sido producto de una subsidencia térmica, no presentando grandes variaciones de facies y espesores a gran escala. Han sido interpretadas estas etapas como de Reactivación Tectónica Extensional – Transtensional y Sag respectivamente, coincidiendo la primera con el cambio en la paleopendiente de la Cuenca.

Mediando suave discordancia angular, se incluyen dentro de la Megasecuencia III los depósitos Terciarios constituidos por las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia, Santa Cruz y sus equivalentes laterales. Durante la depositación de las mismas han existido algunos episodios extensivos que, combinados a oscilaciones eustáticas, determinaron una historia de transgresiones y regresiones con vergencia atlántica.

Los depósitos posttectónicos de la Megasecuencia IV están constituidos por los sedimentos continentales y marinos del Araucanense-Entrerriense muy poco representados en la cuenca y los niveles fluviales y glaciales de los denominados “rodados patagónicos”.

1.2.4 Elementos del sistema petrolero de la CGSJ

1.2.4.1 La roca madre

Megasecuencia I

Una síntesis geoquímica y estratigráfica de la columna neocomiana en el Flanco Occidental (figura 10) muestra que las pelitas lacustres de la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera poseen los más altos contenidos de materia orgánica, en algunos casos superando 2% de COT, picos S2 de pirólisis Rock-Eval de 10 mg HC /g roca e índices de hidrógeno (IH) de 400 mg HC/gCOT (Laffitte, 1994). En este sector de cuenca, las pelitas asociadas a la Fm. Pozo Co. Guadal y las asignadas al Complejo Volcánico Sedimentario registran una riqueza y/o calidad orgánica sustancialmente menores. En la misma columna, debajo de un grueso intervalo piroclástico, se detecta una sección pelítica con características geoquímicas similares que sugieren la existencia de otro sistema petrolero por ahora de carácter especulativo.

El querógeno de la Fm. P.A.A. Bandera es predominantemente amorfo, tipo (I)/II, asociado con abundantes restos algales del tipo *Celyphus rallus* (ambiente lacustre distal, columna estratificada de agua). La Fm. Pozo Cerro Guadal presenta mayormente querógeno del tipo III debido al significativo aporte orgánico terrestre dado por el carácter progradacional de esta unidad. Mapas isocronopáquico de la Fm. Aguada Bandera muestra importantes depocentros donde se emplazaron espesas columnas de pelitas negras (facies más favorables para la generación de hidrocarburos) durante el estadio de cuenca hambrienta (starved basin stage). En los bordes y altos intermedios, los niveles temporalmente equivalentes se presentan en facies proximales condensadas con potencialidad generadora baja a nula.

Megasecuencia II

Dentro de esta megasecuencia, los potenciales niveles generadores se encuentran exclusivamente en la Fm. Pozo D-129, en la cual se diferencian varias secuencias (Hechem et al., 1987). Espesores de centenares de metros de pelitas negras con altos contenidos orgánicos y gran extensión areal proveyeron una formidable fuente de hidrocarburos para la cuenca. Para el tiempo de la depositación de la unidad se acepta la presencia de un gran lago estratificado, relativamente somero, con fluctuaciones en los grados de hipersalinidad/alcalinidad, cambios faciales importantes

asociados a bordes abruptos y drenaje de tipo centrípeto. En este lago, se diferencian al menos cinco secciones interpretadas como el registro de distintos estadios de nivel alto. En los depósitos de nivel alto (mayor expansión del lago), se depositan pelitas oscuras y calizas oolíticas, mientras que en los de nivel bajo hay concentración de clásticos gruesos y material piroclástico. En ese marco general, existe predominio de materia orgánica algal en las partes más profundas, en tanto que hacia los bordes (flancos Norte y Sur) hay mayor aporte terrestre y un ambiente menos reductor. Hacia el Oeste, debido al importante aporte piroclástico proveniente de un protoarco, se produce una pérdida gradual en el contenido y calidad de la materia orgánica.

Con diferencias menores, varios estudios en posiciones disímiles de la cuenca coinciden sobre la riqueza y calidad de la materia orgánica de la Formación Pozo D-129, que permiten categorizarla como generadora primaria de hidrocarburos líquidos. No obstante, cualquier caracterización de estas facies generadoras tropieza con serias limitaciones, debido a que dichos estudios evalúan facies proximales, intervalos parciales (p.e. tope), o secciones profundas siempre sobremaduras. Por ello, resulta difícil racionalizar el potencial generador original de la espesa columna sedimentaria del sector central de la cuenca hoy intensamente sobremadura. Hecha esta salvedad, los estudios documentan valores de COT hasta 3% y tipos de querógeno (I)-II a II/III determinados mediante pirólisis Rock-Eval en muestras poco maduras, con picos S2 mayoritariamente en el rango 2-10 e índices de hidrógeno entre 200 y 500 mg HC/g COT. Hacia el centro de cuenca, debe asumirse un sustancial mejoramiento de estos parámetros. El análisis óptico del querógeno evidencia abundante material amorfo, con típicos rasgos generadores de hidrocarburos líquidos, ocasionalmente acompañado por algas identificables del tipo *Botryococcus*.

1.2.4.2 Los reservorios

Los principales reservorios de la cuenca en cuanto a su distribución, espesor y producción pertenecen a la Fm. Bajo Barreal. Esta unidad que alcanza en total más de 2000m de espesor en el depocentro chubutiano y menos de 400m en los bordes.

Los sistemas depositacionales, exclusivamente continentales, varían desde gruesos abanicos aluviales en los bordes, hasta ríos de alta sinuosidad, barreales y lagos someros en la parte central. Las geometrías de estos cuerpos clásticos gruesos identificadas en superficie responden a lóbulos y mantos, masivos o con estructuras de alto régimen en muchos casos con retrabajo de olas y en menor proporción lentes, con estructuras tractivas unidireccionales.

Inferior de esta unidad, sin duda el más prolífico de toda la cuenca, con dos esquemas de transporte principales, transversal o longitudinal al sistema de fallas extensivas principal (ONO-ESE). De esa manera la existencia de corrientes hiperconcentradas entrando transversalmente a estos sistemas originan depositación en cada escalón donde se produce una pérdida abrupta del poder de transporte. Por otro lado, las corrientes más canalizadas, corriendo paralelamente a los bloques bajos de las fallas producen el modelo longitudinal. En conjunto se define un modelo de paleodrenaje centrípeto que se mantiene durante la mayor parte de la depositación de la unidad, con predominancia longitudinal en el sector occidental y paleocorrientes hacia el SE tanto en subsuelo como en superficie. Dentro de este sistema, existe un gran aporte volcánico proveniente del Oeste que controla en gran medida el arreglo de las secuencias. En el Flanco Norte domina, en cambio, un modelo de paleodrenaje transversal con paleocorrientes hacia el SO, denotando el control del aporte proveniente del Macizo Norpatagónico. En el Flanco Sur parecen coexistir ambos modelos de paleodrenaje pero a medida que nos acercamos al extremo suroriental domina un paleodrenaje transversal con sentido NO, tal vez controlado por los grandes bloques basamentales del Norte del Macizo del Deseado. El conjunto de estos elementos determina a gran

escala la existencia de una zona de by pass con escaso espesor y cantidad de arenas en los bordes, y una orla de concentración de las mismas en el área de quiebre de pendiente de la cuenca, coincidente con la influencia de los grandes lineamientos extensivos.

Los límites de secuencias son suavemente erosivos y sólo reconocibles hacia los bordes de la cuenca, aunque seguibles con sísmica de detalle. Las unidades más pequeñas del orden de decenas de metros están constituidas, por un lado, por apilamientos de cuerpos arenosos, lateralmente amalgamados, con arreglos variados y con pobre desarrollo de paleosuelos en una planicie restringida. Estos conjuntos arenosos depositados como cuerpos entrelazados, o lóbulos en los suaves quiebres de pendiente se atribuyen a un estadio relativo de nivel de base bajo local. El otro tipo de unidades que tienen una muy baja relación arena- arcilla, con cuerpos arenosos aislados, granodecrecientes y que finalizan con gruesas secciones arcillosas de continuidad areal importante y frecuente desarrollo de paleosuelos, se atribuyen a inundaciones y estadios relativos de nivel alto local. El denominado nivel de base local estaría constituido por un lago somero o barreal en la zona del depocentro principal. En el Flanco Norte existe una estratigrafía muy particular que provee un conjunto de niveles reservorio que aportó las primeras producciones a la cuenca. Por encima de la Fm. Comodoro Rivadavia se ubica una sucesión de rocas continentales y marinas asignadas a la Fm. Yacimiento El Trébol y a la Fm. Salamanca. Este intervalo es dividido por superficies de significado regional en tres conjuntos de secuencias. El conjunto inferior corresponde al Mbro. Inferior de la Fm. Yacimiento El Trébol y se interpreta depositado en un ambiente con canales fluviales de baja a moderada energía (con dirección de aporte desde el NNO en el área de Comodoro Rivadavia) que hacia el tope podrían graduar a un ambiente estuarino en la porción offshore de la cuenca. Hacia el Oeste y Sur este intervalo está representado mayormente por limolitas. Estas areniscas presentan una importante producción en los yacimientos El Trébol, Diadema, Campamento Central y Escalante. El conjunto siguiente está limitado en su base por un intervalo de pelitas de significado regional; el tope, por una superficie de erosión regional. Este intervalo es interpretado como depósitos fluviodeltaicos con dirección de aporte desde el NNO. El mapeo de sus arenas muestra que las mismas se encuentran concentradas en el área de Comodoro Rivadavia y que hacia el Oeste y Sur pasan a pelitas. Hacia el Este, en el offshore, este intervalo está representado por pelitas y escasas areniscas que contienen fósiles marinos. Las areniscas de esta secuencia presentan importante producción en los yacimientos Cañadón Perdido, Diadema y Campamento Central. El conjunto siguiente está definido en su base por una superficie de erosión muy clara en el flanco norte de la cuenca; el tope de este ciclo se ubica en la sección media de la Fm. Salamanca. Internamente posee depósitos fluviales elongados en sentido N-S, luego pelitas grises conocidas como horizonte madre, a las que sucede un intervalo de limolitas y escasas areniscas con restos de carbón conocido como horizonte lignífero, asignadas a un ambiente sedimentario lacustre o quizás estuarino. Inmediatamente por encima, sigue una secuencia de areniscas glauconíticas que representan el depósito de barras costeras en un ambiente marino proximal durante un evento transgresivo. Por encima de las areniscas glauconíticas sigue un intervalo de arcilitas marinas conocidas como arcillas fragmentosas que constituyen un sello regional para la migración de hidrocarburos en la cuenca. Las areniscas del horizonte madre y el horizonte lignífero superior presentaron escasa producción en los yacimientos Cañadón Perdido y Campamento Central; las areniscas glauconíticas presentaron producción de importancia en los yacimientos Caleta Córdova y Restinga Alí y menor producción en el yacimiento Campamento Central. Como reservorios para la Fm. Mina El Carmen se destacan los cuerpos lenticulares depositados en ambientes fluviales de alta sinuosidad que suelen concentrarse en la sección superior y los complejos de clásticos gruesos que se concentran hacia la base, en zonas de quiebre de pendiente, interpretados como depósitos de fan delta. Otros reservorios disponibles se encuentran en la Fm. Pozo Co. Guadal y las facies gruesas proximales de D-129. Quedan por

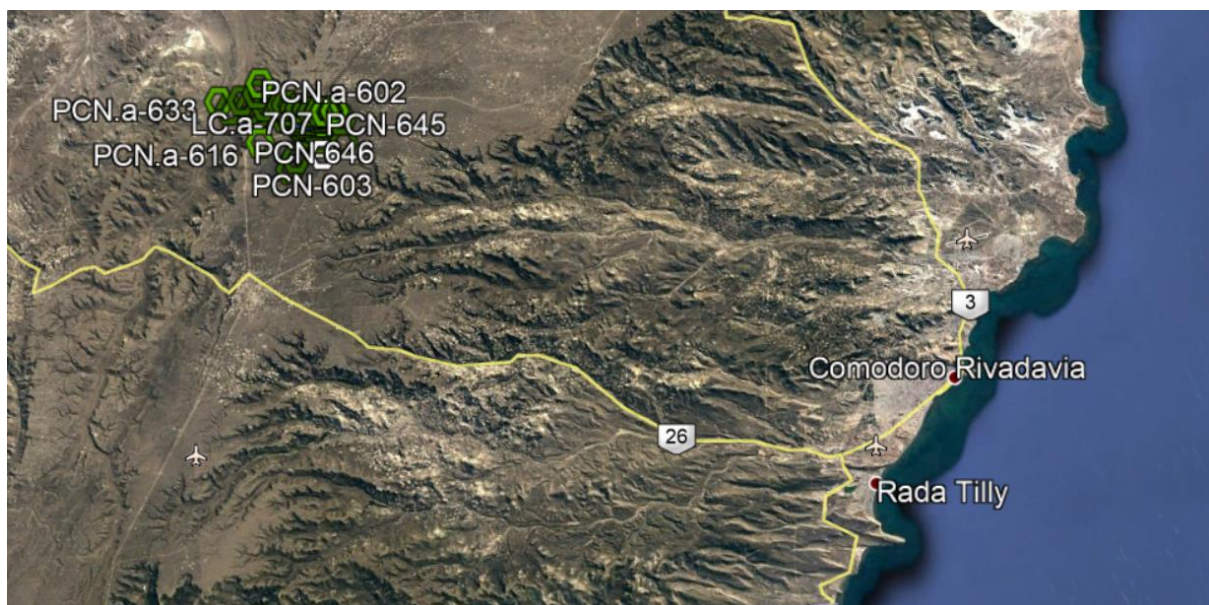
nombrar los reservorios no convencionales fracturados de la sección piroclástica inferior de la Fm. Mina El Carmen, relacionados en general con zonas de transferencia entre los lineamientos extensivos de orientación ONO-ESE, ejemplo de los cuales se encuentran en los yacimientos Tordillo y Mesetas.

1.2.4.3 Sello

Dentro de la Fm. Mina El Carmen depositada en un ambiente fluvial sinuoso de mediana a baja energía, la relación arena- arcilla es muy baja existiendo numerosos intervalos pelíticos que constituyen sellos locales para los cuerpos arenoso lenticulares y con bajo grado de conectividad. Estas características se mantienen en forma constante en toda la cuenca ya que corresponde a un momento de nivelación y baja pendiente.

Dentro de la Fm. Bajo Barreal y equivalentes, las características de los sellos más efectivos varían considerablemente dependiendo el ámbito en el que se encuentren. Por ejemplo, en el sector centro occidental (yacimientos Cañadón Escondida, Las Heras, Cerro Doce Grande, etc.) las arcilitas tobáceas de la sección media de la Fm. Bajo Barreal (más de 150m de espesor) proveen el principal sello, no existiendo acumulaciones de hidrocarburos importantes por arriba de las mismas. En la faja plegada no existe ese sello ya que ha sido parcial o totalmente erosionado, dependiendo en parte de sellos menores o de las propias arenas con petróleos residuales (tar sands). En los flancos las secuencias se hallan más condensadas aumentando además el grado de interconectividad entre los cuerpos arenosos. Por ejemplo en el Flanco Sur, los principales complejos arenosos de los Miembros CS1 y CO de la Fm. Cañadón Seco se encuentran limitados por dos secciones pelíticas de características semiregionales: el Mbro. O12 de la Fm. Cañadón Seco y la sección basal de la Fm. Meseta Espinosa (estos niveles muestran un claro espesamiento desde los bordes hacia el Centro de Cuenca). Una situación análoga se da en el Flanco Norte donde, en la porción media de la Fm. Comodoro Rivadavia, la existencia de una sección pelítica de continuidad semiregional provee un límite a dos plays bien definidos en la base y techo de esta unidad. Los otros dos plays superiores (Complejo II y I) se encuentran asociados a secciones pelíticas similares. Hacia el Oeste la discordancia de la base del Terciario va eliminando por erosión en forma paulatina, la sección superior de Bajo Barreal, disminuyendo paralelamente su capacidad como sello.

1.3 Visualización del yacimiento Pampa del Castillo Norte



1.3.1 Ubicación geográfica

El área de estudio Pampa del Castillo Norte se encuentra ubicada dentro del Yacimiento Manantiales Behr, 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 Pan American Energy y Sipetrol.

El área estudiada se encuentra en el extremo centro-este del yacimiento comprendida aproximadamente entre los siguientes puntos:

1	X: 2.576.000 Y: 4.940.600	3	X: 2.580.000 Y: 4.938.000
2	X: 2.580.000 Y: 4.940.600	4	X: 2.576.000 Y: 4.938.000

1.3.2 Consideraciones generales

El área de estudio comprende aproximadamente unos 50 km² y se encuentran en ella 46 pozos perforados.

La Formación Mina El Cármen (Comp. IV) es la principal productora de la zona y las acumuladas de petróleo de todos los pozos provienen de ella y en mucho menor grado del tramo inferior de la Formación Comodoro Rivadavia (Comp. III).

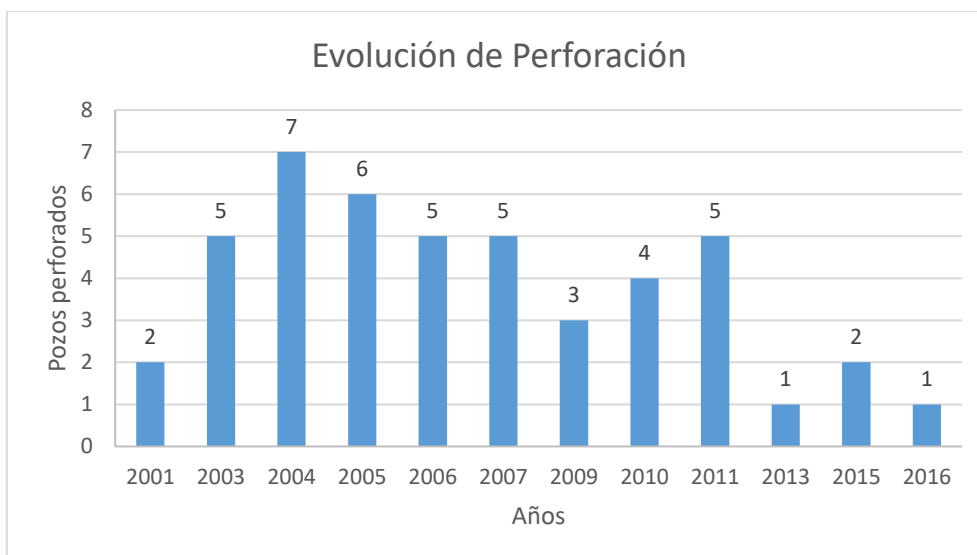
La Formación D-129 ha presentado niveles mineralizados, sólo en los pozos PCN-637 (pet surg. 200l/h) y PCN-641 (gasolina + gas), así como en el pozo ENPC-180 que produjo de dos capas con 360 y 450 l/h de petróleo, todos en el tope de la misma.

Los primeros pozos perforados en el sector en estudio fueron los que llevan las siglas ENPC y se realizaron en los años 1977-1978. Solamente se perforaron dos: ENPC-180 y ENPC-181 los cuales documentaron petróleo en el complejo IV.

Recién entre los años 1991-1997 se volvió a la zona realizándose los pozos con sigla APC de los que se efectuaron siete: APC-401 al 407 con los que se determinó la estructura principal de entrapamiento.

Esto permitió que a partir del año 2003 se comenzara a delimitar y se desarrollara 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.

La siguiente figura muestra el avance de su desarrollo, comenzando la perforación de los primeros pozos del proyecto en el año 2001 y concluyendo en el año 2016.



La cantidad de pozos en estudio del proyecto existente es de 46 y dentro de ellos tenemos 3 inyectores.

De los cuales solo hay 14 productores activos y se encuentran actualmente produciendo aproximadamente:

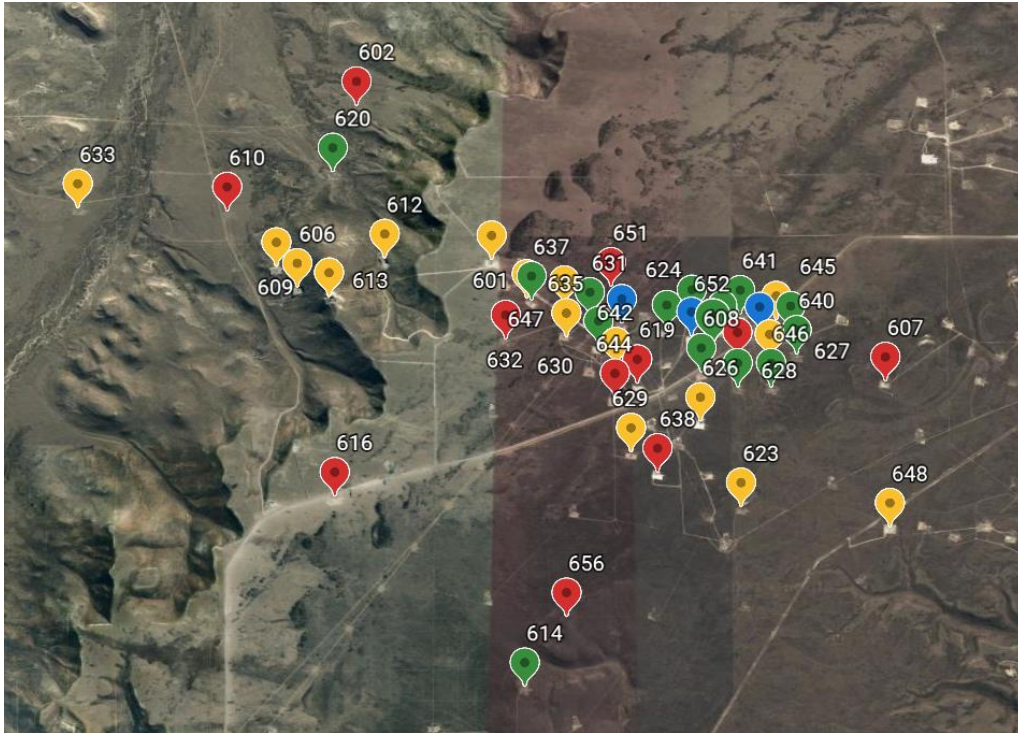
PRODUCCIÓN PETROLEO ACTUAL ESTIMADA	17,8	M3/DÍA
PRODUCCIÓN AGUA ACTUAL ESTIMADA	259	M3/DÍA
PRODUCCIÓN GAS ACTUAL ESTIMADA	13	Kscm/d

Se muestra a continuación de forma resumida el estado de los pozos:

<i>Total</i>	46
<i>Petrolíferos</i>	43
<i>Gasíferos</i>	0
<i>Surgentes</i>	2
<i>Suspendidos</i>	26
<i>Abandonados por improductivos</i>	6
<i>Activos hoy</i>	14
<i>Inyectores</i>	3

En la siguiente figura se muestra el estado de los pozos con su correspondiente color:

Activos	
Suspendidos	
Abandonados	



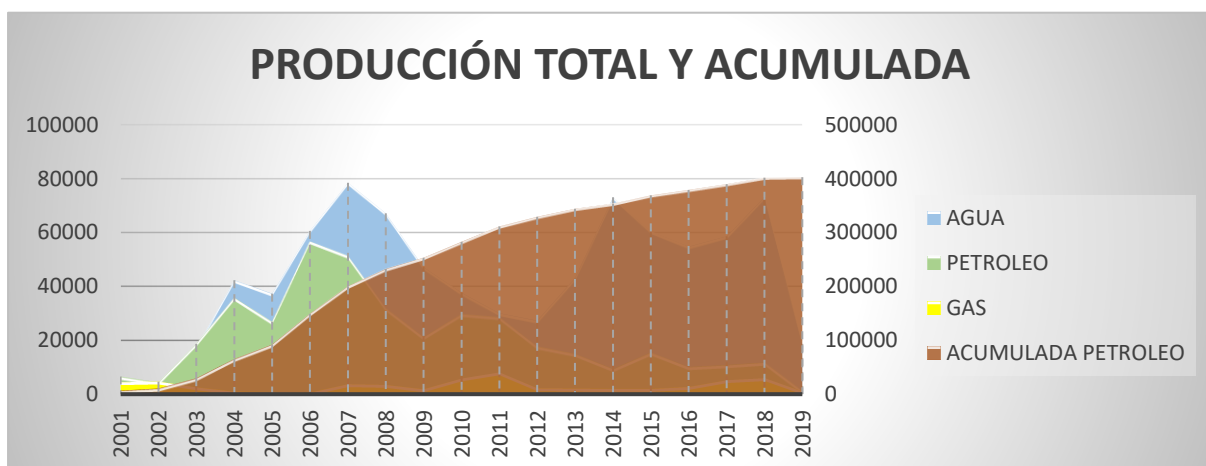
1.3.3 Historia de producción

La siguiente figura muestra la historia de producción del yacimiento Pampa del Castillo Norte desde sus comienzos en el año 2001 hasta la actualidad, donde se observa una tendencia decreciente en cuanto a la producción de bruta y neta.

En cuanto a la neta, se observa un pico en la producción hacia el año 2006 de 56.568 m³/año.

En cambio la producción de agua llega a su caudal máximo en el 2007, luego decrece, aumenta hacia el 2013, decrece y vuelve a mostrar una tendencia en aumento como respuesta al proyecto de recuperación secundaria implementado a partir del 2015.

Respecto a la producción de gas se observa una tendencia fluctuante a lo largo de los 19 años pero se observa un incremento en la producción del mismo hacia el año 2016.



1.3.4 Instalaciones de superficie actuales



A continuación, se describen los componentes principales de la estación ESCALANTE NORTE III que se muestra en la imagen. La misma recibe la producción de la batería GRANSON y todos los pozos PCN. Por otro lado la estación ESCALANTE NORTE II es una planta de inyección que recibe el agua desde SAN DIEGO y la envía al satélite que se encarga de inyectar en los pozos inyectores del proyecto de secundaria ya existente, los cuales son PCN-624, PCN-621 y PCN-605

- Tanque general de 160 m³
- Tanque de control de 40 m³
- Separador general
- Separador de control
- Dos bombas Stork 50-100
- Dos Scrubbers o separadores de gas
- Pileta de Emergencia
- Calentador general indirecto
- Calentador de control indirecto

2. MODELADO ESTÁTICO

2.1 Modelo estructural

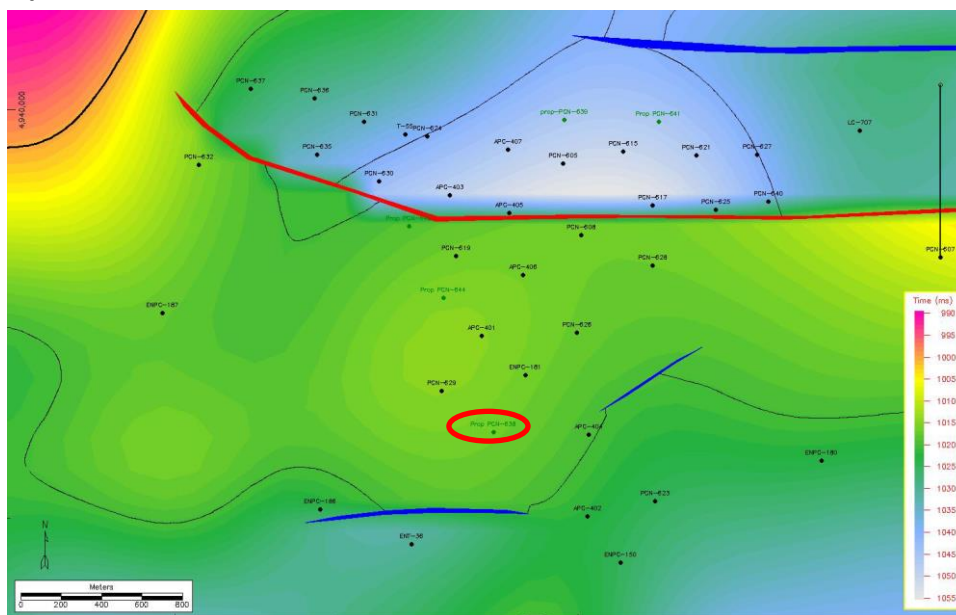
Los pozos estudiados se encuentran entre dos fallas: una al Norte contraregional (C) de un rechazo que varía entre los 60 y los 90m y que entrapa los pozos con producciones más importantes y otra al Sur, regional (A) con un rechazo de 45 m.

Las fallas mencionadas provienen de la Fm D129 y se continúan hasta los complejos superiores.

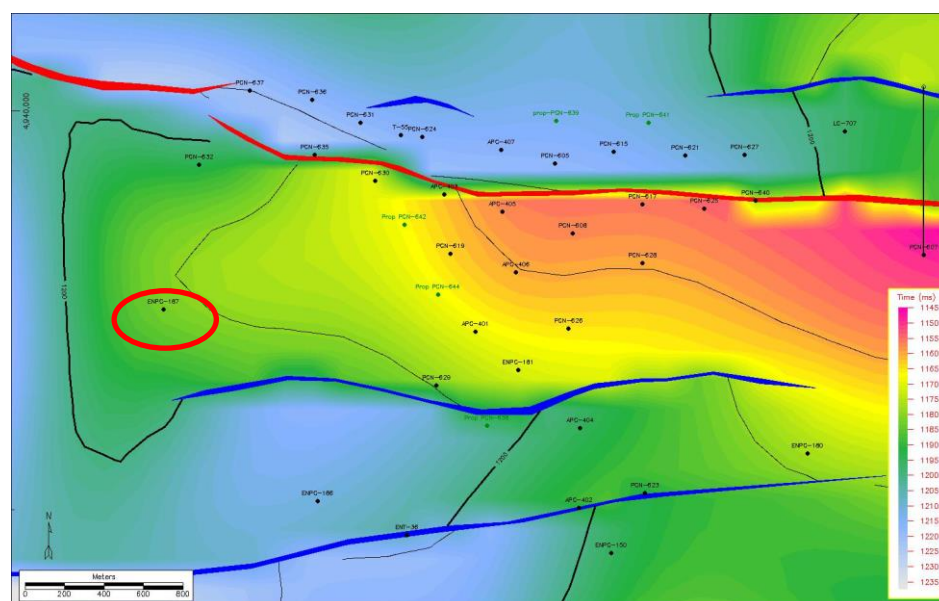
El entrapamiento es principalmente estructural.

Se puede observar en los siguientes mapas isócronos al tope de los complejos de interés económico la dirección y plano de las fallas.

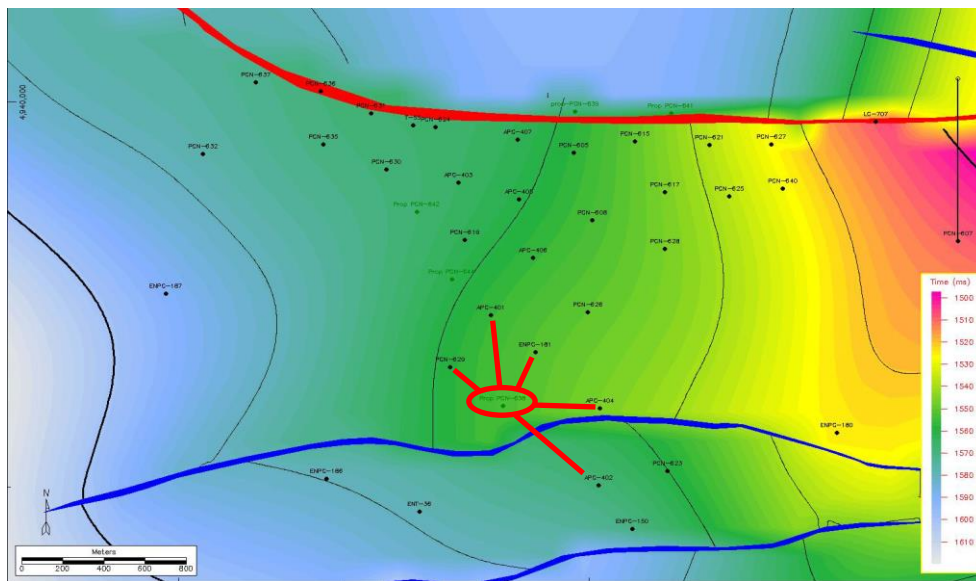
Isócrono Tope CII



Isócrono Tope CIII



Isócrono Tope CIV



2.2 Modelo estratigráfico

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.

De acuerdo con las dos carreras de testigo corona tomados en el sondeo LC.a-707 (al NE sobre la falla contrarregional principal) está representado por 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 .

De todos los pozos estudiados dentro del proyecto inicial, se eligió estudiar en detalle las primeras 10 capas con mayor cantidad de acumulada de petróleo, las cuales serán presentadas a continuación.

Capas pertenecientes al complejo III: 119-510

Capas pertenecientes al complejo IV: 146-265-242-398-397-509-450-280

Se presentará cada capa, con su mapa estructural e isopáquico.

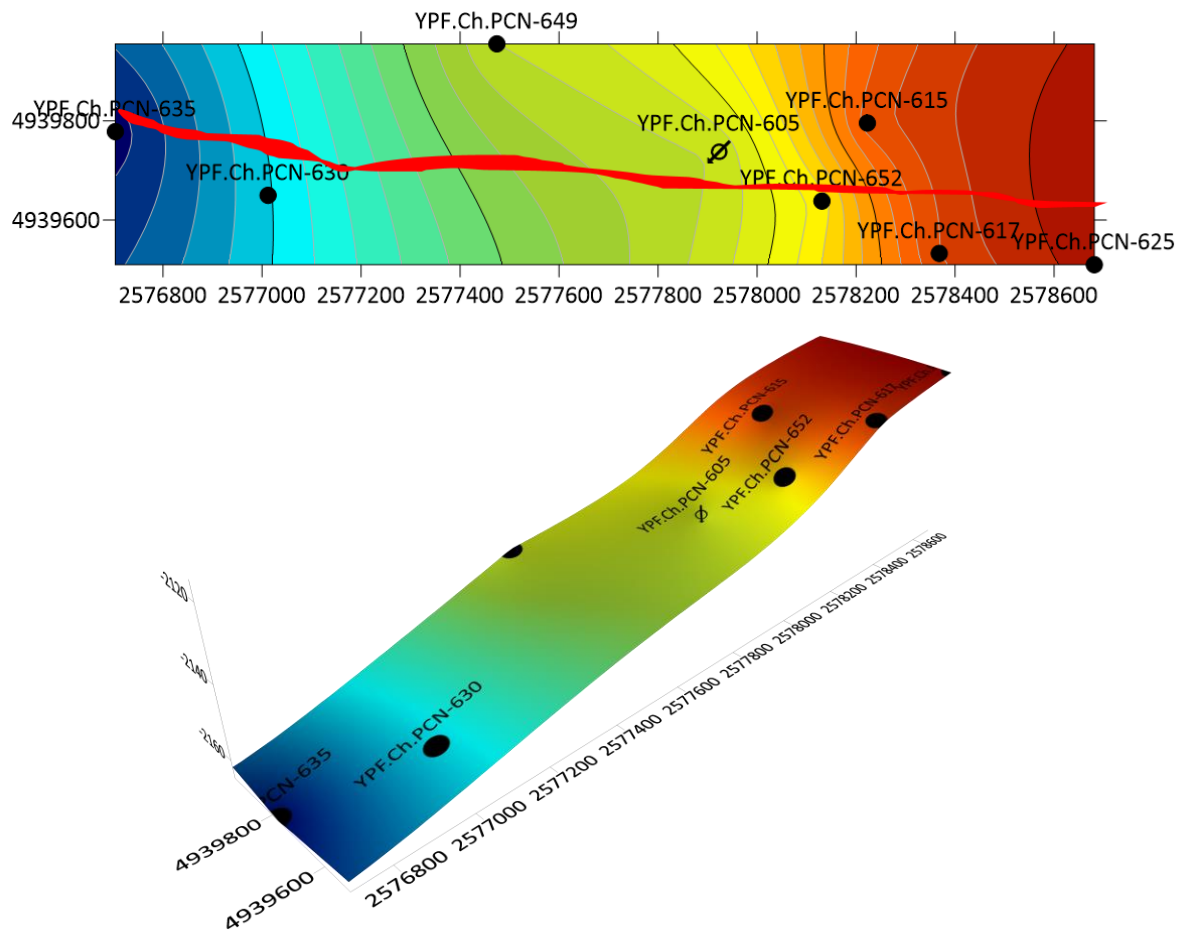
CAPAS SELECCIONADAS	NP
146	29045
265	15588
242	12912
119	12847
510	9998
398	11550
397	10928
509	9748
450	7726
280	6766

1. CAPA 146

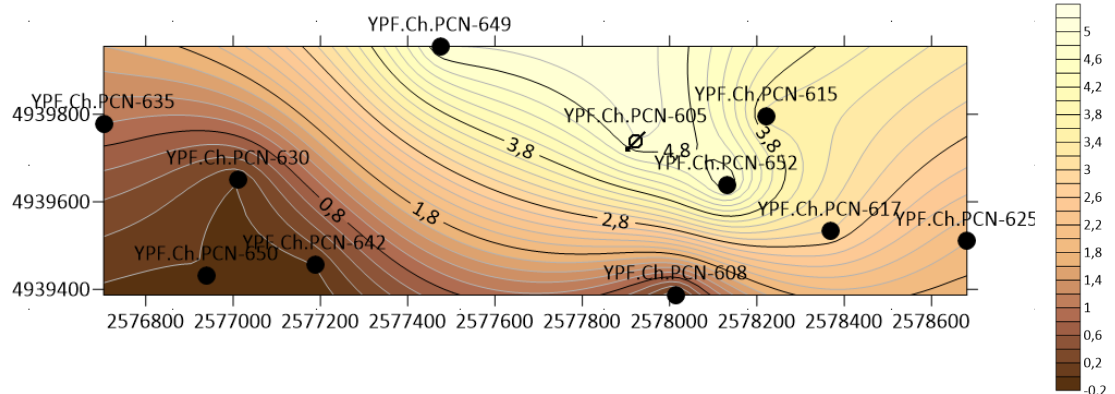
Se encuentra presente en los siguientes pozos

POZO
YPF.Ch.PCN-615
YPF.Ch.PCN-625
YPF.Ch.PCN-635

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO

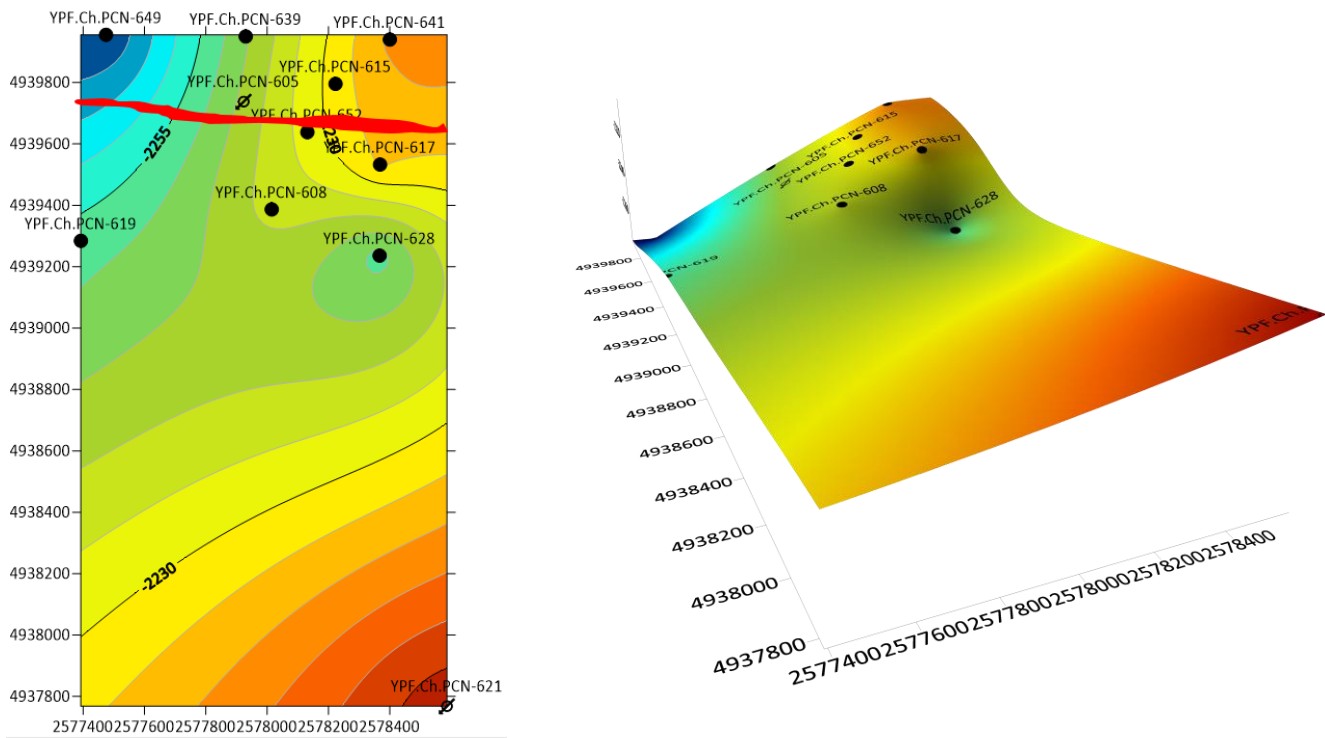


2. CAPA 265

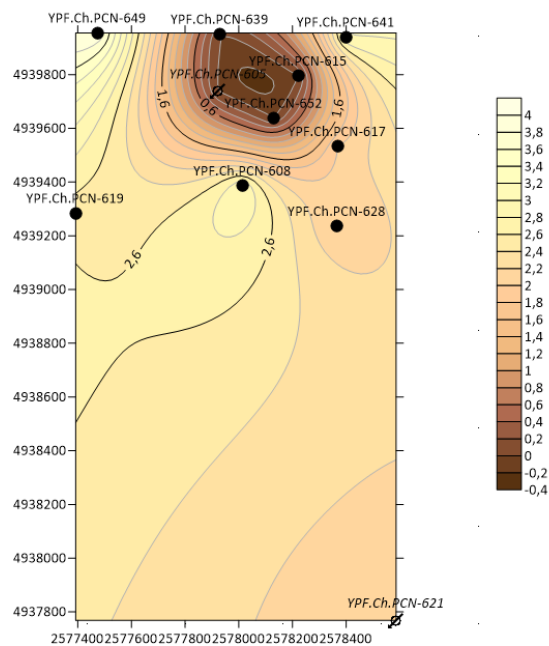
Se encuentra presente en los siguientes pozos:

POZO
YPF.Ch.PCN-608
YPF.Ch.PCN-617
YPF.Ch.PCN-619
YPF.Ch.PCN-621

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO

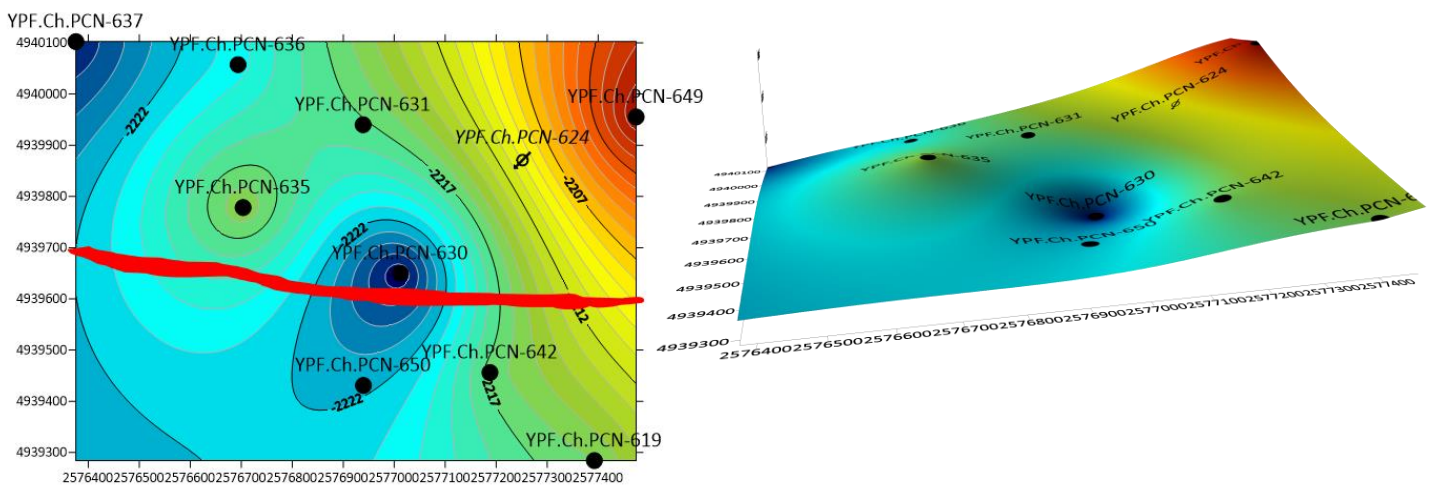


3.CAPA 242

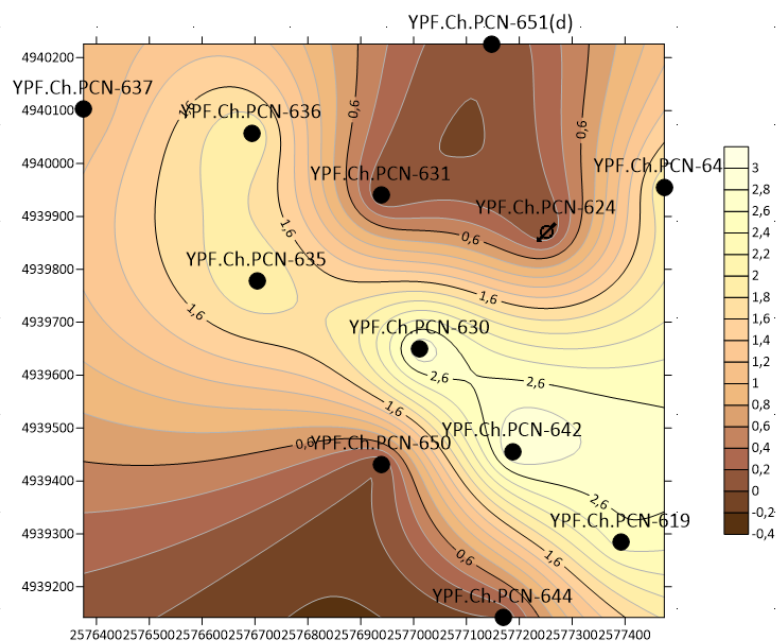
Se encuentra presente en los siguientes pozos:

POZO
YPF.Ch.PCN-636
YPF.Ch.PCN-637
YPF.Ch.PCN-642
YPF.Ch.PCN-649

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO

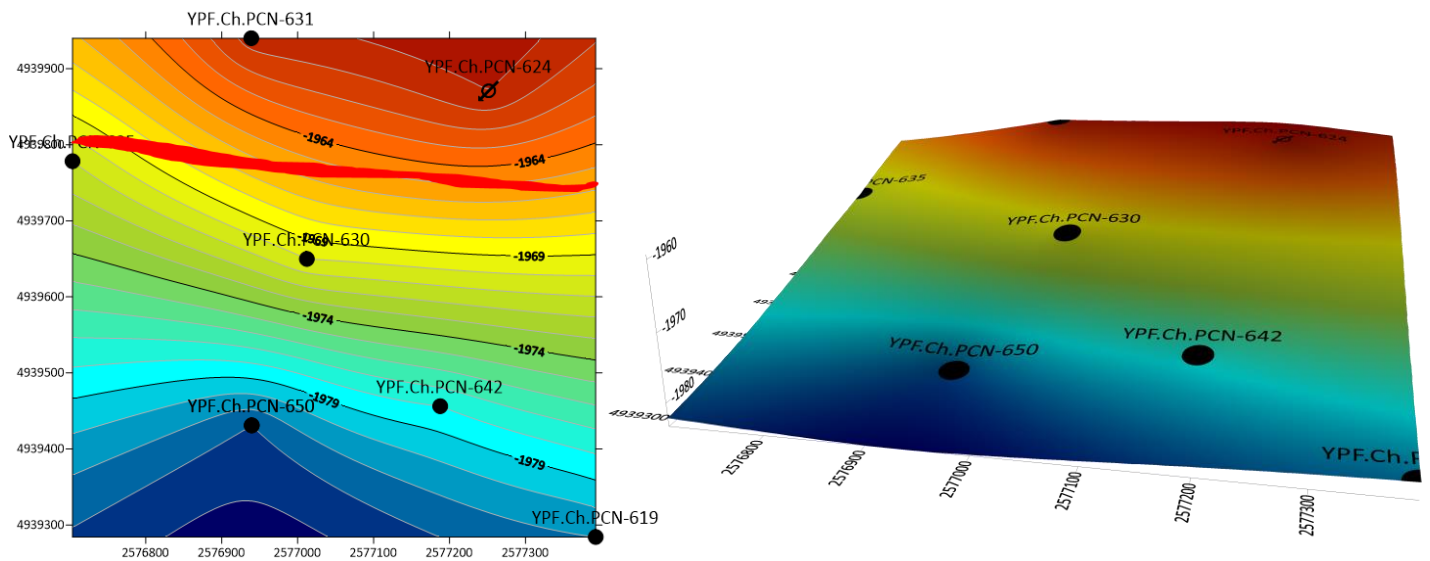


4.CAPA 119

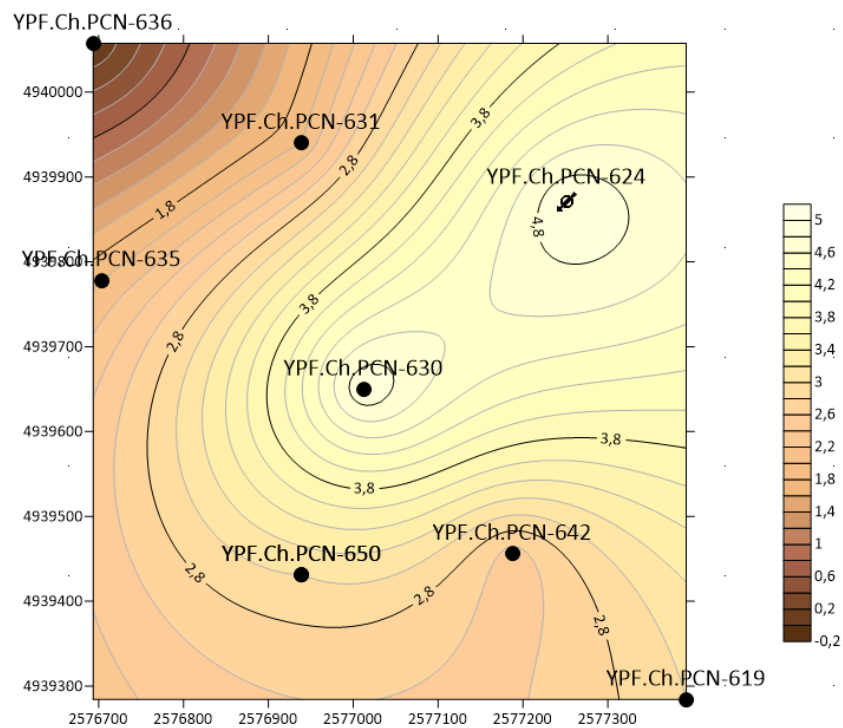
Se encuentra presente en los siguientes pozos:

POZO
YPF.Ch.PCN-630
YPF.Ch.PCN-631
YPF.Ch.PCN-635

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO

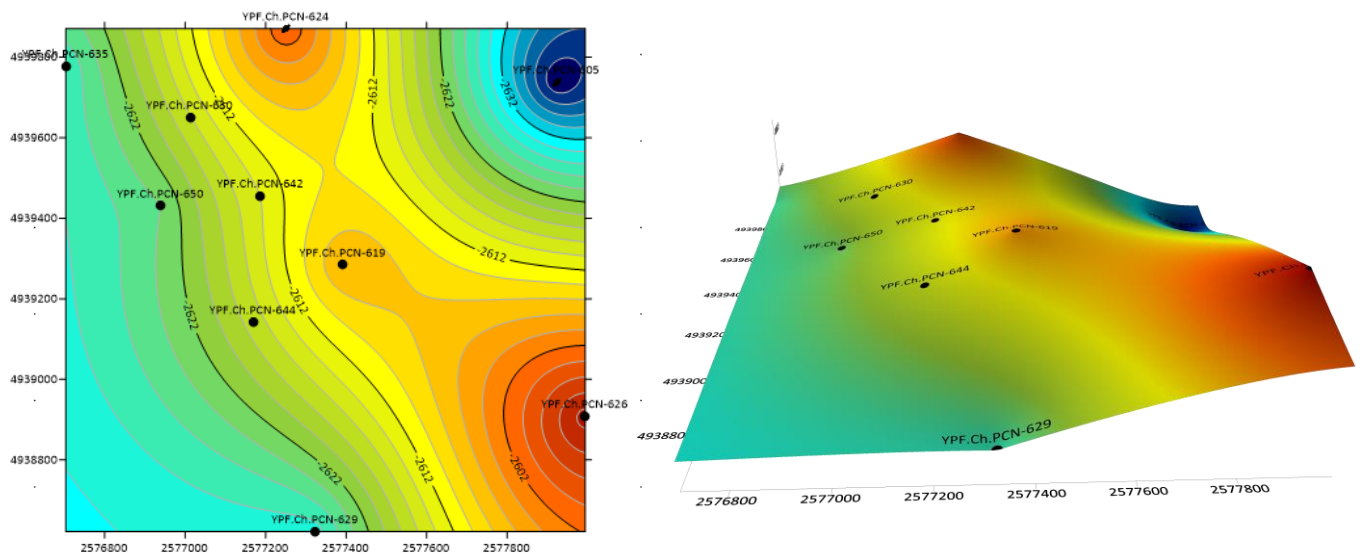


5. CAPA 510

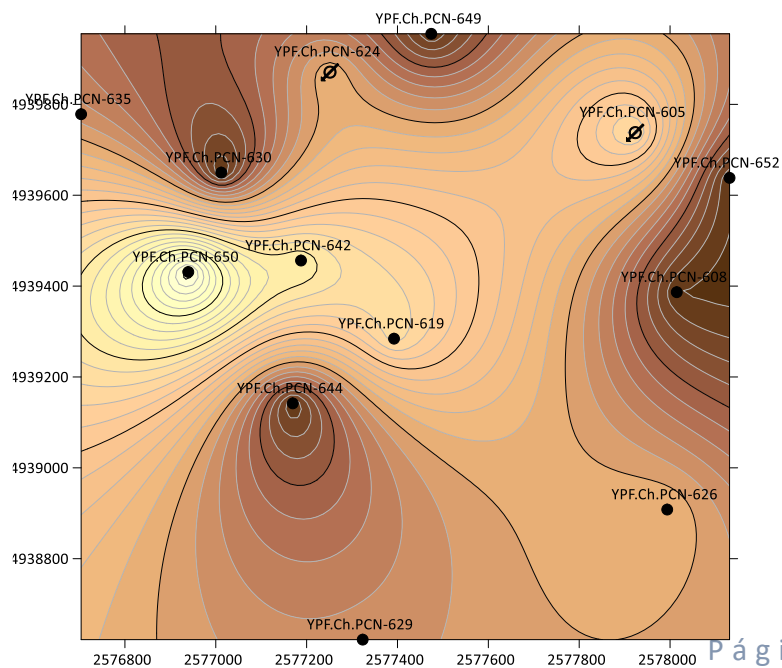
Se encuentra presente en los siguientes pozos:

POZO
YPF.Ch.PCN-601
YPF.Ch.PCN-624
YPF.Ch.PCN-626
YPF.Ch.PCN-629
YPF.Ch.PCN-635
YPF.Ch.PCN-642

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO

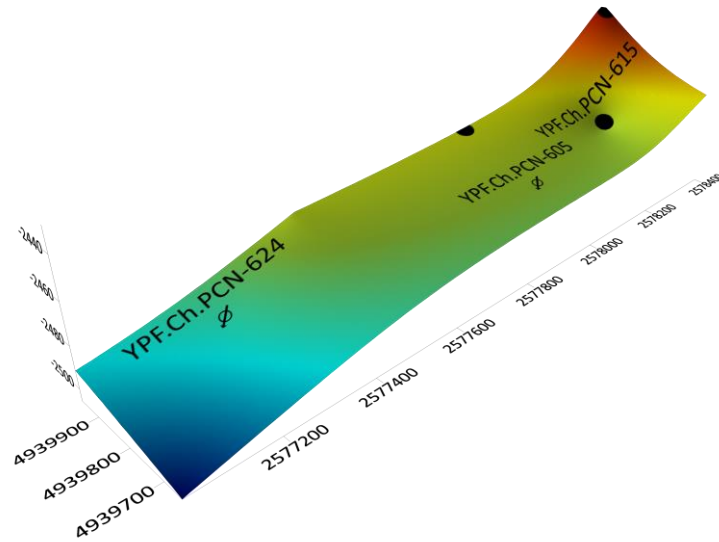
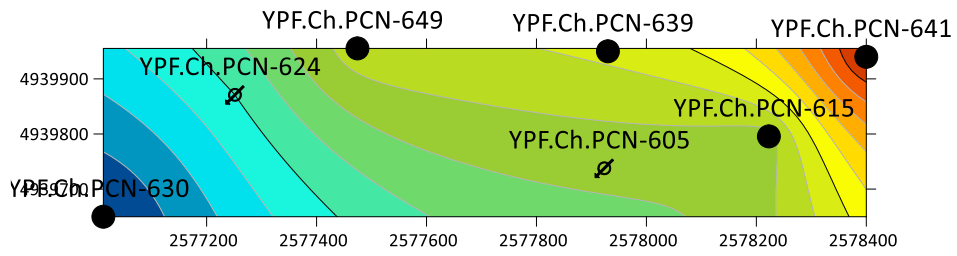


6. CAPA 398

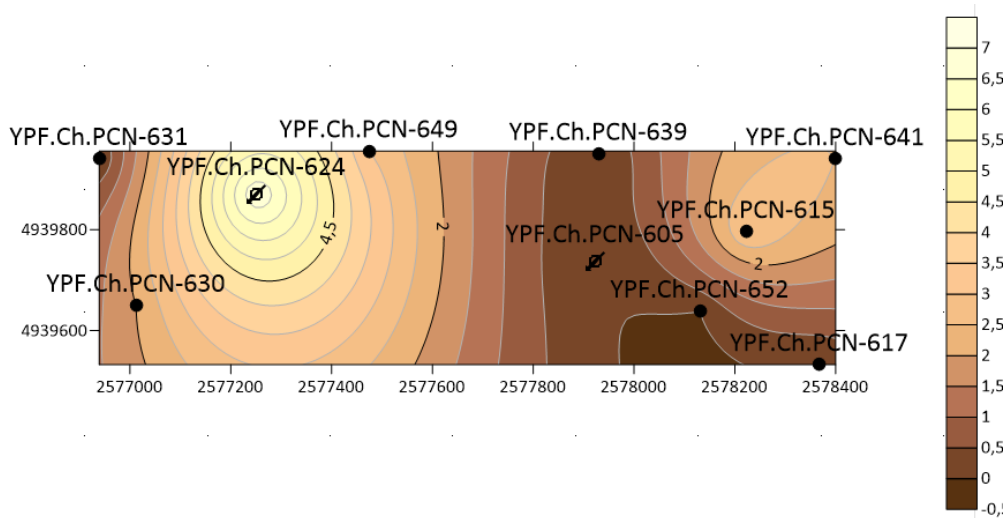
Se encuentra en los siguientes pozos:

POZO
YPF.Ch.PCN-624
YPF.Ch.PCN-630
YPF.Ch.PCN-641
YPF.Ch.PCN-649

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO

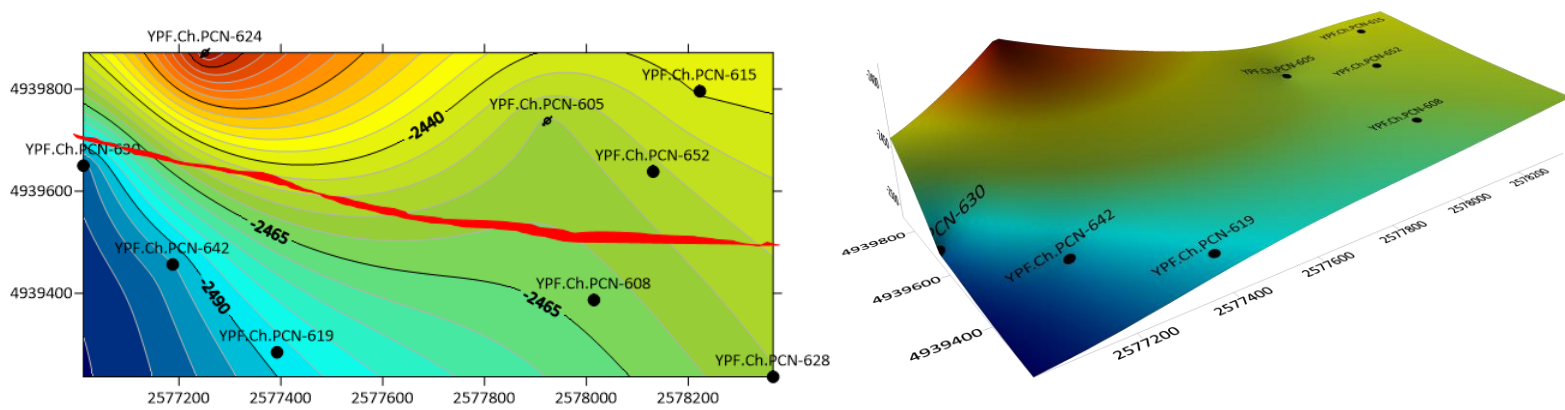


7. CAPA 397

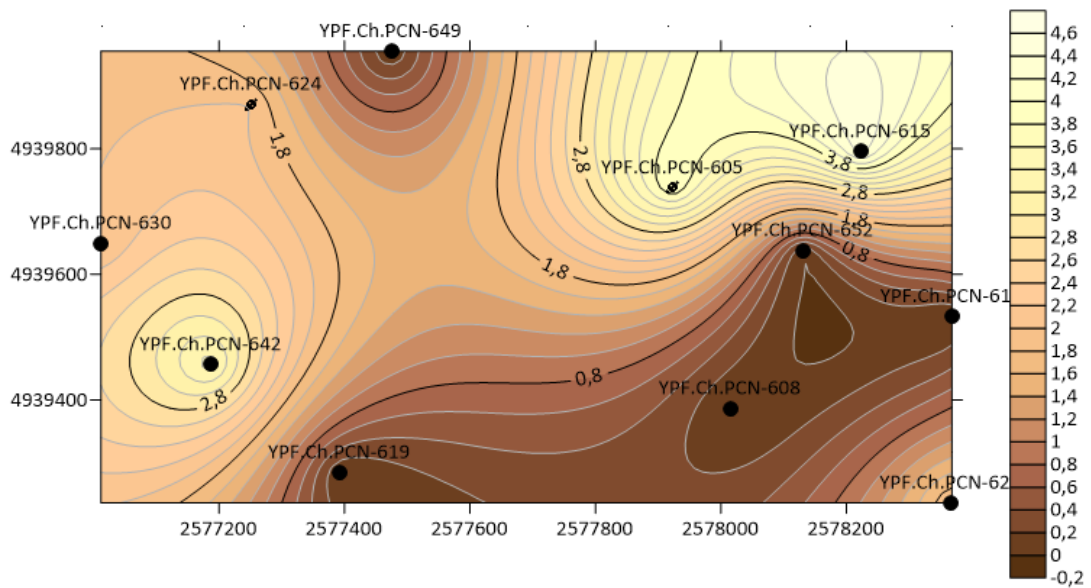
Se encuentra presente en los siguientes pozos:

POZO
YPF.Ch.PCN-605
YPF.Ch.PCN-615
YPF.Ch.PCN-624
YPF.Ch.PCN-628
YPF.Ch.PCN-630
YPF.Ch.PCN-642
YPF.Ch.PCN-649

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO



8. CAPA 509

Se encuentra presente en los siguientes pozos:

POZO

YPF.Ch.PCN-624

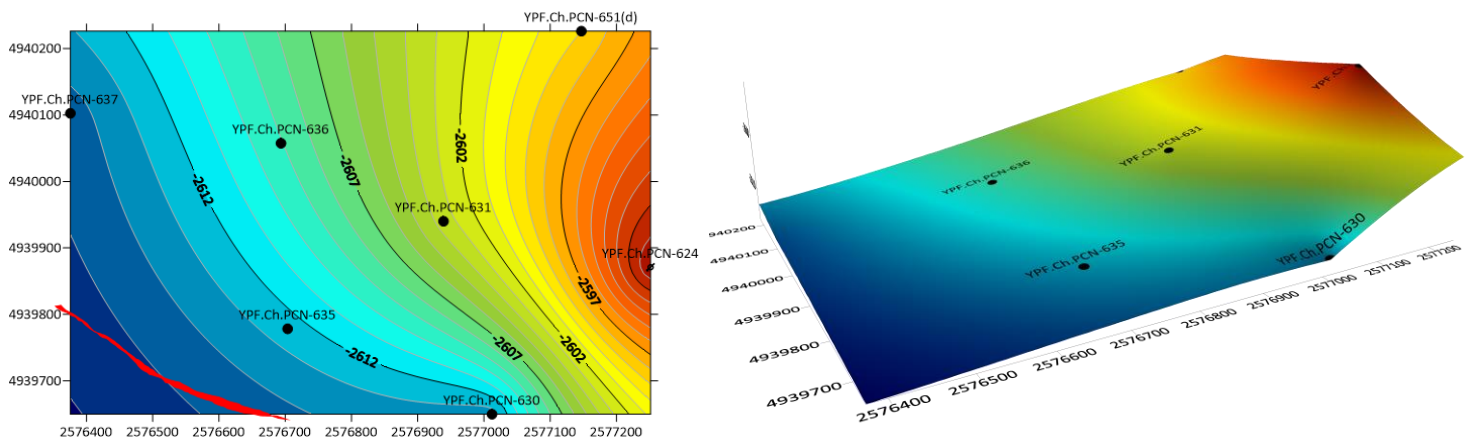
YPF.Ch.PCN-630

YPF.Ch.PCN-631

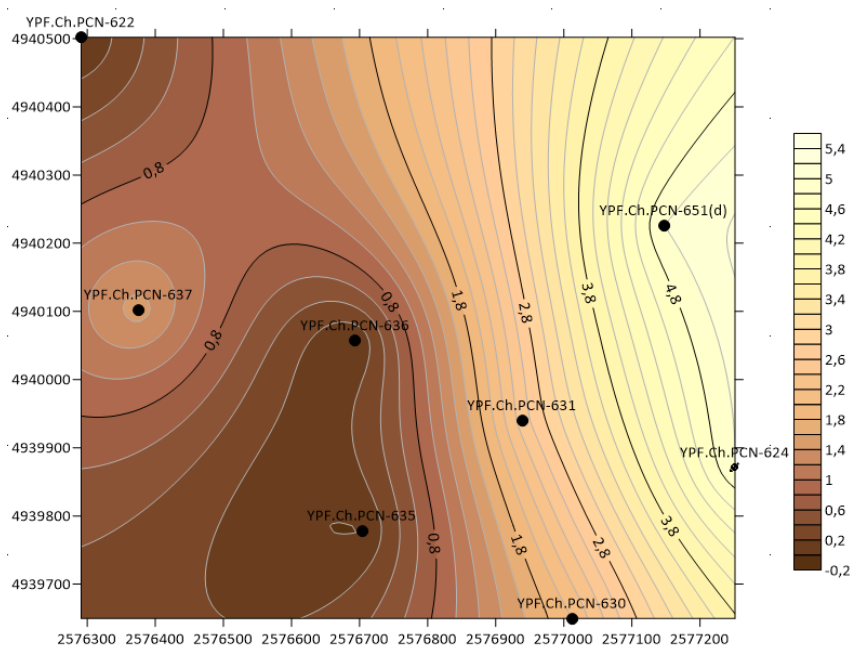
YPF.Ch.PCN-637

YPF.Ch.PCN-651(d)

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO

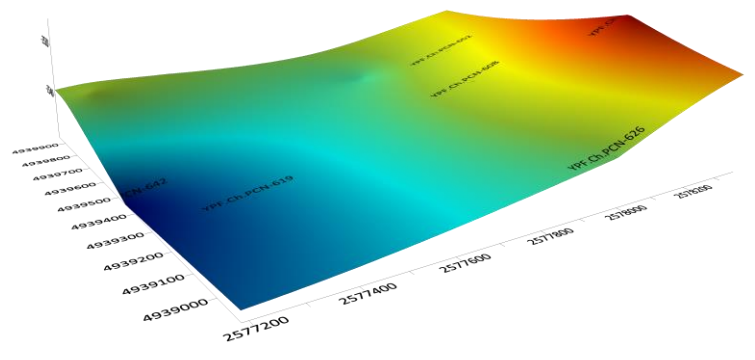
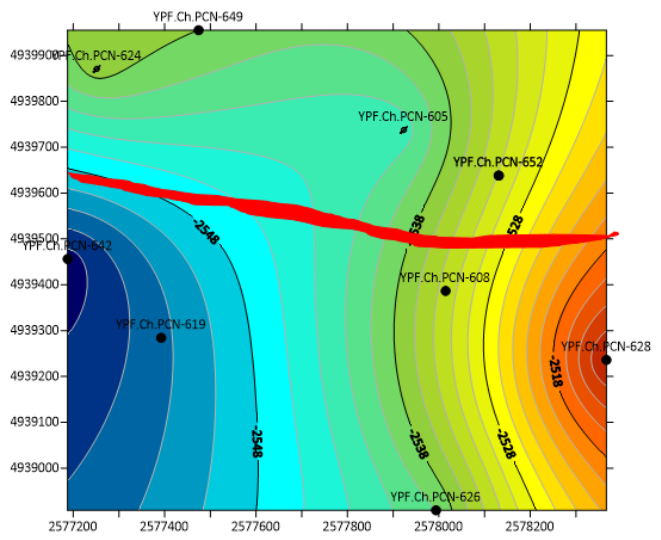


9. CAPA 450

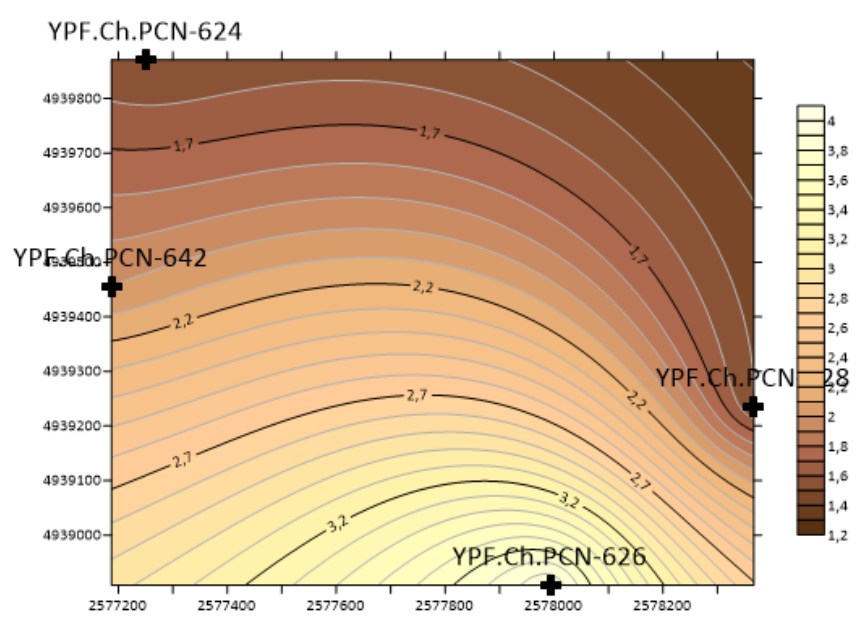
Se encuentra presente en los siguientes pozos:

POZO
YPF.Ch.PCN-626
YPF.Ch.PCN-624
YPF.Ch.PCN-628
YPF.Ch.PCN-642

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO

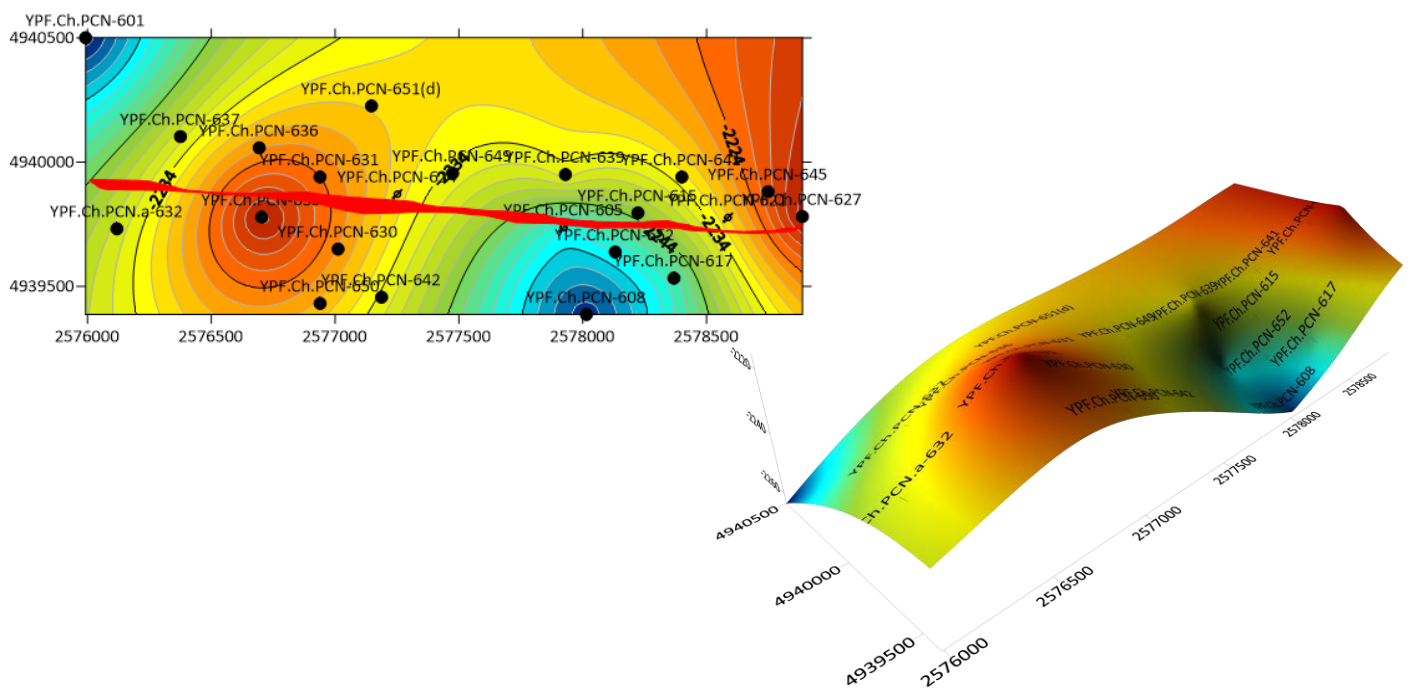


10. CAPA 280

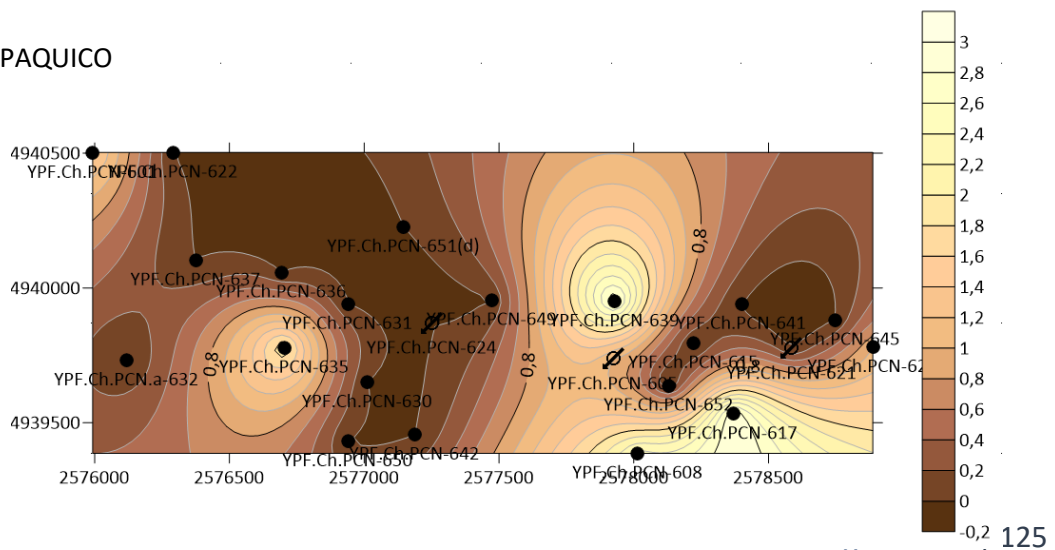
Se encuentra presente en los siguientes pozos:

POZO
YPF.Ch.PCN-601
YPF.Ch.PCN-605
YPF.Ch.PCN-608
YPF.Ch.PCN-617
YPF.Ch.PCN-627
YPF.Ch.PCN-639

MAPA ESTRUCTURAL Y REPRESENTACIÓN EN 3D



MAPA ISOPAQUICO



2.3 Modelo petrofísico

Este modelo define las propiedades petrofísicas del yacimiento para caracterizar la calidad de las rocas de los reservorios, de tal manera de poder discriminar las zonas que son reservorios de aquellas que no lo son, cuantificando el contenido de arcilla, la porosidad, (total y efectiva), el índice de permeabilidad y la saturación de fluidos.

La información disponible para la elaboración del modelo petrofísico es escasa y por lo tanto, se dificulta obtener un modelo representativo.

2.3.1 Caracterización del reservorio

a) *Profundidad Media del Reservorio*

La determinación de la profundidad media de las capas de interés del estudio se realizó mediante el promedio aritmético.

Profundidad =1356 mbbp

b) *Temperatura Media del Reservorio*

Para la determinación de la temperatura media de las capas a estudiar se utilizó la correlación de Fariña.

$$\text{TEMP}(1356 \text{ m}) = 15 + (0.0418 + \text{PROF})^{0.99}$$

Temp (1356m)=69° C

c) *Volumen de roca*

Los valores obtenidos se calcularon mediante el programa de mapeo Surfer.

El volumen total de roca de las capas seleccionadas es:

Vol Roca útil=19.824.943 m³

d) *Porosidad ϕ*

Las porosidades se obtuvieron a nivel pozo mediante el análisis de perfiles eléctricos. Para obtener los valores de cada reservorio se calculó el promedio aritmético de las porosidades de los pozos involucrados en cada capa individual.

El valor promedio de porosidad es:

$\Phi=18 \%$

e) *Saturación de agua inicial, S_{wi}*

Para el cálculo de saturación inicial de agua se consideró la porosidad y resistividad de la formación resultante del análisis del perfil eléctrico del pozo y la resistividad del agua se calculó a partir de la salinidad y temperatura medias correspondientes al intervalo de la columna estratigráfica donde se encuentra cada reservorio.

$S_{wi} = 51 \%$

f) *Saturación de petróleo actual (Enero 2021)*

El promedio de la saturación de petróleo a la fecha se calculó considerando que no hubo ingreso de agua, para lo cual se aplicó la fórmula de balance de materiales:

$$S_{O_a \text{ MEDIO}} = (1 - S_{W_i \text{ MEDIA}}) \cdot (1 - FR_a) \cdot \frac{B_{O_a}}{B_{O_i}} =$$

$$\text{Soa} = 37\%$$

Donde:

Saturación de agua inicial, $S_{W_i \text{ MED}} = 51\%$

Factor de recuperación actual, para las capas seleccionadas, $FR_a = 11\%$

Factor de volumen de petróleo inicial, $B_{O_i} = 1.23 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Factor de volumen de petróleo actual, $B_{O_a} = 1.052 \text{ m}^3/\text{m}^3$

El factor de recuperación de cada capa se obtuvo de dividir la producción acumulada (N_p) de cada capa por el OOIP correspondiente.

La producción acumulada a Enero de 2020 se obtiene de la información brindada por la cátedra, para el cálculo de la producción por capa, $N_{p \text{ CAPA}}$, se prorratea éste valor de acumulada por pozo asignándosele un coeficiente calculado en función del índice de productividad, surgido de los valores registrados durante los ensayos individuales realizados para cada capa.

g) Saturación actual de gas (Enero 2021)

La saturación de agua se consideró igual a la inicial, ya que no se considera aporte de capas acuíferas, la misma fue calculada como la diferencia al volumen poral unitario de la saturación de agua inicial y la saturación actual de petróleo. En la Tabla 5 se observan los valores individuales, el valor promedio obtenido fue:

$$S_{g_a \text{ MEDIO}} = (1 - S_{W_i \text{ MEDIA}} - S_{O_a \text{ MEDIO}}) =$$

$$\text{Sga} = 12\%$$

h) Permeabilidad, K

Para la determinación de la permeabilidad se consideró ensayo de pozo de San Antonio en el pozo PCN 624, ($K_o = 230 \text{ md}$) pero se adoptó un valor menor $k_o = 100 \text{ md}$ para los cálculos. La k al aire del petrofísico de LC 707 es igual a 125 md .

i) Petróleo Original In Situ, OOIP

El cálculo se realizó por capas mediante la ecuación:

$$OOIP_{\text{CAPA}} = \frac{VOL_{\text{ROCAUTILCAPA}} \cdot \Phi_{\text{CAPA}} \cdot (1 - S_{W_i \text{ CAPA}})}{B_{O_i}}$$

$$OOIP_{\text{CAPAMAP}} = \sum (OOIP_{\text{CAPAMAP}}) =$$

$$\text{OOIP TOTAL} = 1.479.618 \text{ m}^3$$

A continuación, se presenta una tabla para mostrar los datos correspondiente a las capas de interés:

Capas	Área [m2]	Volumen [m3]	Espesor promedio [m]	Profundidad Promedio [m]	Porosidad [%]	Densidad [gr/m3]	Gravedad API	Presión de Reservorio [kg/cm2]	Temperatura de Reservorio [°C]	Viscosidad del Petróleo [Cp]	Boi	Swi	Rsi [m3/m3]	OOIP [m3]
146	806553	2822936	3,50	1360	0,18	0,89	27,5	154,0	69,6	5	1,23	0,51	69	210687
265	657521	1735856	2,64	1425	0,18	0,89	28,2	163,4	72,2	5	1,23	0,51	69	129554
242	779396	1722464	2,21	1210	0,18	0,89	28,1	162,0	63,6	5	1,23	0,51	69	128555
119	589579	1916132	3,25	1437	0,18	0,92	22,5	105,5	72,7	5	1,23	0,51	69	143009
510	466501	1399502	3,00	1905	0,18	0,90	26,2	207,3	91,2	5	1,23	0,51	69	104451
398	781678	2735871	3,50	1124	0,18	0,85	35,2	192,5	60,2	5	1,23	0,51	69	204189
397	960744	2882231	3,00	1340	0,18	0,86	32,8	152,5	68,8	5	1,23	0,51	69	215113
509	485172	1552549	3,20	1185	0,18	0,88	30,2	209,4	62,6	5	1,23	0,51	69	115873
450	461200	922400	2,00	1270	0,18	0,88	28,6	186,1	66,0	5	1,23	0,51	69	68843
280	1067500	2135000	2,00	1308	0,18	0,90	25,7	204,6	67,5	5	1,23	0,51	69	159344

3. MODELADO DINÁMICO

3.1 Mecanismo de drenaje

El petróleo que fluye hacia el pozo produce gracias a un conjunto de mecanismos físicos. Al comenzar la producción, la presión en el pozo y alrededores disminuye. La diferencia de presión desde los bordes externos del reservorio hasta los pozos hace mover el petróleo hacia los mismos. A medida que la presión disminuye debido a la producción, el agua connata y la roca se expanden. A presiones todavía mayores que la de burbuja también se expande el petróleo. En esa etapa, la expansión de los fluidos y la roca proporcionan la energía necesaria y ocupan el volumen del petróleo producido.

A presiones menores que la de burbuja, el gas- que estaba en solución – se libera y se expande. Esta nueva fuente de energía se adiciona a la proporcionada por la expansión del agua connata y de la roca. Sin embargo, el total de la energía creada por la expansión de la roca y los fluidos origina la producción de una pequeña parte del petróleo del reservorio. Una mayor proporción de petróleo podría ser producida a expensas del ingreso de otra fase al reservorio tal como gas o agua, que proporcionaría una nueva energía y ocuparía el espacio de los fluidos producidos.

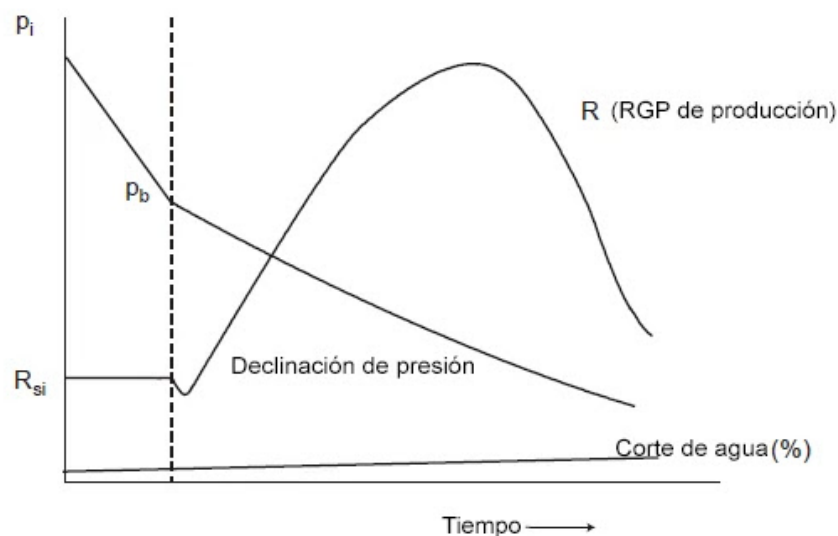
Los reservorios típicos de la cuenca del Golfo San Jorge están formados por arenas rodeados completamente por rocas impermeables, dando la función de un contenedor de petróleo y agua connata.

La energía natural de este tipo de reservorios proviene de varias fuentes:

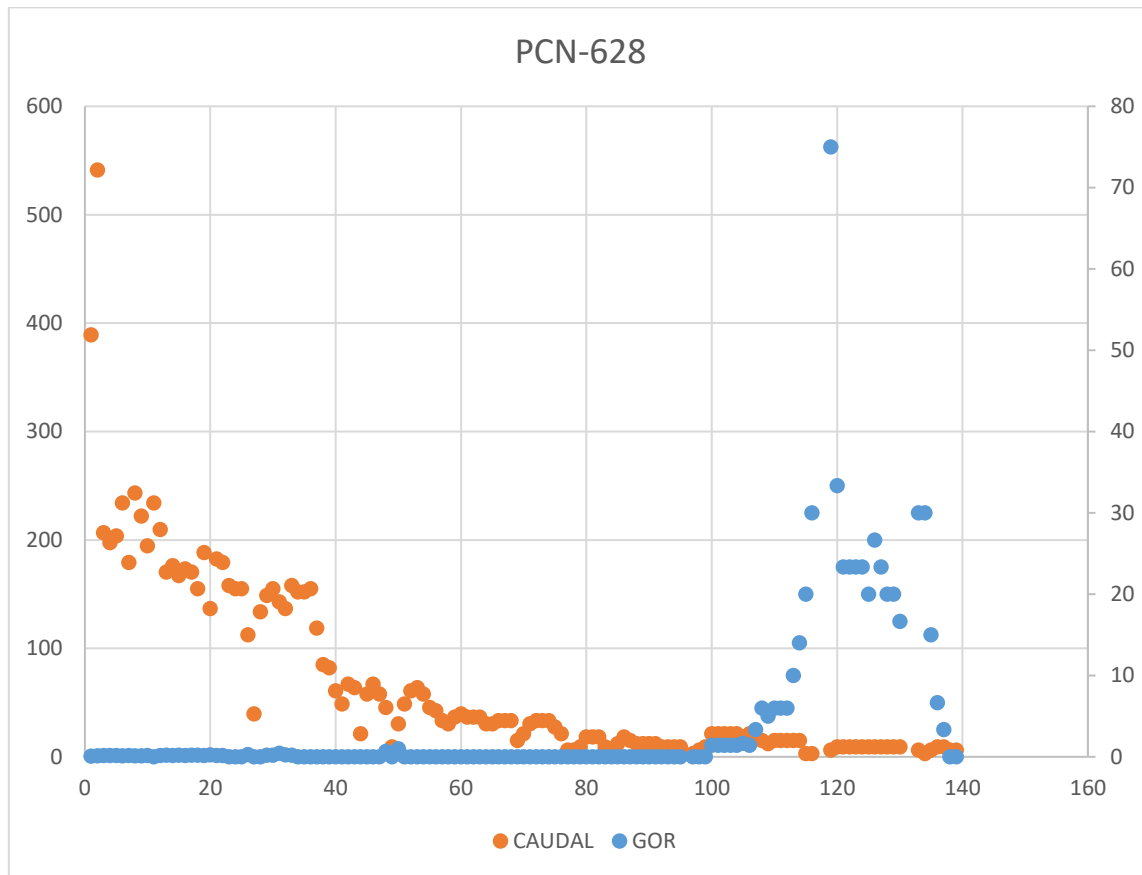
1. La disminución del volumen poral con la producción
2. La expansión del petróleo a presiones por encima de la de burbuja
3. La expansión del gas liberado a presiones por debajo de la de burbuja.

La última forma de energía es la más importante. Es por esto que el principal mecanismo de drenaje de los reservorios es por “empuje del gas disuelto” o en otras palabras que el mecanismo de drenaje proviene del gas en solución.

La siguiente figura muestra el comportamiento típico de las curvas de producción y de GOR para un pozo de primaria que produce por gas disuelto.



A continuación, se muestra el comportamiento de un pozo perteneciente al yacimiento para demostrar que el método de producción es por gas disuelto ya que presenta el mismo comportamiento que las curvas teóricas.



3.2 Pozo Tipo

Para la realización del pozo tipo se seleccionaron pozos que cumplieran con los siguientes criterios:

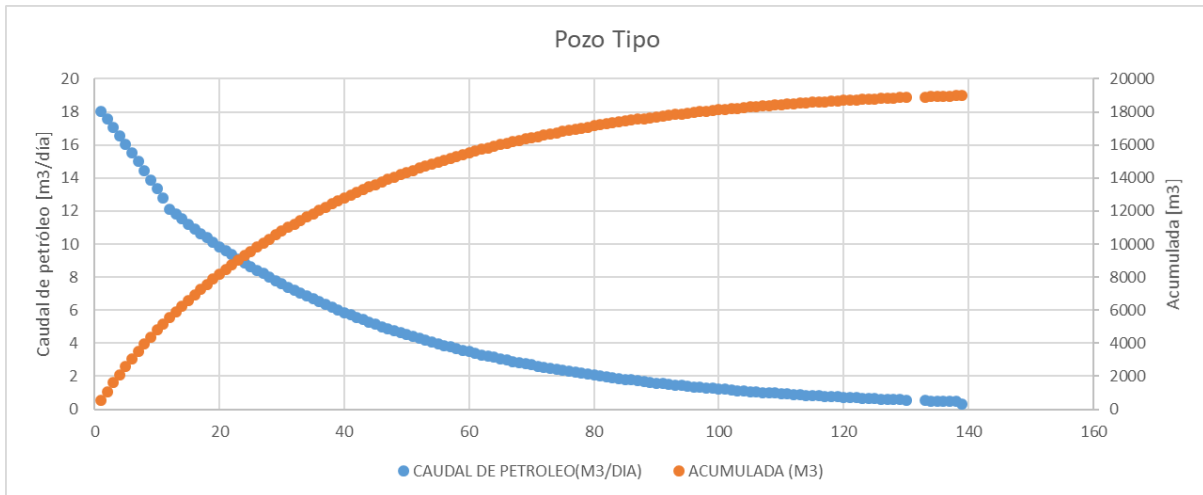
- Pozos que no hayan sido reparados
- Pozos que no tengan caudales excesivamente altos ni bajos
- Pozos con un mínimo de 3 años de producción continua

Dado que sólo se encontró un pozo que cumplieran estas condiciones simultáneamente se optó por utilizar la información de los caudales obtenidos en otros pozos antes de éstos ser intervenidos.

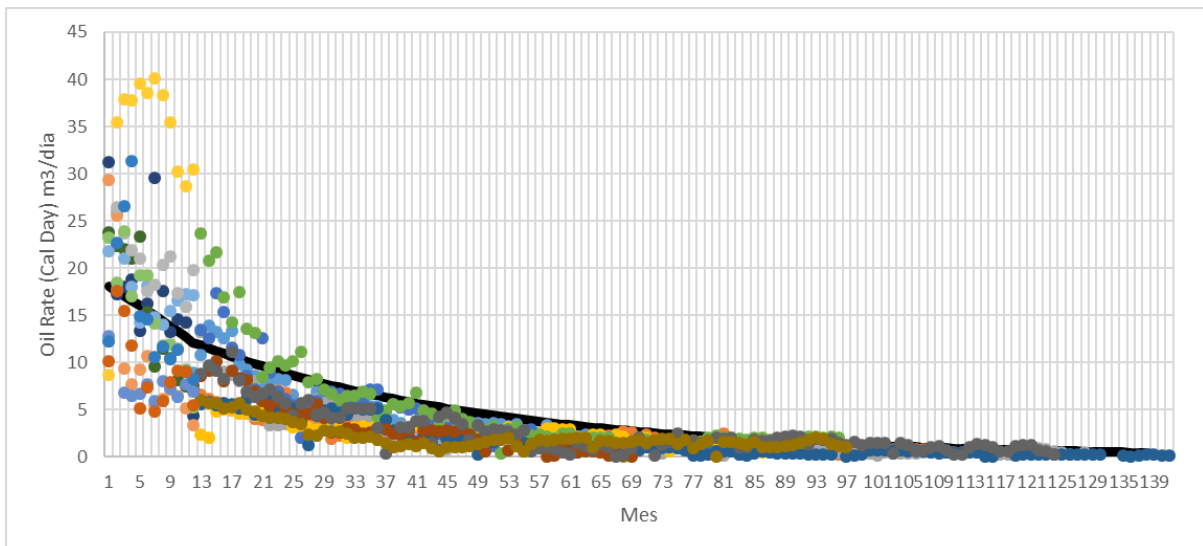
Se evalúa entonces, la tendencia y comportamiento de la producción de cada uno de los pozos seleccionados, y se busca obtener el perfil de producción tipo para futuros proyectos de desarrollo, así como también, el último recobro esperado (EUR) del yacimiento. Para la realización del pozo tipo el primer año de producción se considera una curva de declinación exponencial y luego una curva de declinación hiperbólica, como sucede en la mayoría de los yacimientos pertenecientes a la cuenca del Golfo San Jorge.

Luego de efectuar el análisis completo de la muestra de pozos seleccionada, se obtuvo un pozo tipo con los siguientes parámetros:

Caudal Inicial, en m3/d	18
Acumulada, en km3	19
Declinación Hiperbólica, en % mensual	0,109
Declinación Exponencial, en % mensual	-0,026
Cambio de Tendencia, en años	1,5
Vida útil, en meses	130



En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento del pozo tipo, con los pozos seleccionados para determinar su comportamiento. El pozo tipo está representado con la línea continua en color negro.



