

GRANSON



Desarrollo de Reservas por Waterflooding

Facultad de Ingeniería

Ingeniería en Petróleo

Alumnos:

Esteban Gabriel Bogado Medina

Lautaro Joaquin Steinkamp Thomas

Docentes:

Marcelo Hirschfeldt

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

RESUMEN.

En el presente trabajo, se detallan los pasos a seguir para implementación de recuperación secundaria de petróleo en un bloque perteneciente a YPF SA. En este caso se trabaja en el área de Granson. La metodología aplicada se basa en la recopilación de información, para el posterior modelado estático y dinámico de los reservorios de Granson. Con el modelado ya ajustado se decide en que zonas implementar la recuperación secundaria. Al tratarse de zonas en las cuales solo se produce por primaria, las propuestas planteadas se basan en correlaciones con yacimientos de características similares y modelos empíricos que permitirán estimar los volúmenes de reservas que aportara el proyecto. Junto con el análisis económico que valida la viabilidad de la propuesta.

Contenido

RESUMEN.....	1
OBJETIVOS.	5
1.- INTRODUCCIÓN.....	6
2.- Ubicación.....	6
3.- GEOLOGIA.....	8
3.1.- Estratigrafía.....	8
4.- ALCANCE.....	9
5.- SISTEMA PETROLERO.	10
5.1- Roca Madre / Roca Generadora.	11
5.2.- Reservorios y Sellos.....	12
5.3.- Trampas.....	12
5.4.- Migración.	13
5.5.- SISMICA.	14
6.- MODELADO DINAMICO	16
6.1.- Producción Primaria.....	16
6.2.- Declinación.	19
6.3.- Pozo tipo por Primaria.....	20
6.4.- Presión de Formación.	23
6.5.- Parámetros PVT.....	23
6.6.- Elección de Capa a punzar.	26
6.7.-Perfiles a pozo abierto.....	27
6.8.- Prorrqueo de producción.....	28
6.9.- OOIP (Original Oil In Place).	29
6.10.- Reservas.....	30
6.11.- Declinación de Bloque Granson.	31
7.- PROPUESTA.	32
7.1.- Recuperación Secundaria.	32

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

7.2.- Selección de pozos para CPI.	33
7.3.- Pozos propuestos para CPI.....	34
7.4.- Recomendaciones para CPI.....	37
7.5.- Caudal y Presión de Inyección.	38
7.6.- Distribución de la permeabilidad.....	39
7.7.- MOVILIDAD.	41
7.8.- Saturación y permeabilidades relativas.	43
7.9.- Eficiencia volumétrica.....	44
8.- VOLUMEN RECUPERABLE DE PETROLEO POR INYECCION DE AGUA.	44
8.1.- Calculo de Sor.	46
8.2.- Fill Up y tiempo de llenado.	48
9.- CURVA CARACTERÍSTICA DE PRODUCCIÓN POR SECUNDARIA.....	49
10.- INSTALACION DE SUPERFICIE.....	50
10.1.- Capacidad Instalada.....	51
10.2.- Ampliación de la batería a PIAS.	52
10.3- Manifolds y cañería.	54
11.- CALIDAD DE AGUA.	54
12.- PERFORACION Y TERMINACION.	55
12.1.- Curva de avance.	55
12.2.- Programa de perforación.....	56
12.3.- Terminación/Completación.....	57
13.- ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO.....	59
13.1.- Inversión inicial.....	60
13.2.- Lifting Cost	62
13.3.- Valor del petróleo Escalante.....	63
Costos fijos y variables.....	64
13.4.- Valor actual Neto VAN.	66
13.5.- Tasa Interna de Retorno.....	66
13.6.- Tasa de Corte.	67



PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

13.7.- Análisis de sensibilidad del VAN y TIR.	68
14.- Gestión del Proyecto.....	69
15.- CONCLUSIÓN.....	69
16.- BIBLIOGRAFIA.....	69

OBJETIVOS.

Este trabajo tiene como objetivo, la evaluación y desarrollo de las reservas presentes en la Fm. Comodoro Rivadavia y la Fm. Mina del Carmen del Bloque Granson dentro del área de Manantiales Behr. Aumentando los volúmenes contactados maximizando el factor de recobro de petróleo para el área, mediante la implementación de Waterflooding. Y aumentar las reservas mediante la perforación de pozos nuevos, junto con punzados de nuevas capas en base a las correlaciones de pozos ya existentes con capas productoras de gran potencial.

La propuesta de implementación de Waterflooding pretende evaluar oportunidades de negocio dentro de Granson. Cumpliendo con las normativas ambientales y de seguridad establecidas por los entes reguladores, maximizando la efectividad y eficiencia en los procesos.

1.- INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca madura, en nuestro país contamos con 5 cuencas productoras siendo la Cuenca del Golfo San Jorge una de las más antiguas y prolíferas de la Argentina. Se ubica en la zona sur del país dentro de esta se encuentra el Área de Reserva de Manantiales Behr que cuenta con más de 2350 pozos perforados, donde trabajaremos en el Bloque Granson uno de los bloques con menor actividad debido a la disposición de sus reservorios. Un área que se exploró, obteniéndose resultados favorables en materia de reservas de petróleo y gas. Esta área es operada por la empresa YPF SA desde el año 2001 y que se mantiene en operativa en la actualidad.

2.- Ubicación.

Este proyecto se sitúa en la Patagonia al sur de la Argentina en una de las cuencas productivas de la Argentina. Las cuencas se pueden dividir en productoras y no productoras de hidrocarburos, las cuales debido a los constantes estudios y aplicación de tecnologías podrían ser explotadas en un futuro.

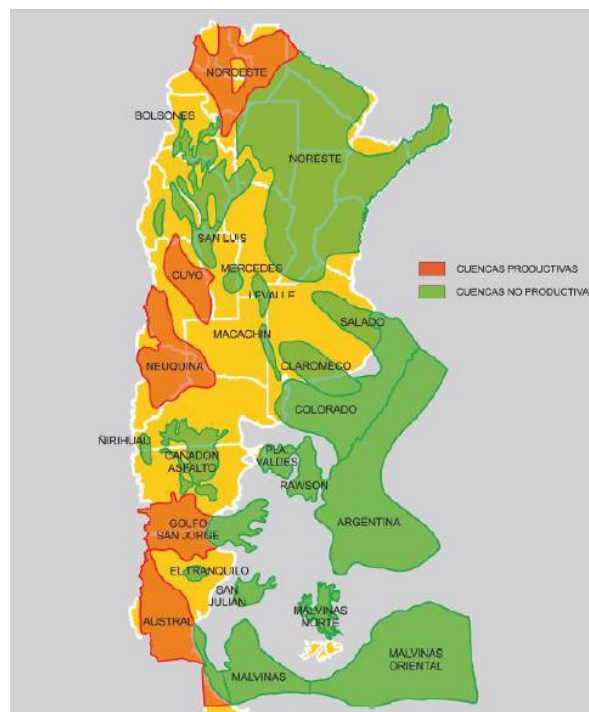


Imagen: cuencas de argentina.

La Cuenca del Golfo San Jorge, la cual comprende el sur de la Provincia de Chubut y el norte de la Provincia de Santa Cruz y cuenta con un tercio de su área en zona marítima.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

En el flanco norte de la cuenca se encuentra el área de reserva Manantiales Behr donde se ubica el Bloque Granson limita al sur y al oeste con el yacimiento Cerro Dragon y al noroeste con los yacimientos de PCN y La Carolina Oeste.

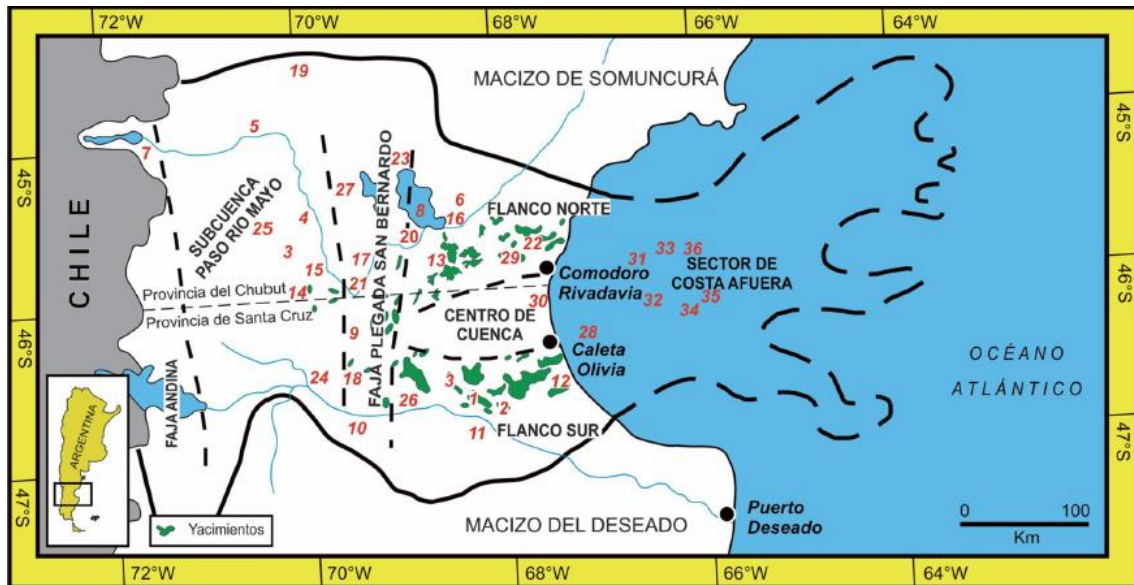


Imagen: Cuenca del Golfo San Jorge.