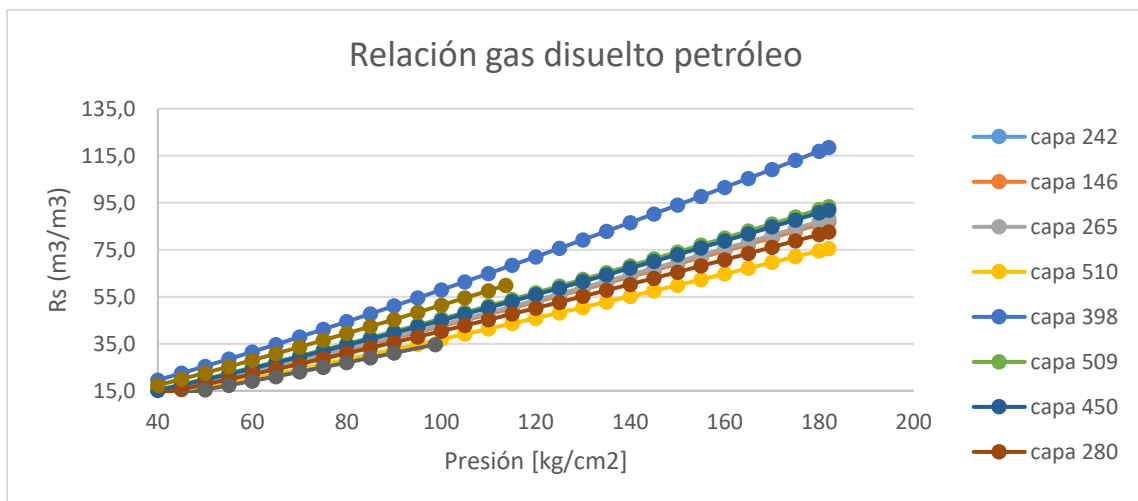
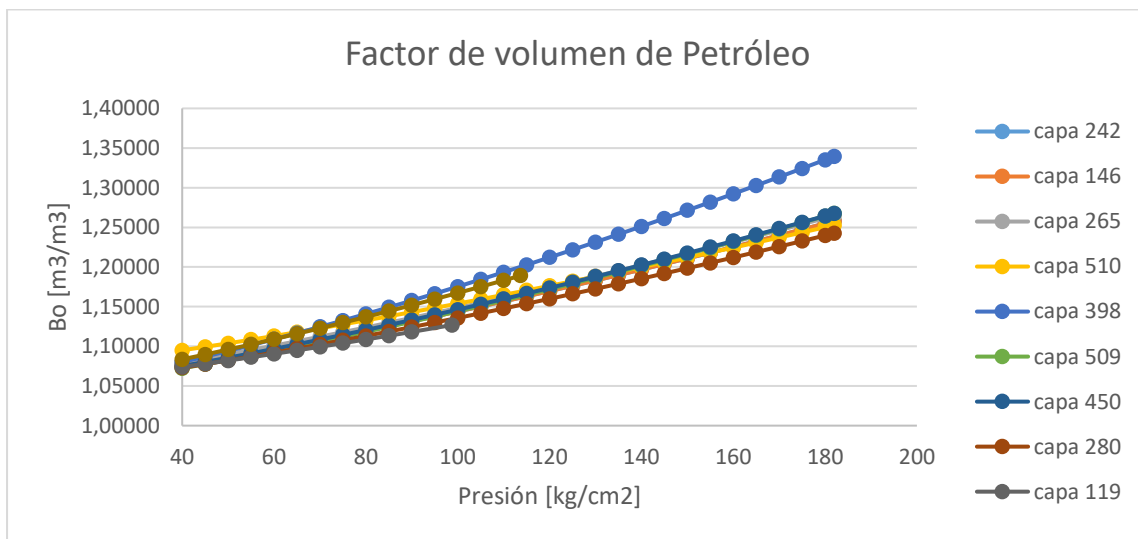
3.3 Parámetros PVT

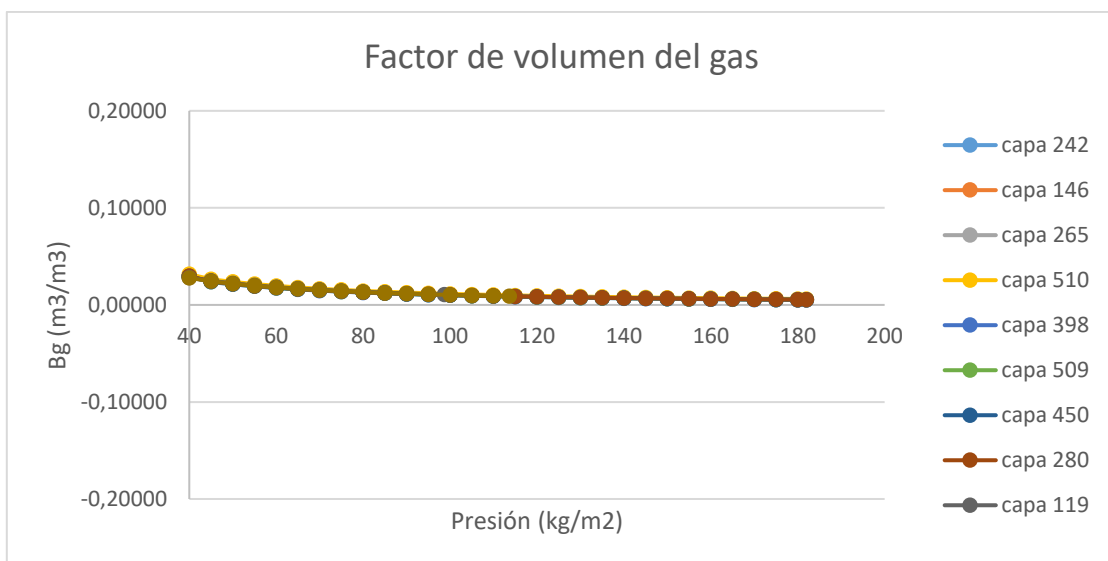
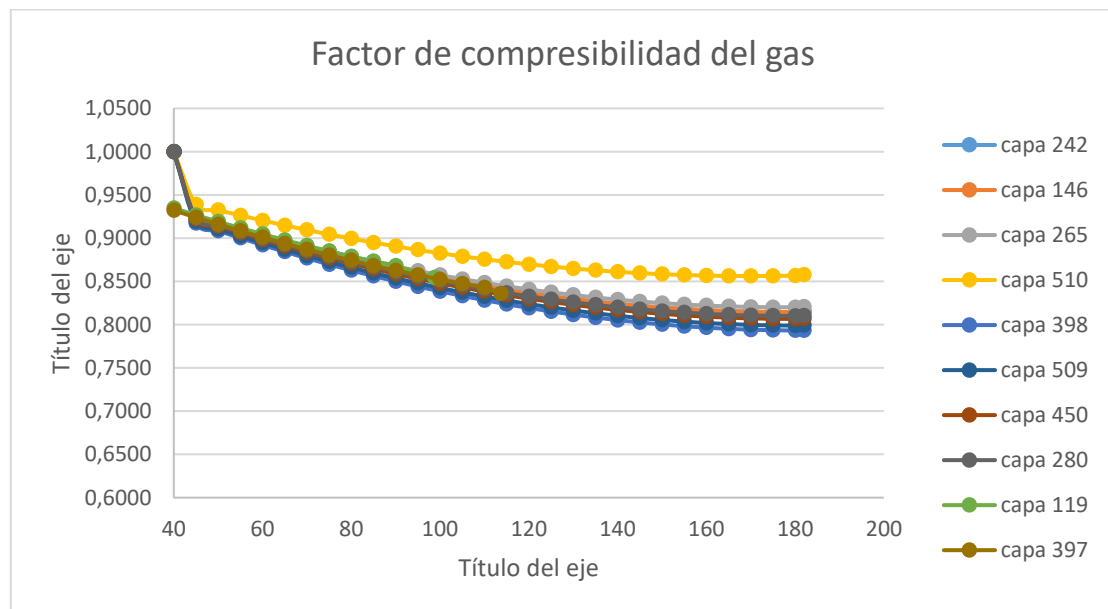
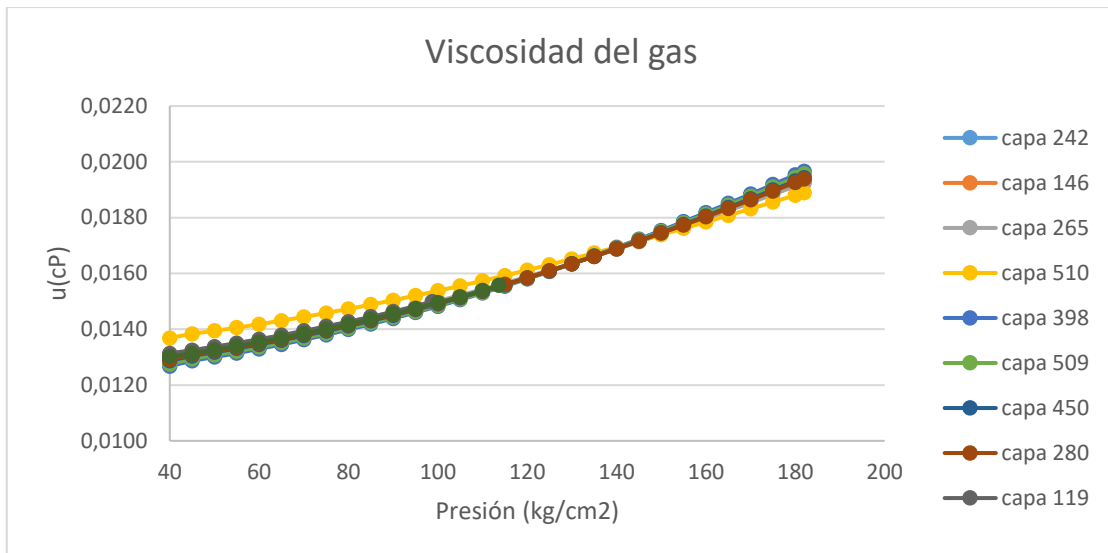
Es de gran importancia conocer con la mayor exactitud posible el comportamiento físico de los fluidos presentes en los distintos reservorios del Yacimiento. Los cálculos de Reserva, la interpretación de ensayos de pozo y también el rendimiento de la producción dependen fuertemente de estas propiedades. Actualmente, en la base de datos no se dispone de ningún análisis PVT de los pozos del yacimiento. Es por esto que se decide trabajar basándose en

correlaciones empíricas para la determinación de los parámetros PVT, para cada una de las arenas de interés. Las correlaciones utilizadas para cada parámetro fueron las siguientes:

- Factor volumétrico de petróleo: STANDING
- Relación Gas-Petróleo disuelto: STANDING
- Viscosidad del petróleo: BEGGS & ROBINSON
- Factor de compresibilidad del gas: DRANCHUK & ABOU-KASSEM
- Factor de volumen del gas
-Viscosidad del gas: LEE, GONZALES & EAKIN

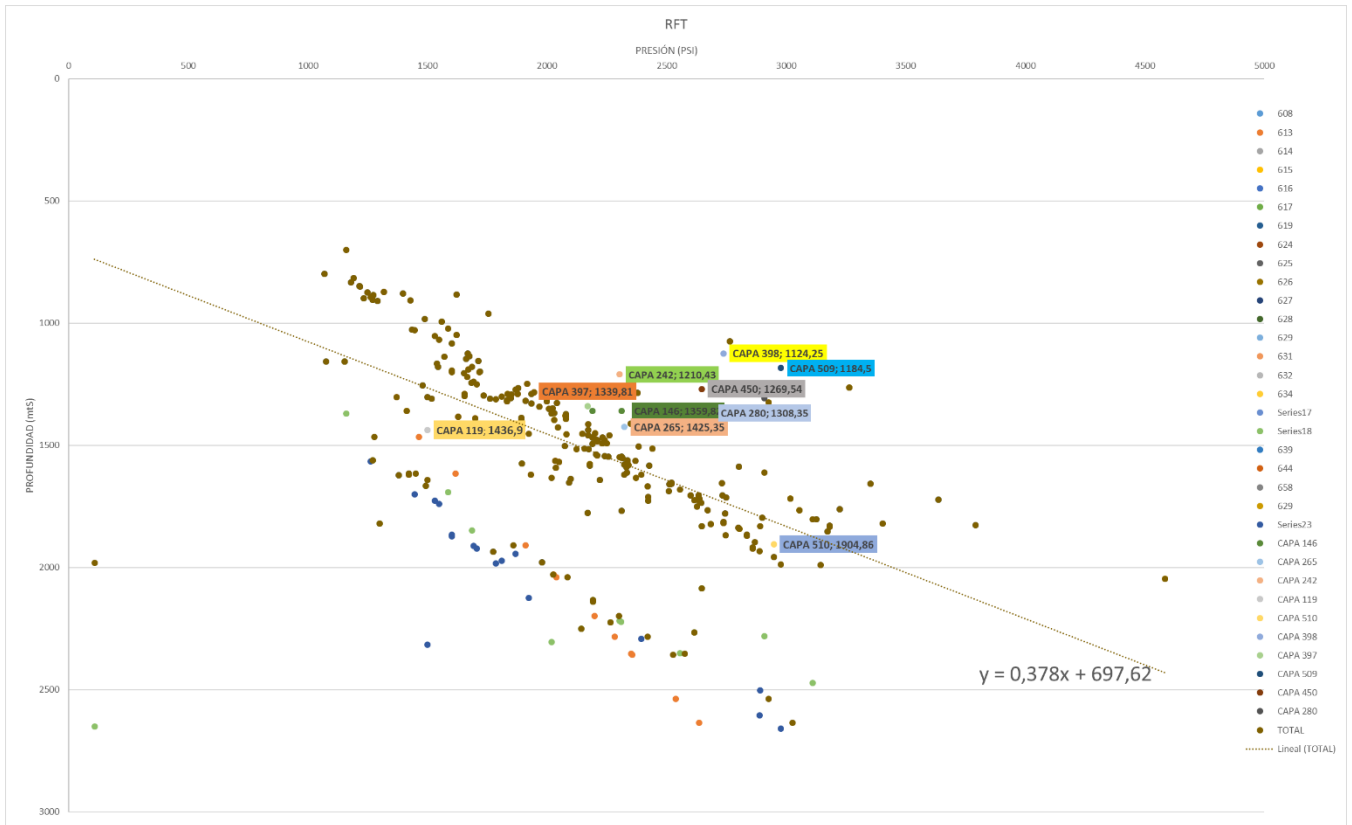
A continuación se presentan las representaciones gráficas de los parámetro PVT para cada una de las capas de estudio obtenidas de un PVT sintético.





Con los gráficos obtenidos utilizando el PVT sintético podrán obtenerse las condiciones actuales de cada capa haciendo uso de los datos obtenidos del RFT.

Con la información de los RFT realizados en todo el yacimiento se obtuvo el siguiente gradiente de presión:



Con los datos con los que se construyó ese gradiente de presión se muestra a continuación la información de la presión inicial y final correspondiente a cada capa analizada.

CAPA	PROFUNDIDAD	PRIMERA LECTURA(kg/cm2)	ULTIMA LECTURA (KG/CM2)	PRIMERA LECTURA (PSI)	ULTIMA LECTURA(psi)
146	1359,8	154,8	154,0	2202,1	2190,7
265	1425,4	164,3	163,4	2337,2	2323,4
242	1210,4	162,0	82,8	2303,5	1178,0
119	1436,9	116,4	105,5	1656,1	1500,3
510	1904,9	207,3	207,3	2948,0	2948,0
398	1124,3	192,5	192,5	2737,4	2737,4
397	1339,8	185,2	152,5	2634,7	2169,6
509	1184,5	201,1	209,4	2860,1	2978,7
450	1269,5	199,3	186,1	2835,1	2646,8
280	1308,4	153,2	204,6	2179,0	2909,9

Finalmente, con los datos de las presiones actuales fue posible la obtención de los parámetros PVT actuales.

Capas	Pi [kg/m3]	Pf [kg/m3]	Boa	Soa	Sga
146	154,8	154	1,21	36	13
265	164,3	163,4	1,24	37	12
242	162	82,8	1,12	37	12
119	116,4	105,5	1,13	37	12
510	207,3	207,3	1,28	37	12
398	192,5	192,5	1,36	39	10
397	185,2	152,5	1,26	39	10
509	209,4	201,1	1,3	37	12
450	199,3	186,1	1,27	36	13
280	204,6	153,2	1,205	39	10

3.9 Análisis de Fluidos del Yacimiento

3.9.1 Petróleo

El siguiente resultado corresponde a un ensayo de muestra de petróleo del pozo PCN-613 con fecha de extracción al 06 de julio del 2014.

INFORME DE ENSAYO			
DETERMINACIÓN	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS
% AT (%AL+D4007)	Procedimiento REPSOL YPF	% v/v	87
% Agua libre	ASTM D-4007 Mod.	% v/v	84
Impureza Total		% v/v	18.4
Arena y Barro		% v/v	0.4
Agua Separada		% v/v	18
Emulsión		% v/v	0
Agua Exacta		% v/v	18
Densidad a 15 °C de Petróleo	ASTM D-5002	g/cm3	0.935
Salinidad del agua.	ASTM D-512B	g/L	12.8
Punto de escurrimiento	ASTM D-97	°C	-2

VISCOSIDAD (MU) Y ESFUERZO DE CORTE (TAU) X REÓMETRO						
TEMP	100 RPM		300 RPM		600 RPM	
	MU (cP)	TAU (Pas)	MU (cP)	TAU (Pas)	MU (cP)	TAU (Pas)
30 °C	414	54	360	145	331	271
40 °C	257	32	216	87	205	162
50 °C	160	19	139	52	128	96
DETERMINACIÓN	NORMA	UNIDAD		VALORES ENCONTRADOS		
% de parafina	UOP-86	% p/p		8.1		
% de Asfalteno	SPE 23810	% p/p		6.5		

3.9.2 Agua

La siguiente muestra de agua corresponde al pozo PCN.xp-656 con fecha de extracción al 16 de abril de 2016

INFORME DE ENSAYO			
	MÉTODO	UNIDAD	VALOR
PH (lab)	(SM 4500 H)	Ph	7.9
DENSIDAD A 15° (DMA-48)	(ASTM D-5002)	grs/cm ³	1.0078
TEMPERATURA (lab)	Sin especificación	°C	22.1
CLORUROS (Cl)	(ASTM D-512-B)	mg/lit.	6558
SULFATOS (SO₄²⁻)	(Turb. 4500-E)	mg/lit.	166
CARBONATOS (CO₃)	(API RP-45)	mg/lit.	N/D
BICARBONATOS (CO₃H)	(API RP-45)	mg/lit.	221
CALCIO (Ca)	(ASTM-D511-A)	mg/lit.	91.4
MAGNESIO (Mg)	(ASTM-D511-A)	mg/lit.	8.9
HIERRO TOTAL (Fe)	(EPA 7380)	mg/lit.	80.2
SODIO (Na)	(por cálculo)	mg/lit.	4193.2
SALINIDAD como ClNa	(por cálculo)	mg/lit.	10810
ALCALINIDAD TOTAL (CO₃Ca)	(por cálculo)	mg/lit.	210
SÓLIDOS TOTALES DISUELTOS	(por cálculo)	mg/lit.	11318
DUREZA TOTAL (CO₃Ca)	(por cálculo)	mg/lit.	265
POTASIO (K')	(EPA 7610)	mg/lit.	No solicitado
BARIO (Ba)	(EPA 7080A)	mg/lit.	No solicitado
ESTRONCIO (Sr)	(EPA 7780)	mg/lit.	No solicitado

3.9.3 Gas

La siguiente muestra de Gas corresponde al pozo PCN-628 con fecha de extracción de 19 de abril de 2007

COMPONENTES	%MOLAR
NITRÓGENO (N ₂)	2.18
ÓXIGENO (O ₂)	0.03
DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	0.12
METANO (CH ₄)	89.73
ETANO (C ₂ H ₆)	4.34
PROPANO (C ₃ H ₈)	1.79
ISO-BUTANO (iC ₄ H ₁₀)	0.47
NORMAL-BUTANO (nC ₄ H ₁₀)	0.67
ISO-PENTANO (iC ₅ H ₁₂)	0.17
NORMAL-PENTANO (nC ₅ H ₁₂)	0.25
HEXANO (C ₆ H ₁₄)	0.15
HEPTANO (C ₇ H ₁₆)	0.06
OCTANO (C ₈ H ₁₈)	0.03
NONANO (C ₉ H ₂₀)	0.01
TOTAL	100

PROPIEDADES FÍSICAS	
PESO MOLECULAR (Kg/Kmol)	18.365
VOLUMEN MOLAR (m3/Kmol)	23.646
DENSIDAD ABSOLUTA	0.777
DENSIDAD RELATIVA	0.634
PODER CALÓRIFICO SUPERIOR (Kcal/m)	9768.003
PODER CALÓRIFICO INFERIOR (Kcal/m)	8824.559
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z	0.997
TEMPERATURA CRÍTICA (°K)	201.948
PRESIÓN CRÍTICA (Atm)	45.407

3.10 Prorrato de producción

A partir de los ensayos de terminación y la historia de producción acumulada por pozo, se buscará inferir el aporte de cada una de las capas a la producción total existente.

Capas	Petróleo Acumulado [m3]	Hu [m]	Rendimiento [m3/m3]	N° Pozos Ensayados	Con aporte de fluido	Con aporte de Hidrocarburos	Aciertos (%)	% de aporte a la producción total
146	30045,2	4	7511,3	3	3	2	0,50	8%
265	15558,8	3	5186,3	4	4	3	0,75	4%
242	12944,3	2	6472,2	4	4	3	0,86	3%
119	12847,2	3	4282,4	3	3	2	0,75	3%
510	11550,3	3	3850,1	6	5	4	0,70	3%
398	10928,6	4	2732,2	4	4	2	0,80	3%
397	9998,3	3	3332,8	7	6	5	0,64	3%
509	9748,8	3	3249,6	5	5	1	0,57	3%
450	7726,5	2	3863,3	4	4	2	0,71	2%
280	6766,4	2	3383,2	6	6	3	0,60	2%

3.11 Acumuladas por capa, Factores de recobro y EUR

Capas	Np primaria [m3]	Np secundaria [m3]	OOIP [m3]	EUR [m3]	FR Primaria [%]	FR secundaria [%]	FR Total [%]
146	30045,2	39,8	210687,444	30085	14,3%	0,0%	14,3%
265	15558,8	0	129554,111	15558,8	12,0%	0,0%	12,0%
242	12944,3	2721,8	128554,662	15666,1	10,1%	2,1%	12,2%
119	12847,2	10585	143008,911	23432,2	9,0%	7,4%	16,4%
510	11550,3	0	104450,638	11550,3	11,1%	0,0%	11,1%
398	10928,6	140,8	204189,434	11069,4	5,4%	0,1%	5,4%
397	9998,3	13,2	215112,88	10011,5	4,6%	0,0%	4,7%
509	9748,8	1961,3	115873,2	11710,1	8,4%	1,7%	10,1%
450	7726,5	0	68842,5366	7726,5	11,2%	0,0%	11,2%
280	6766,4	45,9	159343,902	6812,3	4,2%	0,0%	4,3%

4. DESARROLLO DEL YACIMIENTO

4.1 Rehabilitación de pozos suspendidos

A Marzo del año 2020 el área y proyecto de Pampa del Castillo Norte cuenta con 46 pozos perforados, los cuales se subdividen en 42 petrolíferos, 1 de gas y 3 Inyectores.

Estos indicadores pueden apreciarse en la siguiente tabla.

ESTADO	N° DE POZOS	INDICADOR ACTUAL
Pozos suspendidos de petróleo	26	%56
Pozos suspendidos de gas	1	%4
Pozos abandonados de petróleo	6	%13

El total de los pozos suspendidos representan un 60% del total. Basados en el estudio previo se prevé la reactivación de 4 pozos productores de petróleo y uno con el fin de reactivar una capa gasífera. Estos pozos han sido suspendidos por diferentes causas. Dado que las compañías han efectuado una gran inversión en ellos, siempre se justifica el análisis para sus reactivaciones. Es por esto que se recomienda el análisis de pozos que presenten las siguientes características:

- Pozos marginales: es decir, aquellos pozos fuera de los proyectos bajo recuperación secundaria que tienen capas abiertas.
- Pozos explotados inadecuadamente, ya sea por tener un alto potencial y no han podido bajar el nivel o que poseen sistemas de extracción inadecuados. Que presenten capas aisladas con reporte de agua con rastros de hidrocarburos o bloqueados constantemente con gas.
- Pozos explotados como gasíferos
- Pozos con roturas de casing
- Pozos con capas para punzar
- Pozos fuera de la zona de explotación

4.1.1 Plan de acción

Para llevar a cabo un exitoso plan de acción a fin de obtener el mayor redito posible se sugiere las siguientes propuestas:

- Recopilar la mayor información disponible de legajos, fichas, etc.
- Registrar niveles estáticos o gradientes a los pozos suspendidos
- Relevamiento de instalaciones y equipamientos
- Realizar propuestas técnicas
- Proponer intervenciones

La recopilación de la información basada en los legajos individuales de cada pozo, aportará información crucial para determinar las posibilidades de reactivar los pozos como pozos productores de petróleo y/o gas.

Por otro lado, el registro de niveles estáticos y dinámicos de los pozos suspendidos, revelarán la presencia o no de agua y petróleo. Mediante esta información es posible obtener curvas de IPR y definir el potencial.

La verificación del estado actual de las instalaciones de superficie pondrá en evidencia su disponibilidad para su uso, o en caso contrario, definir una estrategia para su reemplazo o mejora. La idea central es realizar un relevamiento del estado de acceso y de las locaciones, estado de boca de

pozo, materiales de producción existente, distancia a baterías y topografía del terreno, líneas de conducción, colectores auxiliares o baterías.

Las propuestas técnicas estarán clasificadas en intervenciones menor y mayor.

1) Pozos para intervenciones menores

De acuerdo al resultado del estudio de los pozos inactivos, se procederá a una clasificación basado en las siguientes características.

- En condiciones de rehabilitar, con prioridades operativas.
- Sin posibilidades económicas de rehabilitar.
- Pozos con requerimientos de mediciones físicas adicionales.
- Para evaluar con pistoneo.
- Pozos para constatar fondo o con relleno.
- Con servicio de Pulling para recuperar material o para bajar instalación de fondo.

2) Pozos para intervenciones mayores (Workover)

Se encuentran en este listado aquellos pozos revisados por el personal de reservorios y en los que se considera evaluar y/o estudiar:

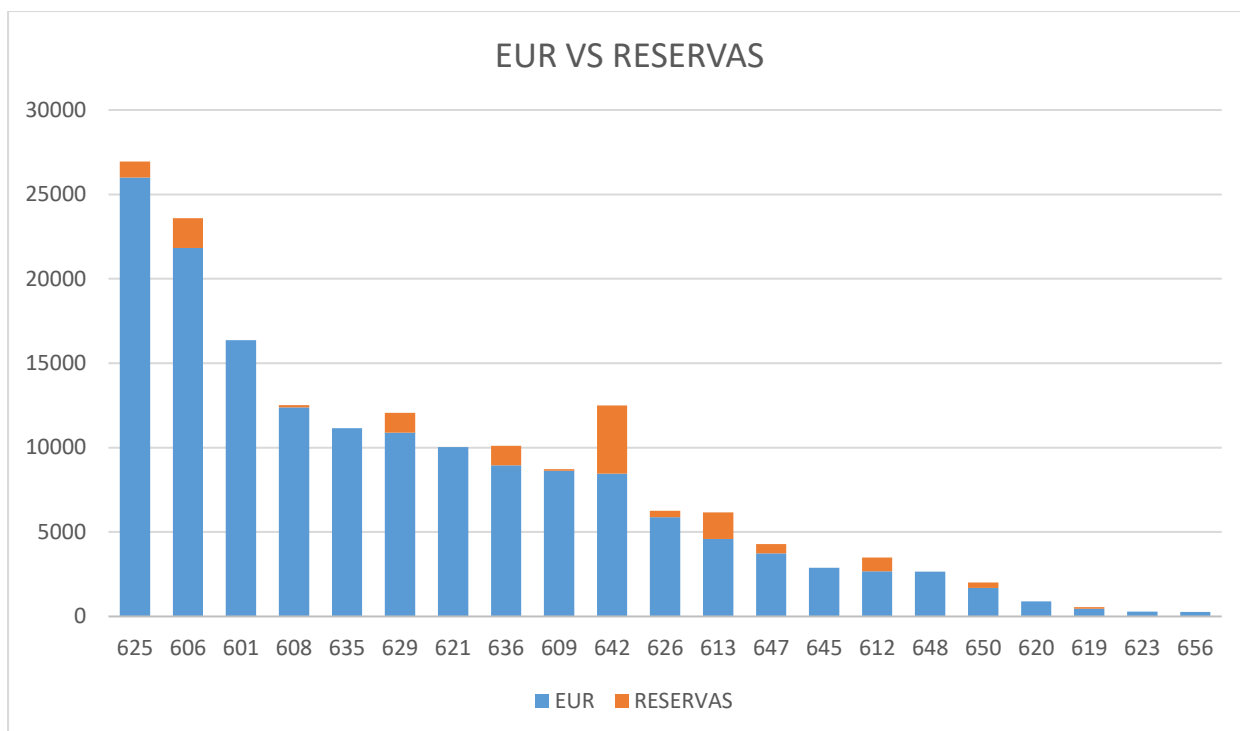
- Habilitación de nuevas capas, repunzados, cementaciones y/o estimulaciones mediante fracturas hidráulicas o acidificación.
- Pozos dados de baja por producción de bajo rendimiento, cuya evolución productiva y acumulada no respondieron a las expectativas del programa original o pozos tipo de la zona en función de las capas habilitadas o fracturadas en otros similares.
- Pozos con relleno o arena en fondo que pueda estar taponando punzados productivos inferiores para arena o rotación mediante equipo workover.

4.1.2 Selección de pozos

Teniendo en cuenta los criterios anteriores se procede a seleccionar los pozos a rehabilitar. A priori, los pozos suspendidos se encuentran en la siguiente tabla:

POZOS SUSPENDIDOS	
PCN-601	PCN-629
PCN-606	PCN-633
PCN-608	PCN-635
PCN-609	PCN-636
PCN-612	PCN-642
PCN-613	PCN-645
PCN-616	PCN-647
PCN-619	PCN-648
PCN-623	PCN-650
PCN-625	PCN-656
PCN-626	

A continuación, se presenta un gráfico en el que se muestran la relación EUR vs RESERVAS para cada pozo, y ordenados de mayor a menor en cuanto a sus valores de EUR.



Tomando como base los criterios previos establecidos se enfocarán primeramente en aquellos pozos que se encuentran fuera de los proyectos de secundaria.

4.1.3 Estimación de incremento en acumulada para incorporación de capas nuevas y estimulaciones

Para la estimación del incremento en la acumulada que se obtendrá a partir del punzado de nuevas capas se realizó un análisis del comportamiento de la declinación en los pozos en los cuales se han incorporado reservas a partir capas de distintos complejos llegándose a los siguientes resultados:

FORMACIÓN	INCREMENTO (%/hu)
CIII	8
CIV	15
D129	11

Estos incrementos se producen en promedio por lapso de 30 meses.

Para la estimación del aumento del caudal en cada capa estimulada, se analizaron los resultados de los ensayos para cada capa antes y después de la fractura de cada capa obteniéndose el siguiente resultado para cada formación:

FORMACIÓN	INCREMENTO EN CAUDAL
CIII	227%
CIV	474%
D129	225%

5. Recuperación Secundaria

5.1 Análisis de proyecto existente

El proyecto de recuperación secundaria existente, demuestra por el pequeño valor de NPsec que no ha dado una respuesta satisfactoria.

NP PRIMARIA	359112,2
NP SEC	15220,77

Los pozos inyectoros son:

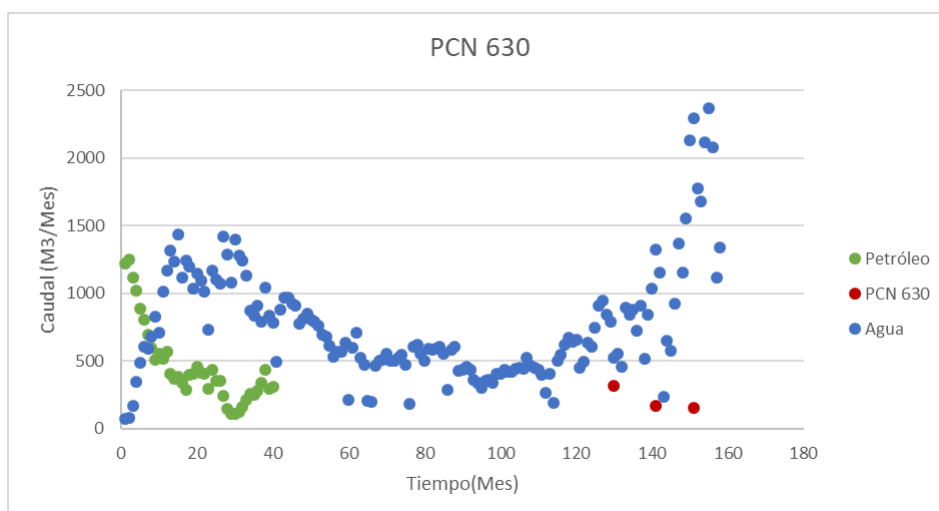
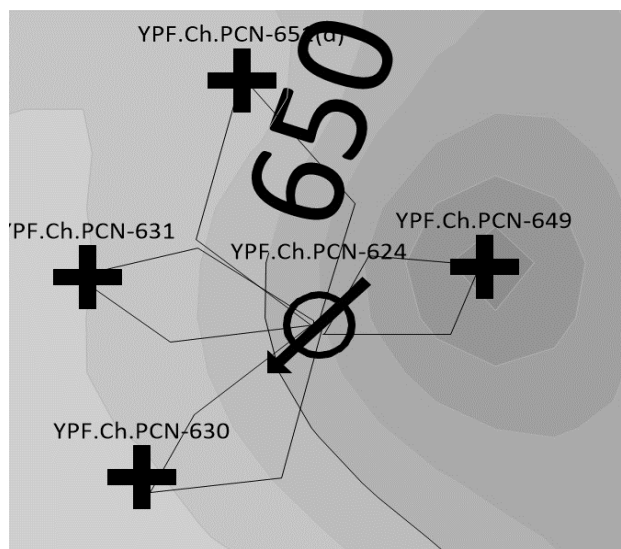
- PCN-624
- PCN-621
- PCN-605

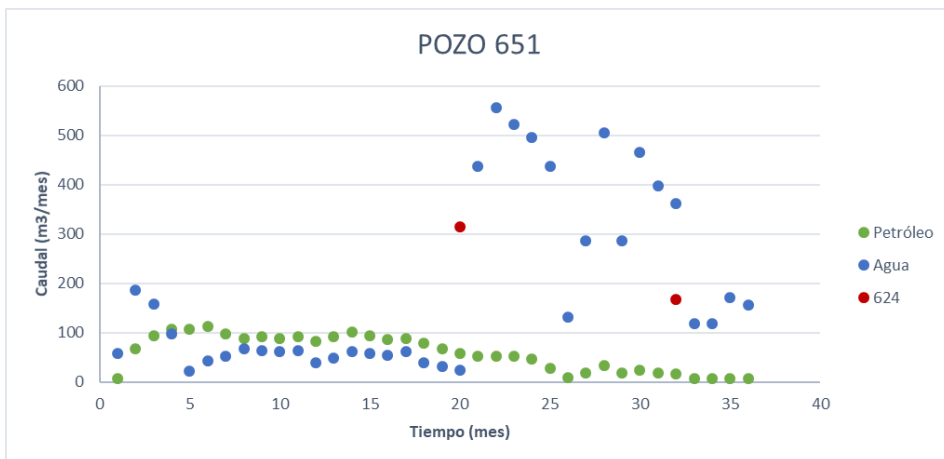
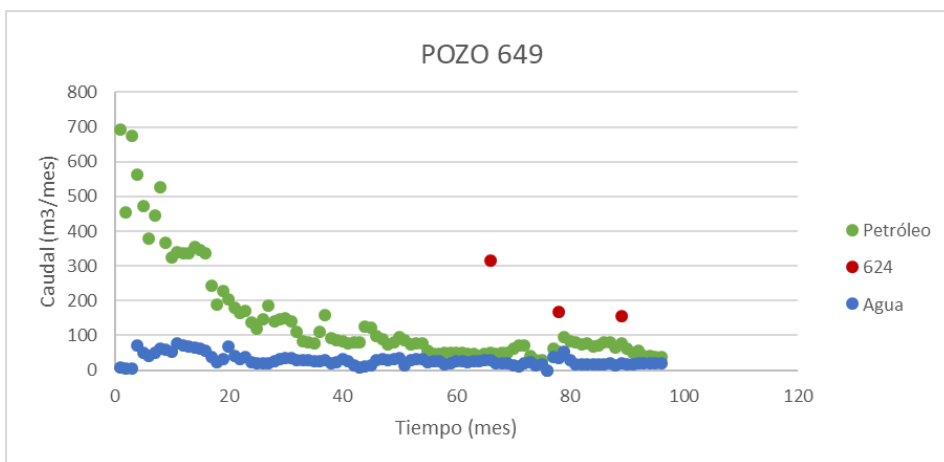
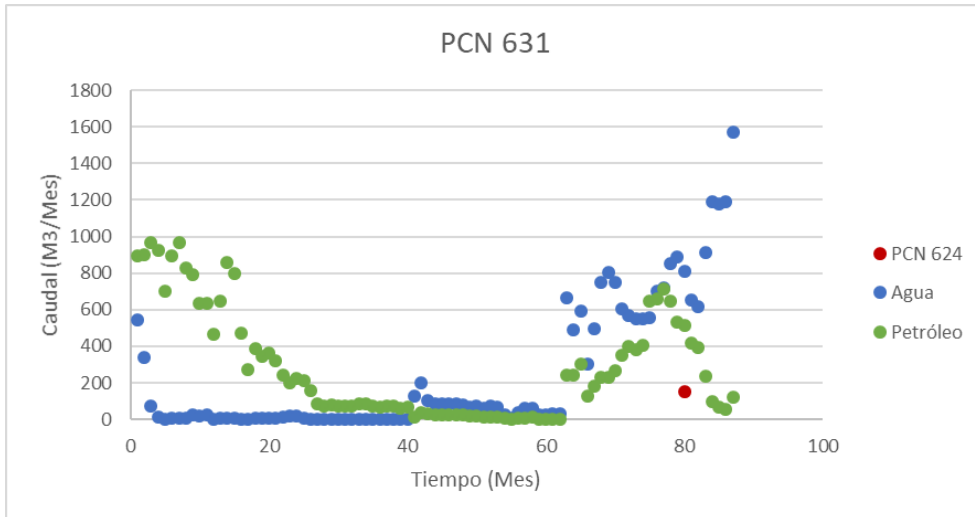
La fecha del inicio de inyección de cada uno es:

POZO	FECHA
PCN-624	11/10/2015
PCN-605	24/11/2015
PCN-621	10/06/2016

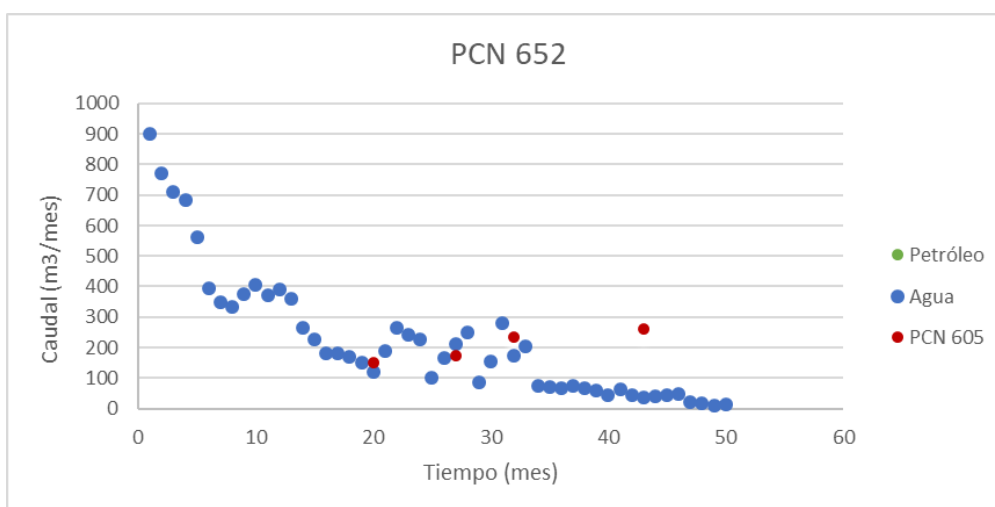
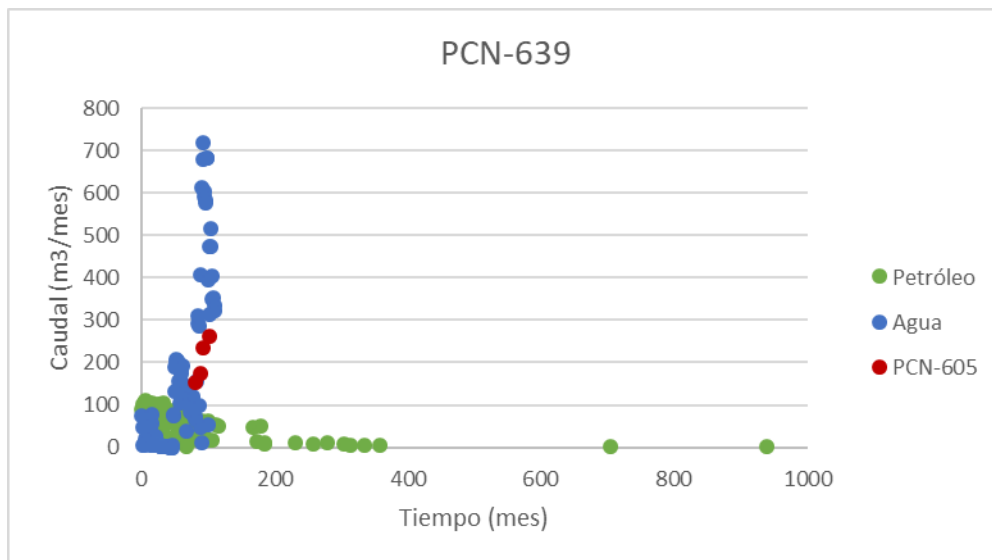
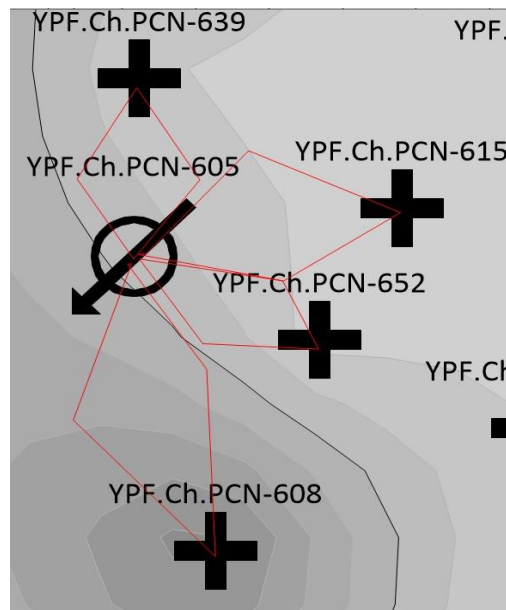
A continuación, se muestran las mallas del proyecto existente y la respuesta de la inyección a partir de las curvas de declinación en los pozos pertenecientes a la misma.

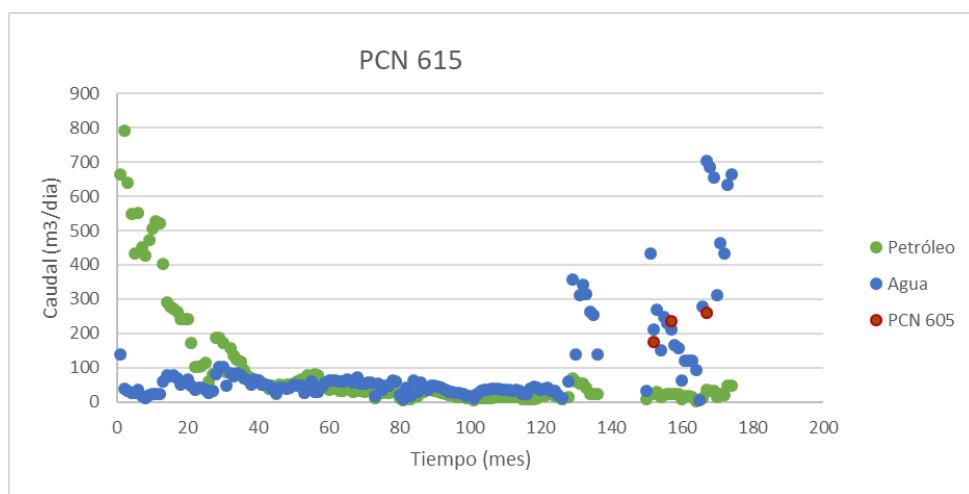
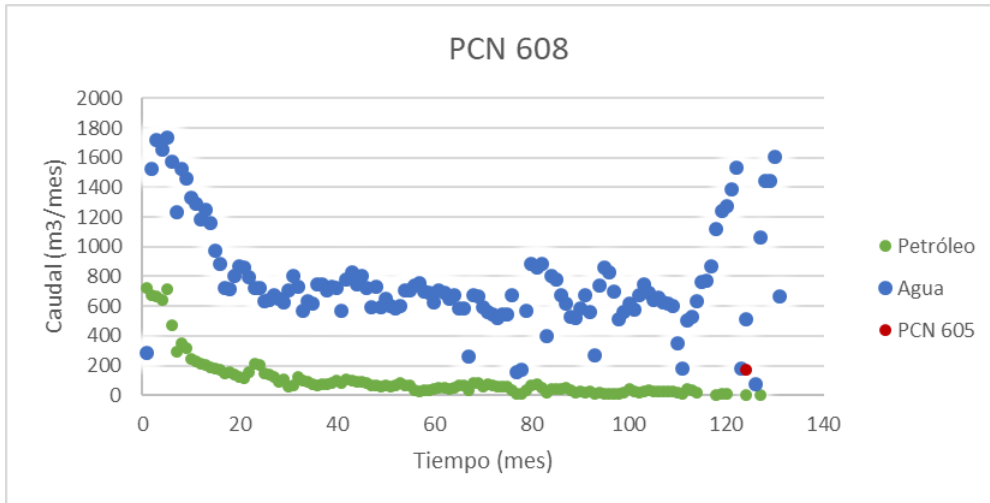
Malla del PCN-624





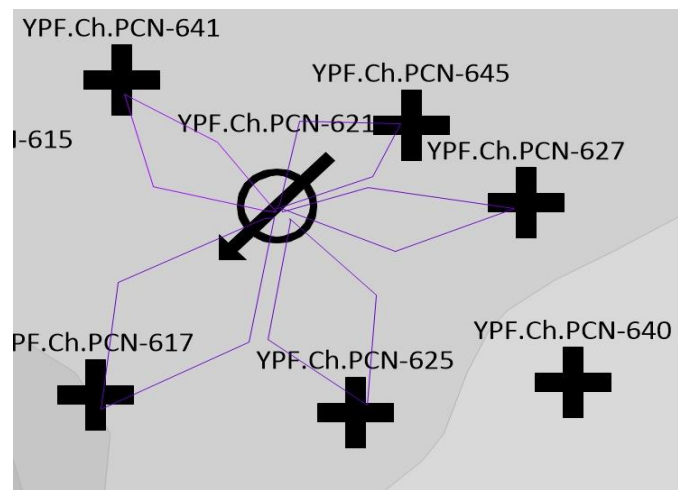
Malla del PCN-605

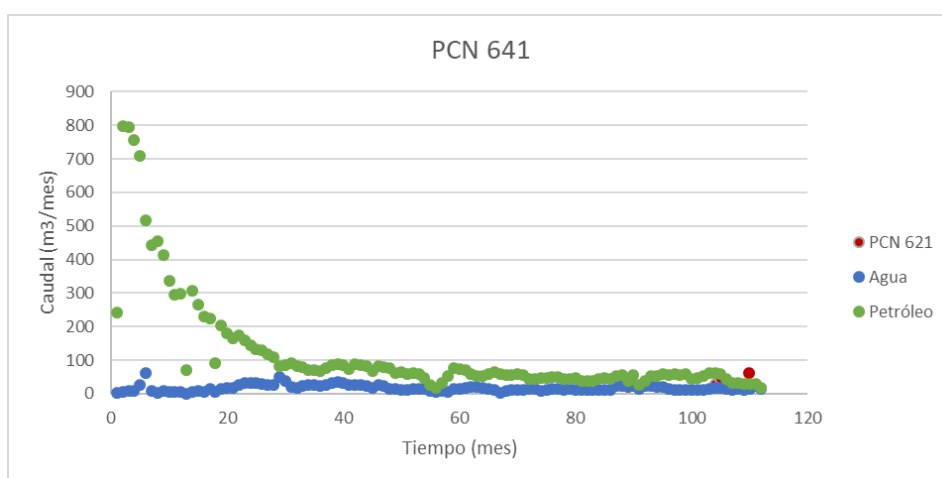
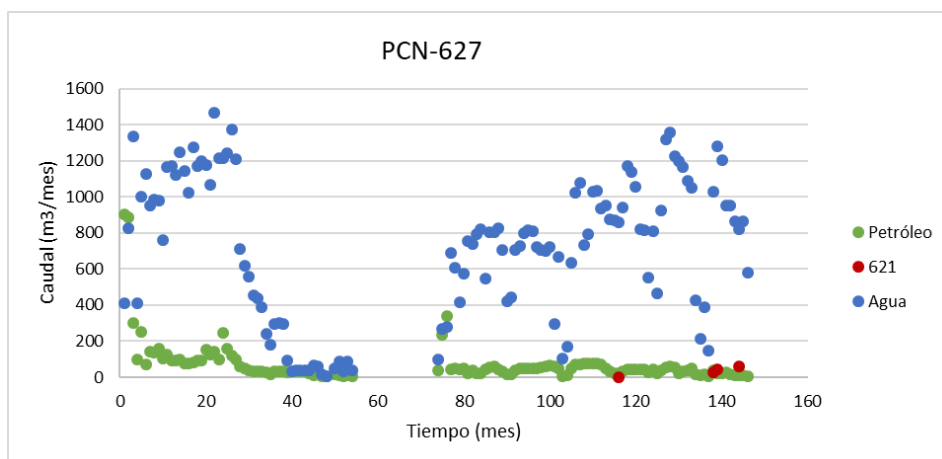




Malla del PCN-621

En el mallado siguiente sólo se incluyen los pozos PCN-627 y PCN-641 ya que son los pozos que se encontraban en producción al momento del comienzo de la inyección del pozo PCN-621.