El área de estudio comprende unos 47km².

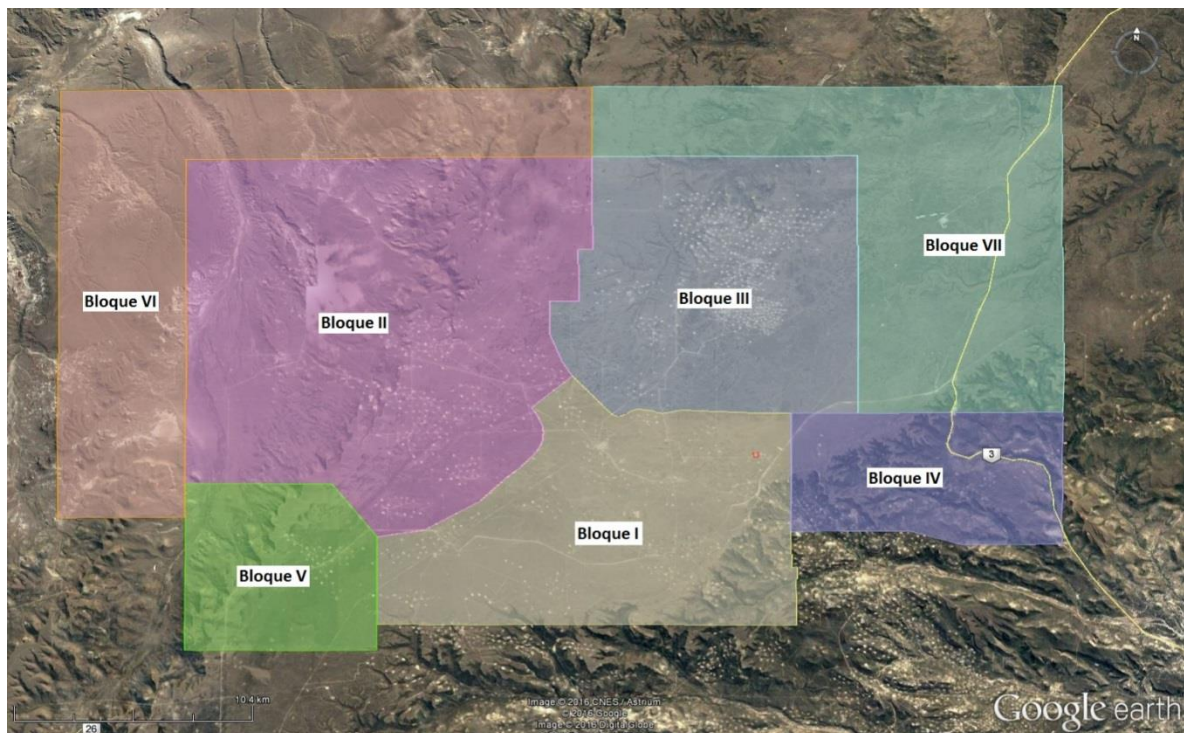


Imagen: área de Granson.

3.- GEOLOGIA.

El objetivo geológico primario, es contactar y drenar reservorios de la base del Complejo III y Complejo IV, que se contactaron en el flanco este y oeste de la estructura, de igual forma e intentar extender el desarrollo hacia la parte central y oeste de la misma.

3.1.- Estratigrafía.

El modelo sedimentológico para los reservorios de interés ha sido interpretado como continental fluvial.

En la columna sedimentaria se reconocen depósitos fluviales mono-canalizados de moderada sinuosidad, en cuerpos amalgamados multilaterales de alta continuidad lateral para la Formación El Trébol.

Respecto a la Formación Comodoro Rivadavia los depósitos fluviales son multicanalizados de baja sinuosidad; también en cuerpos amalgamados multilaterales de alta continuidad lateral. Corresponden a ambientes de alta energía representados por canales tipo braided.

La unidad inferior de interés, Formación Mina El Carmen, se compone de depósitos de origen fluvial mono-canalizado de moderada sinuosidad en cuerpos aislados de limitada continuidad lateral, con extensos explayamientos; es notoria la influencia piroclástica. El paleoambiente se interpreta como fluvial de baja energía con canales de tipo meándrico.

Entre los depósitos de canal se encuentran depósitos arcillosos de origen lacustre y de planicie de inundación.