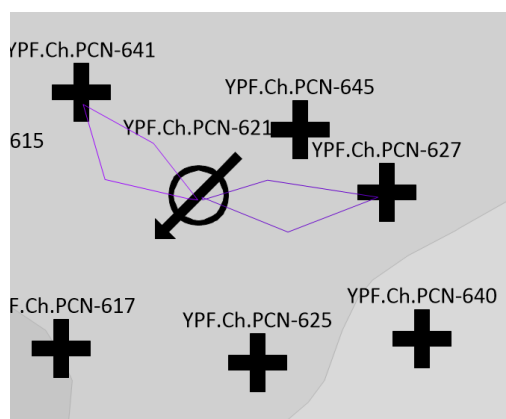




A continuación, se presenta una tabla con los pozos pertenecientes al mallado del pozo 621 que no estaban en producción cuando comienza la inyección y de los cuales a partir del análisis de las correlaciones realizadas se comprueba que la estructura de las capas compartidas con estos productores no condice con las condiciones para la efectividad de la inyección de agua para implementar una recuperación secundaria.

POZO	ESTADO
PCN-645	Para el año 2014 tenía producción nula
PCN-617	Termina su producción en el año 2008
PCN-625	Termina su producción en el año 2017

Por lo que debió corregirse el mallado considerado por el siguiente:



Se concluye que se atribuye la baja eficiencia de este proyecto a problemas originados por la canalización de flujo, esto podría ser originado por un deficiente control en la calidad de agua inyectada. También podría evaluarse la mejora de este proyecto a través de la implementación de un proyecto de recuperación asistida o inyección de polímeros.

Otro motivo por el cual se tuvo tan baja efectividad en este proyecto es que la presión de admisión requerida por los pozos ha sido mayor a la que admitía la cañería, la cual es de 120 kg/cm² por lo cual se vio limitada la presión de admisión de los mismos, disminuyendo la capacidad de inyección.

Respecto al inyector PCN-621 de los 5 pozos que se encuentran en su malla de inyección sólo 2 están actualmente en producción y no han obtenido una respuesta favorable. Se propone a futuro reparaciones en los pozos PCN-645 y PCN-617.

5.2 Nuevo proyecto de recuperación secundaria

Considerando las limitaciones de las instalaciones existentes, se planteará el desarrollo de un nuevo proyecto de recuperación secundaria analizando las 10 capas presentadas anteriormente.

Se evaluará la conversión del pozo PCN-630 a inyector, y se considerarán las presiones de admisión de las capas a invadir para no superar la presión límite ya que el cambio de todas las cañerías en superficie es una inversión que no se justificaría sólo con esta conversión.

A continuación, se presenta la información disponible (obtenida de la información del proyecto existente) con la que se desarrollaran los cálculos de los siguientes ítems.

1. Saturación residual de petróleo.

No hay ensayos específicos en la zona de estudio. Por ello se calculo utilizando la ecuación de Fariña

$$S_{or} = A1 * (1 - S_{wi}) - B1 * (K / F_i)^{C1}$$

Donde:

A1 ==	0.65	S _{wi} ==	48	%
B1 ==	0.071	K ==	100	mD
C1 ==	0.08	F _i =	19	%

Que da por resultado $S_{or} = 22\%$

Entonces se adopta el valor de $S_{or} = 25\%$ provisto por NPC (National Petroleum Council) a falta de datos (W.Coobs pág 2 – 30)

2. Permeabilidades relativas.

No hay ensayos específicos de esta zona.

También consultando con Tratado de W. Coobs, se toma la $K_{ro} = 1$ y la $K_{rw} = 0.25$

3. Relación de movilidades.

Se calculó la relación de movilidades en los puntos extremos de las curvas de permeabilidades (flujo segregado).

Donde:

$$M = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{\mu_o}{k_{ro}} =$$

Viscosidad del petróleo actual, $\mu_o = 14$ cp

Viscosidad del agua, $\mu_w = 0,35$ cp adoptada

4. Eficiencia Volumétrica (Ev)

Para la determinación de éste parámetro se consideraron una serie de curvas elaboradas con el modelo de Higgins - Leighton ("Streamtubes") para un sistema "five spot" de 100 capas. ("Waterflooding", G. Paul Willhite, pag. 206).

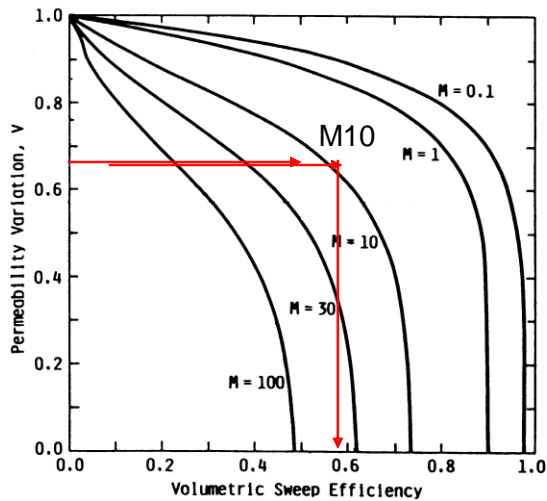


Fig. 6.22—Correlation of volumetric sweep and permeability variation for WOR = 25.³⁹

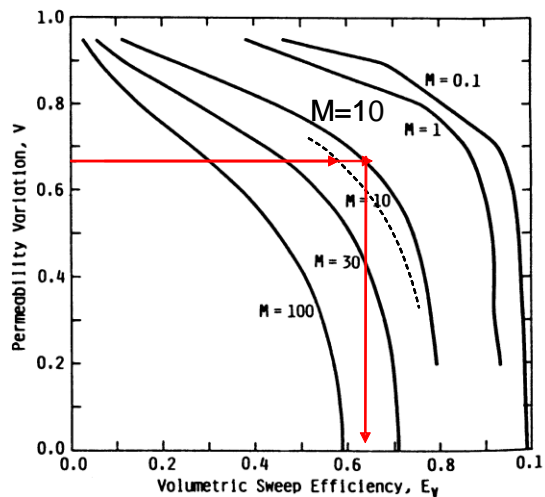


Fig. 6.23—Correlation of volumetric sweep and permeability variation for WOR = 50.³⁹

Ingresando en la curva para WOR = 50 con M = 10, y varianza de la permeabilidad absoluta, $V = 0,65$ obtenemos eficiencia volumétrica de 0,58

Con el mismo criterio y con un WOR de 25 con M=10 una varianza de 0.65 se obtiene una Eficiencia volumetrica 0,64 .

Se adopta para el presente Estudio =

Eficiencia volumétrica, $E_v = 0,50$

5.2.1 Esquemas de inyección

Para la implementación del nuevo proyecto se propone la conversión del pozo PCN-630, a fin de desarrollar dicha zona, buscando inyectar en las capas de interés con el objetivo de aumentar los factores de recobro.

Para la siguiente propuesta se muestran los mallados de las tres capas que se desean invadir, habiendo echo un previo análisis de la estructura de cada capa y la presencia de las mismas en los pozos productores que se encontrarán en la malla.

Es importante determinar el volumen poral contactable para cada malla a fin de determinar el tiempo que requiere para su llenado.

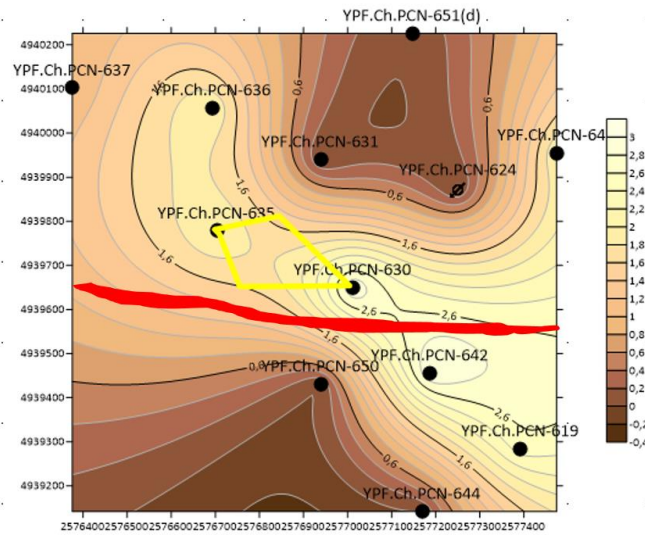
El propósito de este proyecto es el de recuperar petróleo por inyección de agua utilizando agua de formación excedente de los procesos de tratamiento del petróleo, convenientemente acondicionada en nuestra planta de tratamiento.

Para obtener el cálculo del COOIP (Original Oil In Place Contactable) asociado al proyecto en primera instancia se deben definir los patterns de inyección para luego obtener sus respectivos volúmenes

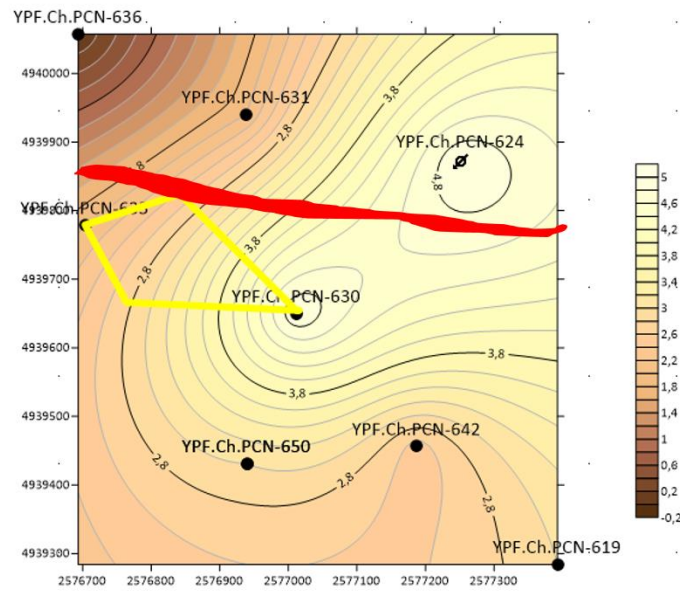
porales contactables del barrido (representado en los mapas desde el inyector al productor como pétalos) de cada.

Se presentan a continuación los esquemas de inyección para cada capa involucrada en el proyecto.

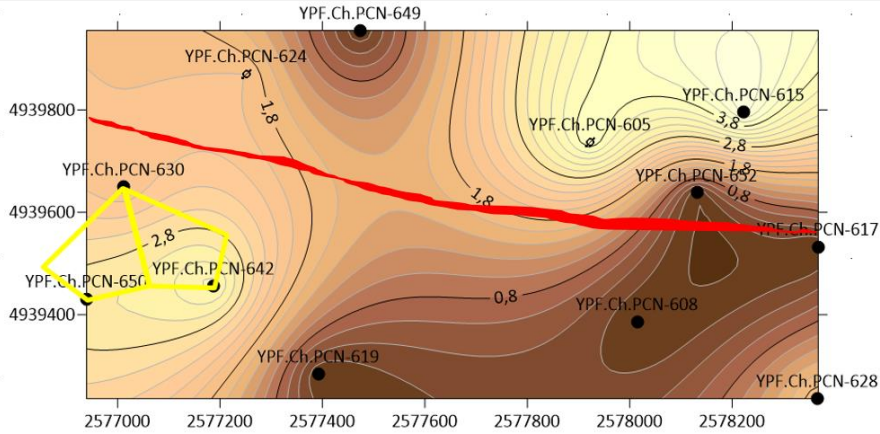
CAPA	PRODUCTOR	Vrc (m3)	Vpc (m3)
242	PCN-635	134178	24152,04



CAPA	PRODUCTOR	Vrc (m3)	Vpc (m3)
119	PCN-635	130905	23562,9



CAPA	PRODUCTOR	Vrc (m3)	Vpc (m3)
397	PCN-642	130905	23562,9
	PCN-650		



Se presenta una tabla donde se muestra de forma resumida las capas, los productores a los que se desea inyectar el agua y los valores obtenidos de los cálculos de área, volumen y obtención de volumen poral contactable.

CAPA	PROF	Inyectar		HU	VOLUMEN	Vol.Poral cont.
						[m3]
242	1210,43	635		3	134178	24152,04
119	1436,9	635		4,5	130905	23562,90
397	1339,81	650	642	2,5	73789,825	13282,17

5.2.2 Determinación de caudales y presiones de inyección

5.2.2.1 Presión de Inyección

La presión de inyección es un factor muy importante ya que de ella depende el caudal de inyección, dependiendo de su valor se obtendrán diferentes respuestas en el reservorio y se elegirá aquella que optimice el proceso.

Se optará por utilizar la presión de inyección con un coeficiente de seguridad alrededor del 80% de la presión de fractura como máximo utilizada para a CGSJ, siendo esta de 0,7 psi/ft.

Además se considerarán como referencia los datos de las presiones de inyección en boca de pozo del proyecto anterior, ya que esta no ha presentado inconvenientes, la misma presenta un valor de aproximadamente 100 kg/cm².

5.2.2.2 Caudales de Inyección

Los caudales de inyección por capa se determinaron de manera teórica a partir de la ecuación de Inyectividad (Iw). Se busca lograr un progreso simultáneo de desplazamiento en cada reservorio, y tratando de evitar avances desmesurados del agua en algunas capas. Para un pattern five-spot, como el que se representa en este yacimiento, se utilizó una ecuación empírica definida por el

“Método del Guerrero – Earlongher”, el cual está basado en la inyección de más de 1000 núcleos, logrando así predecir el comportamiento de la inyección de agua.

Para estimar el régimen de inyección durante el llenado (fill up) y el barrido (después del fill up) se utiliza la siguiente ecuación:

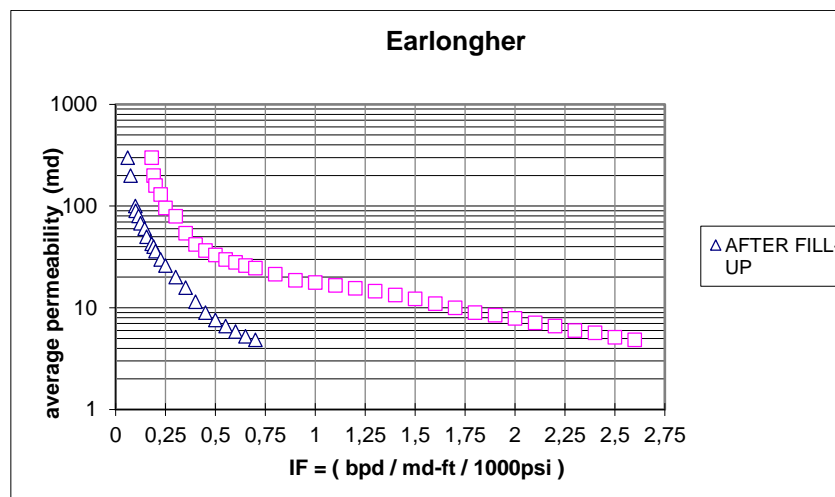
$$Iw_{max} = 0,007418 * IF_{máx} * k * h * Piny$$

$$Iw_{min} = 0,007418 * IF_{mín} * k * h * Piny$$

Donde:

- Iwmax=Caudal de inyección en el fill up (bpd/ft)
- Iwmin=Caudal de inyección durante el barrido (bpd/ft)
- K=Permeabilidad (md)
- H=Espesor de la capa (ft)
- Piny=Presión de inyección en la formación (psi)

A continuación se determina los factores de inyectividad “IFmax” e IFmin” para eso se utilizará un gráfico de Factor de inyectividad (IF) vs permeabilidad promedio (k).



Considerando la permeabilidad promedio de 100 mD. Se obtienen del gráfico los factores de inyectividad.

IFafter= 0,098 (bpd / md - ft / 1000 psi)

IFduring= 0,25 (bpd / md - ft / 1000 psi)

Los datos resultantes aplicando este método se ven representados en la siguiente tabla:

CAPA	K	Espesor	Profundidad	P _{fractura}	P _{inyeccion}	P _{boca}	IF	IF	Iw _{max.}	Iw _{min.}
Nº	md	mts	Mts	Psi	Kg/cm ²	Kg/cm ²	during	after	(m ³ /d)/m	(m ³ /d)/m
242	100	3,0	2227	2780	195	156	0,25	0,098	29	11
119	100	4,5	1970	3300	232	186	0,25	0,098	34	13
397	100	2,5	2502,5	3077	216	173	0,25	0,098	32	13

Una vez obtenidos los caudales de inyección por metro de espesor para cada capa, se debe luego

determinar que caudal le corresponde a cada pozo inyector en función de su espesor permeable (ek), tanto para la inyección en el fill up (Iwmax) como para durante el barrido. Esto se ve reflejado en las siguientes tablas.

CAPA/POZO	IW _{MAX.}		IW _{MIN.}		
	PCN-630	(m ³ /d)/m	CAUDAL INYECCION EN EL FILL UP	(m ³ /d)/m	CAUDAL INYECCION DESPUES DEL FILL UP
242	3	29	87,00	11	33,00
119	3	34	103,28	13	39,00
397	2	32	64,20	13	26,00
TOTAL PUNZADO	8	Total Inyectado m³/d	254	Total Inyectado m³/d	98
Iw_{prom.} (m3) =				176	Caudal de Inyección de agua promedio

Entonces se concluye que a partir de los cálculos realizados, se estima que se necesitarán inyectar en total unos 176 m3/día de agua tratada para las capas de interés de este proyecto.

5.2.2.3 Saturación de fluidos

Las saturaciones de fluidos actuales han sido determinadas en el Modelado Dinámico, los datos de interés para nuestro estudio se detallan a continuación para cada uno de los 3 reservorios a inundar.

CAPAS	Swi	Soa	Sg	Sor
242	51%	37%	12%	25%
119	51%	37%	12%	25%
397	51%	39%	10%	25%

5.3 Pronósticos del proyecto

5.3.1 Fill up

Sabiendo que los reservorios han sido drenados por una cantidad considerada de años existirá cierta disminución de la presión en el reservorio, llegando a ser mas baja que la presión de burbuja. En este tramo el hidrocarburo empezará a liberar gas libre que se encontraba alojado dentro de él, logrando así alojarse dentro del espacio poral del reservorio. Se deberá conocer la saturación de gas actual para que, durante el llenado, desplace ese gas ocupado en el espacio poral y proceder con el barrido evitando retrasos imprevistos en la respuesta de producción.

Para determinar el volumen de llenado de cada capa se logra de la siguiente manera:

$$V_{fillup} = V_{pc} * S_{gas}$$

Donde "V_{pc}" es el volumen poral contactable del barrido hallado anteriormente.

También se puede determinar el tiempo que tarda en realizar el llenado para cada capa utilizando este último valor hallado y la inyección de agua, cuya ecuación es:

$$T_{fillup} = \frac{Vl_{fillup}}{IW_{max}}$$

Tiempos de Fill Up							
Capa	Inyector	Productor	S _{ga}	V _{pc} (m3)	Vl _{ifillup} (m3)	I _{INYw} (m3/d)	T _{fillup} (días)
242	630	635	12%	24152,04	2898,2448	87,00	33
119		635	12%	23562,9	2827,548	103,28	27
397		650	10%	13282,16	1328,216	64,20	21
	642						

5.3.2 Resultados por capa

Considerando la información ya existente y la obtenida en los ítems anteriores mediante la siguiente ecuación se realizó el cálculo volumétrico de reservas:

$$N_s = \frac{V_{pc} * E_v * (S_{oa} - S_{OR})}{B_{oa}}$$

Donde:

N_s=Reservas asociadas al proyecto de recuperación secundaria

E_v=Eficiencia volumétrica

S_{oa}=Saturación de petróleo actual

S_{OR}=Saturación de petróleo residual

B_{oa}=Factor volumétrico del Petróleo actual

CAPA	BOI	BOA	OOIP	VOL.PORAL CONT. [m3]	SOA	COOIP [m3]	EV	SOR	NS	FRS%	FRP	FRT
242	1,24	1,12	128555	24152,04	39%	7596,21	0,5	0,25	1509,50	1,2%	12%	13,2%
119	1,145	1,13	143009	23562,90	39%	8025,79	0,5	0,25	1459,65	1,0%	12%	13,0%
397	1,33	1,26	215113	13282,17	41%	4094,50	0,5	0,25	843,31	0,4%	7%	7,4%
TOTAL				60997,71		19716,5			3812,43	3%		

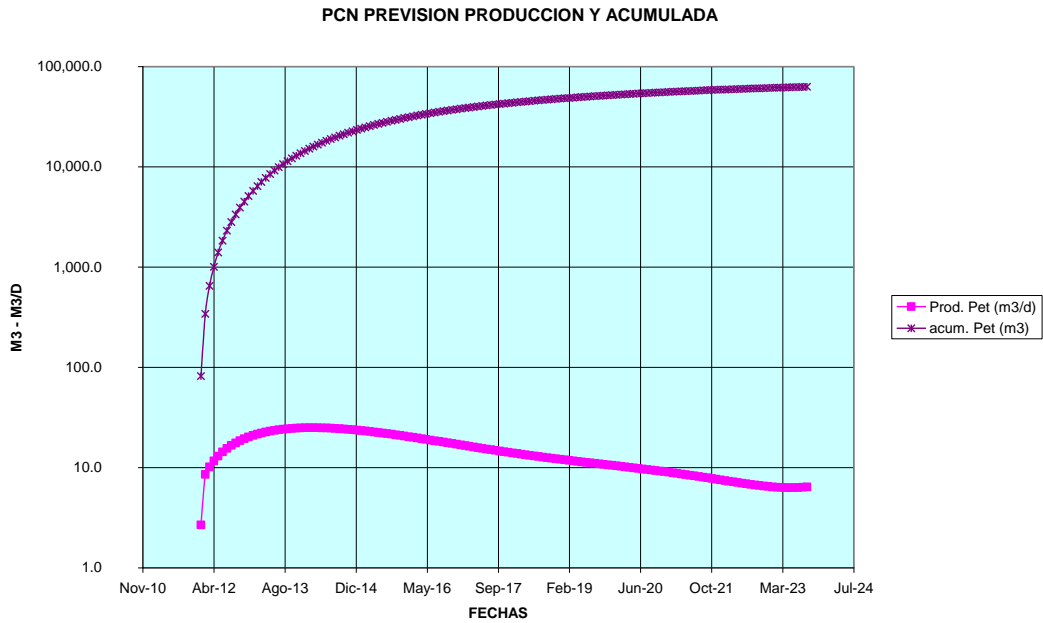
Llevado a cabo el barrido de volúmenes porales para los 3 reservorios, se tendrá una recuperación de reservas de 3812,43 m³, estos representan un incremento del 3% en el factor de recobro global del yacimiento.

5.3.3 Pronósticos de producción

El pronóstico de producción asociado al nuevo proyecto de recuperación secundaria se puede representar a partir de una curva característica de otro yacimiento de la cuenca con similares características geológicas y petrofísicas.

Cabe aclarar que la forma de la curva ya tiene representada todo acontecimiento que puede llegar a haber durante la implementación del proyecto, como así también problemas en calidad de agua u otra anomalía que afecte el buen desarrollo del mismo.

Con la curva característica de Trébol Central Este, que es la más desfavorable con respecto a otros yacimientos, podemos observar la gráfica del pronóstico y acumulada de producción por secundaria.



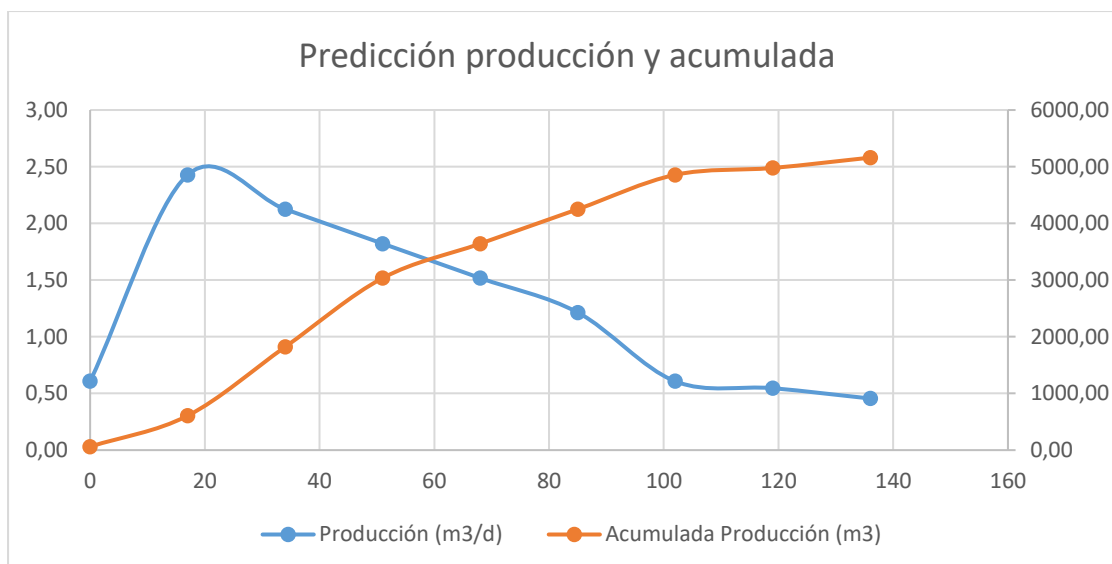
Extrayendo puntos de esta curva, se construirá la curva con los valores correspondientes a nuestro proyecto para estimar la curva de producción y acumulada que nos dará. Para eso se utilizará la proporción de reserva anterior con la producción estimada y se comparará con la reserva de nuestro proyecto.

$$Producción = \frac{Producción\ de\ curva}{Ns\ proyecto\ existente} * Ns\ nuevo\ proyecto$$

El Ns del proyecto existente es de: 62800 m3, del cual se obtuvo una acumulada de secundaria de 14660 m3.

El Ns de nuestro proyecto propuesto es de: 3812,43 m3

TIEMPO	PROD PET	ACUM PET	PROD PET 2021	ACUM PET 2021
Mes	m3/d	m3	m3/d	m3
0	10	1000	0,61	60,71
17	40	10000	2,43	607,07
34	35	30000	2,12	1821,22
51	30	50000	1,82	3035,37
68	25	60000	1,52	3642,45
85	20	70000	1,21	4249,52
102	10	80000	0,61	4856,60
119	9	82000	0,55	4978,01
136	7,5	85000	0,46	5160,14



INFORMACIÓN	VALORES	UNIDAD
Iw promedio del pozo	176	m3/día
Cantidad de inyectores	1	
Reservas petróleo (Ns)	3.812	m3
Volumen poral contactable	60.997	m3
Eficiencia volumétrica	0,5	
OOIPc	19.716	m3
Caudal máximo oil (Sept 21)	2,12	m3/día

Considerando la baja eficiencia del proyecto anterior, la cual fue de un 23,34% consideramos que las reservas de petróleo que lograrán extraerse serán menores que las calculadas ya que se ha utilizado la curva característica utilizada para el proyecto ya existente y no se han recalculado valores que permitan realizar otro pronóstico.

Por lo cual se realizará el análisis económico considerando que la producción que se estima dar será menor que la estimada.

5.5 Fuentes de agua de inyección

5.5.1 Datos de presiones, caudales e instalaciones de inyección actuales

Antes de analizar la necesidad de la implementación de nuevas fuentes de inyección deberán evaluarse las instalaciones de inyección existentes.

La Planta MB, envía agua tratada al Bloque 3 y a San Diego. Desde San Diego se envía el agua a el satélite EN2 que es el satélite que distribuye el agua para los pozos del proyecto existente.

El agua ingresa a la estación San Diego con los siguientes parámetros:

CAUDAL INSTANTANEO	901	m3/día
PRESIÓN DE DESCARGA	16,87	Kg/cm2
PRESIÓN DE SUCCIÓN	0,23	Kg/cm2

Sale del mismo bombeado con:

PRESIÓN DE BOMBEO	118	Kg/cm2
--------------------------	------------	--------

Dado que la producción de agua del yacimiento es mayor que la requerida por el proyecto de recuperación secundaria existente y el propuesto, lo único que se necesitará será incrementar el caudal instantáneo que ingresa a la instalación San Diego. Lo que implicará que se aumente el caudal que ingresa a 1077 m³/día y manteniendo la presión. Será necesario agregar una cañería de conducción desde el satélite que se encuentra al lado del pozo inyector PCN-621.

5.5.2 Calidad de agua de inyección

La calidad de agua de inyección es uno de los factores más importantes para asegurar la vida útil de los inyectores y así obtener el resultado esperado de un Proyecto de Recuperación Secundaria, ya que esto logra evitar problemas como taponamientos, corrosión, incompatibilidad de aguas, presencia de bacterias sulfato reductoras, hinchamiento de arcillas, etc.

Analizando la experiencia del piloto anterior, se puede observar que no hubo un plan satisfactorio de control y de monitoreo de la calidad de agua inyectada. Esto se afirma ya que hubo una disminución considerable de la inyección con el pasar del tiempo en dos de los pozos inyectores, el PCN-621 y el PCN-624, como pudo observarse cuando se presentó el proyecto existente anteriormente.

Se puede suponer que no hubo un buen control y monitoreo de agua a inyectar tanto en caudales continuos como también la calidad del agua. En proyectos a futuro se deberá tener un control constante para evitar estos problemas.

A continuación se muestran, con sus unidades correspondientes, los parámetros más importantes a medir y controlar en un agua de inyección para la zona estudiada. No se consiguió información de los valores de la zona de estudio.

PARÁMETRO	UNIDAD
HIDROCARBUROS	ppm
OXÍGENO DISUELTO	ppb
HIERRO TOTAL	ppm
SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN	ppm
VELOCIDAD DE CORROSIÓN	mpy
CONTENIDO DE H ₂ S	ppm
CULTIVO BACTERIANO	(colonia/ml)

Se deberá finalmente realizar un análisis económico para determinar la rentabilidad de la realización de esta conversión del pozo PCN-630 a inyector.

5.6 Reparaciones asociadas

Las reparaciones propuestas asociadas al funcionamiento y mejora del nuevo proyecto son:

POZO	OBJETIVO
PCN-635	-Estimular capa 119 y alguna otra capa con alto valor de NP. -Punzar capa 242 de 2215 a 2219 -Incorporar reservas con nuevos punzados
PCN-650	-Punzar capa 397 de 2509 a 2512 -Incorporar reservas con nuevos punzados -Estimular capas con altos valores de NP
PCN-642	-Estimular capas con los mayores Indices de Productividad

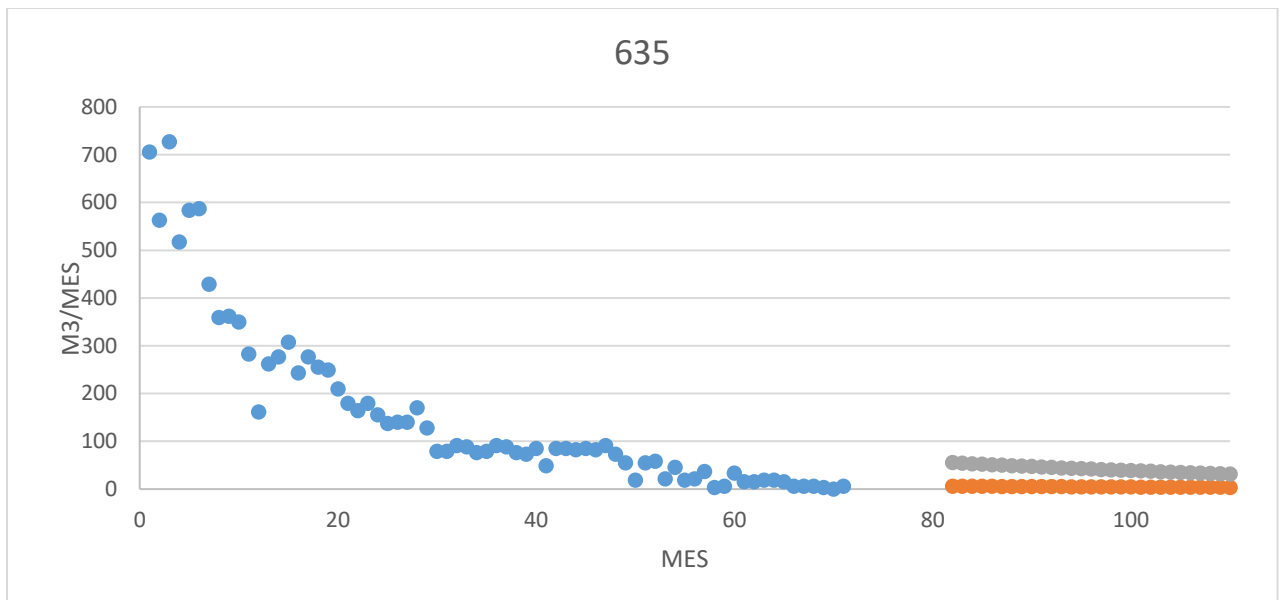
En el **anexo I** se muestran las profundidades de los punzados nuevos y los recortes de los perfiles combinados donde se justifica la selección de las capas.

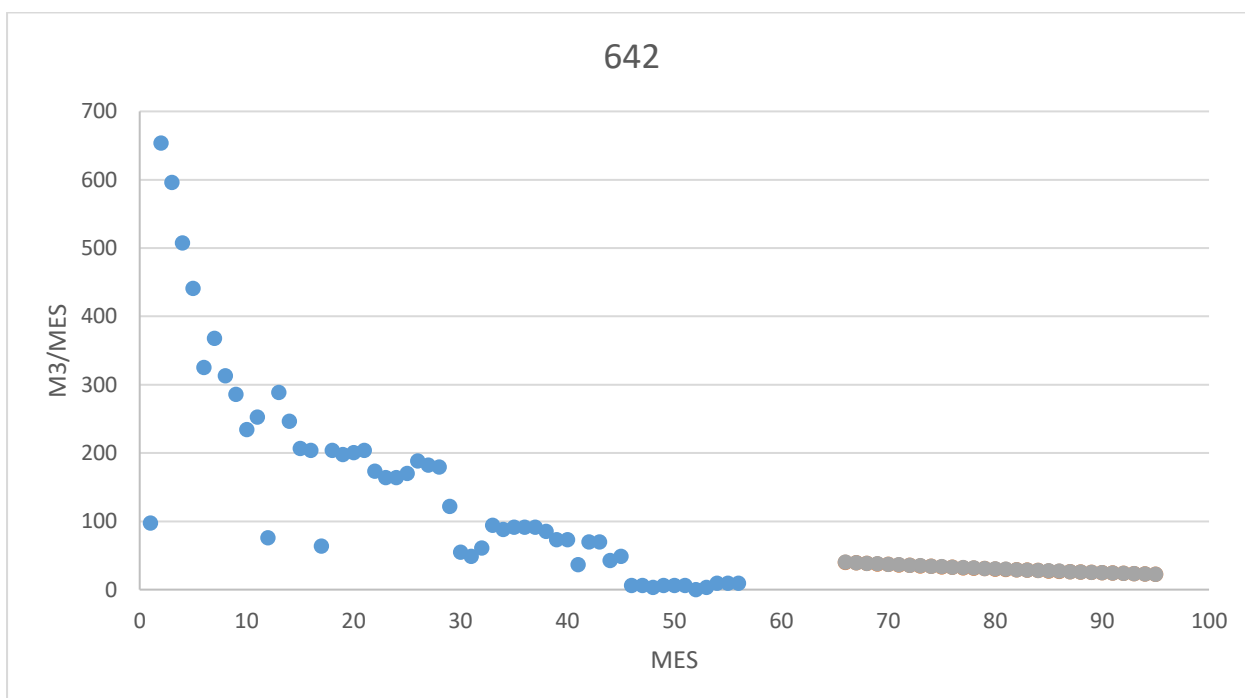
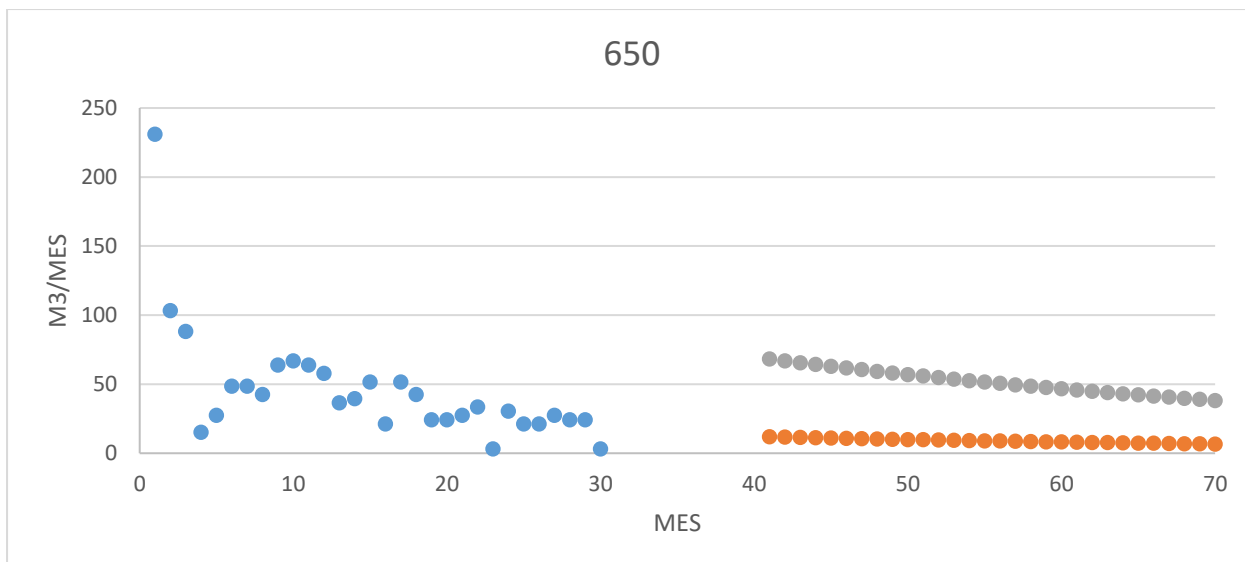
5.6.1 Estimación de producción a partir de reparaciones propuestas

Considerando la información obtenida de los incrementos a partir de la incorporación de capas de distintas formaciones o complejos, y estimaciones se estima obtener un comportamiento de la declinación de la producción como el que se muestra en las siguientes figuras para cada pozo. Se deberá considerar que los meses en los que se observa el tiempo sin producir de cada uno de los pozos en los gráficos es sólo representativa ya que los meses en los que se encuentran parados serán mucho mayores. En el gráfico se considerarán 10 meses en estado suspendido.

Para la interpretación de los siguientes gráficos:

Producción de petróleo	
Declinación sin reparación	
Declinación con reparación propuesta	





6. PROPUESTAS DE DESARROLLO DE PRIMARIA

6.1 Perforación

Se propone llevar a cabo la perforación de 2 pozos productores con el objetivo de continuar con la explotación, desarrollo e incorporación de reservas de primaria.

La propuesta consiste en perforar dos pozos, uno "In fill" y otro de avanzada.

El método empleado para determinar la ubicación de los pozos, se basó en la utilización de mapas en los que se visualizaron la ubicación de los pozos que se encuentran aledaños a pozos actualmente activos y a pozos con altos valores de acumulada de petróleo además de realizar una correlación para corroborar las altas probabilidades de la presencia de las capas en los pozos propuestos.

6.1.2 Propuesta de pozo infill PCN2-I

La Perforación infill es una técnica en la cual se perforan nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo, con esto se puede obtener una mejora en las eficiencias de barrido vertical y areal, mejorar la continuidad lateral entre zonas productoras debido a la reducción en el espaciamiento entre pozos, además, reducir los límites económicos del proyecto debido a la aceleración en la producción o en el mejor de los casos al aumento en las reservas probadas del campo.

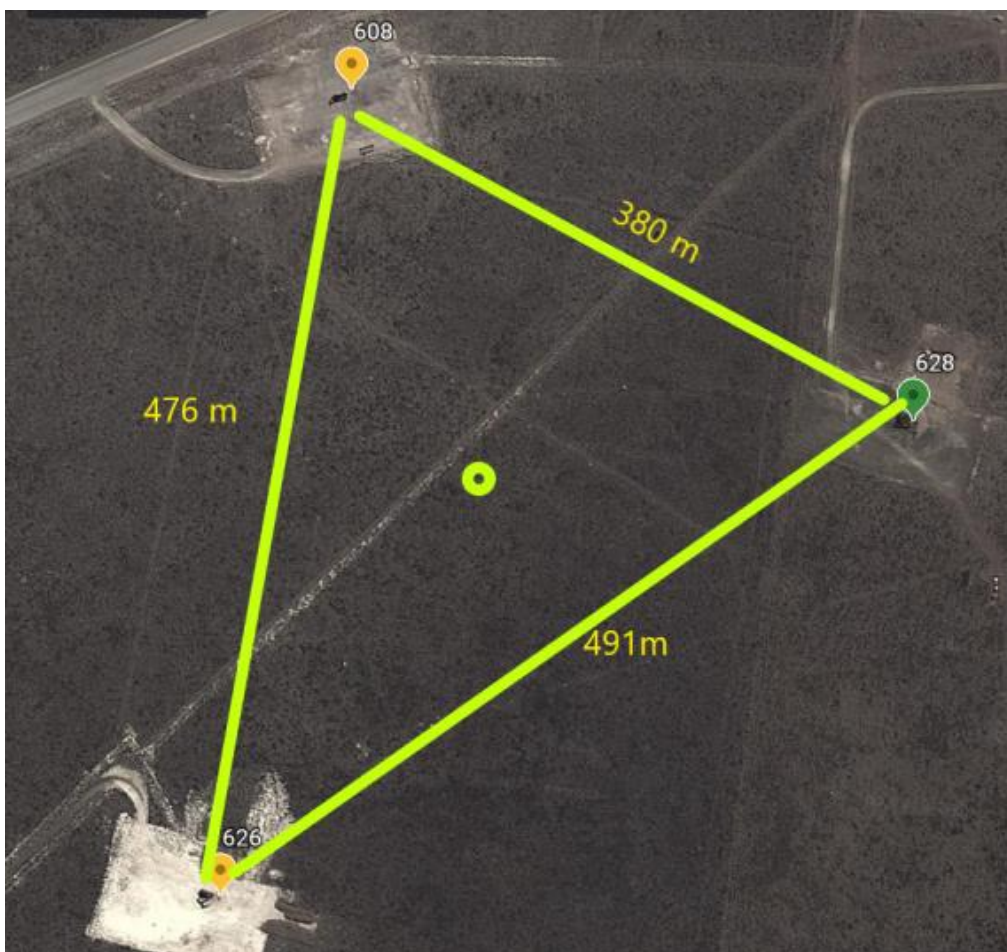
Mediante el estudio de la información que se tiene del campo como datos estadísticos e históricos, geológicos y petrofísicos entre otros; se desarrolla metodológicamente la selección de las zonas de mayor factibilidad para llevar a cabo la perforación Infill y se establece técnicamente la mejor opción mediante la elaboración de un programa típico de perforación junto con un análisis económico para poder observar la viabilidad del proyecto y el tiempo en que se recuperará la inversión inicial.

La ubicación del pozo PCN-I será:

45.696738°S, 67.999527°W

Lo cual lo ubica aproximadamente a 250 metros de los pozos:

- PCN-608
- PCN-628
- PCN-626



Basándonos en el análisis del prorrato, y realizando correlaciones haciendo uso del Potencial espontáneo (SP) y resistividades, se estima encontrar al menos 4 capas productoras en el nuevo pozo. A continuación, se presentan las capas productoras en cada pozo utilizado en la correlación.

POZO	CAPA	TOPE	BASE	CAUDAL DE PETROLEO
PCN-608	93	1835,5	1837,5	1148,2
PCN-608	SN 1 608	1845	1847,5	860
PCN-608	260	2231	2233	2304
PCN-608	265	2239	2241	2352
PCN-608	280	2261	2264	353,6
PCN-608	370	2413,5	2416	2280
PCN-626	N 626	2493	2494	720
PCN-626	408	2500	2503	2160
PCN-626	450	2537	2538,5	460
PCN-626	SN 5 626	2585	2586	127,2
PCN-626	SN 6 626	2593	2595	254,4
PCN-628	N 628	2090,5	2092,5	480
PCN-628	370	2401	2405	2208
PCN-628	388	2439	2441	1104
PCN-628	397	2455,5	2457,5	1104
PCN-628	450	2509,5	2511	160

Se podrán observar los recortes de pantalla correspondientes a las correlaciones de las capas en el **Anexo II.**

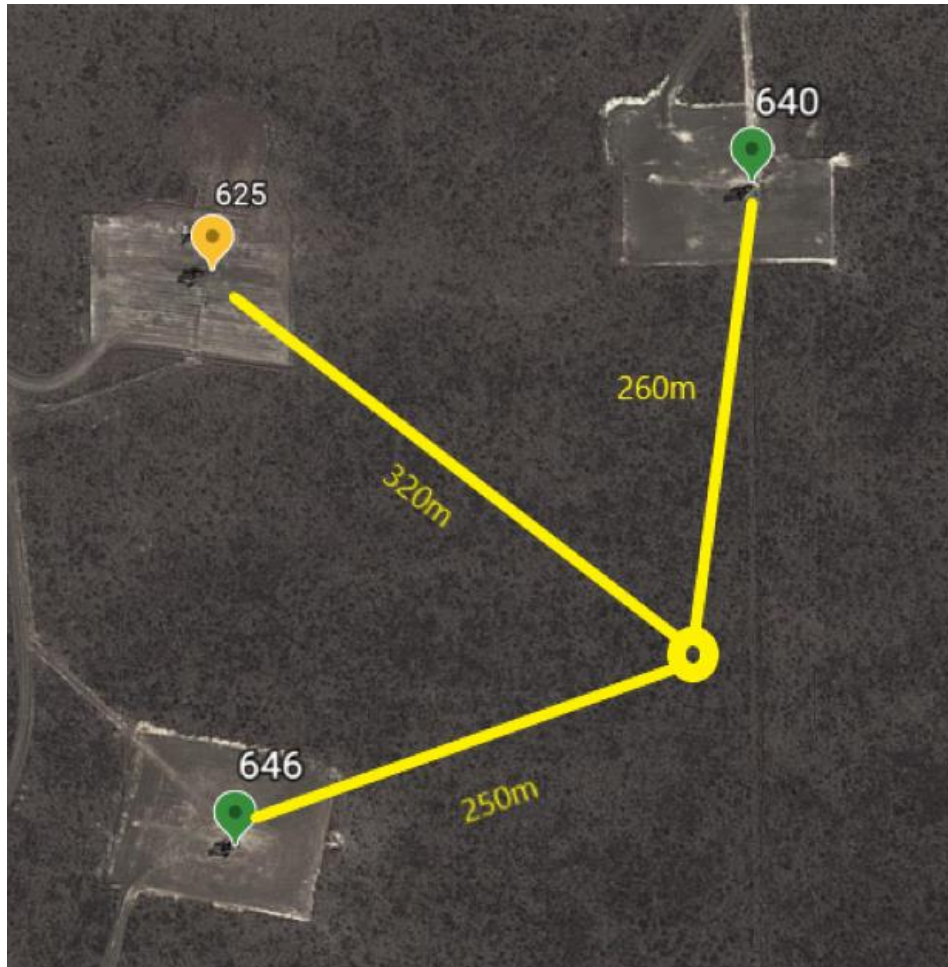
6.1.3 Propuesta de pozo de avanzada PCN2-A

Analizando el comportamiento de los pozos:

- PCN-628
- PCN-608
- PCN-626

La ubicación del pozo propuesto es:

45.695426°S, 67.989548°W



Basándonos en el análisis del prorrato, y realizando correlaciones haciendo uso del Potencial espontáneo (SP) y resistividades, se estima encontrar al menos 3 capas productoras que están presentes en los tres pozos nombrados.

Las cuales son:

POZO	CAPA	TOPE	BASE	CAUDAL DE PETROLEO L/H
PCN-625	95	1822	1824	1650
PCN-625	SN 1 625	2012	2013,5	1902
PCN-625	146	2115	2117	500
PCN-646	SN 1 646	2270	2274,5	9450
PCN-646	370	2390,5	2394,5	1750
PCN-640	289	2243	2246	3680
PCN-640	SN 1 640	2248,5	2251	55,2
PCN-640	SN 2 640	2497,5	2499	84,3
PCN-640	SN 3 640	2494,5	2496,5	112,5

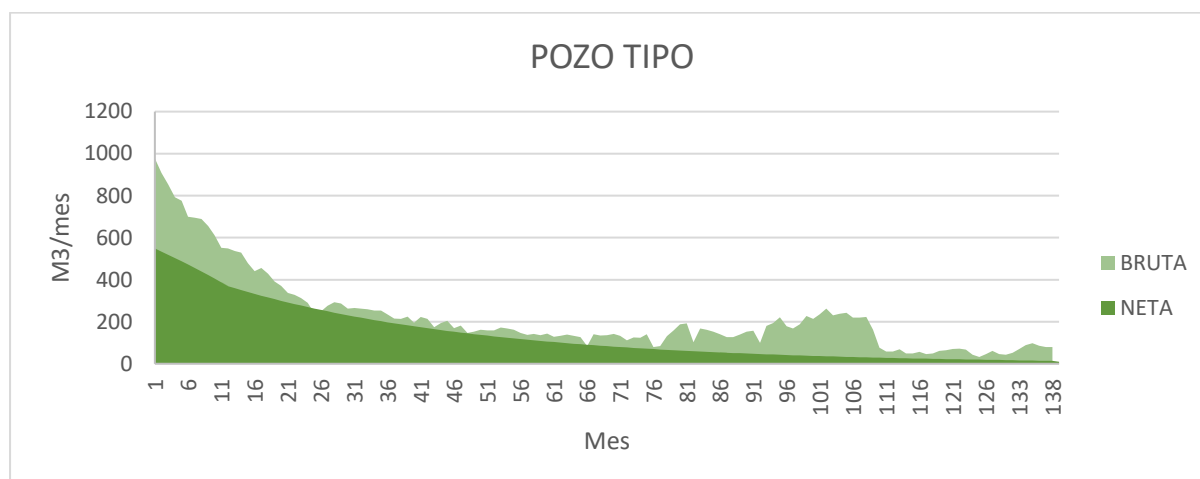
En el **anexo II** se muestran extractos de los perfiles, a distintas profundidades donde se logra ver que hay correlación entre los 3 pozos.

6.1.4 Pronóstico de producción

Para predecir el comportamiento de estos pozos, se utilizará el pozo tipo del yacimiento para primaria construido anteriormente del cual se obtuvo la siguiente tabla:

Caudal Inicial, en m3/d	18
Acumulada, en km3	19
Declinación Hiperbólica, en % mensual	0,109
Declinación Exponencial, en % mensual	-0,026
Cambio de Tendencia, en años	1,5
Vida útil, en meses	130

A partir de esto, podríamos decir que entre ambos pozos se obtendrá una producción de 36 m3/día, lo cual nos dará una acumulada al cabo de 130 meses de 38 km3 de petróleo y una producción de bruta como la que se muestra a continuación:



6.2 Reactivación de pozos

Se propone la reactivación de pozos afectados sólo a recuperación primaria, los cuales han sido elegidos a partir de la observación y análisis de sus curvas de declinación, en las que se observa una abrupta caída de la producción y se considerará que tengan al menos 0,5 m3/día como último valor de producción.

Se optará por intervenirlos para estimular las capas productoras y aprovechar la intervención para incorporar nuevas reservas buscando en los perfiles capas que no hayan sido punzadas considerando una alta probabilidad de éxito en los resultados.

6.2.1 Pozos seleccionados

Con el objetivo de incrementar la acumulada de petróleo se seleccionaron los siguientes pozos:

POZO	FECHA	PRODUCCIÓN(m3/día)	ACUMULADA ACTUAL(m3)
PCN-613	15-Jun-2007	1,9	2995
	15-Jul-2007	0,4	
PCN-629	15-Dic-2014	0,6	9709
	15-Ene-2015	0,1	
PCN-636	15-Jul-2015	1,1	7781
	15-Ago-2015	0,2	
PCN-647	15-Jul-2015	1,1	3176
	15-Ago-2015	0,2	

Con el objetivo de incrementar el caudal de gas se seleccionó el siguiente pozo para reactivar:

PCN-645

6.2.3 Propuestas para la reactivación de cada pozo

A partir de realizar un análisis en los perfiles de cada uno, se definen las siguientes propuestas:

POZO	OBJETIVO	OPERACIÓN
PCN-613		PUNZAR 11,5 m
PCN-629	INCORPORAR RESERVAS DE PETROLEO	PUNZAR 12m
PCN-636		PUNZAR 6 m
PCN-647		PUNZAR 7m
PCN-645	INCORPORAR PRODUCCIÓN DE GAS	REMOCIÓN DE TAPON EN 2628 m

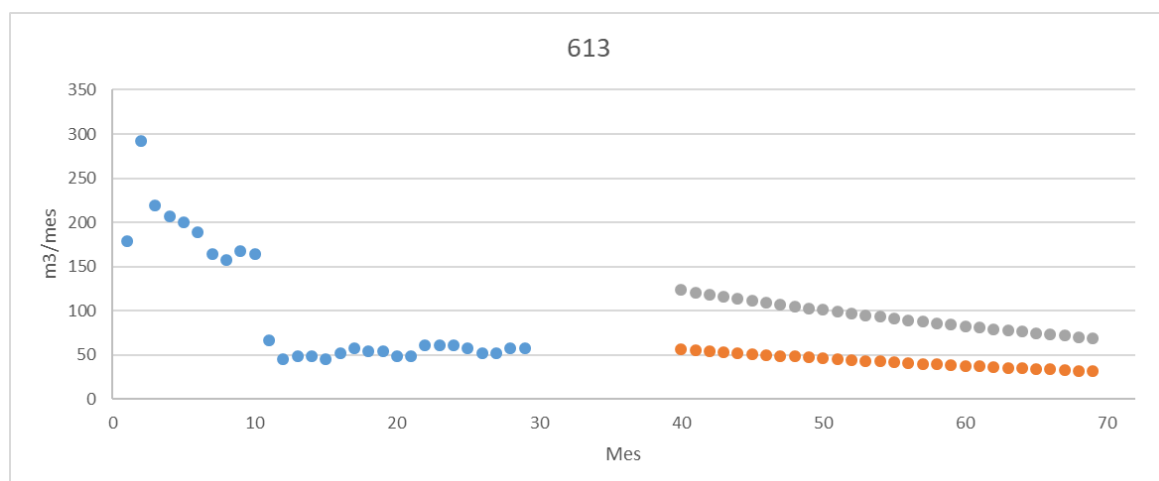
En el **anexo III** se muestran las profundidades de los punzados nuevos y los recortes de los perfiles combinados donde se justifica la selección de las capas.

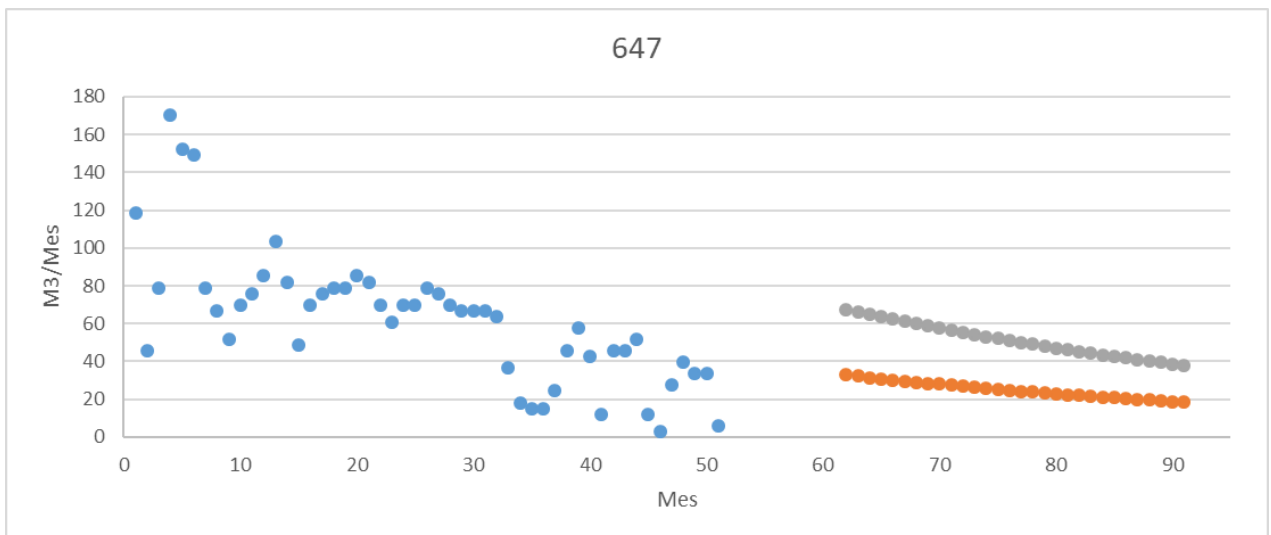
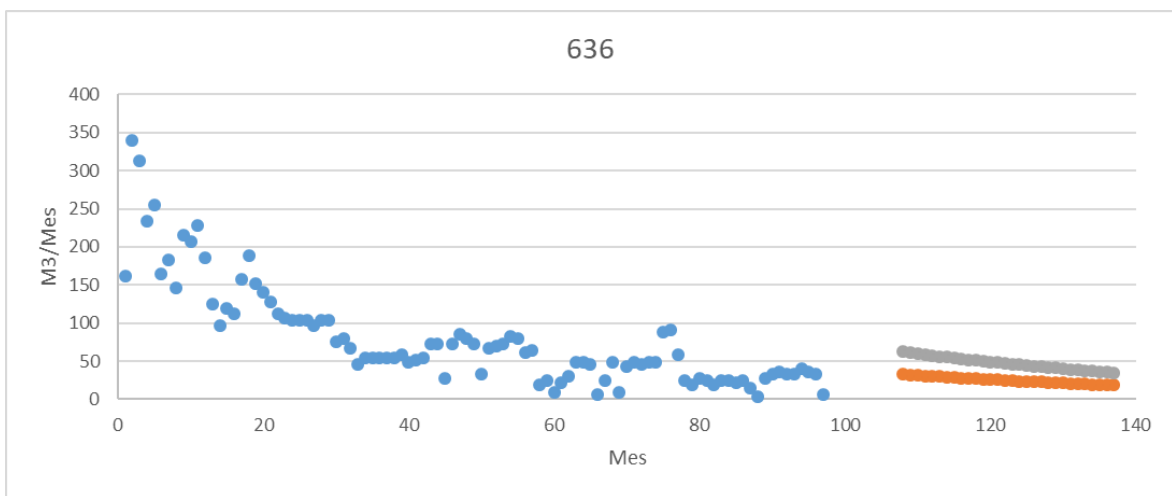
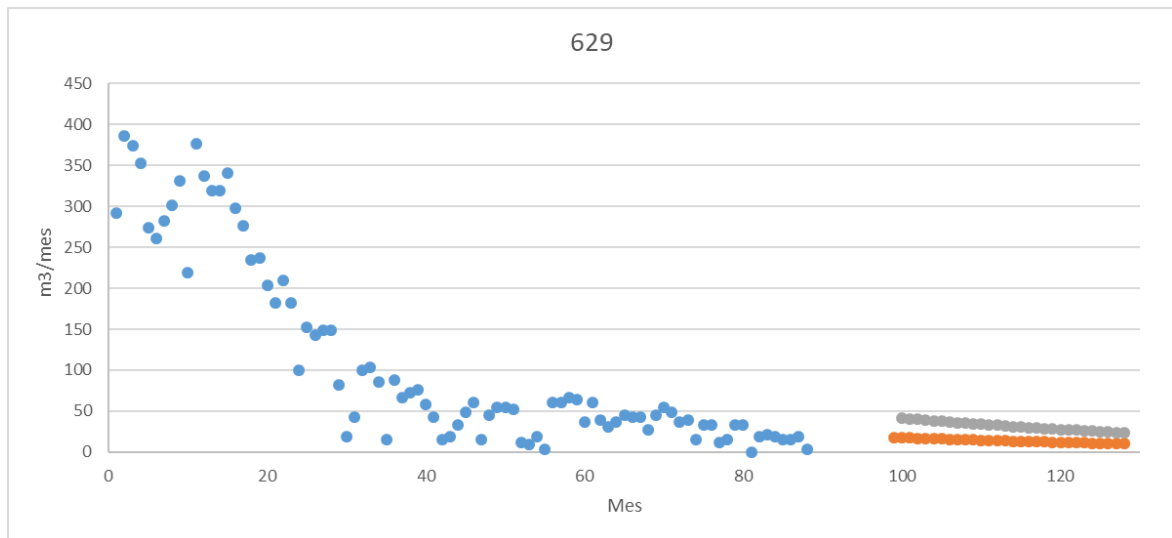
6.2.4 Producción estimada a partir de las reparaciones propuestas

Considerando la información obtenida de los incrementos a partir de la incorporación de capas de distintas formaciones o complejos, se estima obtener un comportamiento de la declinación de la producción como el que se muestra en las siguientes figuras para cada pozo. Se deberá considerar que los meses en los que se observa el tiempo sin producir de cada uno de los pozos en los gráficos es sólo representativa ya que los meses en los que se encuentran parados serán mucho mayores. El valor considerado de tiempo sin producir es de 10 meses.

Para la interpretación de los siguientes gráficos:

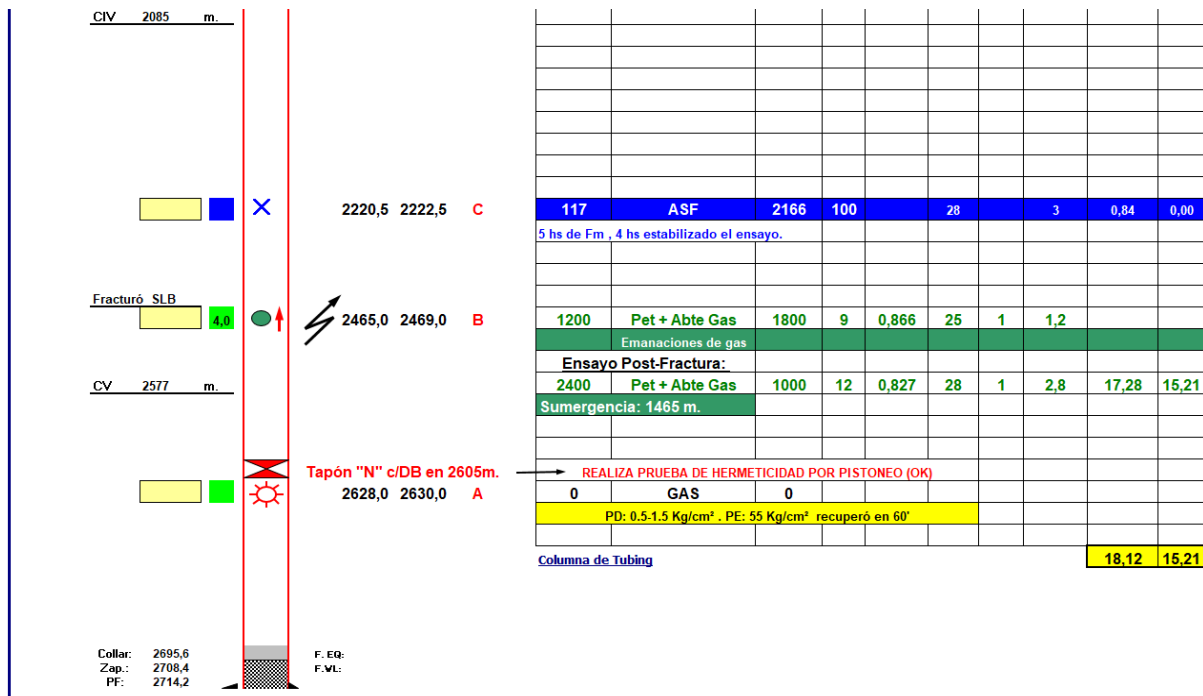
Producción de petróleo	
Declinación sin reparación	
Declinación con reparación	



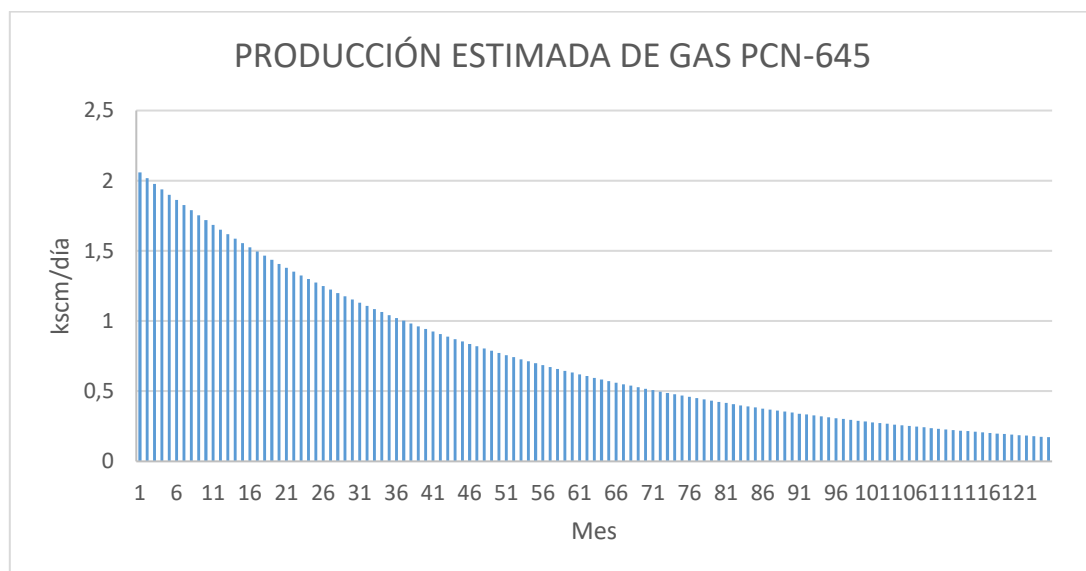


Además, se incorporará producción de gas a partir de la remoción de un tapón en el pozo PCN-645 que mantuvo desde el momento de la terminación (04/11/2010) hasta la actualidad aislada una capa gasífera con el objetivo de incrementar la producción de gas destinada para el funcionamiento de los generadores para abastecer de energía al yacimiento.

Luego de realizar un análisis en el comportamiento de la producción de gas (**Anexo IV**), se ha llegado a la conclusión de que la misma no presenta una tendencia que permita predecir el caudal que se obtendrá a partir de la puesta en producción de una capa exclusivamente gasífera por lo cual se ha seleccionado un pozo que presenta una capa con abundante gas y utilizando la información de la acumulada de gas del mismo (PCN-627) con una declinación exponencial se buscará predecir la producción a lo largo del tiempo de gas a partir de la reapertura de la capa que se muestra en el siguiente esquema de terminación.



Recorte en esquema de terminación 04/11/2010



A partir de la reactivación de los pozos mencionados se espera obtener las siguientes acumuladas:

POZO ACUMULADA FLUIDO

PCN-613	2921,95 m3	PETROLEO
PCN-629	961,26 m3	PETROLEO
PCN-636	1419,05 m3	PETROLEO
PCN-647	1531,08 m3	PETROLEO
PCN-645	1.611.000 m3	GAS

7. INTERVENCIONES Y OPERACIONES DE PRODUCCIÓN

7.1 EQUIPO DE WORKOVER

7.1.1 Procedimiento con equipo Workover

A. Intervención a pozos productores

- Montar equipo WO según procedimiento estandarizados
- Sacar instalación final existente
- Calibrar con fresa hasta collar o tapón, según corresponda
- Punzar/Repunzar según programa individual del pozo
- Ensayar capas o a pozo completo según programa hasta estabilizar valores de caudal, nivel e impurezas.
 - En caso de resultar sin entrada cualquiera de los ensayos, romper formación y reensayar.
 - En caso de extraer hidrocarburo en los ensayos, tomar muestras para análisis y enviar a para su análisis.
 - En caso de extraer Agua de Formación o Agua de Formación con Leves Rastros de Petróleo con Caudales mayores a 600 lt/hr, tomar muestras para análisis y enviar para su análisis.
 - En caso de obtener ensayo con gas, medir presiones dinámicas por distintos orificios y medir presión estática. Tomar muestra de gas para análisis.
- Bajar Instalación final de producción según diseño proporcionado por Ing de Producción.
- Desmontar equipo de acuerdo a procedimientos

B. Intervención en pozos inyectores

- Montar equipo de workover de acuerdo a procedimientos.
- Sacar instalación de producción. Verificar si las varillas de bombeo fueron retiradas con equipo flush by.
- Bajar fresa y calibrar pozo hasta collar.
- Bajar tapón y packer para verificar hermeticidad de casing.
 - En caso de resultar negativo, realizar cementación auxiliar y probar hermeticidad.
- Con prueba de hermeticidad positiva, correr perfil de corrosión y cemento desde fondo hasta boca de pozo.
- Punzar/Repunzar zonas de interés
- Realizar prueba de admisión de cada intervalo punzado. Notificar resultados de pruebas de admisión a Ingeniería de Reservorios para confirmar una posible estimulación ácida.
- Bajar instalación selectiva.

- Probar hermeticidad de tubing.
- Realizar Neutrón-CCL y correlacionar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing.
- Circular pozo con bactericida de acuerdo a los procedimientos.
- Realizar prueba de hermeticidad de tubing desde BHD con 2200 PSI durante 2 horas con registro en carta, siguiendo los procedimientos.
- Con pruebas de hermeticidad positivas, realizar movimiento de válvulas y calibrar según caudal determinado por Ingeniería de Reservorios.
- Realizar tránsito de fluido con equipo de Wire Line.
- Desmontar equipo de workover.

En todas las intervenciones de conversión se realizará una prueba de hermeticidad al casing desde el punzado superior hasta boca de pozo para verificar el estado del mismo y asegurar una correcta protección de la formación Patagonia. En caso de que la prueba dé un resultado negativo, se procederá a buscar la rotura del casing y una vez acotada la misma se cementará. Luego de cementada se realizará la correspondiente prueba de hermeticidad de esta zona y se correrá un perfil de cemento a la misma.

Programa de prueba de hermeticidad:

1. Bajar tapón y packer.
2. Se fija el tapón inmediatamente por encima del punzado superior.
3. Se incrementa la presión de entrecolumna en 500 psi.
4. Se espera y controla durante 30 min la presión entre columna. La misma se debe mantener en 500 psi durante esos 30 min. Si la presión disminuye indica que la prueba de hermeticidad del casing es negativa.
5. Proceder a acotar la rotura moviendo el tapón y el packer hasta tener bien definido el techo y la base de la misma.
6. Cementar esa rotura.
7. Volver a realizar la prueba de hermeticidad.
8. Realizar las maniobras anteriores hasta que la prueba sea positiva.
9. Correr perfil de cemento y corrosión del casing desde el punzado superior a boca de pozo.

7.1.2 Pozos a intervenir con equipo Workover

N°	POZO	TIPO	OBJETIVO
1	PCN2-I	Nuevo Productor	1. Punzar capas
2	PCN2-A	Nuevo Productor	2. Ensayar capas 3. Bajar instalaciones de producción
3	PCN-630	Productor a Inyector	1. Punzar capa faltante para la inyección 2. Realizar pruebas de admisión 3. Bajar instalaciones de inyección

7.1.3 Instalaciones de producción para pozos nuevos

Se debió realizar el diseño de la instalación de producción para los pozos PCN2-I y PCN2-A.

Para lo cual se utilizó el Software SROD del cual se obtuvieron los parámetros que se mostrarán a continuación a partir de los siguientes datos de entrada:

- Caudal de bruta
- Profundidad de la bomba
- Profundidad del ancla

Los datos para cada pozo fueron:

POZO	BRUTA M3/DIA	PROF DE LA BOMBA (m)
PCN2-A	26,63	2525
PCN2-I	26,63	2543

**** RESUMEN DE DATOS DE ENTRADA ****

NOMBRE DEL POZO : PCN2-A
 ANALISTA : Oyarzun Noelia/Mautz Evelyn
 ARCHIVO DE DATOS : N/A (Base Case)
 COMENTARIOS : Proyecto final

FECHA/TIEMPO : 24/02/2021 23:25:02
 COMPAÑÍA : UNPSJB
 TIPO DE POZO : Vertical

Nombre del pozo : PCN2-A
 Analista : Oyarzun Noelia/Mautz Evelyn
 Compañía : UNPSJB
 Unidad de bombeo ID : LM912-365-168
 (Descripción) : LUFKIN M912-365-168 WITH MRO CRANKS
 ID del motor : SROD Recomendada
 (Descripción) : (NemaD Motor)
 Opción C'BAL : Usuario Definido
 Momento de contrapeso (N-m) : 0
 Agujero de manivela : 1 - 426.8 (cm)
 Rotación de la unidad : CC'WISE
 Variación de velocidad : Variado
 Profundidad de la bomba (m) : 2525
 Diámetro de la bomba (mm) : 38,1
 Presión de admisión de la bomba (kPa) : 2000
 Velocidad de bombeo (SPM) : 5,8
 Porcentaje De Llenado Completo De La Bomba : 100
 Presión del TubingHead (kPa) : 344,74
 TUBO DE PROFUNDIDAD DE ANCLAJE (m) : 2515
 TUBO GRADIENTE (kPa/m) : 9,795
 Tamaño de la tubería : 3 - 73.025 mm

Información de Rod / Taper:

Opción de diseño de cadena de cadena : SPECIFY ROD DESIGN

	Diámetro (mm)	La longitud (Cuenta)	Tensile (kPa)	Módulo (gPa)	Peso (kg/m)	Tipo de guía
1)	TENARIS MMS 25,4	102	965265,98	210,2900885	4,333534	N
2)	TENARIS MMS 22,225	106	965265,98	210,2900885	3,262056	N
3)	TENARIS MMS 19,05	108	965265,98	210,2900885	2,428684	N
4)	API D 38,1	15	792897,055	210,2900885	8,928985	N

Factor de servicio : 0,9
 Costo eléctrico (cents/kwh) : 10
 Factor de amortiguación ascendente : 0,05
 Factor de amortiguación de la pendiente descendente : 0,15
 Fricción de la bomba (N) : 889,6
 Fricción de la caja de relleno (N) : 444,8
 Ajuste de carga de la bomba (N) : 3788
 Ajuste De Peso De Buoyant (N) : -1894
 Coeficiente de carga de la bomba (N/m/sec) : 73
 Tiempo de ejecución (h/d) : 24
 Coeficiente de carga de la bomba (N/m/sec) : 73
 Tiempo de ejecución (h/d) : 24

Se utilizará el diseño convencional utilizado en la cuenca, el cual podrá variar en cantidad de varillas, tamaño de bomba, y otras especificaciones para cada pozo.

Materiales:

- Ancla Tubing 2.7/8 EU x 5."
- Tubing 2.7/8" - J55 - 6.5 -R2 EU C/CUPLA
- Trozo Varilla de bombeo 1"x 2'
- Trozo Varilla de bombeo 1"x 4'
- Trozo Varilla de bombeo 1"x 6'
- Varilla de bombeo 3/4" GR D x 25'
- Varilla de bombeo 7/8" GR D x 25'
- Cuplas - 1", 7/8", 3/4"
- Barras de peso 1 1/8" D
- Cupla para vastago 1.1/2"x 7/8"
- Cupla reducción V/B T FS 7/8 x .

- Vast. Bombeo 1.1/2" x 24' Cromado
- Bomba de Profundidad de 1 1/2

A partir de la información obtenida con la simulación del equipo, optaremos por la utilización de la unidad de bombeo **LM 912-365-168** el cual se adapta a los valores analizados para los dos pozos propuestos logrando aportar un margen a favor por una producción no esperada mayor a la estimada.

Donde:

LM: Tipo de AIB, Lufkin Mark

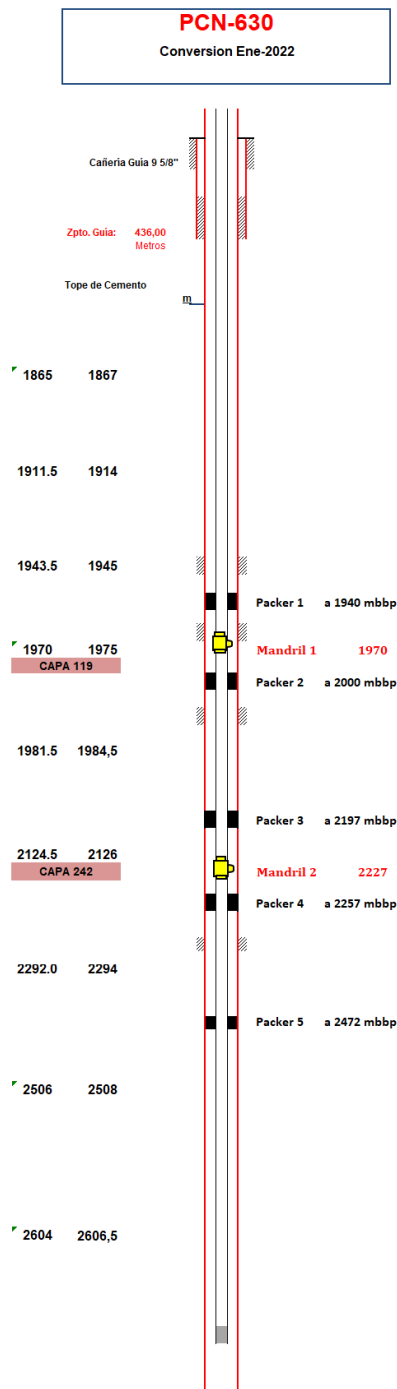
912: Torque máximo de la caja reductora [miles lb/pulg³]

365: Carga máxima de la estructura que puede soportar el AIB en la cabeza de mula [en cientos de lb]

168: Valor máximo de la carrera, es decir distancia que sube el vastago pulido. [pulg]

7.1.4 Instalaciones de inyección

El pozo inyector propuesto tiene una instalación selectiva para inyectar en las 3 capas que se desean inundar como el que se muestra en la siguiente figura:



Los pozos con instalación selectiva, requerirán a modo de ejemplo los siguientes componentes:

- Tubings de acero J-55, EUE, 6,5 lb/ft
- Zapato a copas
- Reducción 2 7/8" x 2,3/8", rosca API
- Packer tándem de tensión SAT-2 recuperable
- Mandril de inyección
- Packer P-111 recuperable de doble agarre
- Cupla tapón

7.2 EQUIPO DE PULLING

7.2.1 Procedimiento con equipo de Pulling

A continuación se muestra los procedimientos básicos a realizar:

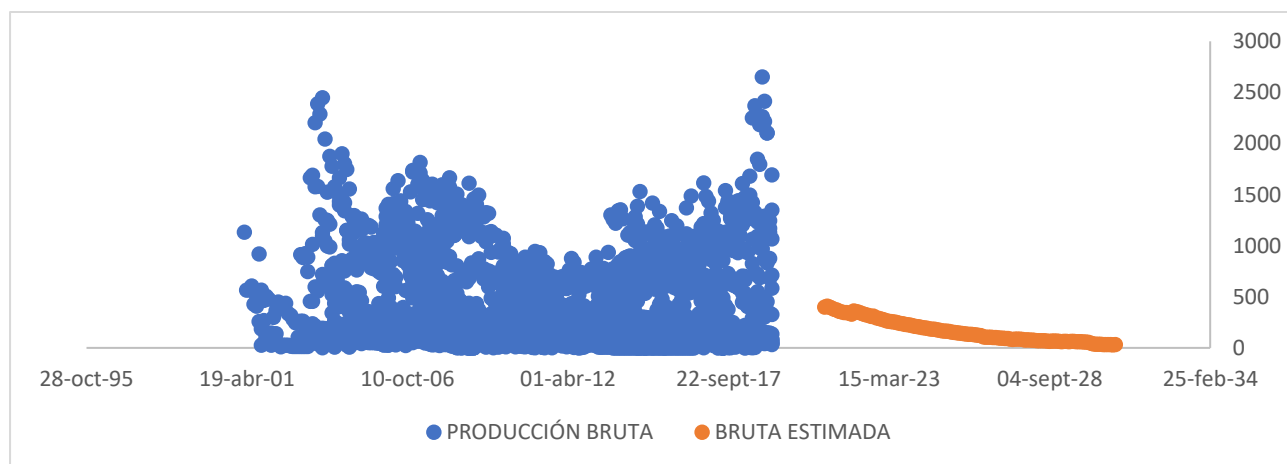
- Montar equipo según procedimientos
- Desenganchar y desarmar boca de pozo, completar pozo con agua de formación y realizar prueba de bomba de profundidad
- Sacar varillas de bombeo en simple revisando estado de las mismas, retirar bomba de fondo y realizar inspección
- Colocar BOP
- Librar ancla de tubing y bajar para constatar fondo
- Sacar instalación de tubings en dobles
- Punzar/Repunzar capas
- Armar y bajar instalación de tubings con bomba Bayler para limpieza de posible relleno, desde fondo detectado hasta profundidad final definido por ingeniería de producción.
- Sacar y desarmar instalación de tubings en simple.
- Armar y bajar diseño final de instalación de tubings en simple controlando torque.
- Realizar prueba de hermeticidad por presión
- Armar y bajar diseño final de varillas de bombeo + bomba de profundidad en simple controlando torque.
- Realizar medidas, colocando trozos de varillas y colocar vástago pulido
- Con motobomba, realizar prueba de hermeticidad a presión y realizar prueba de funcionamiento de bomba
- Armar y conectar puente de producción, colocar cabeza de AIB y enganchar pozo
- Realizar prueba de producción de equipo.
- Desmontar equipo según procedimientos.

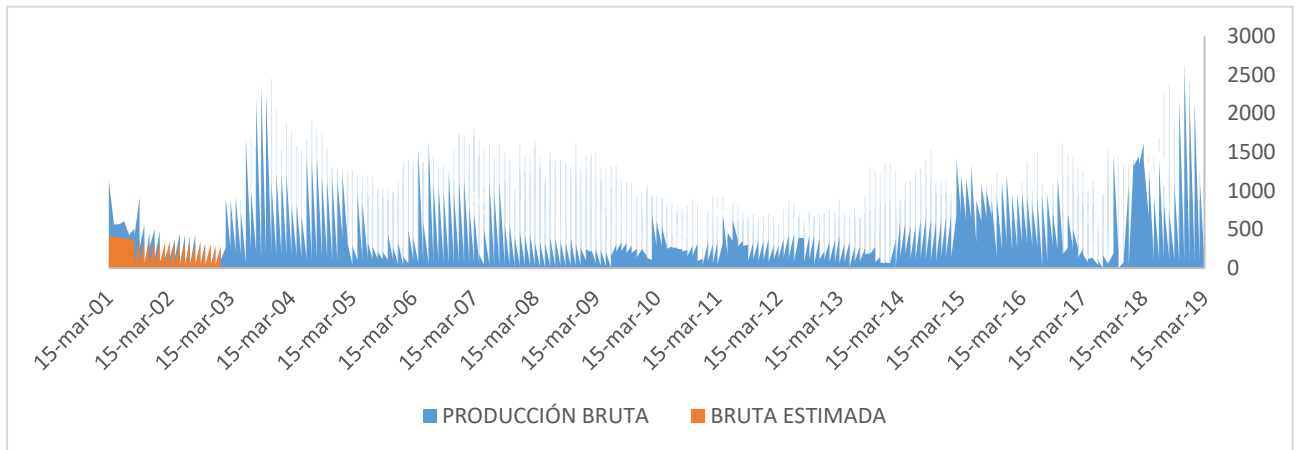
7.2.2 Pozos a intervenir con equipo de Pulling

N°	POZO	TIPO	OBJETIVO
1	613	Reparación Primaria	-Punzar capas
2	629	Reparación Primaria	-Punzar capas
3	636	Reparación Primaria	-Punzar capas
4	647	Reparación Primaria	-Punzar capas
5	645	Reparación Primaria	-Rotar tapón
6	635	Reparación Secundaria	-Punzar capas -Estimulación
7	650	Reparación Secundaria	-Punzar capas -Estimulación
8	642	Reparación Secundaria	-Punzar capas -Estimulación

8. INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Considerando que la producción de bruta máxima a lo largo de la historia de producción del yacimiento fue de un promedio de 1500 m³/día y la implementación de nuestro proyecto sumado a la producción actual tendrá un caudal máximo de 441 m³/día al segundo mes se concluye que no será necesaria la implementación de nuevos equipos además de que actualmente el estado de las instalaciones es operativo.





9. PLAN DE ACCIÓN Y AVANCE DE PRODUCCIÓN

9.1 Plan de acción integral

El proyecto tiene como objetivo:

- La perforación de pozos productores y su puesta en producción
- Realizar reparaciones de primaria que tendrán como objetivo la incorporación de reservas a partir del punzado de nuevas capas.
- La conversión de un pozo productor a inyector, esto incluirá como tareas principales el punzado de una capa que se desea inundar y no está punzada en el mismo y la implementación de una cañería que vaya desde el satélite hasta el pozo inyector.
- Realizar reparaciones a pozos asociados al proyecto de secundaria, que consistirá en el punzado de nuevas capas y estimulación para capas existentes.

El presente proyecto se encuentra desarrollado en extracción primaria desde el año 2001 al 2014 y con la implementación de extracción por recuperación secundaria a partir del 2015. El estado actual del mismo, como ya se ha mencionado anteriormente es operativo y analizando su historia de producción se descarta la necesidad de inversión en instalaciones de superficie para las baterías o satélites por lo cual sólo se tiene la inversión de líneas de conducción, las cuales transcurrirán en el tiempo en que estén se estén perforando los pozos nuevos y en el tiempo en que este el equipo de WO trabajando para el caso de la conversión del pozo inyector.

Todas estas etapas requieren de recursos que, dado el contexto de bajos precios, se deben hacer énfasis en aprovechar los materiales actuales y maximizar su utilización. Basado en esto, se hace énfasis en los siguientes aspectos:

- Minimizar el número de equipos de torre contratados.
- Asegurar que el movimiento de los equipos destinados a las intervenciones, puedan trasladarse de pozo en pozo evitando tiempos muertos.
- Realizar un registro e inspección de los materiales en stock
- Basados en las necesidades y el stock actual, comprar con anticipación los materiales faltantes.
- Suscribir contratos para aquellos servicios de aplicación periódica, con el objetivo de conseguir costos de contratación más accesibles.

Para llevar a cabo el proyecto, son necesarios los siguientes recursos físicos:

- Un equipo de Pulling pesado, para operaciones de mayor envergadura que requieran uso de bomba de recirculación y pileta.
- Un equipo de perforación, adaptado para profundidades de hasta 2600 m.
- Contratación de equipo de Wireline, para punzados de capas y realizar perfiles a pozo entubado.
- Contratación de equipo de Slickline, para movimiento de válvulas de pozos inyectores
- Cuadrillas para tendido de líneas de conducción y de inyección.
- Cuadrillas para construcción de locaciones y caminos.
- Cuadrillas para tareas de soldadura, mantenimiento general del yacimiento.
- Supervisores de campo, etc.

Para lo cual obtenemos el siguiente diagrama tentativo de trabajo para realizar las propuestas mencionadas en el primer y segundo año:

9.2 Cronograma de actividades propuestas

Pozo	Tipo de pozo	Fecha de inicio	Fecha de finalización	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sept-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sept-22	oct-22	nov-22	dic-22
1	Nuevo	01-01-2021	05-02-2021																								
2	Nuevo	05-02-2021	05-03-2021																								
PCN-630	Inyector	01-01-2022	03-01-2021																								
PCN-635	Reparación c/Estimulación	04-01-2022	07-01-2022																								
PCN-650	Productor del inyector	04-01-2022	05-01-2022																								
PCN-642	Productor del inyector	04-01-2022	06-01-2022																								
PCN-613	Reparación	01-02-2022	03-02-2022																								
PCN-629	Reparación	02-02-2022	04-02-2022																								
PCN-636	Reparación	03-02-2022	05-02-2022																								
PCN-647	Reparación	04-02-2022	06-02-2022																								
PCN-645	Reparación	05-02-2022	08-02-2022																								

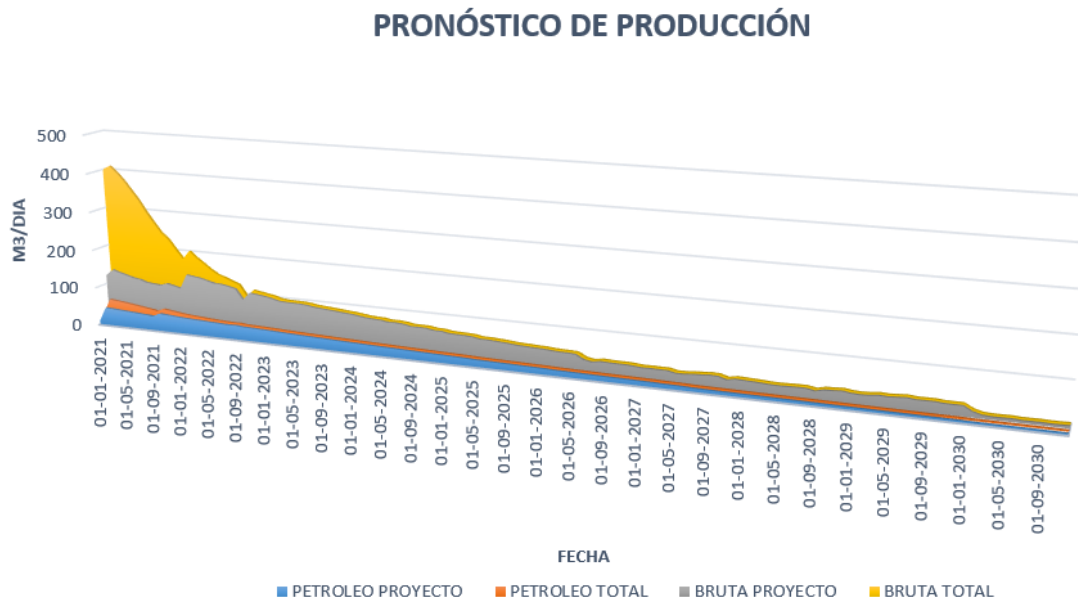
Como se puede apreciar, el proyecto comienza a principios del 2021 con la perforación de los pozos nuevos, seguido de las reparaciones primarias.

En el segundo año se planea comenzar con la conversión a inyector y luego realizar las reparaciones de los pozos asociados.

9.3 Producción estimada

La curva de producción pronosticada del yacimiento se construye a partir de las diferentes incorporaciones al sistema productivo, es decir en función de la incorporación de los pozos, los pozos nuevos, y las reactivaciones.

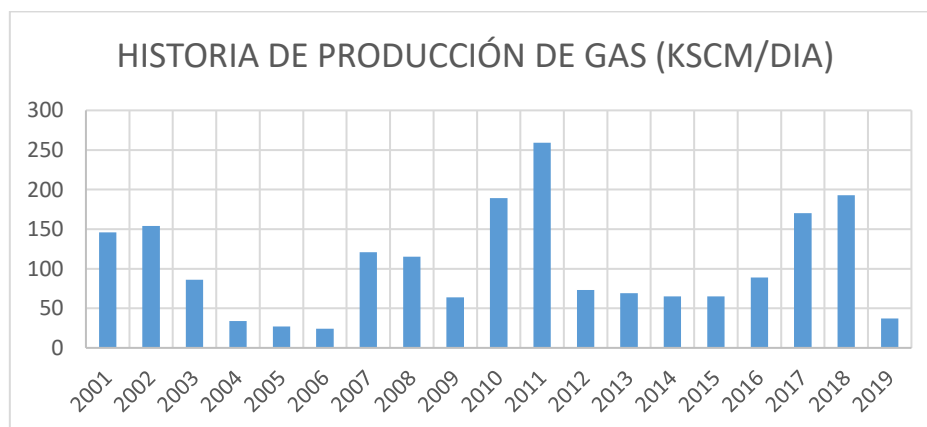
En la siguiente gráfica se mostrará la curva de producción pronosticada para nuestro yacimiento además de la producción pronosticada considerando la producción de los pozos activos.



La curva de producción nos indica que se tendrá un pico máximo de petróleo de 63 m³/día y un corte de agua estimado de un 93%. A partir de allí, declina la producción a lo largo de los años, disminuyendo el corte de agua según los valores calculados.

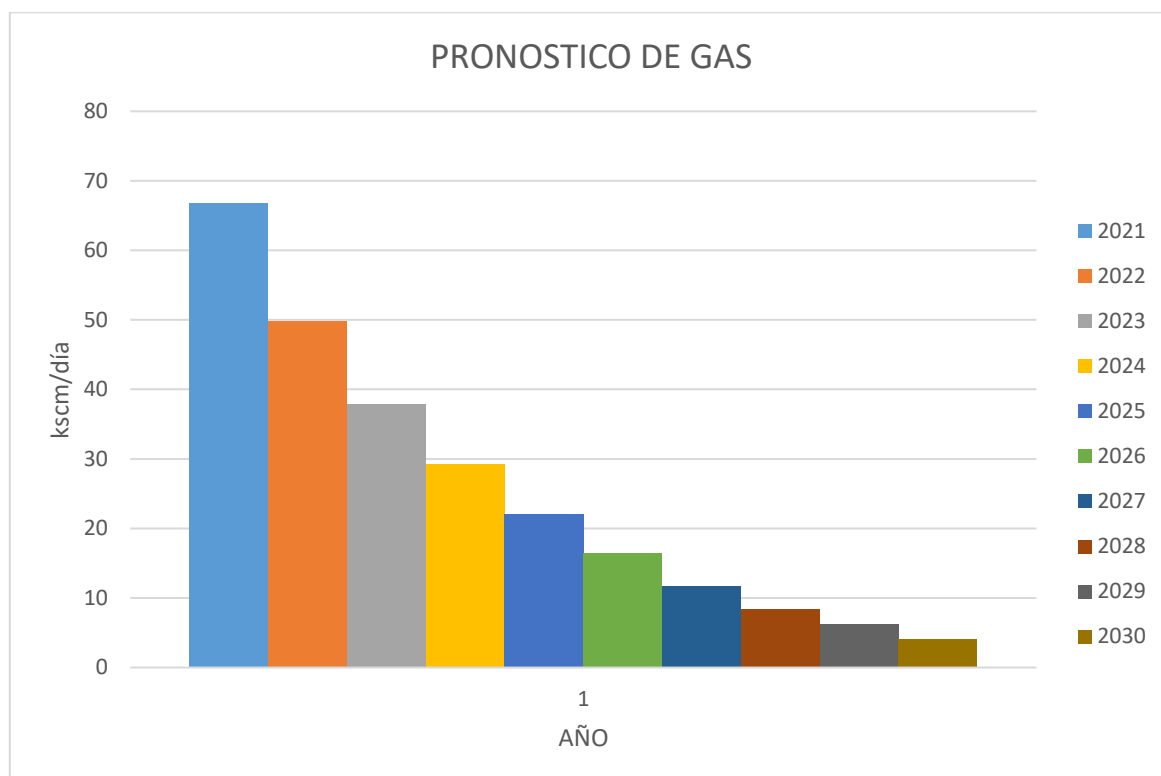
Por otro lado, el incremental de producción de petróleo trae gas asociado además de la incorporación de la capa gasífera que tiene el objetivo de ser utilizado para la generación de energía para abastecer el yacimiento.

Como ya se ha mencionado anteriormente, no se cuenta con valores que sigan alguna tendencia como se puede ver en la historia de producción de gas a lo largo de toda la vida útil del yacimiento:



Considerando el dato del último caudal de gas de los pozos activos, el cual es 13 kscm/día se deberá adicionar el caudal que se espera producir de la capa gasífera del PCN-645 y el caudal de gas esperado en los pozos PCN2-I y PCN2-A para obtener una producción de gas estimada.

Además, en esta producción estimada se considera la cantidad de gas que vendrá de las capas que se van a punzar y estimular en las reparaciones. Por lo que luego de realizar un promedio de la relación de producción de gas y petróleo anual de gas se llegó a que la producción de la misma es 126% mayor en kscm y se obtiene la siguiente predicción:



10. Energía del yacimiento

La zona donde se encuentran los pozos de nuestro proyecto es un área que se encuentra abastecida de energía mediante el uso de generadores a gas, los cuales tienen el objetivo de utilizar el gas producido en el yacimiento.

En primer lugar se procedió a determinar el consumo de energía actual del yacimiento y luego el consumo de energía adicional que genera la implementación de nuestro proyecto para obtener un porcentaje de este total con el fin de analizarlo de forma separada en el análisis económico.

Sólo se consideraron en este análisis la energía consumida de:

- Los motores de los AIB
- Bombas de la Bateria
- Bomba del Satélite

10.1 Especificaciones técnicas de las bombas y consumo de los motores

10.1.1 Motores de los AIB

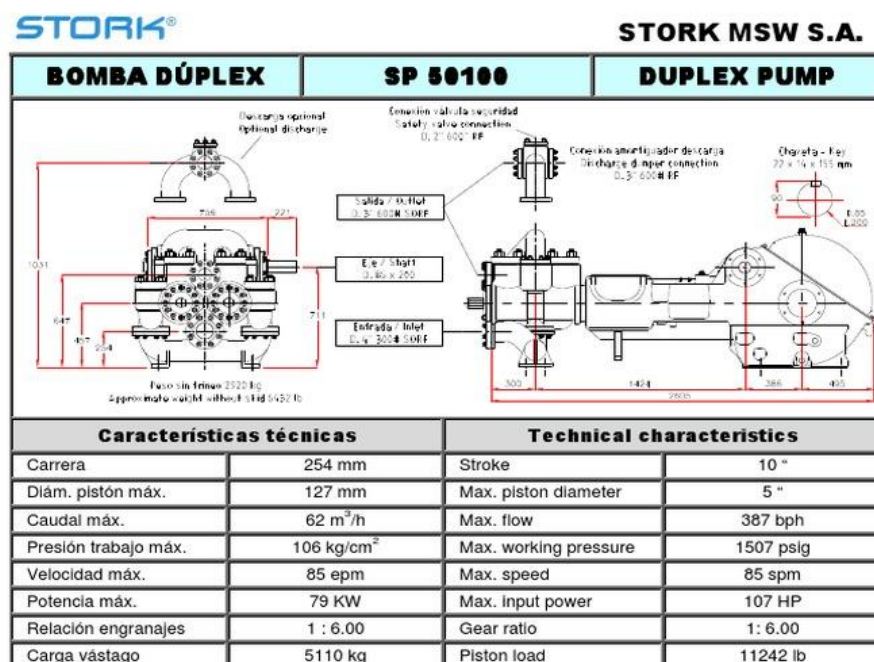
Los motores utilizados en los AIB son motores eléctricos con un consumo de 75 o 100 HP marca WEG®.