El modelo sedimentológico del área de estudio responde al modelo regional descrito para la Cuenca del Golfo.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

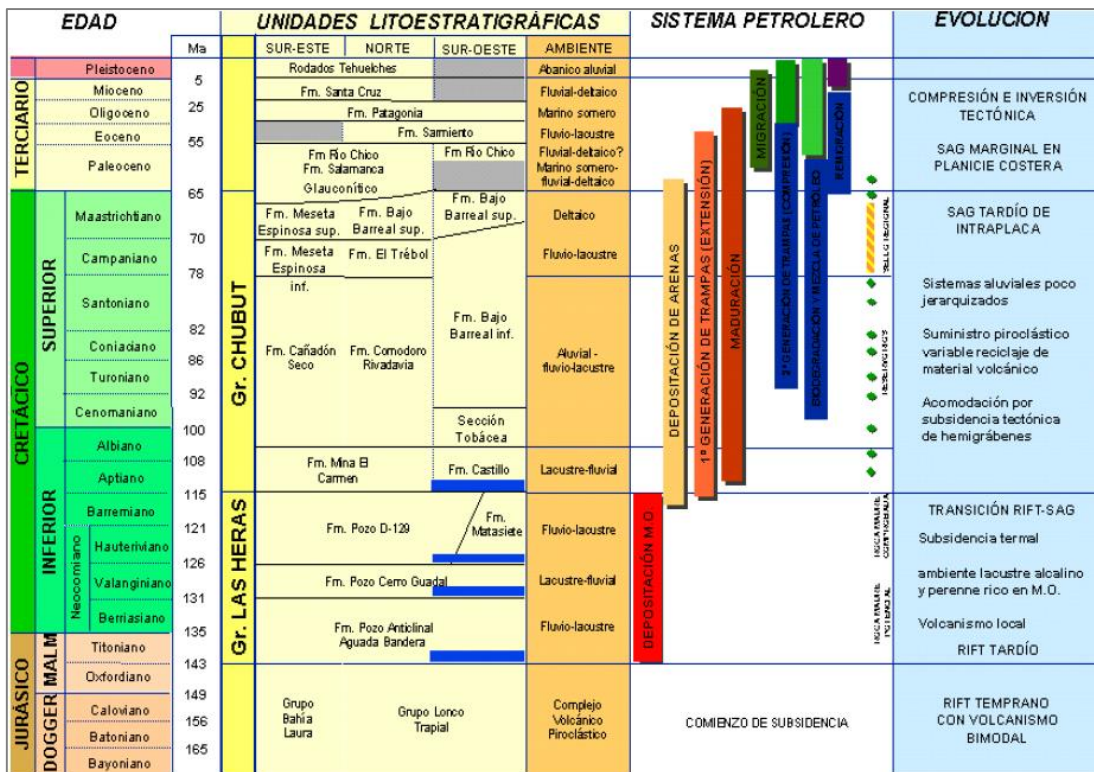


Imagen: columna estratigráfica de la CGSJ.

4.- ALCANCE.

La Cuenca del Golfo San Jorge, es un yacimiento maduro que cuenta con mas de 100 años de producción por explotación primaria, por energía propia de los reservorios. Hoy en día gracias a los avances e implementación de tecnologías como son la recuperación secundaria y terciaria, aun se puede ser explotando de forma rentable. Donde la mayor parte de su producción está asociada a la recuperación secundaria (waterflooding). Por esto es que este proyecto busca realizar la implementación de este tipo en el bloque Granson un bloque poco explotado en la cual aún no se han realizado proyecto de recuperación mejorada. Con esto se busca maximizar el factor de recobro, logrando alcanzar a extraer hasta un 5 a 8% más petróleo de lo que esperábamos por primaria.

Y por otro lado se busca el desarrollo de reservas del Complejo III y IV para el bloque mediante la perforación de nuevos pozos, punzando capas de interés por sus características petrofísicas y explotación por primara

Propuesta:

1. Waterflooding:
2. Apertura de capas nuevas por correlación.
3. Perforación de pozos.

5.- SISTEMA PETROLERO.

La cuenca del Golfo San Jorge presenta una forma de “herradura”, ubicando al yacimiento manantiales Behr en el flanco norte de la cuenca. La roca madre, las rocas reservorios, los sellos, vías de migración y trampas, se encuentran comprendidas en grupo Chubut (Chubutiano). En este grupo encontramos las formaciones Pozo D-129, Mina del Carmen, Comodoro Rivadavia y El Trébol.