10.1.2 Bombas de la Batería

En la batería se utilizan 2 bombas Stork® 50/100, que son bombas de desplazamiento positivo, cuyo consumo energético es de 80 kw/h.

A continuación, se muestran sus especificaciones técnicas.



10.1.3 Bombas utilizadas en el satélite

Las bombas utilizadas en el satélite de inyección son bombas del tipo centrífugas Byron Jackson® las cuales tienen un consumo 135 kw/h y cuyas especificaciones técnicas generales se muestran a continuación:

 * ENSAYO DE PERFORMANCE *

TIPO Y MEDIDA DE BOMBA:MSN 6x6x11M-11ET. REALIZADO POR: D.CAMPEOTTO
 CANTIDAD DE ETAPAS: 11 PRESENCIADO POR: ---
 IMPULSOR(ES)NRO.:HC-2982 CLIENTE:YPF S.A.
 IMPULSOR(ES)NRO.:HC-3592 USUARIO:YAC.LOS PERALES
 DIAM. DE IMPULSOR(ES),EN MM: 276 /276 N.PEDIDO NRO.:07-0973/98
 MATERIAL DEL IMPULSOR(ES):DUPLEX ITEM NRO.:---
 LIMADO INFERIOR: 5x45 O.P.NRO.:98 AB 0532

CONDICIONES DE ENSAYO

MOTOR DE PRUEBA Nro.:LAB-115990 CTE DEL WATIMETRO: 611.4
 POTENCIA (CV) 180 MANOMETRO SUCCION Nro.: 482
 NUMERO DE POLOS: 4 MANOMETRO DESCARGA Nro.: 483
 VOLTIOS: 380 CAUDALIMETRO:PLACA Nro.3

LECTURA	(Nro)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
VELOCIDAD	(RPM)	1481	1485	1486	1489	1491
ALT. DE ASP.	(MTS)	22.1	28.1	33.1	36.2	39.2
ALT. DE DESC.	(MTS)	279	302	325	330	336
ALT. DE ELEV.	(MTS)	0	0	0	0	0
DIF. ALT. DE VEL.	(MTS)	0	0	0	0	0
PERD. EN CONEX.	(MTS)	0	0	0	0	0
ALTURA TOTAL	(MTS)	247.9	273.9	291.9	293.8	296.8
CAUDAL	(M3/H)	120	93.6	65	37	0
POT. HIDRAULICA	(CV)	110.18	94.95	70.27	40.26	0
LECT. DEL WAT.		.245	.218	.181	.14	.104
POT. ABS. MOTOR	(CV)	149.79	133.29	110.66	85.6	63.59
RENDIM. MOTOR	(%)	94.8	94.8	94.8	94.6	94
POT. AL FRENO	(CV)	142	126.36	104.91	80.98	59.77
RENDIM. BOMBA	(%)	77.59	75.14	66.98	49.72	0

CONDICIONES GARANTIDAS

=====

VELOCIDAD (RPM)..... 2975
 CAUDAL (M3/H)..... 187.5
 ALT. DINAMICA TOTAL (MTS)..... 1100
 EFICIENCIA (%)..... 75
 PESO ESPECIFICO..... 1.006
 POT. AL FRENO (CV)..... 1024.6

INFORMACION PROCESADA A VELOCIDAD NOMINAL DE ROTACION

LECT. PROCESADA	(Nro)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
VELOCIDAD	(RPM)	2975	2975	2975	2975	2975
CAUDAL	(M3/H)	241.05	187.52	130.13	73.93	0
ALTURA TOTAL	(MTS)	1000.32	1099.29	1169.96	1172.83	1181.63
EFICIENCIA	(%)	77.59	75.14	66.98	49.72	0
POT. (P.E. 1.006) (CV)		1157.93	1022.09	846.88	649.76	477.65

10.2 Consumo energético total y del proyecto

ACTUALMENTE			
	CANTIDAD	POTENCIA (kw)	TOTAL
MOTOR AIB	14	56	784
BOMBAS BATERIA	2	80	160
BOMBA SATELITE	1	135	135
INCORPORACIÓN			
MOTOR AIB	8	56	448

Considerando el consumo actual del yacimiento y la incorporación del consumo de los motores de los AIB de los pozos que se van a reactivar nos da un total de energía consumida de 1440,99 KW/h de potencia nominal.

De este total de energía consumida, sólo el 31% corresponderá a la incorporación.

10.3 Capacidad de los generadores



Los generadores tendrán la capacidad de generar 1,4 kW/h con un caudal de gas de 7000/8000 m³/día.

Considerando la producción estimada de gas actual sumada al pronóstico de producción de gas presentado en la unidad 9 de este informe, se concluye que la cantidad de gas producida en el yacimiento será suficiente para abastecer de gas a estos generadores durante al menos 9 años. Por lo que no será necesario durante este tiempo utilizar otro tipo de generadores que generen un costo adicional.

10.4 Costos

Estos generadores son alquilados mensualmente, para lo cual se consideraron en nuestra base de cálculo 720 horas.

El costo del alquiler es de 55 USD por MW/h.

Lo cual nos da un costo total mensual de U\$d 57.063,204.

Considerando que el porcentaje de consumo de energía de nuestro proyecto es de un 31%, el costo asociado mensual a la generación de energía será de U\$d 18.799,15, valor que será utilizado en el análisis económico.

11. SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE

11.1 Régimen legal de los hidrocarburos en Argentina

La industria de Hidrocarburos se encuentra regulada tanto a nivel Nacional como Provincial respecto al desarrollo de la actividad vinculada a la misma, a partir de un conjunto de Leyes, Disposiciones, Decretos, etc. que la condicionan.

11.2 Legislación Nacional

A nivel Nacional se detallan a continuación las principales normas del ordenamiento jurídico actual:

Ley Nacional Nº 17319 de Hidrocarburos.

- Nueva Ley 27.007 de Hidrocarburos: Modificaciones a la ley 17.319
- RESOLUCIÓN 105/92 - (SE) Establece las Normas y Procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación. Establece una serie de prácticas destinadas a la protección del ambiente: Obligación de realizar Estudios Ambientales Previos y Monitoreos de Obras y Tareas, tanto para las etapas de exploración como de explotación. Normas relacionadas con el levantamiento de campamentos, construcción de accesos y picadas, utilización de explosivos, fuentes de energía no explosivas .Etc.
- RESOLUCIÓN 252/93 - (SE) Guías de recomendaciones para la preparación de estudios ambientales o planes de contingencia.
- RESOLUCIÓN 340/93 - (SE) Obligación de presentación de un estado de situación de ambientes naturales en áreas en operación.
- RESOLUCIÓN 341/93 - (SE) Establece el cronograma de reacondicionamiento de piletas y restauración de suelos.
- RESOLUCIÓN 342/93 - (SE) Establece la estructura que deberán tener los planes de contingencia de La Resolución 252/93.
- RESOLUCIÓN 5/96 – (SE) Establece las normas para el abandono de Pozos de Hidrocarburos.
- DISPOSICIÓN 76/97 - (SSC) Sobre tanques cisternas.
- RESOLUCIÓN 286/98- (SSC) Alcances de informes de auditorías.
- RESOLUCIÓN 25/04 - (SE) Normas para la presentación de Estudios ambiente correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos. Modifica y/o complementa la Resolución 252/93, la ley 17319 y la Resolución 27/93 (aprobado por Res. 25/94).
- RESOLUCIÓN 24/04 - (SE) Compañías operadoras de áreas de exploración y/o explotación de hidrocarburos. Clasificación de los incidentes ambientales. Normas para la presentación de informes de incidentes ambientales. Modifica y/o complementa la Ley 17319 y la Resolución 342/93.
- RESOLUCION 785/05 - (SE) Sobre Programa nacional de control de pérdidas de tanques aéreos.
- DECRETO 401/05 -(PEN) Modifica el Decreto 10877/60 reglamentario de la Ley 13660, ampliando la aplicación de la norma.
- DECRETO 44/91 -(PEN) Reglamentase el transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio presentado por medio de instalaciones permanentes y/o fijas.
- DISPOSICIÓN 123/06 (SSC) Aprueba las normas de protección ambiental para los sistemas de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias.
- Ley Nacional Nº 24498 o Código de Minería.
- Ley Nacional Nº 26154 de regímenes promocionales de exploración y explotación de hidrocarburos en las provincias que adhieran y en la plataforma continental argentina.
- Ley Nacional Nº 26197 modificatoria de la 17319 o Ley Corta de Hidrocarburos, deslindando el dominio provincial y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires de los yacimientos submarinos en las

costas oceánica y del Río de la Plata.

- Decreto PEN N° 1454/2007 Cánón de Exploración y de Explotación.
- Ley Nacional N° 26659 que establece condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en la Plataforma Continental Argentina.
- Ley del Gas 24.076 y decretos reglamentarios: regula el transporte y distribución de gas natural.
- LEY 25688 - LEY DE PRESUPUESTOS MINIMOS – AGUAS sobre presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Utilización de las aguas. Cuenca hídrica superficial y sobre comités de cuencas hídricas.
- LEY 26639/2010 - RÉGIMEN DE PRESUPUESTOS MÍNIMOS PARA LA PRESERVACIÓN DE LOS GLACIARES Y DEL AMBIENTE PERIGLACIAL se establecen los presupuestos mínimos para la preservación de los glaciares y el ambiente periglacial con el fin de preservarlos como reservas estratégicas de recursos hídricos para el consumo humano, para la agricultura y como proveedores.
- LEY 25612 - LEY DE PRESUPUESTOS MINIMOS - RESIDUOS INDUSTRIALES Y ACTIVIDADES DE SERVICIOS Establece los presupuestos mínimos de protección ambiental sobre la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicio, que sean generados en todo el territorio nacional y derivados de procesos industriales o de actividades de servicios.
- LEY 25670 – PCBS - PRESUPUESTOS PARA SU GESTION Y ELIMINACION establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para la gestión de los pcbs, en todo el territorio de la nación. Su registro. Autoridad de aplicación. Responsabilidades, infracciones y sanciones.
- RESOLUCION 437/01-209/01-MTESSN –MINISTERIO DE TRABAJO EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL DE LA NACION Producción, comercialización, importación PCBs - Prohibiciones.
- RESOLUCION 369/91 - SECRETARIA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE Normas para el uso manipuleo y disposición segura de bifenilos policlorados y sus desechos.
- LEY 24051 - RESIDUOS PELIGROSOS La generación, manipulación, transporte, tratamiento y disposición final de residuos peligrosos quedarán sujetos a las disposiciones de la presente ley, cuando se trate de residuos generados o ubicados en lugares sometidos a jurisdicción nacional o, aunque ubicados en territorio de una provincia estuvieren destinados al transporte fuera de ella, o cuando, a criterio de la autoridad de aplicación, dichos residuos pudieren afectar a las personas o el ambiente más allá de la frontera de la provincia en que se hubiesen generado. Las disposiciones de la presente serán también de aplicación a aquellos residuos peligrosos que pudieren constituirse en insumos para otros procesos industriales. Decreto Reglamentario 831/93. Posee modificatorias y complementarias.
- RESOLUCION 897/92 – (SAyDS) Agrega nueva categoría Y48 referente a materiales y elementos contaminados.
- RESOLUCION 413/93 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO Registro de operadores, transportistas y generadores residuos peligrosos.
- RESOLUCION 1367/99 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO Inscripción-renovación registro residuos peligrosos.
- RESOLUCION 185/99 - SECRETARIA DE RECURSOS NATURLES Y DESARROLLO SUSTENTABLE Operadores con equipos transportable.
- RESOLUCION 1221/00 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO Actividades que generan residuos peligrosos - definiciones.
- LEY 24051 - RESIDUOS PELIGROSOS La generación, manipulación, transporte, tratamiento y disposición final de residuos peligrosos quedarán sujetos a las disposiciones de la presente ley, cuando se trate de residuos generados o ubicados en lugares sometidos a jurisdicción nacional o, aunque ubicados en territorio de una provincia estuvieren destinados al transporte fuera de ella, o cuando, a criterio de la autoridad de aplicación, dichos residuos pudieren afectar a las personas o el ambiente más allá de la frontera de la provincia en que se hubiesen generado. Las disposiciones de

la presente serán también de aplicación a aquellos residuos peligrosos que pudieren constituirse en insumos para otros procesos industriales. Decreto Reglamentario 831/93. Posee modificatorias y complementarias.

- RESOLUCION 413/93 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO Registro de operadores, transportistas y generadores residuos peligrosos.
- RESOLUCION 1367/99 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO Inscripción-renovación registro residuos peligrosos.
- RESOLUCION 185/99 - SECRETARIA DE RECURSOS NATURLES YDESARROLLO SUSTENTABLE Operadores con equipos transportable.
- RESOLUCION 1221/00 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO Actividades que generan residuos peligrosos - definiciones.
- RESOLUCION 926/05 (SAyDS) Tasa ambiental anual.
- RESOLUCION 737/01 (SDSyPA) Norma a la que se deberán ajustar los generadores, operadores y transportistas de residuos peligrosos que solicitan su inscripción registral.
- RESOLUCIÓN 27/93 (SE) Creación del registro de consultores en control y evaluación ambiental.
- LEY 19587 - HIGIENE Y SEGURIDAD LABORAL Establece que las condiciones de higiene y seguridad en el trabajo se ajustaran en todo el territorio de la República Argentina a las normas de la presente ley y de las reglamentaciones que en consecuencia se dicten (posee modificatorias y complementarias).Decreto Reglamentario 351/79.Regula las condiciones de higiene en los ambientes laborales, las cuales contemplan entre otros, la contaminación ambiental, radiaciones, ruidos y vibraciones (posee modificatorias y complementarias).
- DECRETO 249/07 - REGLAMENTO DE HIGIENE Y SEGURIDAD PARA LA ACTIVIDAD MINERA Establece que a partir del dictado del Decreto de referencia no serán de aplicación para la actividad minera las disposiciones del Decreto 351/79 y modificatorias, con excepción de las remisiones expresas que figuran en el ANEXO I del mencionado Decreto 249/07. Establece reglamentos internos de "normas de prevención" e informarlos a la aseguradora de riesgos del trabajo, para que ésta los apruebe. – Contaminantes. Adecuarán las condiciones de éste a lo establecido en la Resolución MTESS 295/03 o sus sustitutivas o modificatorias, con las correspondientes correcciones por altitud sobre el nivel del mar (altitud snm) y duración de jornada diaria, semanal, quincenal o según período correspondiente.
- RESOLUCIÓN 523/95(MTSS)Modifica parcialmente el Decreto 351/79- Art. 58- y establece estándares de calidad de agua potable.
- LEY 24557 - LEY DE RIESGOS DEL TRABAJO Establece el sistema integral de prevención de riesgos del trabajo y el régimen legal de las Aseguradoras de Riesgos del Trabajo (ART). Establece: Objetivos y ámbito de aplicación. Prevención de los riesgos del trabajo. Contingencias y situaciones cubiertas. Prestaciones dinerarias y en especie. Determinación y revisión de las incapacidades. Etc.
- RESOLUCION 743/03 SRT Sobre Registro nacional de prevención de accidentes mayores. Actualización listado de sustancias químicas.
- LEY 13660 Regula la seguridad de Instalaciones de elaboración, transformación de almacenamiento de combustibles. Se halla reglamentada por el Decreto 10577/60 a los fines de prevención del fuego y su propagación en instalaciones. Auditorias de seguridad en instalaciones de almacenamiento: A efectos de auditar el cumplimiento de tanto las normas emanadas de la ley 13660 y su Decreto reglamentario 10877/60 para instalaciones de almacenaje, como de las emanadas del Decreto 2407/83 para bocas de expendio, la autoridad de aplicación dispuso la obligatoriedad de la contratación de servicios de auditoría externa. Resolución 404/94 y complementarias Disposiciones DNC 1, 2, y 5/95, Disposición 76/97 y Disposición SSC 14/98. En estas mismas normas se establecen algunas obligaciones de naturaleza ambiental, como ser la obligación de realización de estudios de estanqueidad de instalaciones de sistemas de almacenaje subterráneo

de hidrocarburos (SASH) y cisternas de almacenaje, normas sobre detección y reparación de daños producidos por pérdidas etc.

- LEY 20284 - PLAN DE PREVENCIÓN DE SITUACIONES CRÍTICAS DE CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICAS La misma declara sujetas a las disposiciones de la presente ley y de sus anexos I, II y III, todas las fuentes capaces de producir contaminación atmosférica ubicadas en jurisdicción federal y en la de las provincias que adhieran a la misma.
- LEY 25438 Aprueba el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- LEY 23724 Aprueba el Convenio de Viena para la protección de la capa de ozono
- LEY 23778 Aprueba el Protocolo de Montreal (Canadá), relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono.
- LEY 24040 Establece las disposiciones a las que se ajustaran las sustancias controladas incluidas en el anexo "a" del Protocolo de Montreal relativo a las sustancias agotadoras de la capa de ozono. Prohíbe la radicación en todo el territorio nacional de industrias productoras de dichas sustancias.
- RESOLUCIÓN 745/99 - SECRETARÍA DE RECURSOS NATURALES Y DESARROLLO SUSTENTABLE Crea el Programa Ozono en el ámbito de la Subsecretaría de Ordenamiento Ambiental y establece funciones.
- LA RESOLUCIÓN 296/03 - SECRETARÍA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE Sobre compuestos químicos relativos a capa de ozono – establece listado de sustancias

A continuación, se detallan las modificaciones de la Ley 27.007 de Hidrocarburos:

1. **Reserva de áreas:** Las provincias y el Estado Nacional no podrán realizar reservas de áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal. En el caso que ya las tengan reservadas, pueden buscar socios pero tienen que comprometerse a invertir para participar el proyecto. De este modo desaparece el "acarreo", es decir, la participación sin inversión de las empresas provinciales en proyectos de concesionarias privadas.
2. **Período de exploración:** Se establecen plazos acotados para el período exclusivo de exploración: hasta 11 años en convencionales (1ra. etapa, 2da. etapa y prórroga) y 13 en no convencionales. Después de un primer período de 3 (convencionales) o 4 años (no convencionales), el permisionario puede decidir si sigue explorando el área o la devuelve al Estado. El otorgamiento de la prórroga está sujeto al cumplimiento del plan de inversiones. Se incrementan los valores del canon durante el período de exploración en beneficio de las provincias.
3. **Pliegos de licitación:** Se promueve la unificación de los procedimientos de licitación. Regirá un pliego modelo para todo el país que será confeccionado por la Secretaría de Energía y las provincias.
4. **Concesión de la explotación:** Se diferencian y amplían los plazos de concesión: 25 años para convencionales, 30 para offshore y 35 años para no convencionales. En la ley anterior era de 25 años y no se discriminaban los diferentes tipos de explotación. La ley describe y da entidad en un apartado especial al shale oil y al shale gas.
5. **Prórrogas de la concesión:** Las concesiones de explotación podrán solicitar prórrogas por un plazo de 10 años, similar a la ley anterior. No figuran límites al pedido de prórrogas. Esto rige también para los que ya tienen concesiones vigentes que pueden requerir subdividir las áreas en exploración en convencional y no convencional. Las empresas deberán pagar un bono de prórroga a las provincias cuyo monto máximo será igual a multiplicar las reservas comprobadas remanentes

por 2% del precio promedio de los últimos dos años.

6. **Regalías:** El concesionario de explotación pagará por mes una regalía del 12% sobre la producción en boca de pozo. En cada prórroga, se suma una regalía adicional del 3%, hasta un máximo de 18% para las siguientes renovaciones. Este será el tope máximo también para aquellas áreas ya concesionadas. Este porcentaje puede reducirse hasta 5%. Las alícuotas de regalías serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las provincias.

7. **Beneficios para los proyectos:** El Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación (contemplado en el decreto 929/13) toma forma de ley y amplía su alcance a inversiones superiores a los US\$ 250 millones (anteriormente el piso era de US\$ 1.000 millones), después de tres años de iniciado el proyecto. Estos proyectos tienen libre disponibilidad de divisas en la exportación de hasta 20% de su producción para proyectos convencionales y no convencionales y 60% en proyectos offshore que superen los 90 metros. También rige un marco especial para permitir la importación de bienes de capital o insumos necesarios.

8. **RSE:** En el marco de este régimen, las concesionarias deberán aportar a las provincias productoras 2,5% del monto inicial de inversión en concepto de Responsabilidad Social Empresaria (RSE). La Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas deberá determinar, además, fondos estatales para financiar obras de infraestructura en las provincias.

9. **Legislación ambiental:** Nación y provincias se comprometen a establecer una legislación ambiental uniforme, sin más definiciones al respecto.

11.3 Legislación provincial

• LEY XI Nº 35 (antes LEY 5439) CODIGO AMBIENTAL Tiene por objeto la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente de la provincia de Chubut, establece principios básicos del desarrollo sustentable y propiciando las acciones a los fines de asegurar la dinámica de los ecosistemas existentes, la óptima calidad del ambiente, el sostenimiento de la diversidad biológica y los recursos escénicos para sus habitantes y las generaciones futuras. Por su Artículo 164º se derogan las siguientes leyes: 1503, 2469, 3742, 3787, 3847, 4032, 4112, 4563, 4834, 4996 y 5092. Sin embargo, por Disposición 36/06, se adoptan como reglamentarios de dicho código los decretos reglamentarios de las leyes derogadas hasta tanto se dicte el reglamento pertinente.

• LEY 1503 (RAMA XI) - Abrogada por Ley Nº XI 35 (LEY 5439) De protección de aguas y de aire. Modificada por ley 2226/83. Decreto 1403/83: Modificatorio multas ley 1503. deroga Decreto 1330/78.- Decreto 2099/77: Reglamenta la ley 1503 sobre protección de aguas y atmosfera. Decreto 1402/83: Modifica niveles de vuelco. Modifica artículos del Decreto 2099/77. Establece los requisitos de los efluentes líquidos a ser descargados en cuerpos de aguas. Ley 2226/83: Modifica ley 1503. Protección de agua y de la atmosfera. Establece que los establecimientos industriales o de otra índole no podrán iniciar sus actividades, sin la construcción de instalaciones de evacuación y depuración de efluentes. Disposición 72/93. Normas para la disposición de aguas de purga.

• LEY XVII Nº 53 (ANTES LEY 4148) Código de aguas de la provincia.

• DECRETO 216/98 Reglamenta ley 4148. Código de Aguas.

• DECRETO 1095/75 Reglamenta uso de aguas subterráneas.

• LEY XVII Nº 74 (ANTES LEY 5178) Cuencas Hidrográficas. Unidades de gestión denominadas comités de cuencas. Implementación por el poder ejecutivo de su creación y funcionamiento.

• LEY XVII Nº 88 (ANTES LEY 5850) Política Hídrica Provincial.

• DECRETO 1567/2009 (PEP) Registro Hidrogeológico provincial.

- LEY XI Nº 13 (ANTES LEY 3739/92) Prohíbe el ingreso a territorio provincial de residuos tóxicos, no biodegradables, con fines industriales o de depósitos.
- LEY 3742. DECRETO 1675/93 (abrogada LEY 5439 –LEY XI Nº 35) Adhesión ley 24051 y decreto reglamentario de la ley. Residuos peligrosos.
- DECRETO 1456/11 Regulación a las prácticas y modalidades actuales utilizadas en la gestión de los residuos petroleros.
- RESOLUCION 3/08 – MAyCDS Procesamiento de fluidos para la explotación petrolera.
- RESOLUCION 11/04 (SHyM) Registro de Pozos activos, inactivos y abandonados y Registro de pasivos ambientales de la actividad petrolera.
- RESOLUCION 14/07 (MAyCDS) Registro Provincial de Tecnologías.
- RESOLUCION 15/07 (MAyCDS) Registro provincial de generadores, operadores y transportistas de residuos petroleros.
- RESOLUCION 13/08 (MAyCDS) Protección del suelo en áreas hidrocarburíferas. Mediante artículo 1 se establece que las empresas operadoras de las áreas hidrocarburíferas y gas, y las que cumplen servicios en las etapas de exploración, perforación, workover y pulling de pozos deberán cumplimentar lo estipulado por el artículo 1 de la Resolución 01/08 - SHyM y las mismas deberán presentar ante este Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable un “Programa de Adecuación”.
- RESOLUCION 1/08 (SHyM) Protección del suelo durante actividades de exploración, perforación, workover y pulling.
- LEY XVII Nº 9 (antes LEY 1119) Conservación de suelos
- LEY XVII Nº 17 (antes LEY 1921) Adhesión a la Ley Nacional 22428, sobre conservación de suelos.
- LEY 5843 (Rama XI) Modificación ley 5439. Registro de Gestión Ambiental de la actividad petrolera.
- DECRETO 10/95 Adopta con carácter de reglamento para la aplicación de los artículos 1, 3,5 y 7 del Decreto Ley 1503 en el ámbito de la actividad petrolera y las Resoluciones de la Secretaria de Energía de la Nación 105/92 y 341/93. Actividad Petrolera, Registro, Certificado Ambiental Anual. La Guía para la evaluación de la información requerida para la inscripción en el RPCAAP y obtención del Certificado ambiental.
- LEY XVII 43 (antes ley 3796) Adhesión a la Ley de federalización de Hidrocarburos.
- LEY XVII Nro. 36 (antes 3199) Establece el dominio inalienable e imprescriptible de la Provincia del Chubut sobre los Yacimientos de Hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en su territorio.
- DISPOSICIÓN 072/93 (DGPA) Manejo aguas de producción. Piletas. Actividad petróleo.
- RESOLUCIÓN 32/10 (MAyCDS) Aplicación de un tratamiento seguro y eficiente de aguas grises y negras generadas en campamentos y obradores de la actividad hidrocarburífera y minera.
- LEY XI Nº 15 (ANTES LEY 4069) Dispone obligatoriedad de restauración del espacio natural por labores mineras
- DECRETO 3166/71 Establece normas de actuación en el proceso minero.
- LEY XVII Nº 35 (ANTES LEY 3129) Normas para la Explotación de Canteras.
- LEY XVII Nº 24 (ANTES LEY 2576) Creación del registro de productores mineros de la provincia.
- DISPOSICION 243/06 (DGPA) Explotación de yacimientos mineros. Distancias rutas/cauces de agua
- DECRETO 185/09 (MAyCDS) Reglamentación de la Ley Nro. 5439, la Ley 5541 (modificatoria de la Ley 5074) y del Expediente 2104/08- MAyCDS. -Anexo I, II, III, IV, V, VI y VII del presente Decreto como reglamentación del Título I, Capítulo I y el Título XI Capítulo I del Libro Segundo de la Ley No 5439 - Código Ambiental de la Provincia del Chubut.
- DECRETO 1476/11 (MAyCDS) Modificatoria del Dto. 185/09.

12. ANALISIS ECONÓMICO

Para el área Pampa del castillo Norte se contemplaron los procesos de recuperación secundaria y producción de pozos de primaria. Para ello será necesario realizar un análisis cuantitativo de inversiones para luego evaluar la viabilidad de las mismas para compararlas con el mercado, ya que dicho proyecto no es más que una inversión en busca de su retribución.

Por lo tanto un análisis económico de un proyecto de este tipo debe incluir los siguientes datos:

- Inversiones a realizar y su distribución en el tiempo.
- Costo de tratamiento e inyección de los fluidos inyectados.
- Costo de explotación, deshidratación y transporte de petróleo.
- Precio del mismo en el mercado y evolución de la producción en el tiempo.

Para este proyecto se propone la perforación de dos pozos productores PCN2-I y PCN2-A, donde la producción de estos será solamente de primaria.

La mayoría de los pozos productores que necesitan ser reactivados han estado inactivos durante un lapso de tiempo importante, por eso debe analizarse cada instalación individualmente. Si se encuentra en condiciones se hará una reutilización o sustitución para otros pozos, de lo contrario se requerirá el reemplazo total de dicha instalación.

12.1 Inversiones

Las inversiones incluyen fundamentalmente: locaciones, perforación de pozos, intervenciones, mantenimientos e instalaciones requeridas para el desarrollo de la actividad, siguiendo el cronograma presentado para el plan de acción.

El proyecto cuenta con una inversión total por U\$s 7610348.64 dividida en dos años en forma directa a las tareas realizadas en cada uno. En el primer año se realizaron la perforación de los pozos productores, donde se incluye el costo de las cañerías desde los pozos a las baterías y la reactivación de los pozos productores de primaria.

Para el segundo año se tendrá una inversión menor a la del primero debido a que se realizará la tarea de conversión de un pozo productor a inyector donde está incluido el costo de línea de conducción desde el satélite al pozo, además del acondicionamiento de los pozos productores asociados a ese inyector.

Inversiones

1° AÑO		2° AÑO	
Descripción	Costo (U\$s)	Descripción	Costo (U\$s)
reparaciones (Pri)	\$ 176,575.92	reparaciones (Sec)	\$ 622,005.72
pozos nuevos X2	\$ 6,588,246.80	Convertidor a Iny	\$ 223,520.20
	\$ 6,764,822.72		\$ 845,525.92

12.1.1 Costos asociados a la construcción de pozos nuevos

Esta actividad corresponde a los costos asociados mediante la construcción de los pozos nuevos PCN2-I y el PCN2-A

Costo Pozos nuevos	U\$s
Equipo de perforación	\$ 500,980.00
Lodo de perforación	\$ 255,950.00
Cementación del pozo	\$ 99,950.20
Materiales	\$ 260,000.50
Perfilaje a Pozo abierto	\$ 74,550.80
Otros	\$ 320,130.90
Terminación	\$ 905,550.00
Locación y caminos	\$ 105,000.00
Líneas eléctricas	\$ 64,000.00
Puesta en marcha	\$ 346,370.00
Estudio de Impacto Ambiental	\$ 10,000.00
Gestión de estaca y legales	\$ 1,500.00
Líneas de Conducción	\$ 110,200.00
Equipo de wireline	\$ 20,369.50
	\$ 3,074,551.90

Costo de wireline				
Descripción	Cantidad	Unidad	Valor Unitario	Importe
Cargo Básico Equipamiento	1	c/u	\$ 2,533.22	\$ 2,533.22
Cargo Básico Personal	1	c/u	\$ 2,973.78	\$ 2,973.78
Metros Punzado	18	m	\$ 398.00	\$ 7,164.00
Tiempo espera	5	Hs	\$ 113.90	\$ 569.50
Perfil Cto	2300	U\$s/m	\$ 1.35	\$ 3,105.00
Perfil Neutrón	2300	U\$s/m	\$ 0.88	\$ 2,024.00
Pluma	1	U\$s/d	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00
Total				\$ 20,369.50

12.1.2 Costos asociados a las reparaciones de los pozos productores tanto de primaria como de secundaria

PRIMARIA	
POZO	METROS
PCN-613	11.5
PCN-629	12
PCN-636	6
PCN-647	7

SECUNDARIA		
POZO	PUNZADO	FRACTURA
PCN-635	18.5	4
PCN-650	15	4.5
PCN-642	0	17

Operación	Costo	U\$s	Cant 1°	Costo Total 1°	Cant 2°	Costo Total 2°
-----------	-------	------	---------	----------------	---------	----------------

Equipo de Wireline - Amerada y T°	Medición	\$ 2,900.00	4	\$ 11,600.00	3	\$ 8,700.00
Equipo de Wireline - Punzados	U\$s/mt	\$ 870.00	36.5	\$ 31,755.00	6	\$ 5,220.00
Equipo de Pulling	U\$s/día	\$ 11,987.60	8	\$ 95,900.80	2	\$ 23,975.20
TOTAL				\$ 139,255.80		\$ 37,895.20

Pozo c/remoción del tapón	Cantidad	Costo
PCN-645	1	\$ 140,255.80

REPARACIÓN PRIMARIA	
Costo Equipo de WL + Pulling	\$ 140,255.80
Costo Equipo de Fondo	\$ 36,320.12
Costo Total	\$ 176,575.92

REPARACIÓN SECUNDARIA	
Costo Equipo de WL + Pulling	\$ 585,685.60
Costo Equipo de Fondo	\$ 36,320.12
Costo Total	\$ 622,005.72

12.1.3 Inversión asociada a la conversión del pozo productor a inyector

Para el caso de la intervención del pozo suspendido a convertir a inyector se debe contemplar la instalación tanto de fondo como de superficie que se requiere.

Para el acondicionamiento del pozo inyector se llevará a cabo un equipo de Work Over, y también se hará uso de ciertos materiales. A continuación, se presentan las siguientes tablas:

<i>EQUIPO DE WORKOVER</i>		
Operación	Tiempo (días)	Costo (U\$D)
Transporte y montaje	0.8	\$ 10,560.00
Acondicionar pozo	0.2	\$ 2,640.00
Sacar instalación existente	2	\$ 26,400.00
Logging p/diagnosticco	0.3	\$ 3,960.00
Punzado	0.9	\$ 11,880.00
Ensayo de pozo	1.8	\$ 23,760.00
Bajar instacion	2	\$ 26,400.00
Prueba de hermeticidad	0.5	\$ 6,600.00
Desmontaje	0.2	\$ 2,640.00
TOTAL	8.7	\$ 114,840.00

WIRELINE				
Descripción	Cantidad	Unidad	Valor Unitario	Importe
Cargo Básico Equipamiento	1	c/u	\$ 2,533.22	\$ 2,533.22
Cargo Básico Personal	1	c/u	\$ 2,973.78	\$ 2,973.78
Metros Punzado	3	m	\$ 398.00	\$ 1,194.00
Tiempo espera	7	Hs	\$ 113.90	\$ 797.30
Perfilaje Cto	2250	U\$s/m	\$ 1.35	\$ 3,037.50
Total				\$ 10,535.80

Se tiene el costo que se requiere para el armado de la instalación a bajar en el inyector, detallado en la siguiente tabla:

MATERIALES	Unidad	Costo (U\$S)	Cantidad	Costo Total
Tapón T. 2.7/8"	U\$s/u	\$ 703	1	\$ 702.50
Tapón C. 5.1/2"	U\$s/u	\$ 761	1	\$ 760.90
Tubing 2 7/8"	U\$s/m	\$ 29	2535	\$ 72,501.00
Packer Tandem	U\$s/u	\$ 3,500	6	\$ 21,000.00
Mandril	U\$s/u	\$ 60	3	\$ 180.00
Puente Iny.	U\$s/u	\$ 3,000	1	\$ 3,000.00
Subtotal				\$ 98,144.40

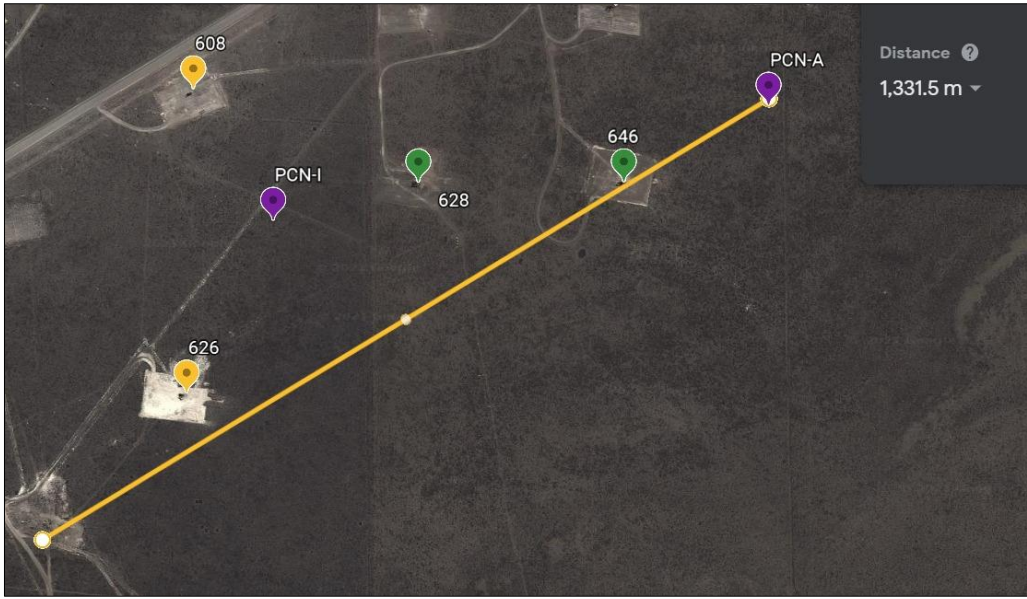
El costo total involucrado en la intervención del pozo inyector es:

Costo Total: \$ 223,520.20

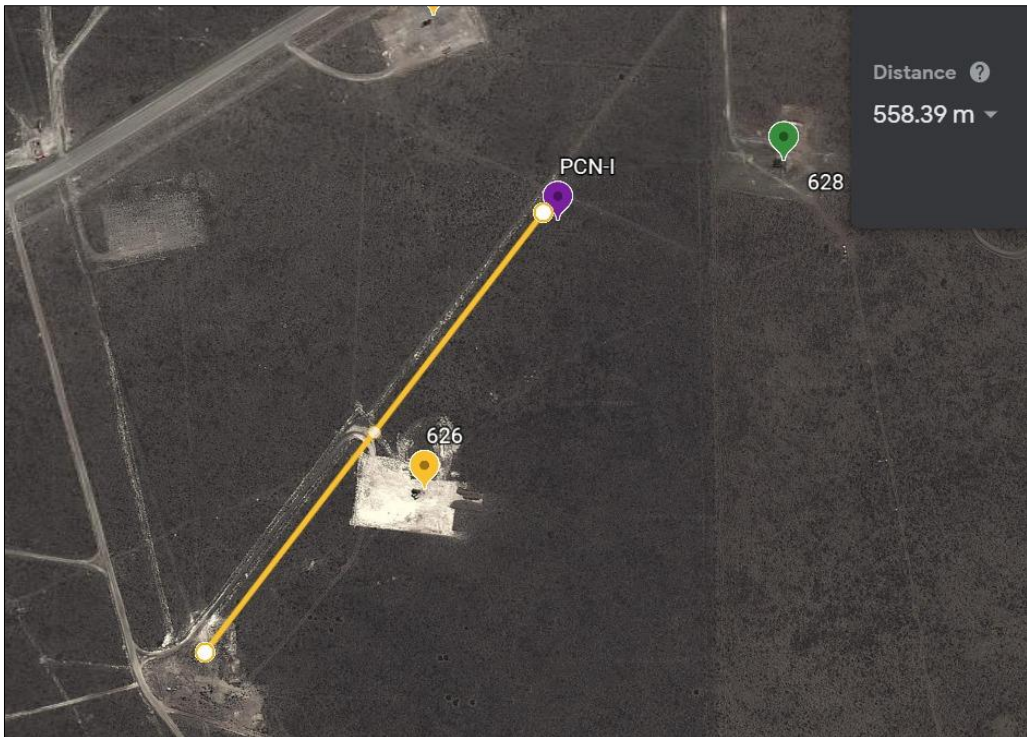
12.1.4 Inversión asociada a las instalaciones de superficie

Como mencionamos anteriormente entonces incorporamos cañerías desde los pozos nuevos hacia las baterías, ambos costos ya contabilizados.

- desde el pozo PCN-A hacia el colector



- desde el pozo PCN-I hacia el colector

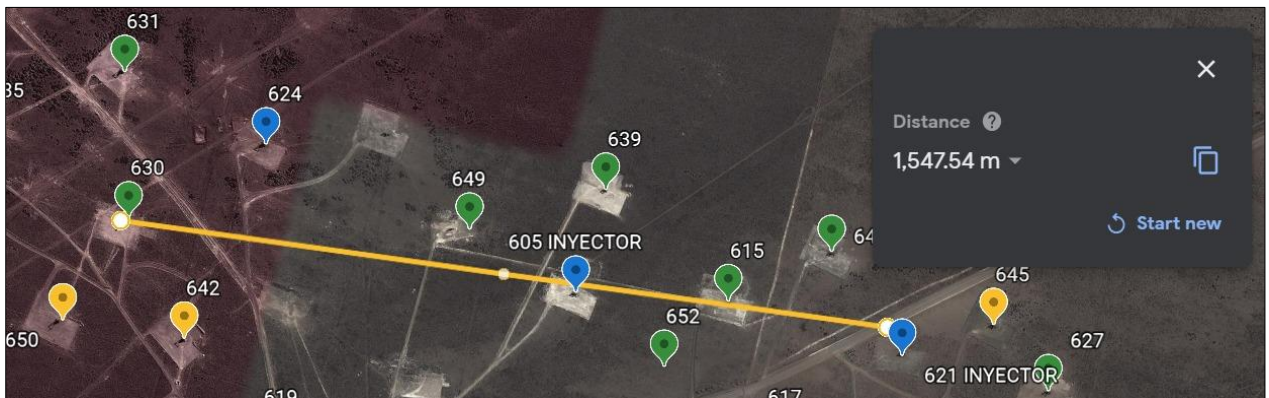


En el caso del pozo inyector el costo total de la instalación de la línea de conducción desde el satélite hacia el pozo donde además se necesitará una sola boca de salida, está demostrado en las siguientes tablas:

Cañerías				
Tipo	Longitud	Costo cañería (\$/m)	Costo montaje (\$/km)	Costo Total (U\$s)
Satélite a Iny	2025	65	50000	2616.57

Extensión			
Bocas extras	Tipo	Costo unitario (U\$s/u)	Costo (U\$s)
1		600	600

Costo Total (U\$s) \$ 3,216.57



12.2 Discriminación de costos

El proyecto incluye costos según su relación con la actividad, costos variables vinculados a la operación como así también los costos fijos, parte importante a los que se deben incurrir mes a mes.

COSTOS FIJOS			
Descripción	Cantidad	Costo \$	Costo U\$s/mes
Mantenimiento Vehículo	1	10000	\$ 102.04
Combustible		15000	\$ 153.06
Alquiler generadores			\$ 17,740.00
Ingeniero Producción	1	120000	\$ 1,224.49
Supervisor	1	55000	\$ 561.22
\$			19,780.82

COSTOS VARIABLES		
Descripción	Cantidad	Costo (U\$s/m3)
Uso del ducto	1	2.48

12.2.1 Costos asociados a la producción

Desenmulsionante-incremental de petroleo		
Dosificacion	PPM	110
Valor del producto	U\$\$/litro	7.87
	U\$\$/m3 oil/mes	0.8657

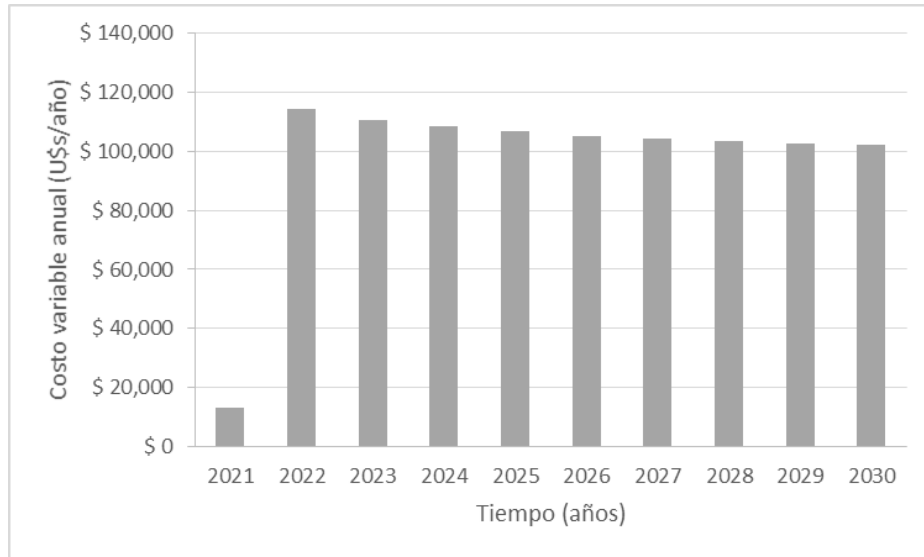
Inhibidor de incrustaciones-Incremental de petroleo		
Dosificacion	PPM	15
Valor del producto	U\$\$/litro	3.72
	U\$\$/m3 bruta/mes	0.01116

Bactericida-inyeccion		
Dosificacion	PPM	3
Valor del producto	U\$\$/litro	5.07
Caudal de inyeccion promedio por pozo	m3/día	105
	U\$\$/m3 agua/mes	1.59705

A continuación, se presenta una tabla resumiendo todos los costos variables asociados a la producción.

Costo individual (u\$\$/m3/mes)	Desenmulsionante	Inhibidor de Incrustaciones	Bactericida - Inyección	Total
	\$ 0.866	\$ 0.0112	\$ 1.597	\$ 2.47
Costos Variables /día promedio				
Año	Desenmulsionante	Inhibidor de Incrustaciones	Bactericida - Inyección	Total u\$\$/año
2021	\$ 12,477.19	\$ 484.41	\$ 0.00	\$ 12,962
2022	\$ 12,616.03	\$ 690.43	\$ 101,189.09	\$ 114,496
2023	\$ 9,196.74	\$ 381.94	\$ 101,189.09	\$ 110,768
2024	\$ 7,090.44	\$ 298.70	\$ 101,189.09	\$ 108,578
2025	\$ 5,366.24	\$ 226.89	\$ 101,189.09	\$ 106,782
2026	\$ 3,988.40	\$ 155.07	\$ 101,189.09	\$ 105,333
2027	\$ 2,838.29	\$ 112.20	\$ 101,189.09	\$ 104,140
2028	\$ 2,032.14	\$ 97.46	\$ 101,189.09	\$ 103,319
2029	\$ 1,493.08	\$ 102.41	\$ 101,189.09	\$ 102,785
2030	\$ 987.46	\$ 32.15	\$ 101,189.09	\$ 102,209
TOTAL (u\$\$/año)	\$ 58,085.99	\$ 2,581.65	\$ 910,701.79	\$ 971,369.43

En la tabla anterior se muestra el costo variable total de cada producto químico utilizado por año. A seguir se presenta un gráfico de barras en el cual se observa detalladamente en que año hubo un aumento considerable de dichos costos.



Podemos visualizar en la gráfica anterior que a partir del año 2022 hubo un incremento de costos variables debido a que se llevó la implementación del proyecto de recuperación secundaria.

12.2.2 Otros costos

Para la evaluación económica correspondiente se deben considerar las regalías, impuestos brutos e impuesto a las ganancias del total de ventas obtenido. Para esto se lo representa en la siguiente tabla:

Regalías =	15%
Impuestos Brutos =	4%
Impuestos alas ganancias =	30%

12.2.3 Lifting cost

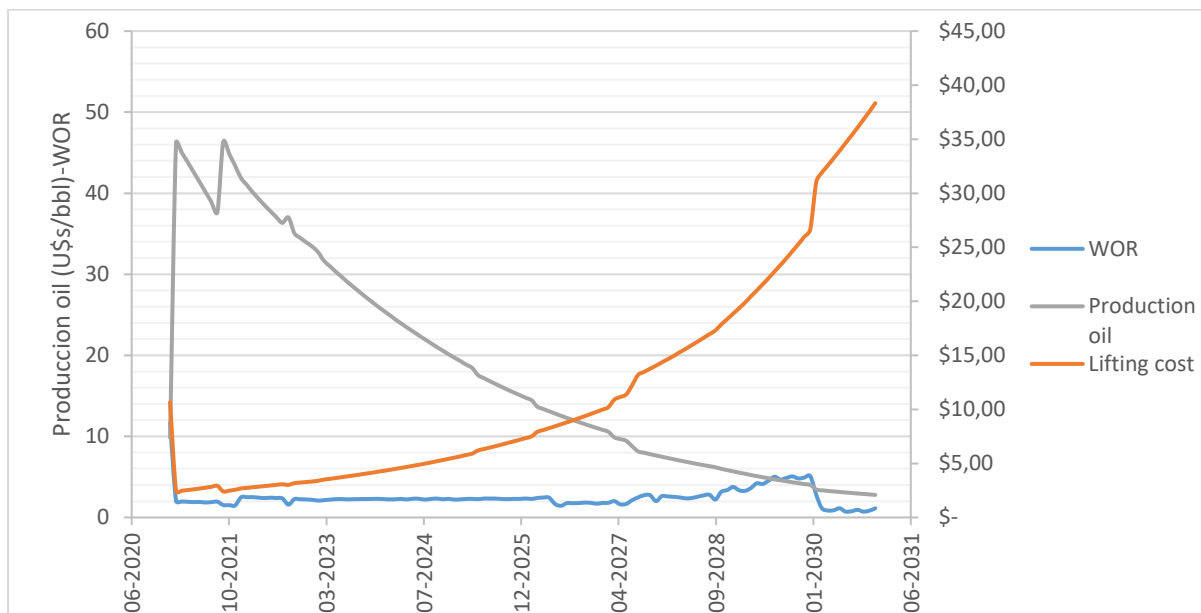
Para el cálculo de Lifting-Cost se tiene en cuenta los costos fijos y variables en relación con la producción, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$LC = \frac{C_f + C_v}{Q_{neta}}$$

Aplicación esto último para cada año podemos realizar una tabla con los valores correspondientes a cada uno.