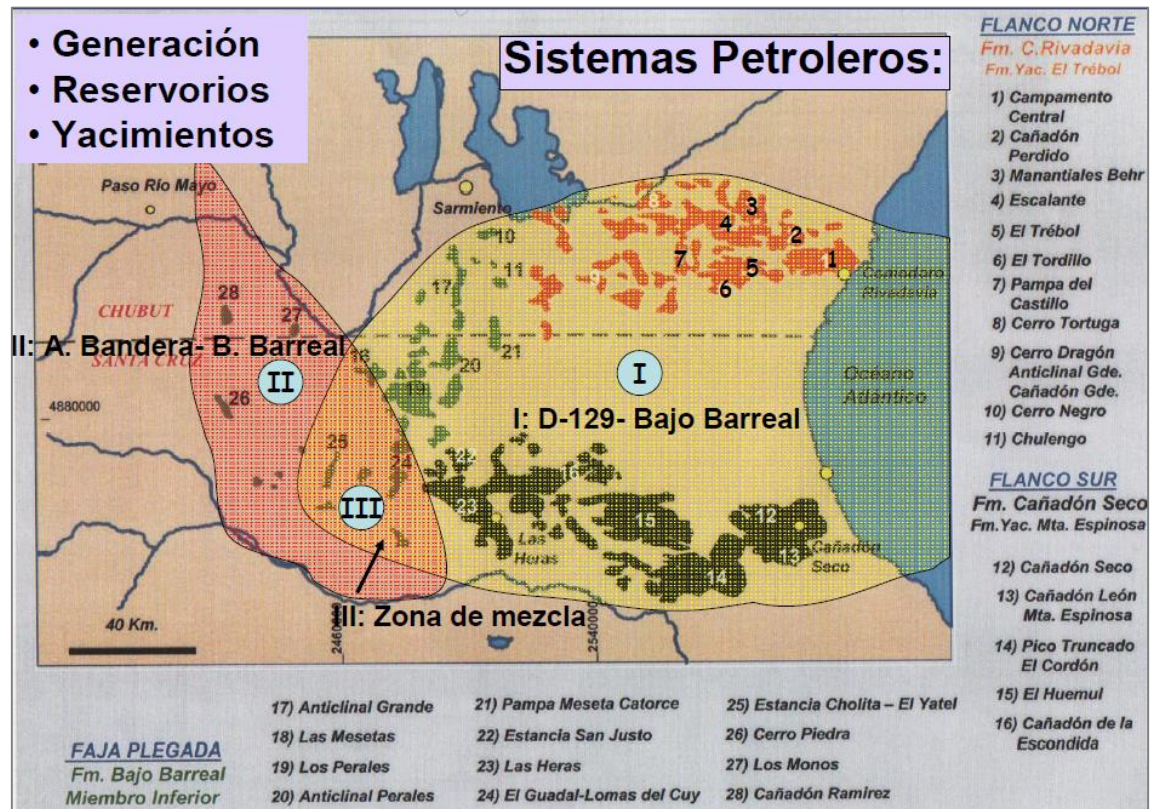


Imagen: zonas productivas de la CGSJ.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

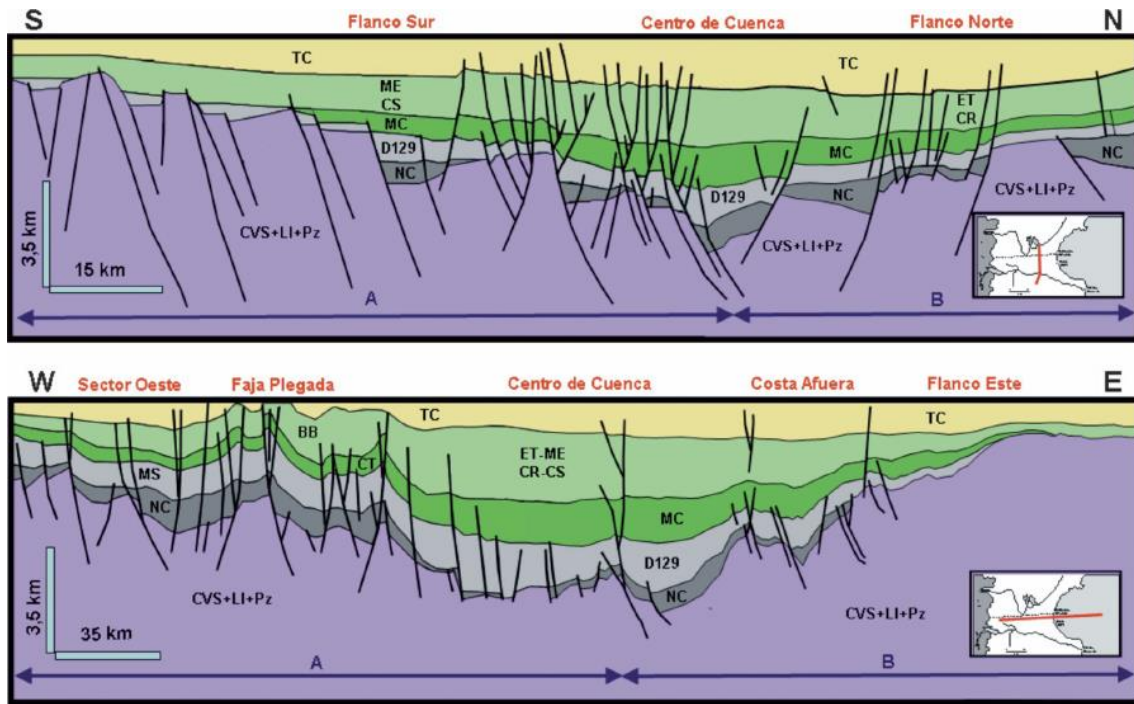


Imagen: fallamientos de la CGSJ.

5.1- Roca Madre / Roca Generadora.

La roca madre por excelencia de la CGSJ (Cuenca del Golfo San Jorge), es la formación denominada Pozo D-129. Perteneciente al grupo Chubutiano. Las pelitas lacustres de esta formación, son las que constituyen la roca generadora. Presentando un buen desarrollo areal y espesores que superan el centenar de metros. Con un COT (Carbono Orgánico Total) de alrededor de 3% y materia orgánica algal que se va transformando en terrestre hacia los bordes de la cuenca.

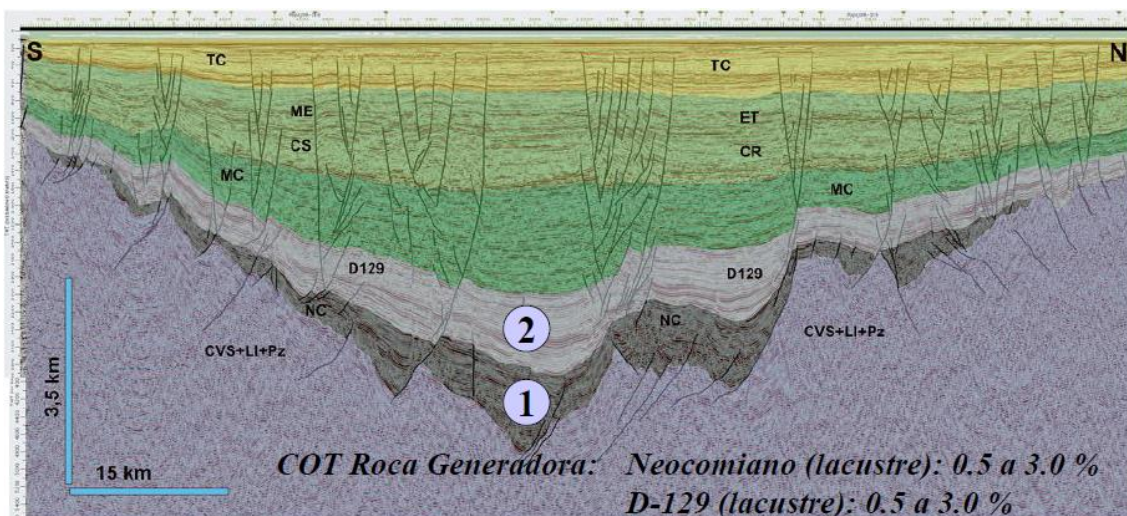


Imagen: formaciones de la CGSJ.

5.2.- Reservorios y Sellos.

Las rocas reservorios, son en general areniscas finas a conglomeradas con matriz arcillosa a arcillo-tobaceas, con porcentaje de cemento generalmente alto.

Los sellos corresponden tanto a facies pelíticas depositadas en ambientes con predominio de procesos de decantación, asociados a planicies de inundación, como a depósitos piroclásticos vinculados a episodios volcánicos más generalizados.

La particular configuración geológica del Flanco Norte hace que los cuerpos arenosos presentes se dispongan en la mayoría de los casos en sentido N-S. Si bien comparten el origen continental fluvial y presentan semejanzas morfológicas, son muy diferentes a nivel textural, composicional y arquitectural.