Año	Costo Fijo (u\$s/año)	Costo Variable (u\$s/año)	Acumulada (m3/año)	Lifting Cost (u\$s/bbl)
2021	\$ 237,369.80	\$ 180,341.00	14412.83	\$ 3.29
2022	\$ 237,369.80	\$ 144,031.56	14573.2	\$ 2.86
2023	\$ 237,369.80	\$ 131,722.03	10623.46	\$ 3.77
2024	\$ 237,369.80	\$ 124,438.58	8190.4	\$ 4.84
2025	\$ 237,369.80	\$ 118,503.10	6198.73	\$ 6.36
2026	\$ 237,369.80	\$ 114,159.93	4607.13	\$ 8.51
2027	\$ 237,369.80	\$ 110,183.82	3278.6	\$ 12.03
2028	\$ 237,369.80	\$ 107,761.34	2347.39	\$ 16.55
2029	\$ 237,369.80	\$ 106,138.59	1724.7	\$ 22.53
2030	\$ 237,369.80	\$ 103,959.71	1140.65	\$ 34.01

Una vez obtenido los costos correspondientes a cada año y con la curva de producción asociada al plan de acción propuesto podemos estimar el lifting cost y su variación asociada a la producción de fluidos.



Se puede observar que el valor del Lifting Cost crece de manera creciente. Teniendo en cuenta la curva de WOR para el proyecto y el decaimiento de la producción neta podemos asegurar que los costos de lifting cost están sosteniendo en gran parte o en su totalidad la producción de agua.

Entre que menor sea la producción y los costos fijos se sigan manteniendo, aumentará el lifting, por ello el equipo de estudio e Ingeniería deberá estar en constante búsqueda de nuevas oportunidades.

12.3 Evaluación económica

El cálculo de los indicadores económicos nos permite conocer la viabilidad y la rentabilidad del proyecto, con los cuales se tomará la decisión de realizar o no el mismo. Estos indicadores son Cash Flow, VAN, TIR Y Pay off.

12.3.1 Cash flow (flujo de caja):

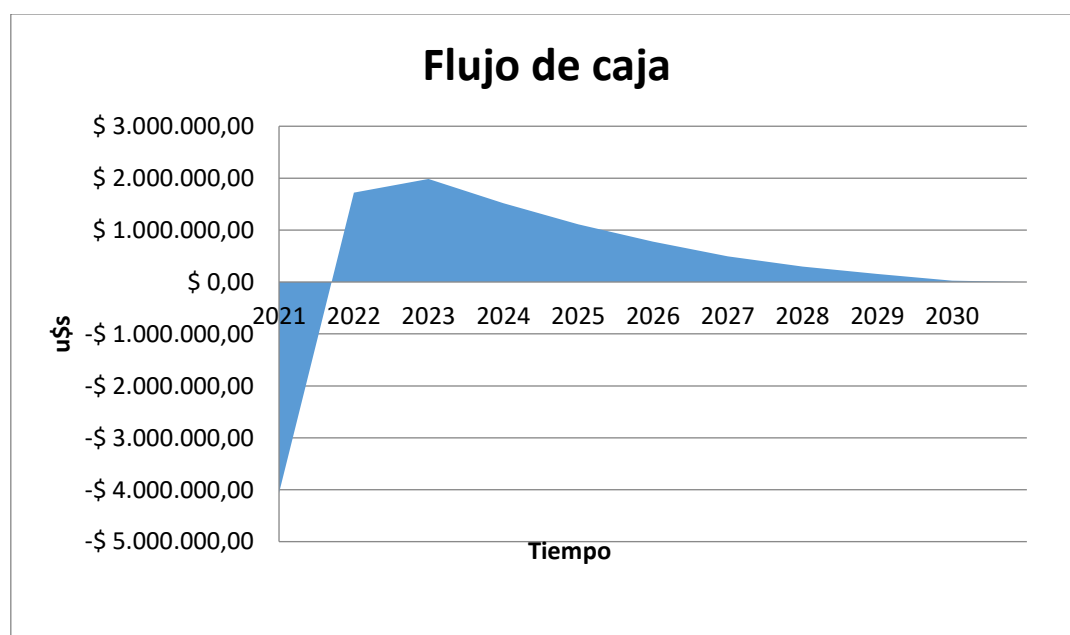
El Cash flow es una herramienta de control para los administradores y una de las métricas más importantes para los inversionistas. El cash flow, indica la capacidad de generar dinero suficiente, para mantener o superar las operaciones, ya que un proyecto que no genera dinero para sufragar sus gastos operativos a mediano plazo fracasará, por el contrario un negocio con un flujo de caja operativo en crecimiento es indicativo de un ingreso neto más sólido en el tiempo permitiendo generar nuevas inversiones.

El flujo de caja corresponde la diferencia entre los ingresos de dinero y los desembolsos, por el cual deben ser considerados todos los componentes asociados a dichos aspectos, que van a sustentar el cálculo de flujo de caja y posteriormente a los indicadores económicos de VAN y la TIR.

A continuación, se muestra el resultado del análisis económico.

Indicadores Económicos	
Tasa de corte	12%
TIR	28.63%
Pay Off	5,7 años
VAN	\$ 1,742,159
Duración del Proyecto	10 Años

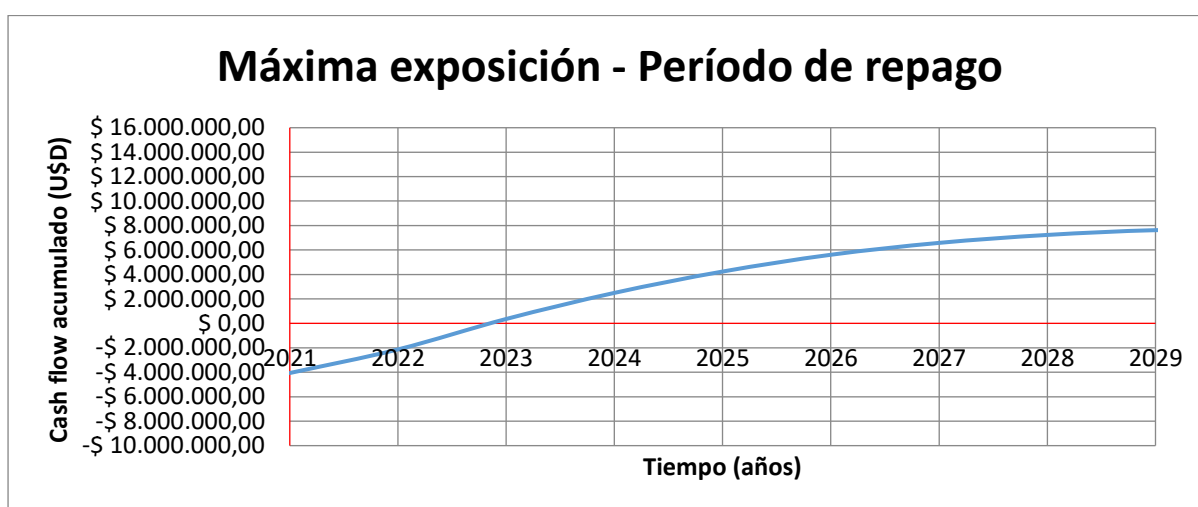
En la siguiente gráfica se detalla el flujo de caja correspondiente al proyecto de desarrollo del Yacimiento Pampa del Castillo:



12.3.2 Pay-off:

El tiempo de repago se define como el tiempo en el cual el flujo de caja actualizado se hace cero e indica el momento en el que se comienza a recuperar el dinero invertido. Es decir representa el tiempo necesario para repagar los desembolsos iniciales del proyecto, utilizando los fondos generados por el mismo. Es el tiempo de endeudamiento, estos no deben ser superados por los años de duración del proyecto para que sea aceptado.

En el caso particular de nuestro proyecto podemos observar en el siguiente gráfico que luego de realizar la inversión total correspondientes al año 2021 y 2022 con un tasa de corte del 12%, estamos en condición de recuperar lo invertido a los 3 años de iniciado el proyecto.



12.3.3 Van (valor presente neto)

El valor presente neto es un valor actualizado en el tiempo que permite definir la rentabilidad del proyecto de inversión que se plantea, el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{n=1}^n \frac{\text{flujo de caja}}{(1+i)^n} - \text{Inversiones} ,$$

$n = \text{años} \quad i = \text{tasa de interés del banco.}$

Luego de realizar los cálculos correspondientes se observa que el VAN del proyecto resulta ser de **U\$S \$ 1742159**

12.3.4 Tir (tasa de interna de retorno)

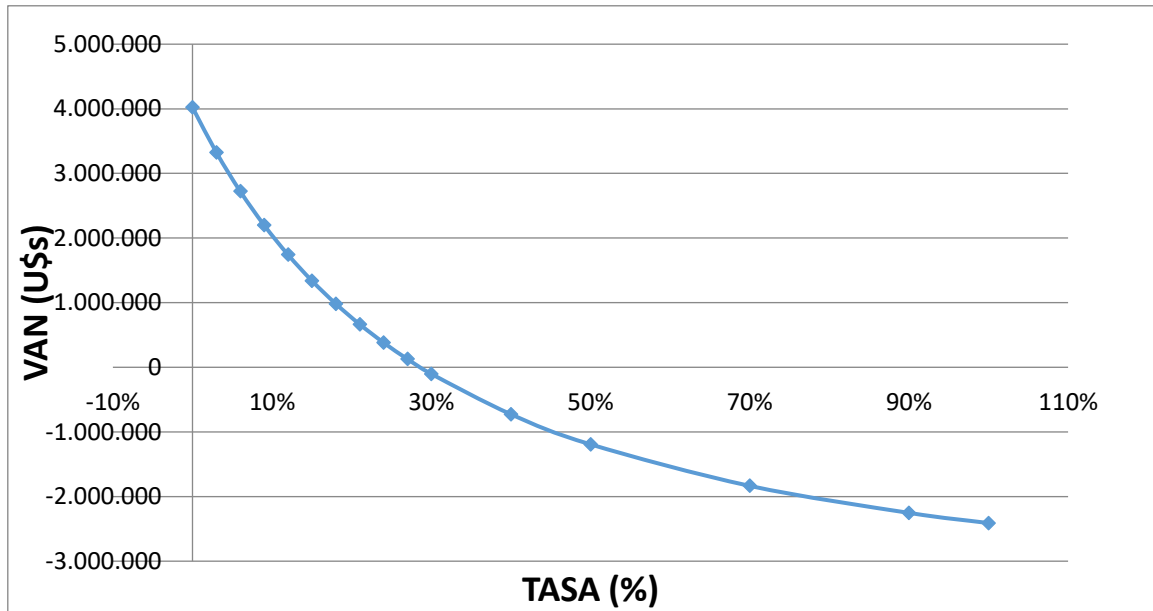
La tasa interna de retorno es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión.

Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión.

Es una medida utilizada en la evaluación de un proyecto de inversión que se encuentra muy relacionada con el VAN donde el criterio de selección dependerá del valor de la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN.

- Si $TIR > \text{Tasa de descuento de flujos}$, el proyecto de inversión será aceptado. (En este caso la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión)
- Si $TIR < \text{Tasa de descuento}$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedíamos a la inversión.

En función del flujo de caja del proyecto, se estima una TIR del **28,63%**



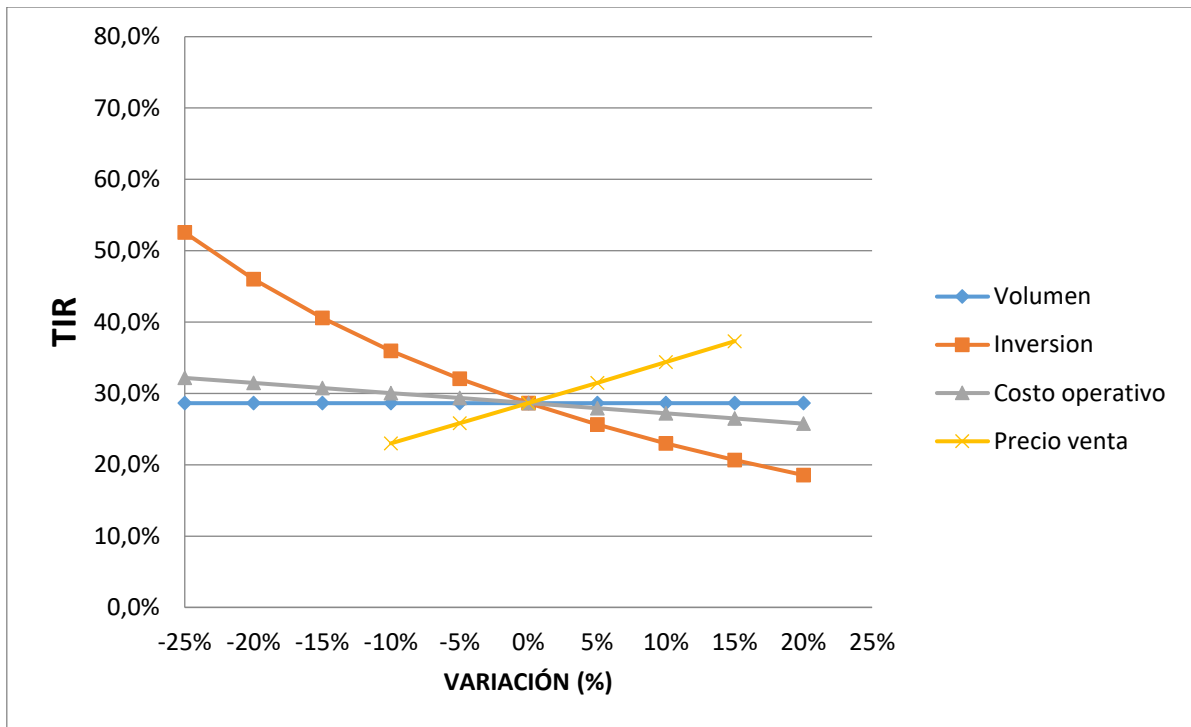
12.4 Análisis de sensibilidad

Es la técnica que determina como diferentes valores de una variable independiente impactan en una variable dependiente bajo un conjunto de supuestos. El análisis de sensibilidad, dado un cierto rango de variables, es una forma de predecir el resultado de una decisión, permitiéndonos establecer el cambio que sufre la solución del problema cuando se hace variar algún dato como también determinar cuáles son los límites dentro de los cuales podemos hacer variar uno de los datos sin introducir cambios significativos en la solución.

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad de nuestro proyecto tomamos en cuenta las siguientes variables:

- Volumen de petróleo
- Inversión
- Costo de operación
- Precio de venta

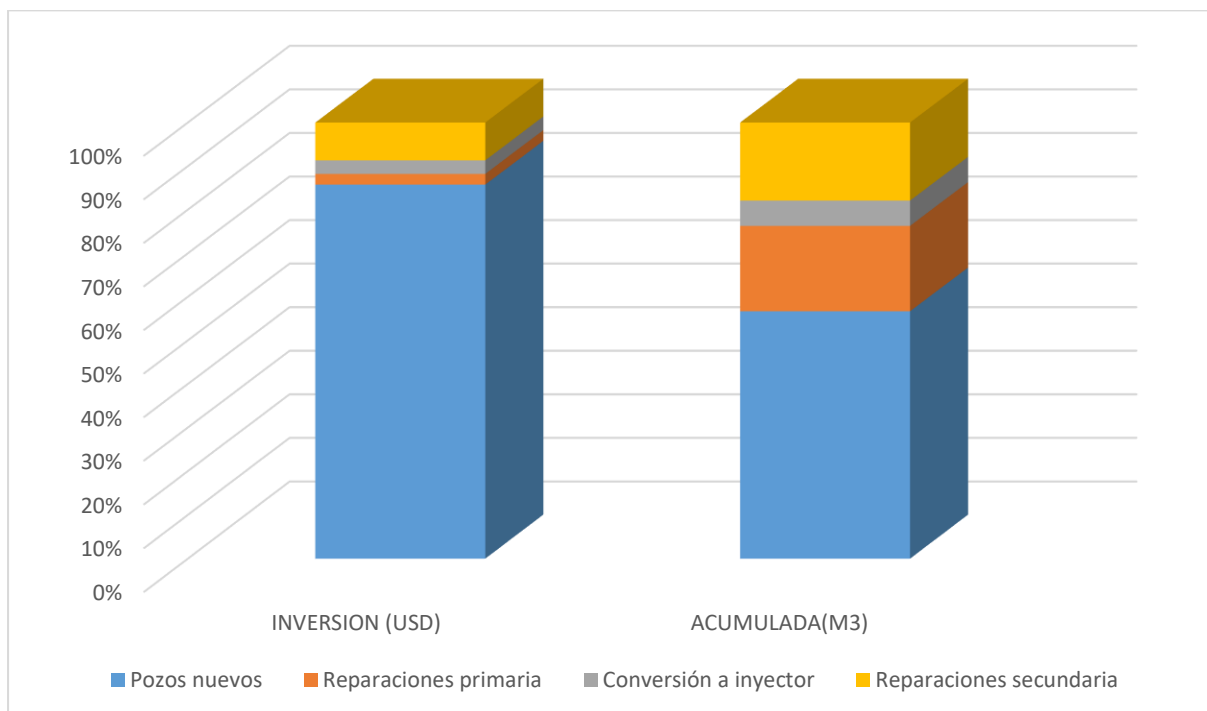
Tomando como rango de sensibilidad de -25% a 20% se puede observar las tendencias en el siguiente gráfico.



En el gráfico previo podemos observar que la sensibilidad al costo operativo y el volumen de producción en función de la TIR presenta menor variabilidad que la sensibilidad al costo operativo y al precio de venta.

12.5 Indicador Inversión-acumulada

Para analizar el costo de desarrollo de reservas de una manera más clara se buscó representar de forma gráfica el porcentaje de inversión de cada parte del proyecto y el porcentaje de la acumulada al total de cada parte que se analizó.



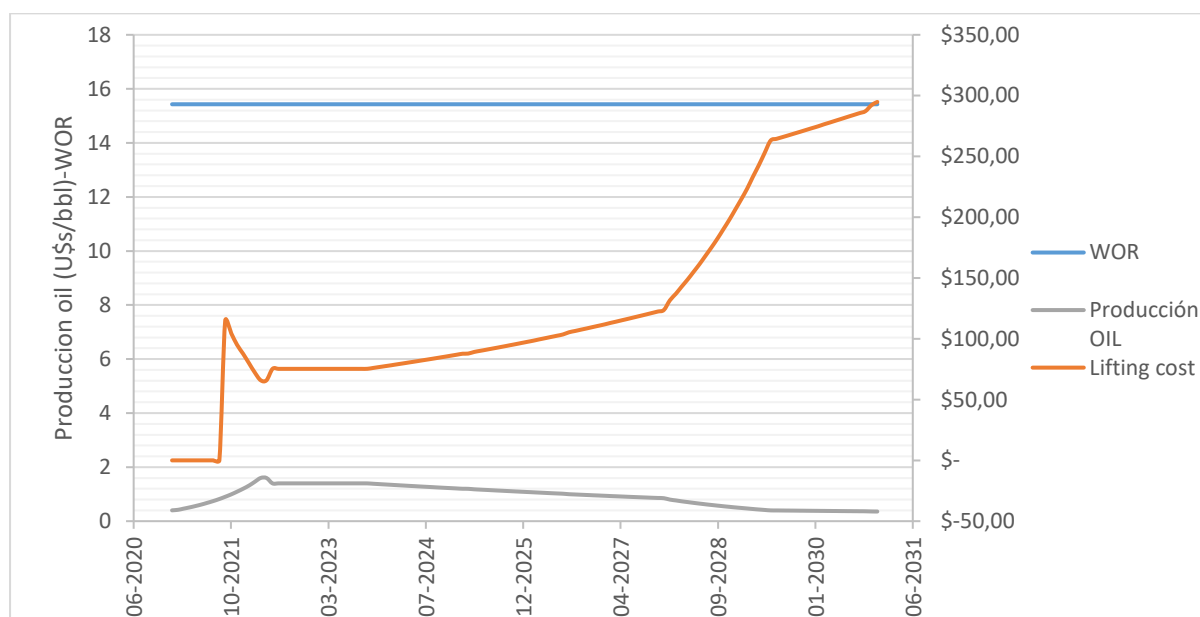
De esta manera se pudo observar que la acumulada asociada a la inversión necesaria para la conversión del inyector aporta un muy pequeño porcentaje a la acumulada total por lo cual fue necesario realizar un nuevo análisis económico para determinar la rentabilidad de esa conversión.

12.6 Análisis económico de la conversión del pozo inyector

Para este análisis se consideró la acumulada obtenida a partir de los cálculos de la secundaria, la cual es de 3812,43 m3.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el cálculo de la producción y su comportamiento fue estimado con los datos del proyecto anterior. El mismo tuvo una muy baja eficiencia, por lo que la acumulada considerada para el siguiente análisis económico que se mostrará de forma resumida está sobreestimada.

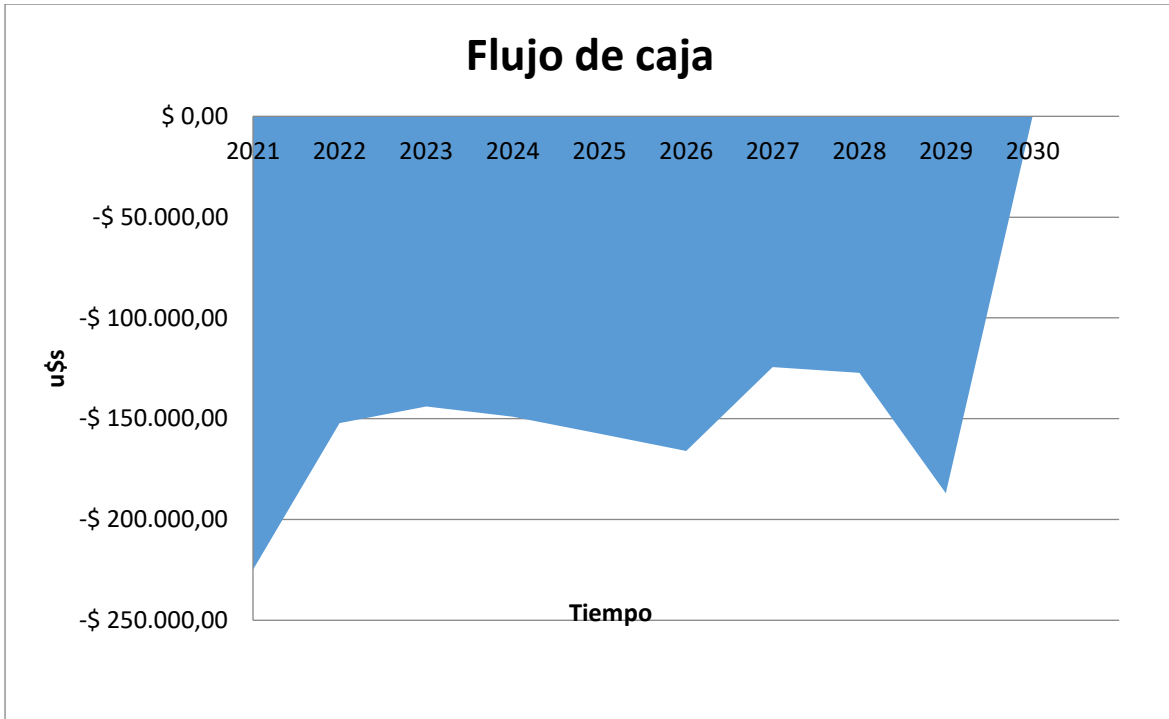
Para esto se debió calcular el lifting cost correspondiente a las producciones para esta inversión.



12.6.1 Cash flow (Flujo de caja)

Indicadores Económicos	
Tasa de corte	12%
TIR	#¡NUM!
Pay Off	5,7 años
VAN	-\$ 971.937
Duración del Proyecto	10 Años

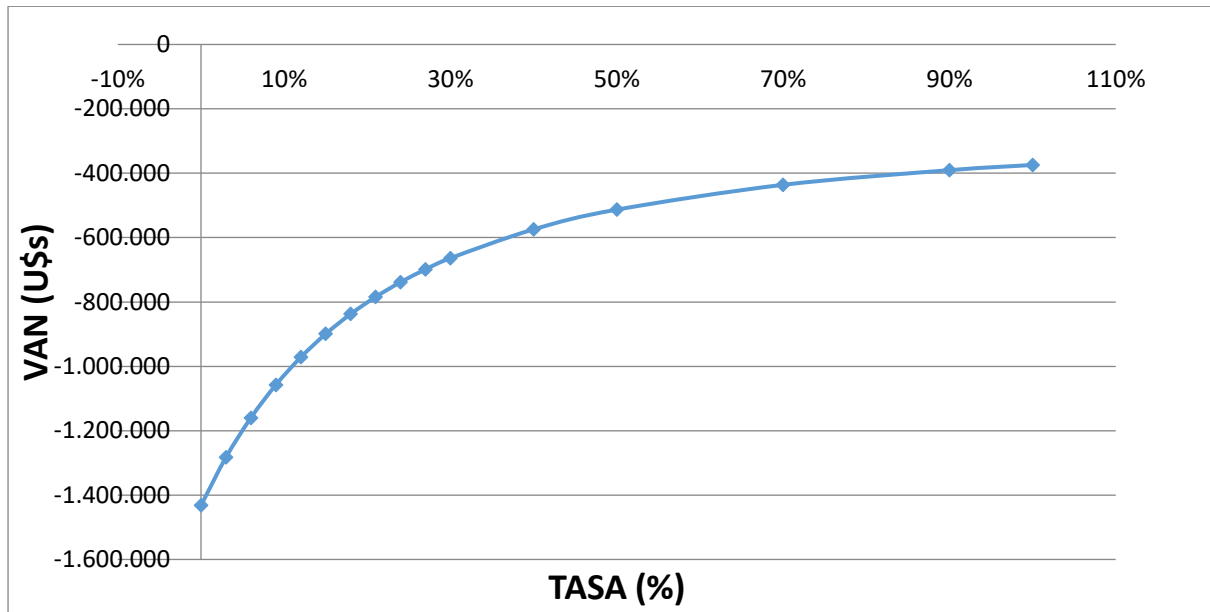
En la siguiente gráfica se detalla el flujo de caja correspondiente a la conversión del pozo inyector.



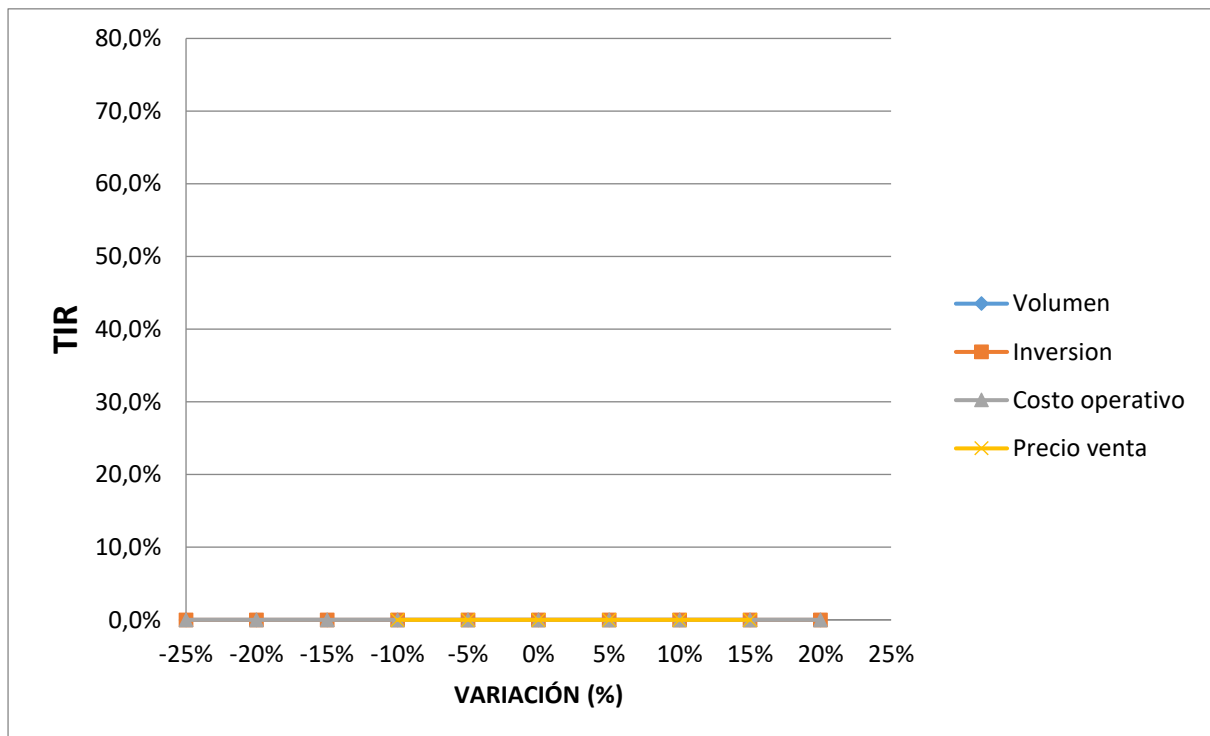
12.6.2 Pay off



12.6.3 Van



12.6.4 Tir



12.6.5 Conclusión

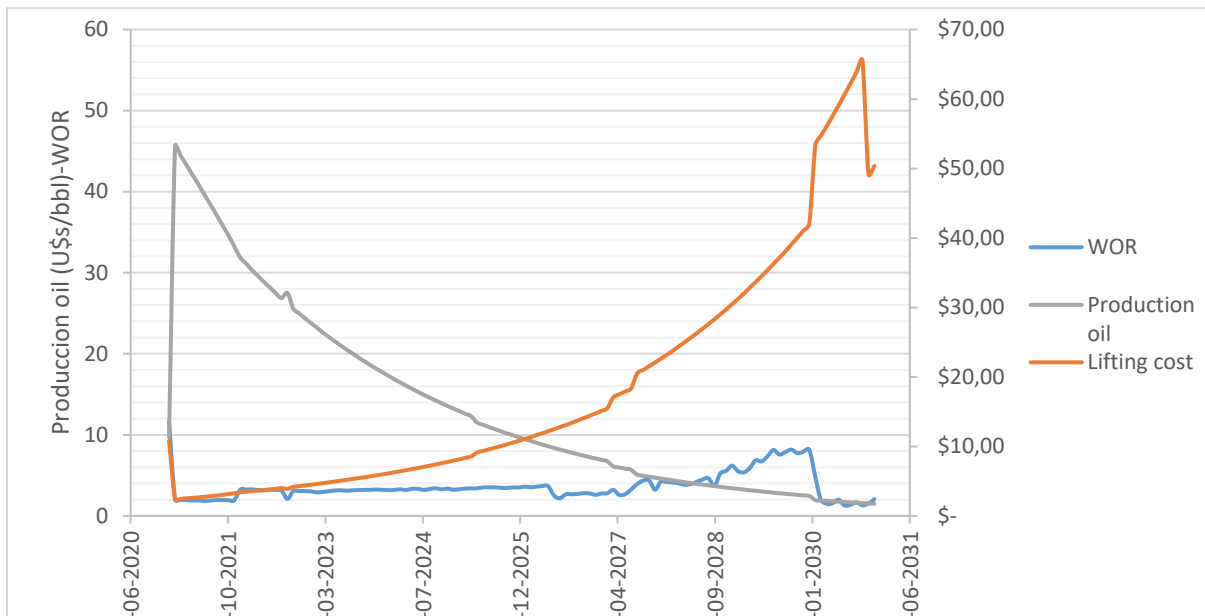
De este breve análisis, se concluye que la conversión a inyector el cual consta de una inversión de U\$^s 223.520,20 el cual daría idealmente una acumulada de 3.812,43 m³ no es rentable.

Por lo cual se realizará un análisis económico descartando esta inversión y esta acumulada.

12.7 Análisis económico de desarrollo de reservas por primaria, y reparaciones

Para esta parte del análisis, se corrigieron las acumuladas anuales descartando la acumulada de la conversión del inyector y la inversión de la cañería para el mismo.

Para esto se debió calcular el lifting cost correspondiente a las producciones para esta inversión.



Se consideraron las reparaciones nombradas anteriormente por primaria, y las reparaciones a los pozos que estaban asociados a la inyección, ya que los mismos además de los punzados de capas vinculadas al inyector contaban dentro de la planificación de la intervención el punzado de nuevas capas y la estimulación de otras existentes.

12.7.1 Cash Flow (Flujo de Caja)

Se presentan en primer lugar los indicadores económicos:

Indicadores Económicos	
Tasa de corte	12%
TIR	30,51%
Pay Off	5,7 años
VAN	\$ 1.775.165
Duración del Proyecto	10 Años

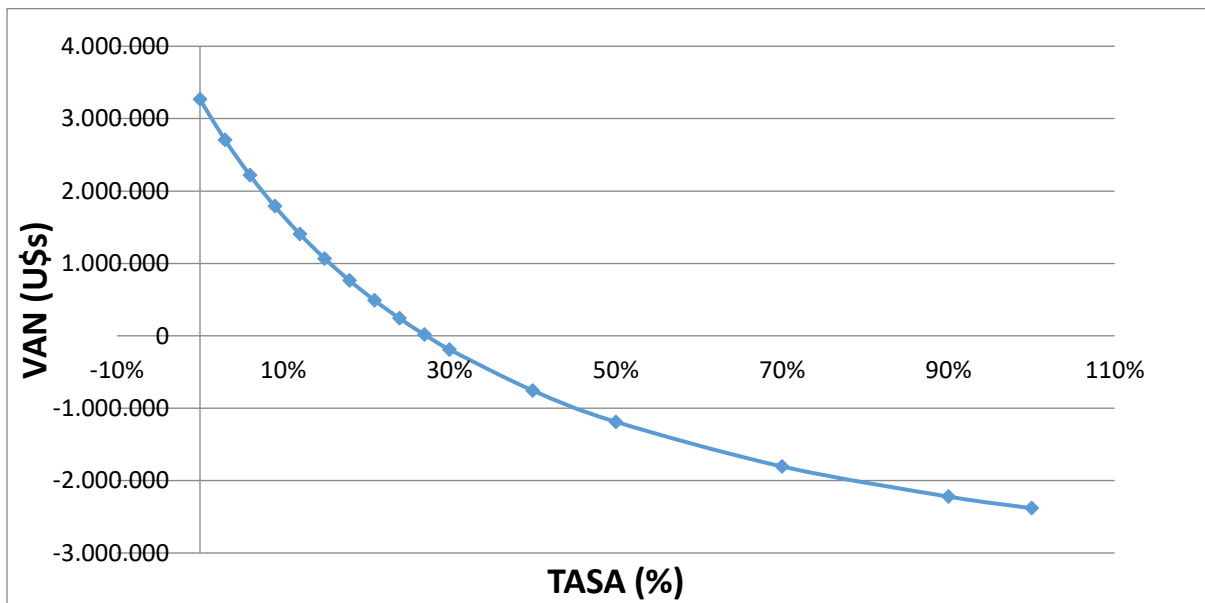


12.7.2 Pay off



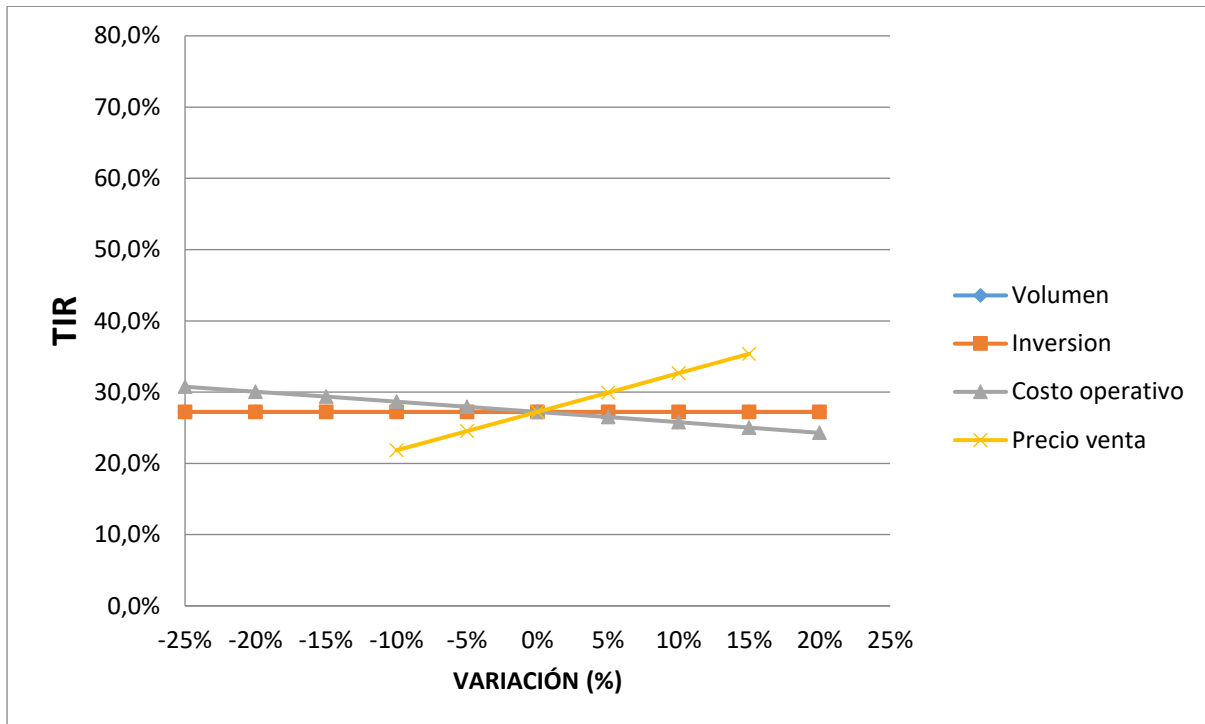
En el caso particular de nuestro proyecto podemos observar en el siguiente gráfico que luego de realizar la inversión total correspondientes al año 2021 y 2022 con un tasa de corte del 12%, estamos en condición de recuperar lo invertido a los 2 años de iniciado el proyecto.

12.7.3 Van

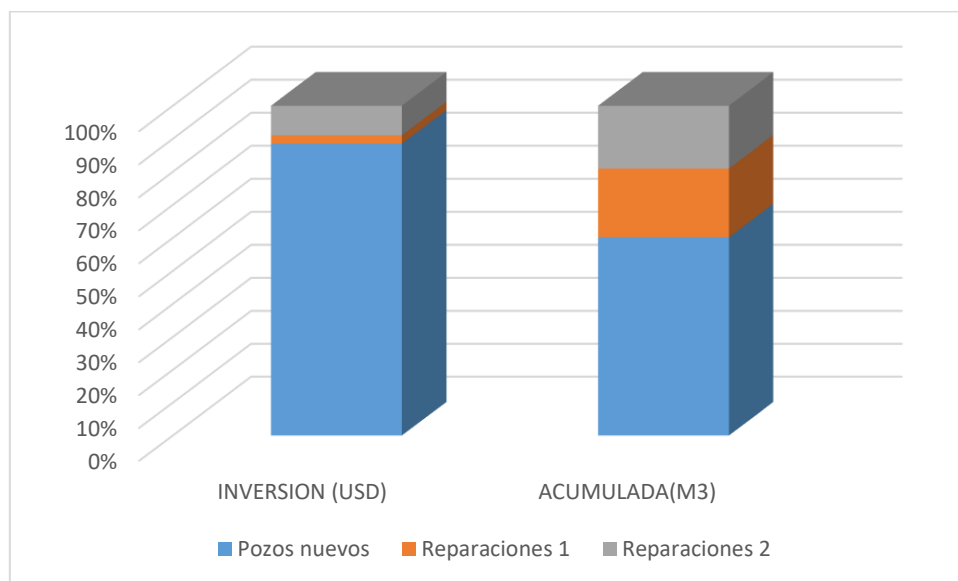


Luego de realizar los cálculos correspondientes se observa que el VAN del proyecto resulta ser de **U\$S \$ 1775165**

12.7.4 TIR



12.7.5 Indicador Inversión Acumulada



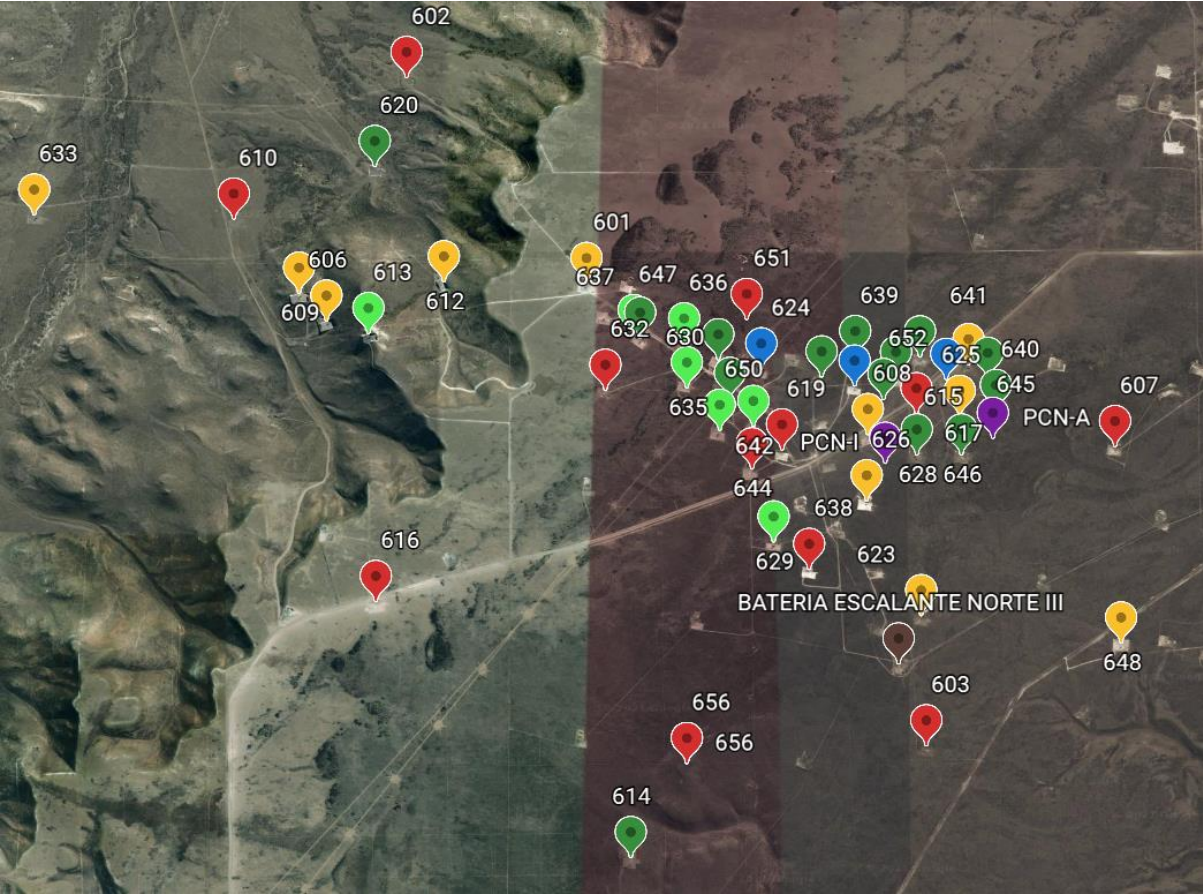
12.8 Conclusión del análisis económico

Se concluye que es viable el proyecto propuesto descartando la conversión del pozo inyector.

Se muestra a continuación la visualización del yacimiento con las propuestas desarrolladas satisfactoriamente donde:

ESTADO	INDICADOR
ACTIVO	
REACTIVADO	
SUSPENDIDO	

ABANDONADO
POZOS NUEVOS
INYECTORES



13. CONCLUSIONES

- El proyecto de recuperación secundaria existente podría encontrar su mejora mediante la implementación de un proyecto de recuperación asistida con polímeros, con el objetivo de disminuir las canalizaciones, ya que la inversión necesaria para el recambio de todas las cañerías es un costo muy elevado.
- Teniendo en cuenta la presencia de las fallas en la zona de estudio desarrollada en el proyecto, para futuros desarrollos sería recomendable estudiar o analizar la zona correspondiente a las partes oeste y sudoeste del bloque.
- Analizando individualmente las propuestas, se concluyó que el implemento del nuevo proyecto de secundaria no es rentable por lo cual no es viable realizarlo y se descarta. Se dejará solamente el desarrollo de reservas por primaria.
- El desarrollo del proyecto planteado es muy sensible al precio de venta y a la inversión por lo cual dependerá fuertemente del precio del barril y del dólar.

14. AGRADECIMIENTOS

Por la gran ayuda aportada en consultas, la disponibilidad de sus tiempos para darnos una mano acerca de nuestras dudas, consejos e información para la realización de este Proyecto, los autores queremos agradecer a las siguientes personas:

- Daniela Van Wyc – Ingeniera en Petróleo y Docente (Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco)
- Alexis Ojeda – Técnico Superior en Petróleo y Gas (YPF)
- Darío Lemus – Técnico Superior en Petróleo y Gas (Weatherford)
- David Centeno – (Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco)
- María Luz Aragón – Ingeniera de Producción (YPF)
- Yamir Balsamello – (Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco)
- Mariano Latosinski – Supervisor de Wireline (Superior)
- Julio Mielniczuk – Ingeniero en Petróleo y Docente (Baker Huges - Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco)
- Andrés Rea- Técnico de Recuperación Secundaria (YPF)
- Carlos Uranga – Ingeniero en Petróleo (Halliburton)
- Julio Luna – Ex Jefe de Equipo de Perforación (DLS)
- Antonella Moran – Ingeniera Jr. De Yacimientos (PAE)
- Walter Acosta – Geólogo de Reservorios (YPF)

15. BIBLIOGRAFÍA

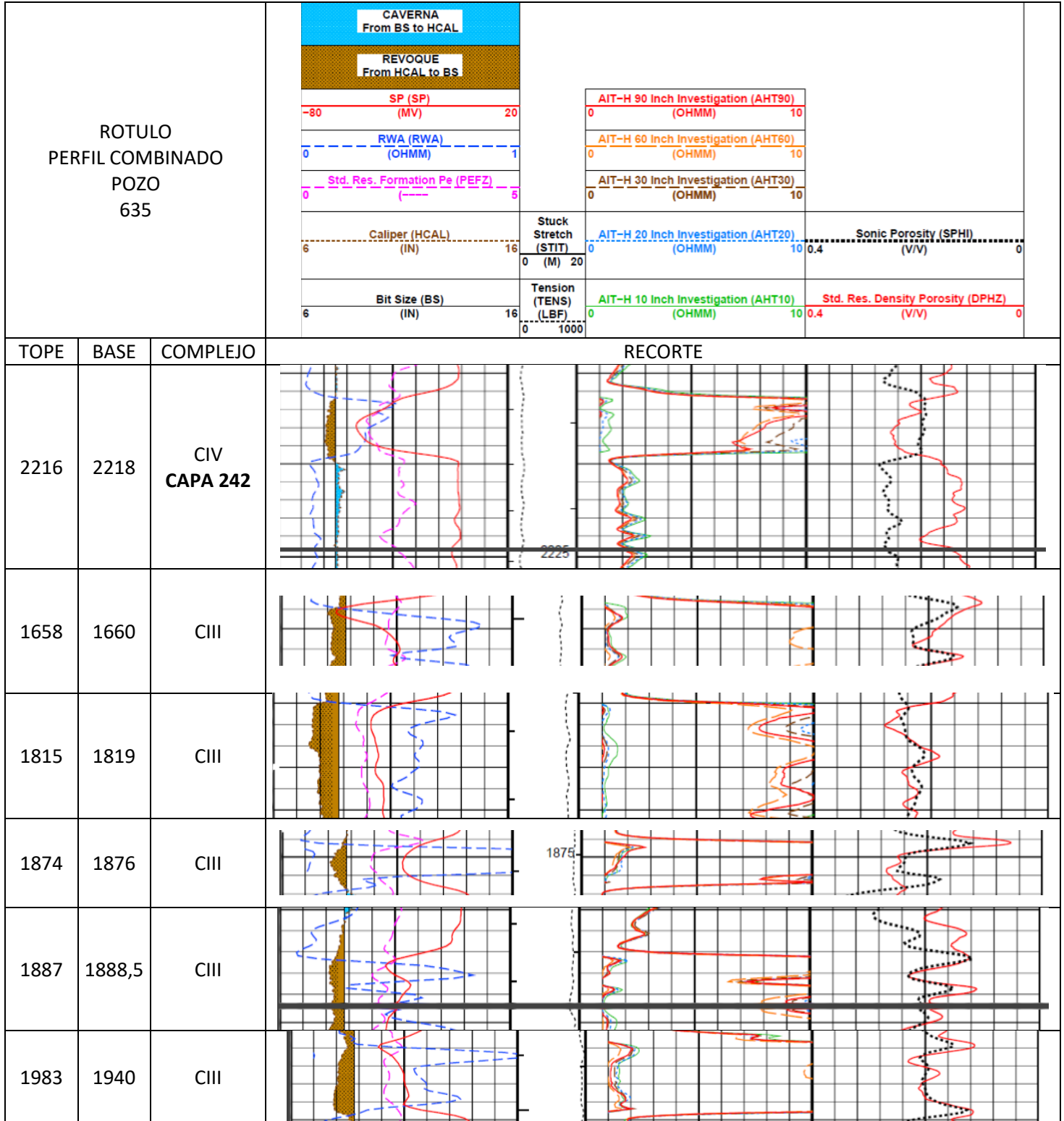
1. Imagen de la cuenca <http://ppct.caicyt.gov.ar/index.php/raga/article/viewFile/4902/5512>
2. Cuenca https://es.wikipedia.org/wiki/Cuenca_del_Golfo_San_Jorge
3. Corte geológico Norte-Sur file:///C:/Users/usuario/Downloads/El_Ojo_del_Condor_03_-_2012.pdf
4. Estructura de la cuenca.
https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/formaciones_geologicas.pdf
5. Figura 1.4 [http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/geoaplicada/Publicaciones/TP%2015-18%20\(Interpr%20S%C3%ADsmica\)%20Evoluc%20Tect%C3%B3nica%20CGSJ%20Arg,%20Chelotti.pdf](http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/geoaplicada/Publicaciones/TP%2015-18%20(Interpr%20S%C3%ADsmica)%20Evoluc%20Tect%C3%B3nica%20CGSJ%20Arg,%20Chelotti.pdf)
6. Geología de la cuenca
<file:///C:/Users/usuario/Downloads/FIGARIETAL.CGSIJALAFATE2002FIGURAS.pdf>
7. Estratigrafía CGSJ
<https://docplayer.es/61347350-Modelo-paleoambiental-de-la-formacion-mina-del-carmen-en-el-yacimiento-cerro-dragon-cuenca-del-golfo-san-jorge-argentina.html>
https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/formaciones_geologicas.pdf
<http://www.fcn.unp.edu.ar/sitio/geofisica/wp-content/uploads/2009/04/TP-15-18-Interpr-S%C3%ADsmica-Sistemas-Petroleros-CGSJ-Arg-F%C3%ADgari-et-al.pdf>

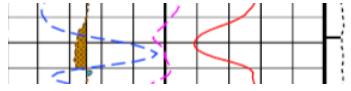
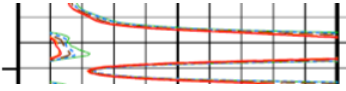
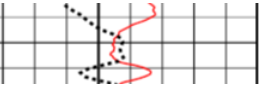
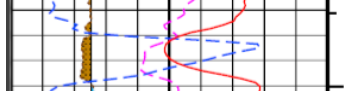


ANEXOS

Anexo I

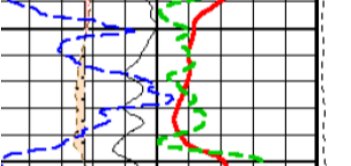
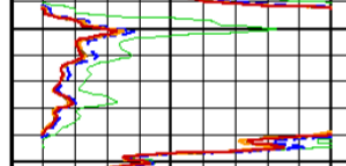
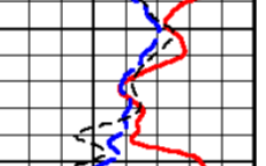
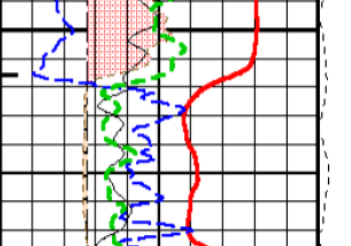
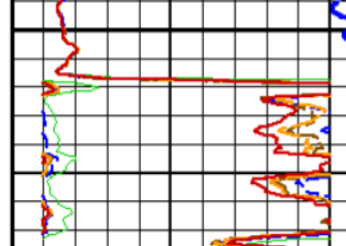
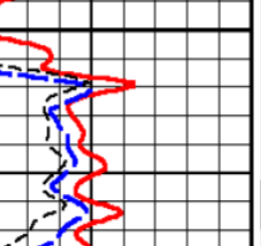
Se muestra el rótulo del perfil combinado que se utilizó para la selección de capas los recortes que justifican la selección de cada capa a punzar y las capas en las que se proponen estimulaciones.