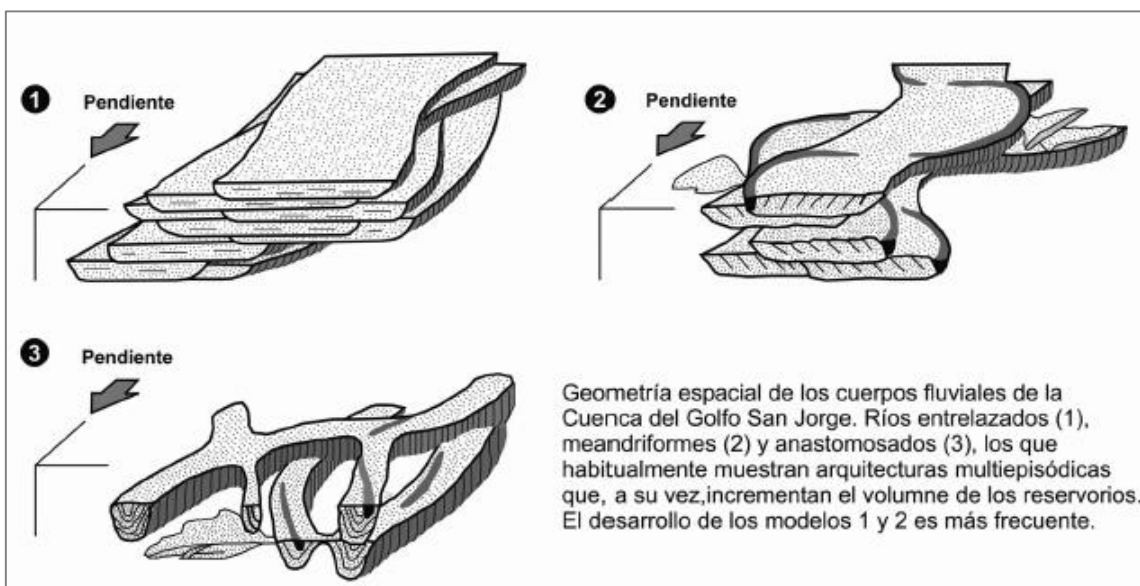


Imagen: geometrías de reservorios en el bloque Granson.

5.3.- Trampas.

El entrapamiento de la zona es mixto. Tanto estructural como estratigráfico. Al tratarse de reservorios multicapa, las capas arcillosas de mayor espesor que separan zonas con distintos cuerpos de arenas estarían separando también zonas con distintos contactos de fluidos y presiones de reservorio. Dentro de estas zonas, los cambios laterales de calidad de arenas estarían también contribuyendo a la compartimentalización de los fluidos.

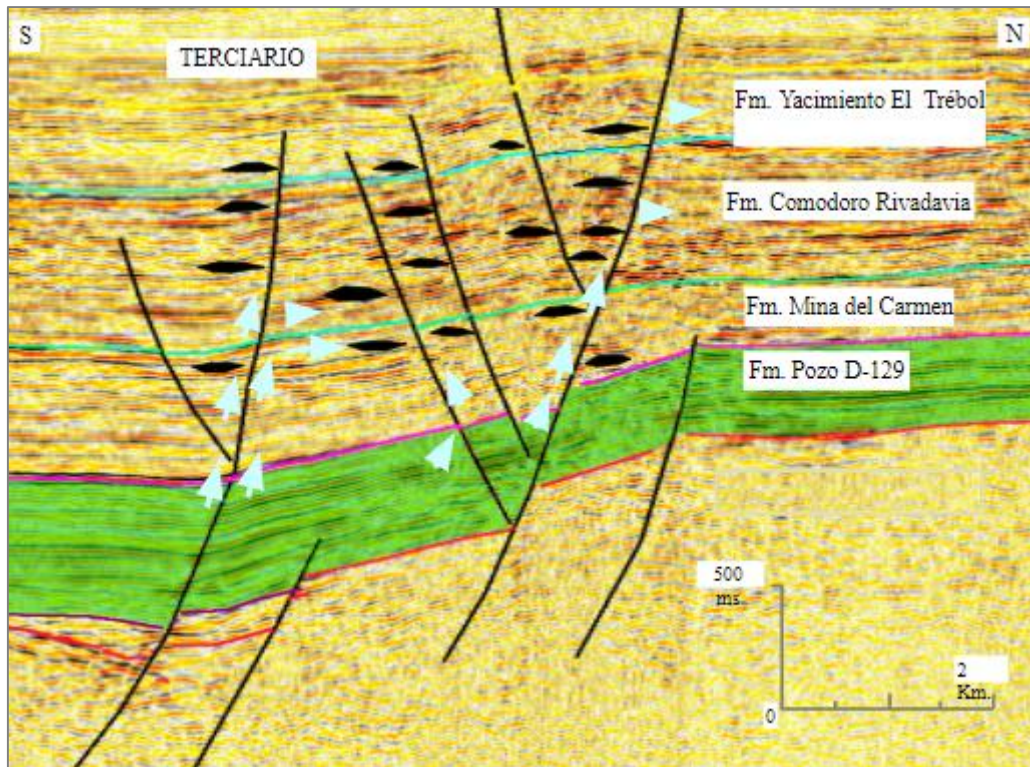


Imagen: modelos de entrapamiento de la zona.