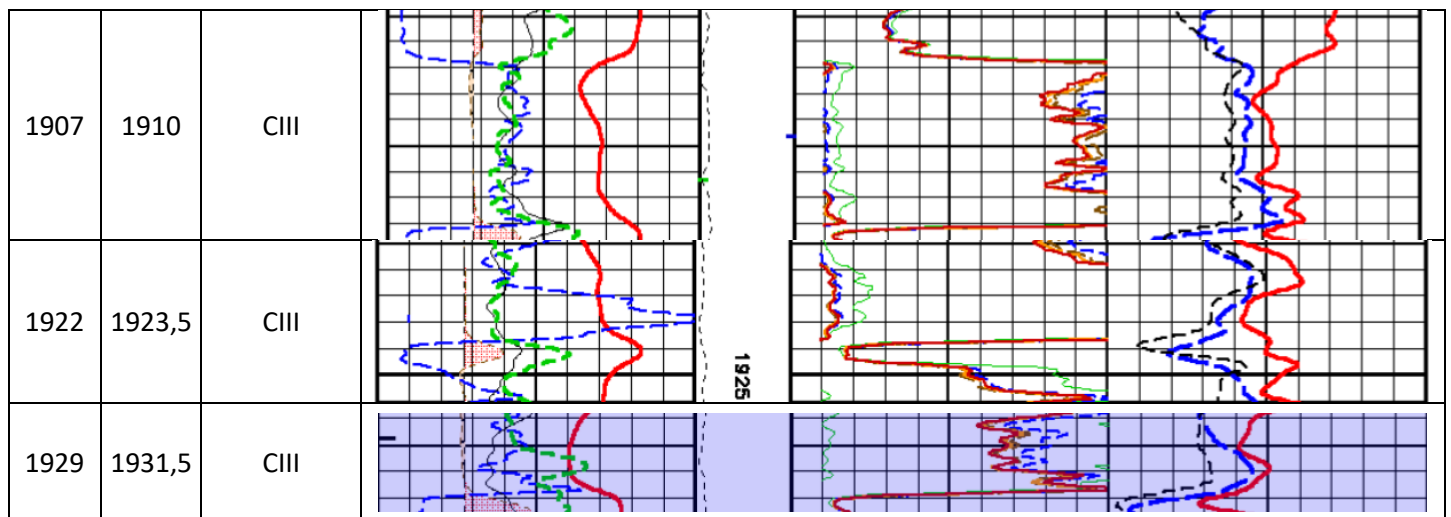
CAPAS A PUNZAR PCN 635



2184	2185,5	CIV			
2290,5	2292,5	CIV			

CAPAS A PUNZAR PCN 642

<p>ROTULO PERFIL COMBINADO POZO 650</p>			<p>UNDER GAUGE</p> <p>WASHOUT</p> <p>SP [SP] (mV) -80 20</p> <p>CALIPER [cal] (in) 6 16</p> <p>BIT SIZE [bit] (in) 6 16</p> <p>RWA [rwazc] (ohm.m) 0 1</p> <p>RWA [rwazc] (ohm.m) 1 10</p> <p>P.E. [pe] 0 5</p> <p>(b/e)</p> <p>GAMMA RAY [gr] (gAPI) 0 150</p>	<p>METERS</p> <p>TENSION (lbm) (lbf) -250 3500</p>	<p>PORZ-CNCF</p> <p>10 in. DOI [m1r1] (ohm.m) 0 10 40</p> <p>Z-DENSITY POROSITY [porzc] (pu) 0 40</p> <p>OVERRRANGE 10 in. DOI [m1r1] (ohm.m) 10 100 40</p> <p>NEUTRON POROSITY [cncf] (pu) 0 40</p> <p>20 in. DOI [m1r2] (ohm.m) 0 10 40</p> <p>ACOUSTIC POROSITY [pora] (pu) 0 40</p> <p>OVERRRANGE 20 in. DOI [m1r2] (ohm.m) 10 100 40</p> <p>30 in. DOI [m1r3] (ohm.m) 0 10 40</p> <p>OVERRRANGE 30 in. DOI [m1r3] (ohm.m) 10 100 40</p> <p>60 in. DOI [m1r6] (ohm.m) 0 10 40</p> <p>OVERRRANGE 60 in. DOI [m1r6] (ohm.m) 10 100 40</p> <p>90 in. DOI [m1r9] (ohm.m) 0 10 40</p> <p>OVERRRANGE 90 in. DOI [m1r9] (ohm.m) 10 100 40</p> <p>120 in. DOI [m1rx] (ohm.m) 0 10 40</p> <p>OVERRRANGE 120 in. DOI [m1rx] (ohm.m) 10 100 40</p>
			<p>TOPE</p> <p>BASE</p> <p>COMPLEJO</p>	<p>RECORTE</p>	
2509	2512	CIV CAPA 397			
1852	1856	CIII			



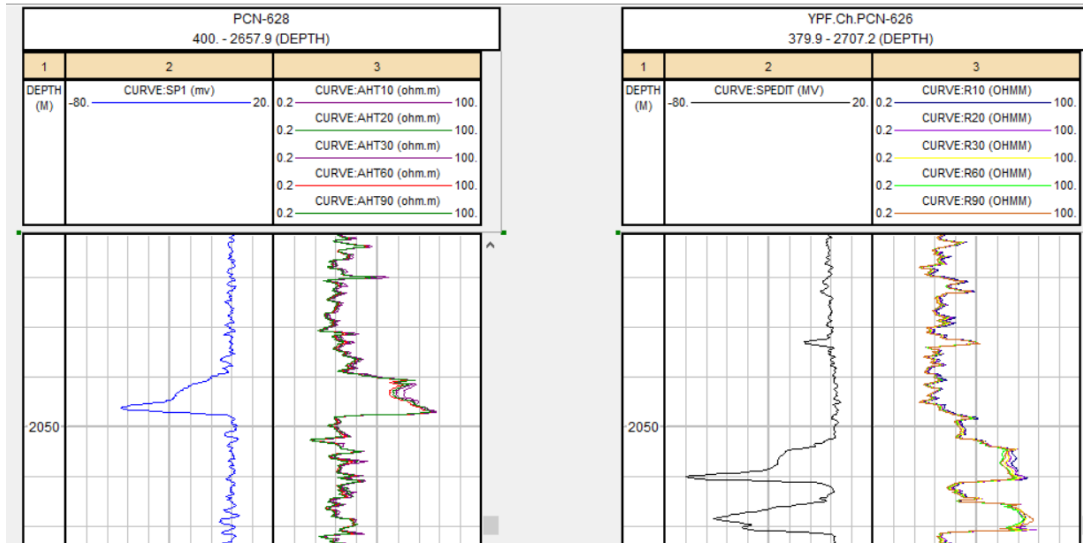
CAPAS A ESTIMULAR

POZO	TOPE	BASE	COEF PROR.	ULTIMO CAUDAL	ULTIMO CAUDAL CAPA (m3/día)	NUEVO CAUDAL CAPA (m3/día)	TOTAL DE METROS A ESTIMULAR
PCN-650	2107	2109	0,745	0,4	0,298	1,51	4,5
	2395	2397,5	0,251	0,4	0,1	0,48	
PCN-635	1971	1973	0,34	0,2	0,069	0,15	4
	2307,5	2309,5	0,42	0,2	0,08	0,4	
PCN-642	2428	2431	0,1	0,3	0,03	0,15	17
	2549,5	2553	0,12	0,3	0,03	0,17	
	2614	2618	0,14	0,3	0,04	0,2	
	2633	2637	0,12	0,3	0,03	0,17	
	2652	2655	0,1	0,3	0,03	0,15	

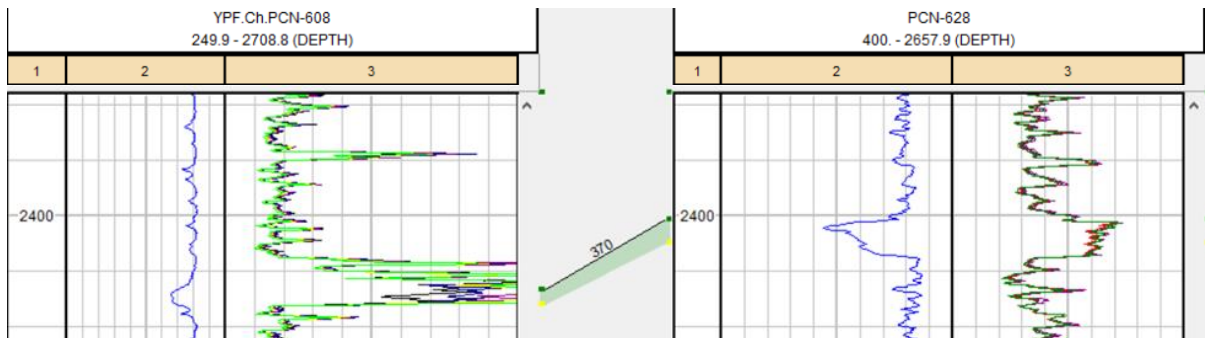
Anexo II

Correlaciones para pozos Propuestos

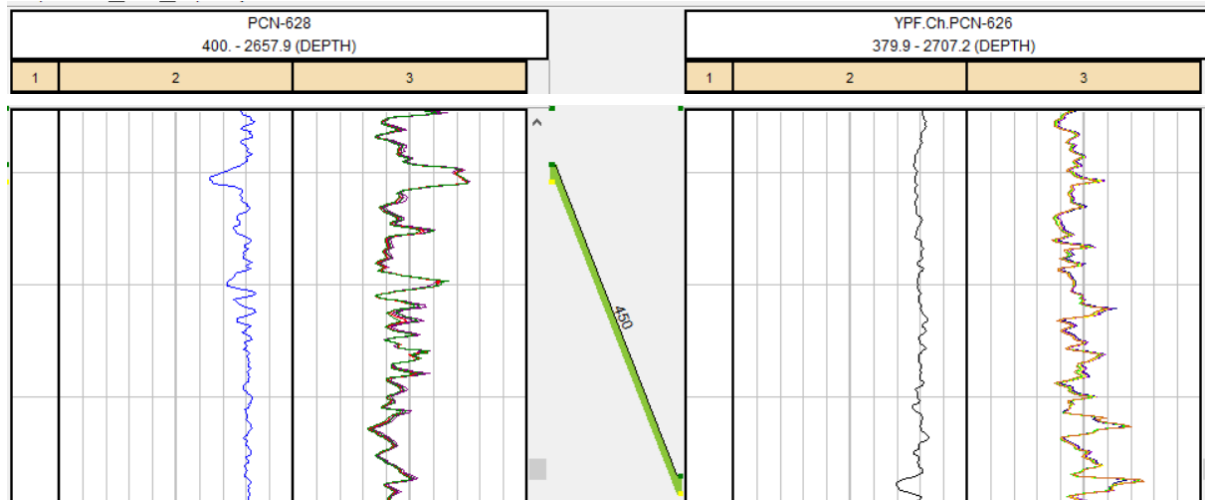
PCN2-I



CAPA SIN NOMBRE- PROFUNDIDAD APROXIMADA: 2050 mbbp

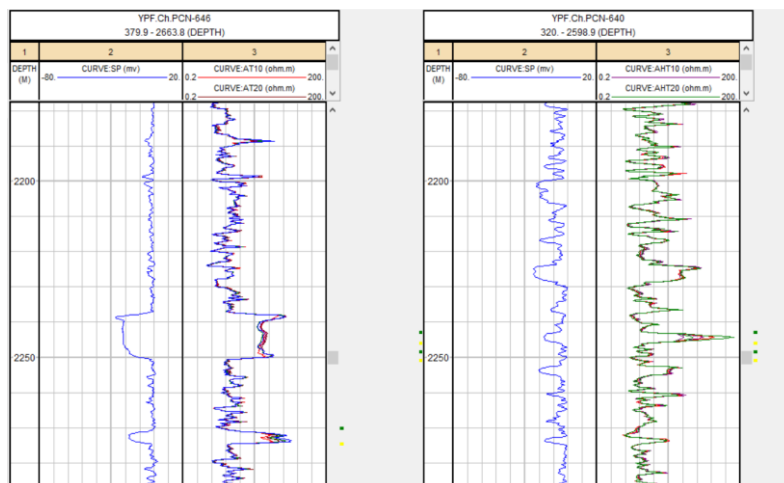
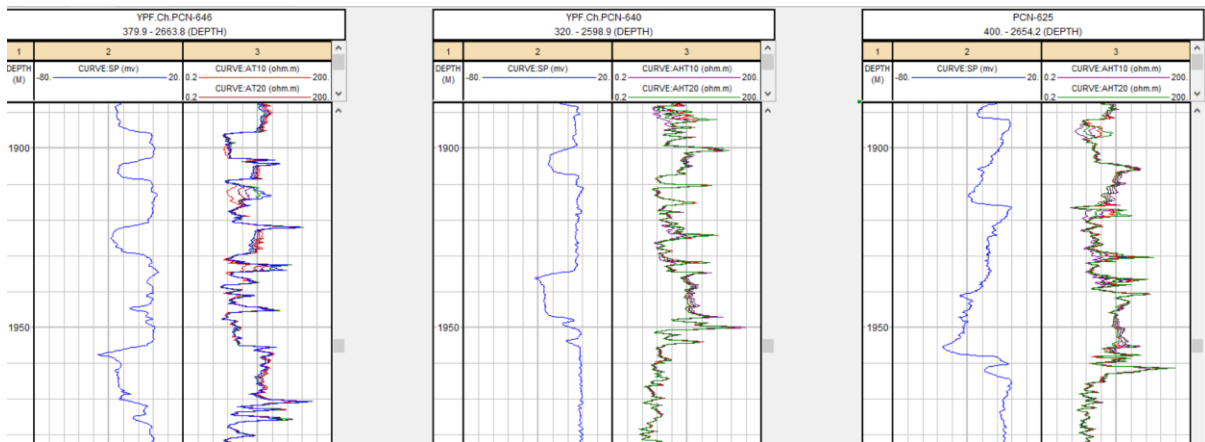
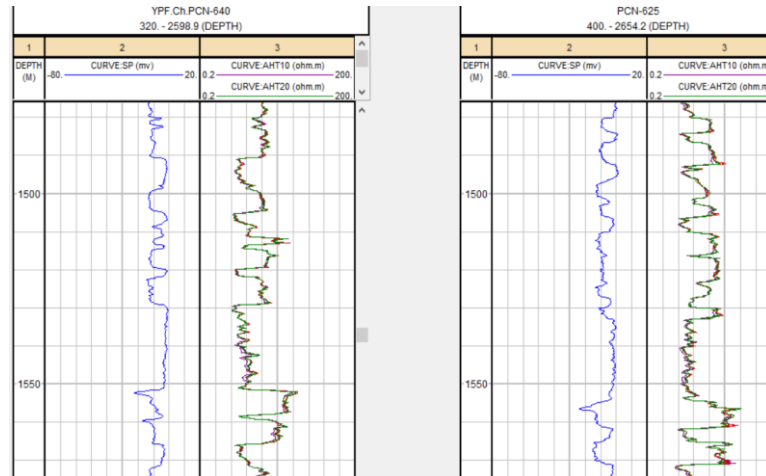
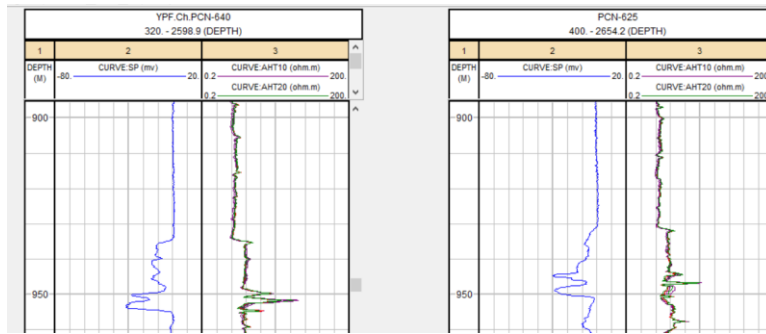


CAPA 370 - PROFUNDIDAD APROXIMADA 2405 mbbp



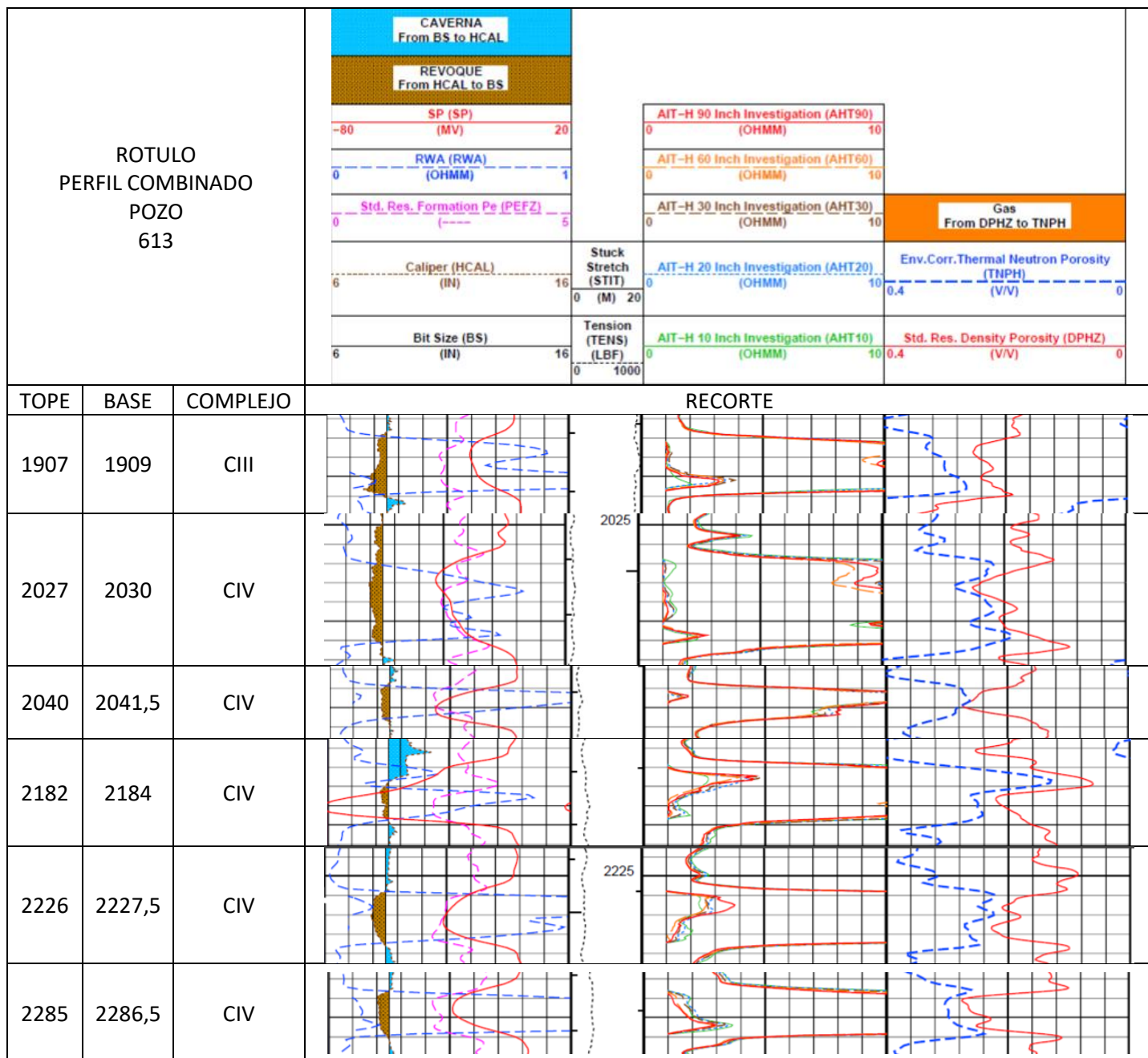
CAPA 450 - PROFUNDIDAD APROXIMADA: 2510 mbbp

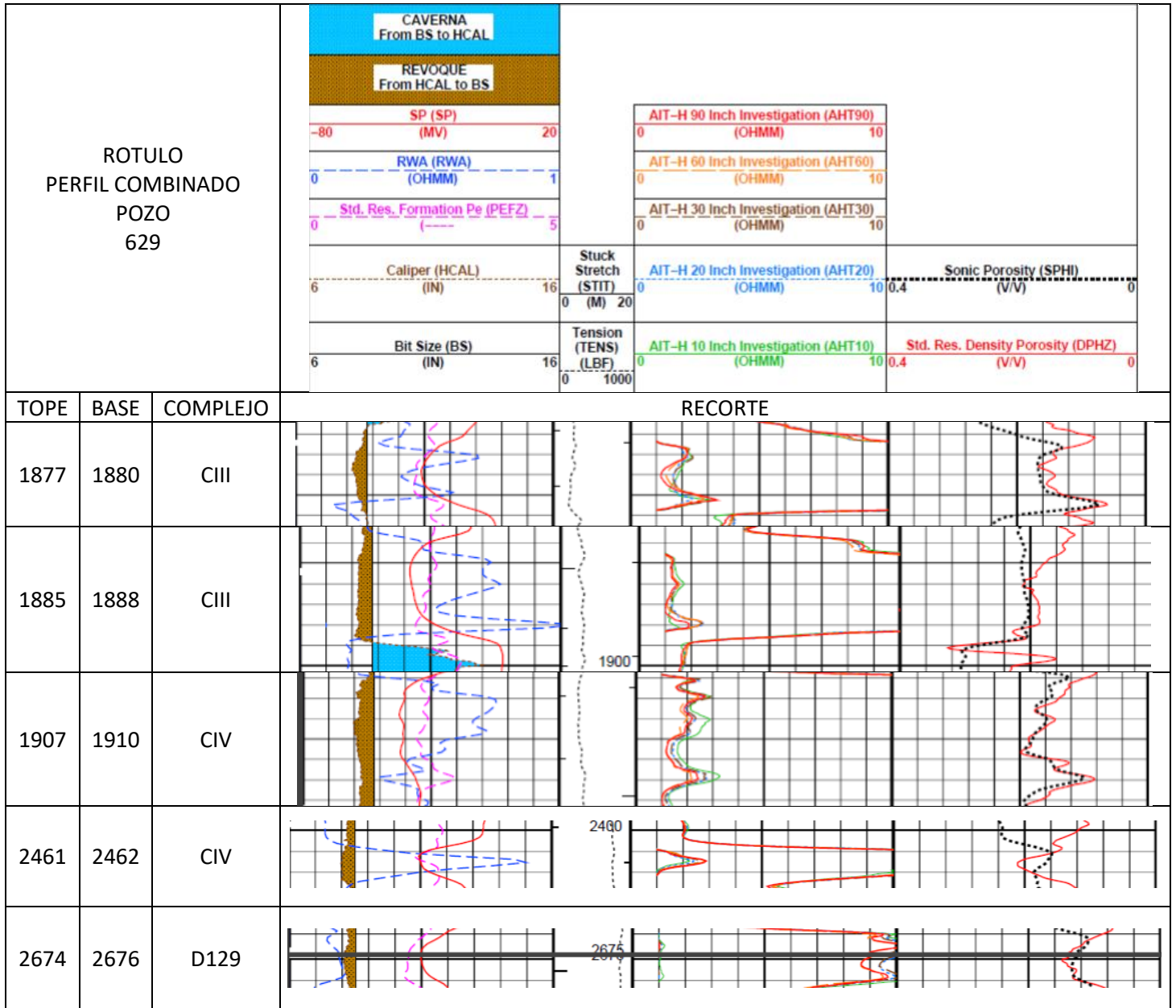
PCN2-A

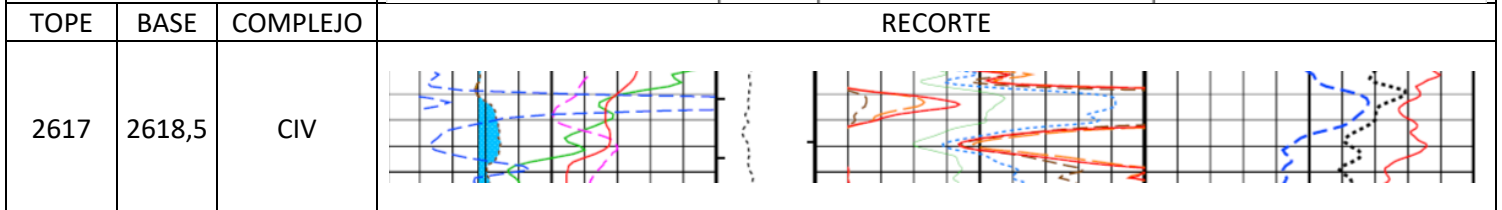
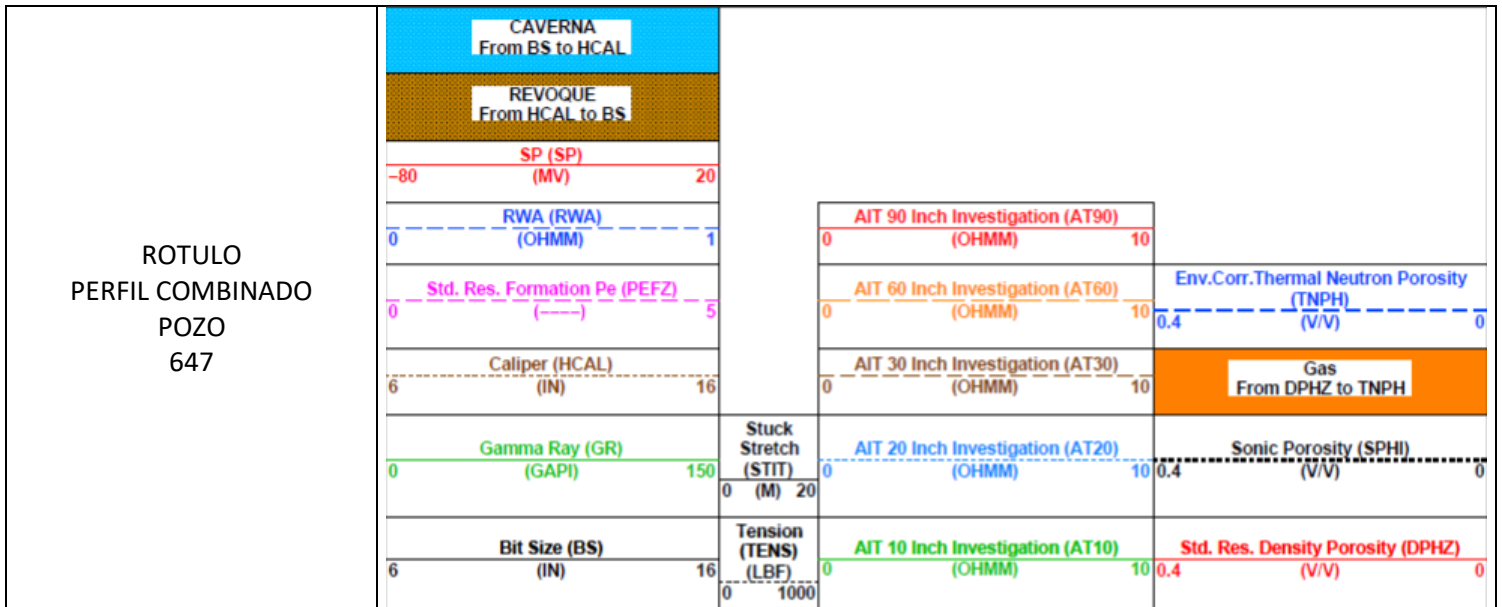
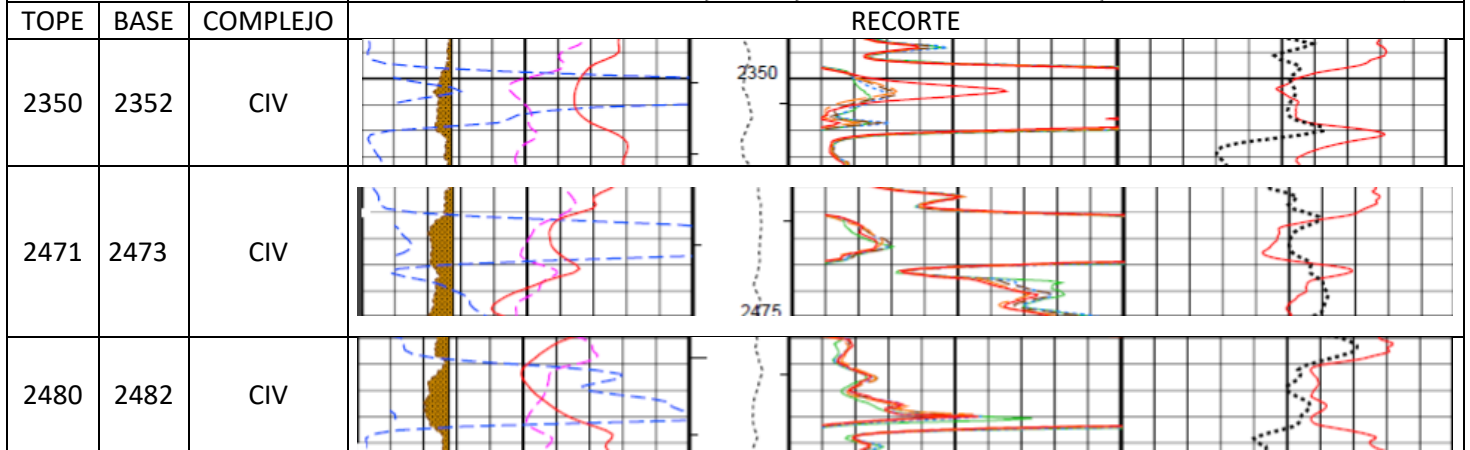
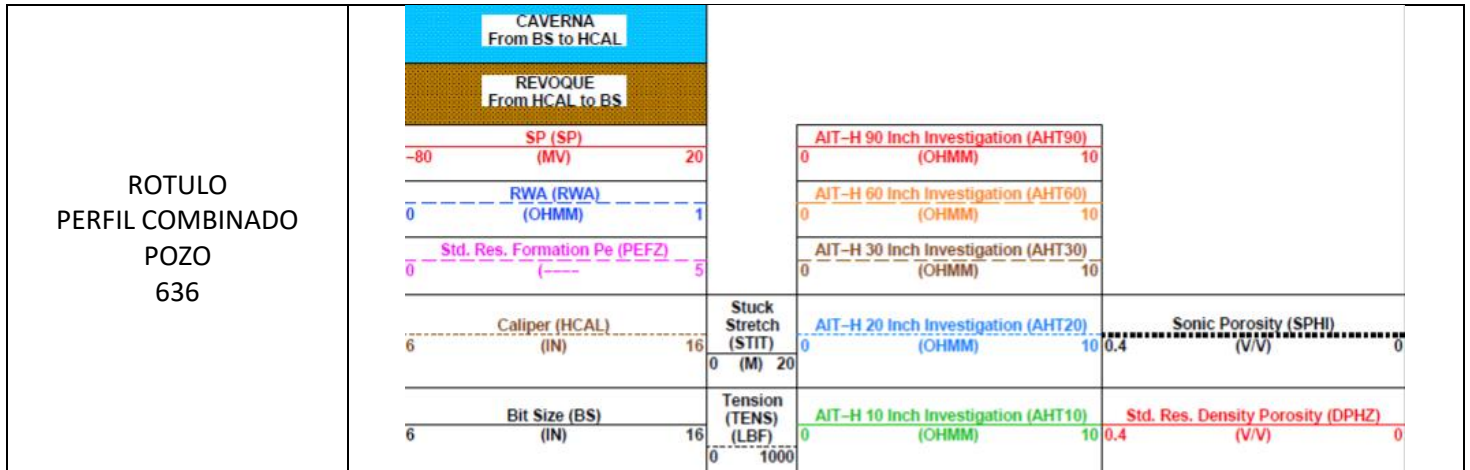


Anexo III

Se muestra el rótulo del perfil combinado que se utilizó para la selección de capas los recortes que justifican la selección de cada una.



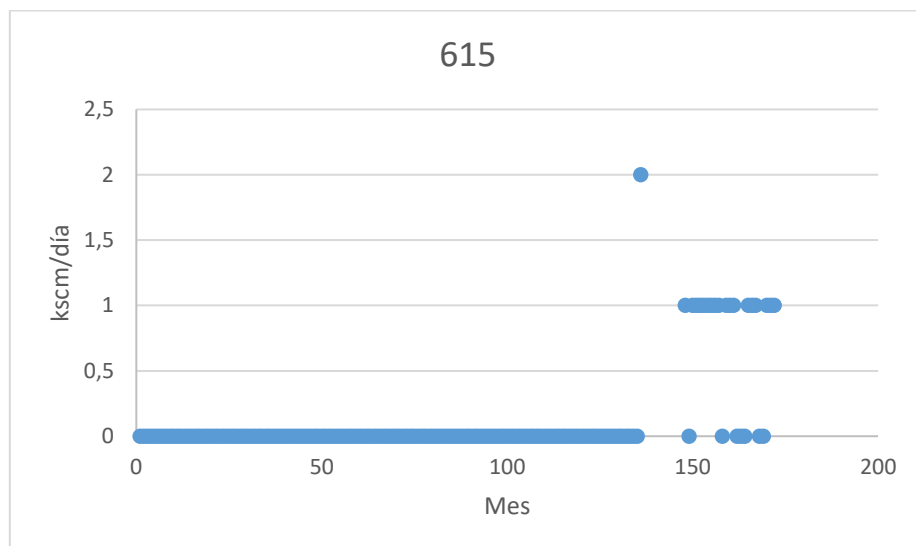
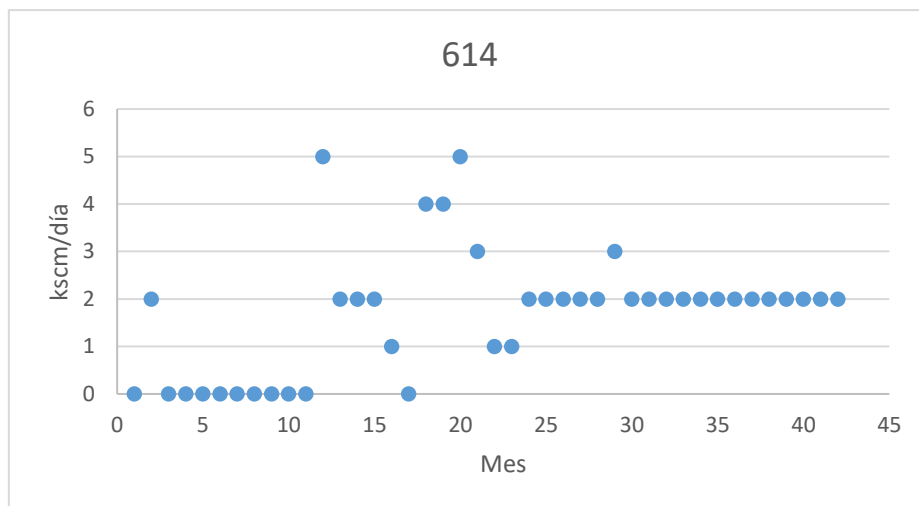


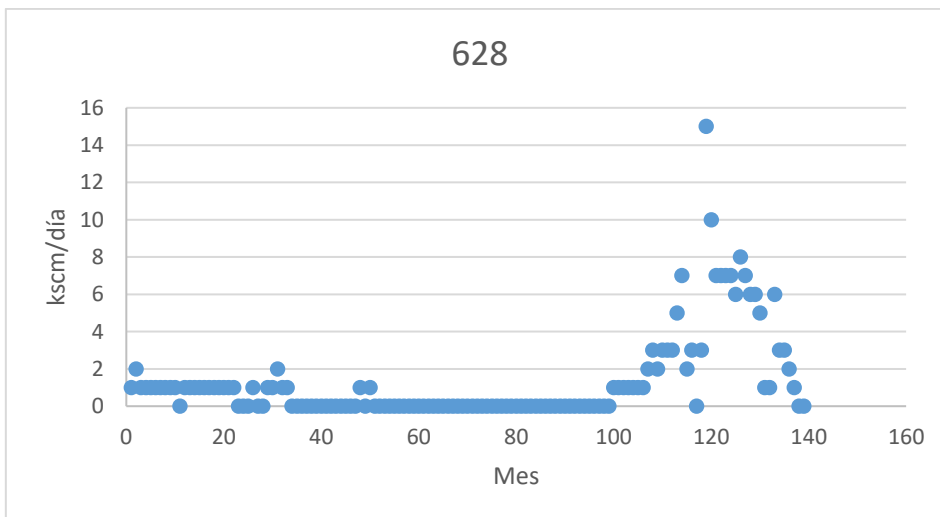
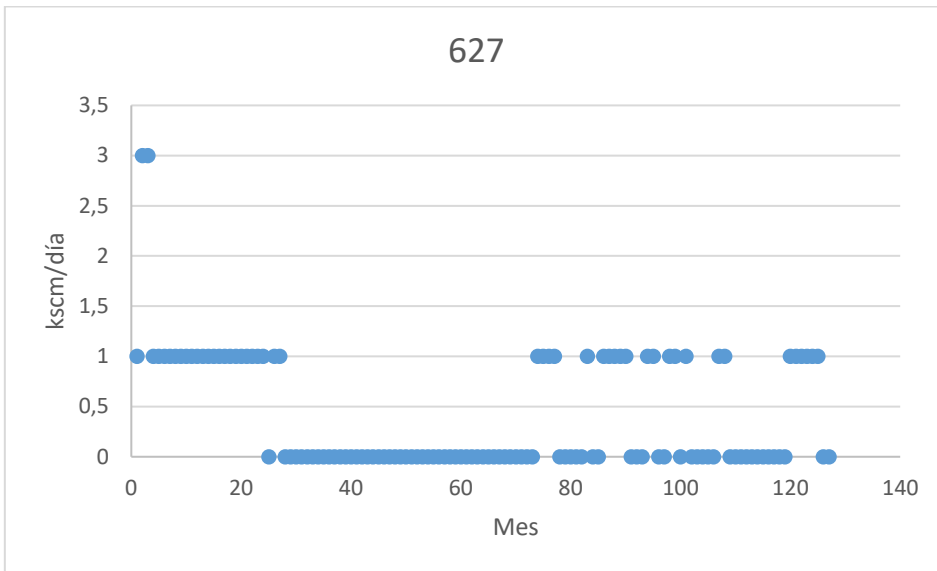
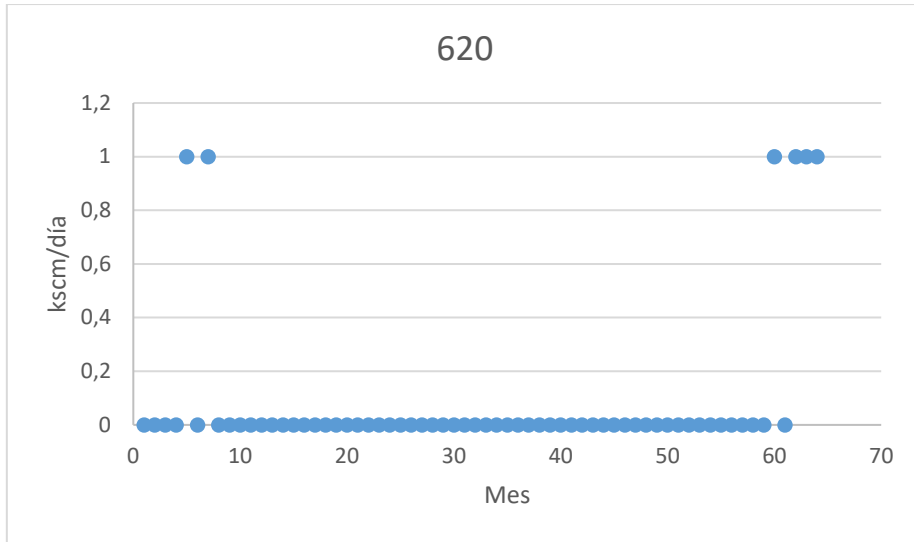


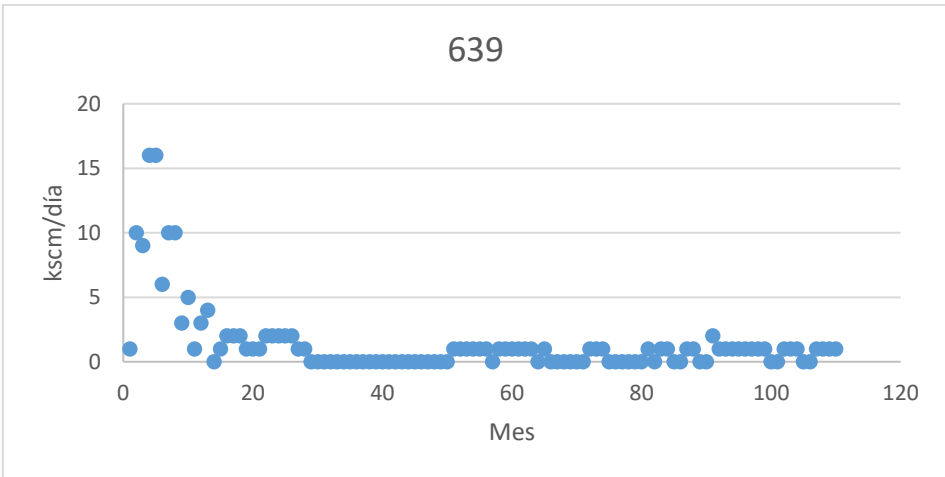
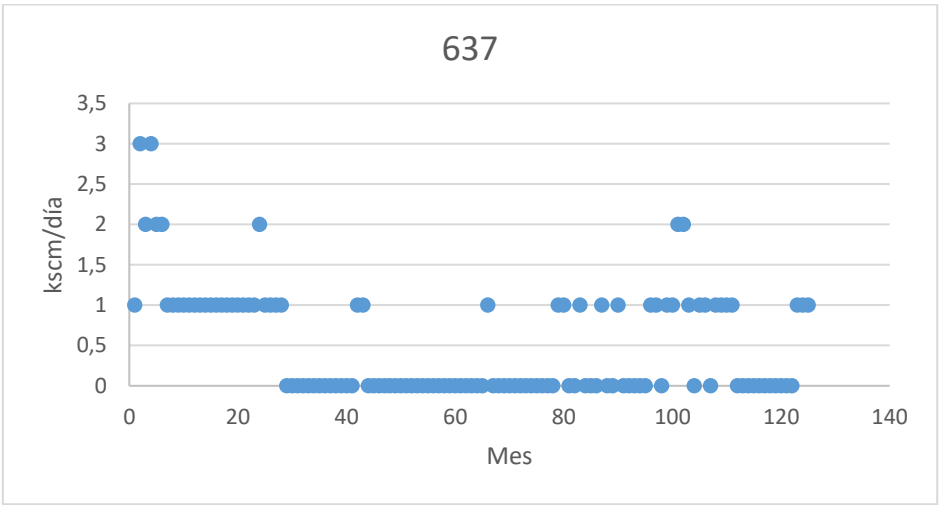
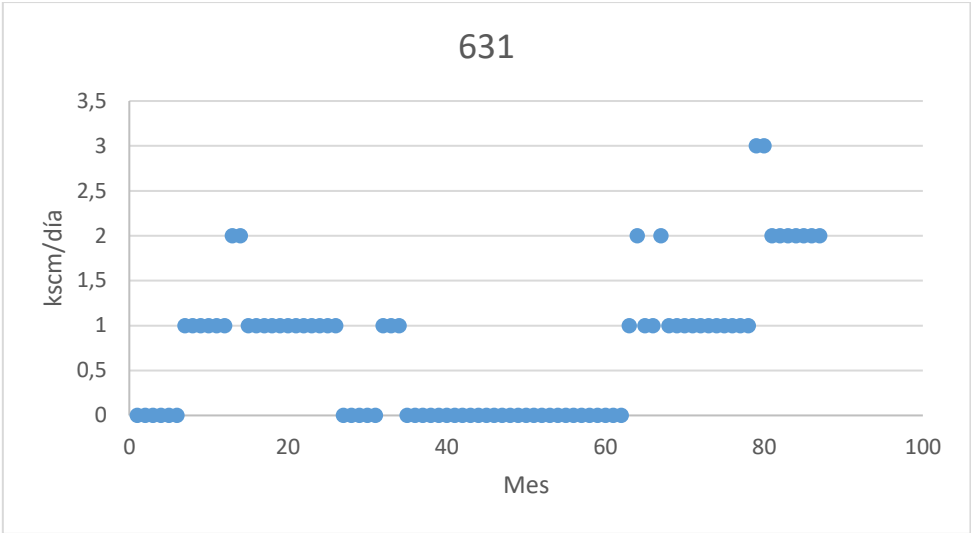
2598,5	2600	CIV	
2332	2334	CIV	
2532	2534	CIV	

Anexo IV

Análisis del comportamiento de la producción de gas en algunos de los pozos activos:







Se concluye que no sigue un comportamiento que permita realizar una estimación del comportamiento de la producción en el tiempo.