5.4.- Migración.

La migración primaria fue fundamentalmente vertical, a través del fallamiento regional que generó la apertura de la cuenca, a través de planos de discordancias y depósitos arenosos de gran extensión, logrando una migración lateral que justifique la carga de algunos reservorios no vinculados con estas fallas.

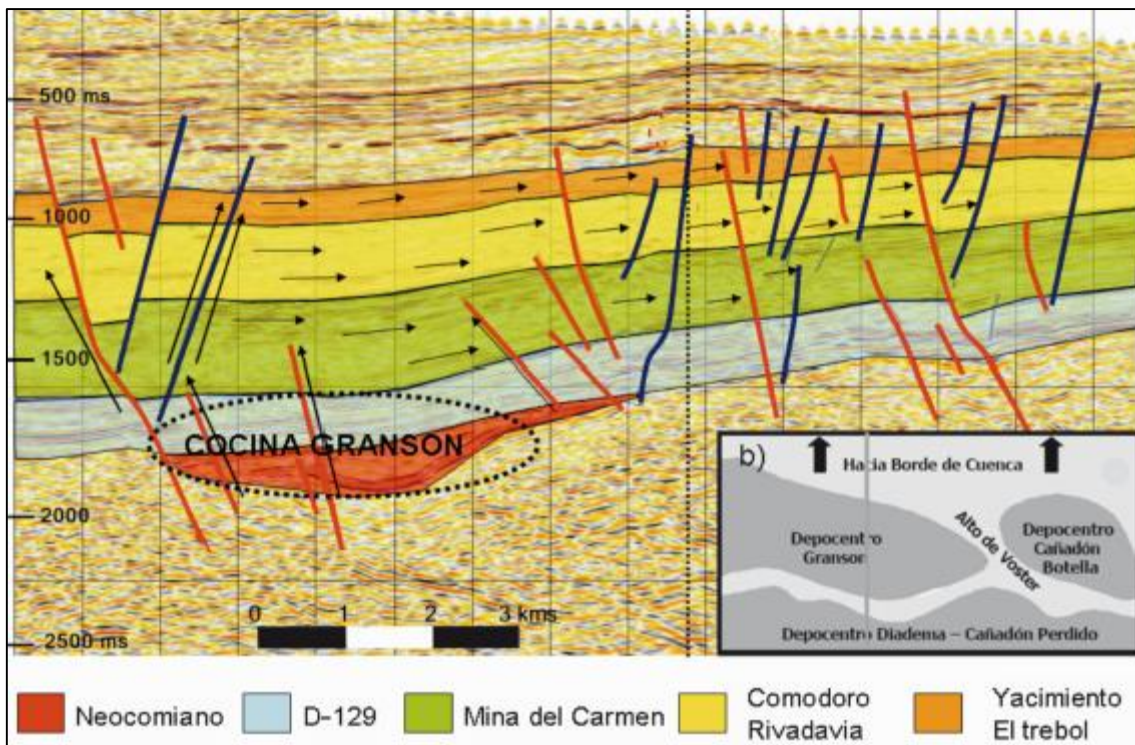


Imagen: sentido de migración del hidrocarburo.

El Bloque Granson es un depocentro con estratigrafía de hemigraben en el Oeste del reservorio Manantiales Behr.

5.5.- SISMICA.

Continuando con el modelado estático del bloque Granson. A continuación, se presentan perfiles sísmicos.

Los principales depósitos sedimentarios de la cuenca corresponden a una secuencia continental cretácica de origen fluvial, fluviodeltaico y lacustre, con participación de material volcaniclástico, denominado Grupo Chubut. En este intervalo sedimentario se localizan los principales reservorios productores de hidrocarburos.

Las estructuras en el área están conformadas por dos sistemas de fallas: regionales con bloque bajo buzando al sur (centro de la cuenca), y contraregionales con rumbo casi paralelo a las anteriores y con bloque bajo buzando hacia el norte. Estos tipos de fallas generan dos tipos de estructuras visibles "Horst" y "Graben".

El sistema de entrapamiento es combinado de tipo estructural-estratigráfico.

En el flanco norte de la cuenca, la migración a través de las fallas es esencialmente vertical y en menor grado lateral por medio de estratos portadores de tipo "carrier beds"

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

en la Fm. Comodoro Rivadavia, a lo largo de superficies de discordancia entre las formaciones. Pozo D-129 y Mina el Carmen y a través de zonas fisuradas alrededor de los planos de fallas.

El llenado de los reservorios fue intermitente, con ciclos de generación-migración, alternados con procesos de alteración de los reservorios cargados.

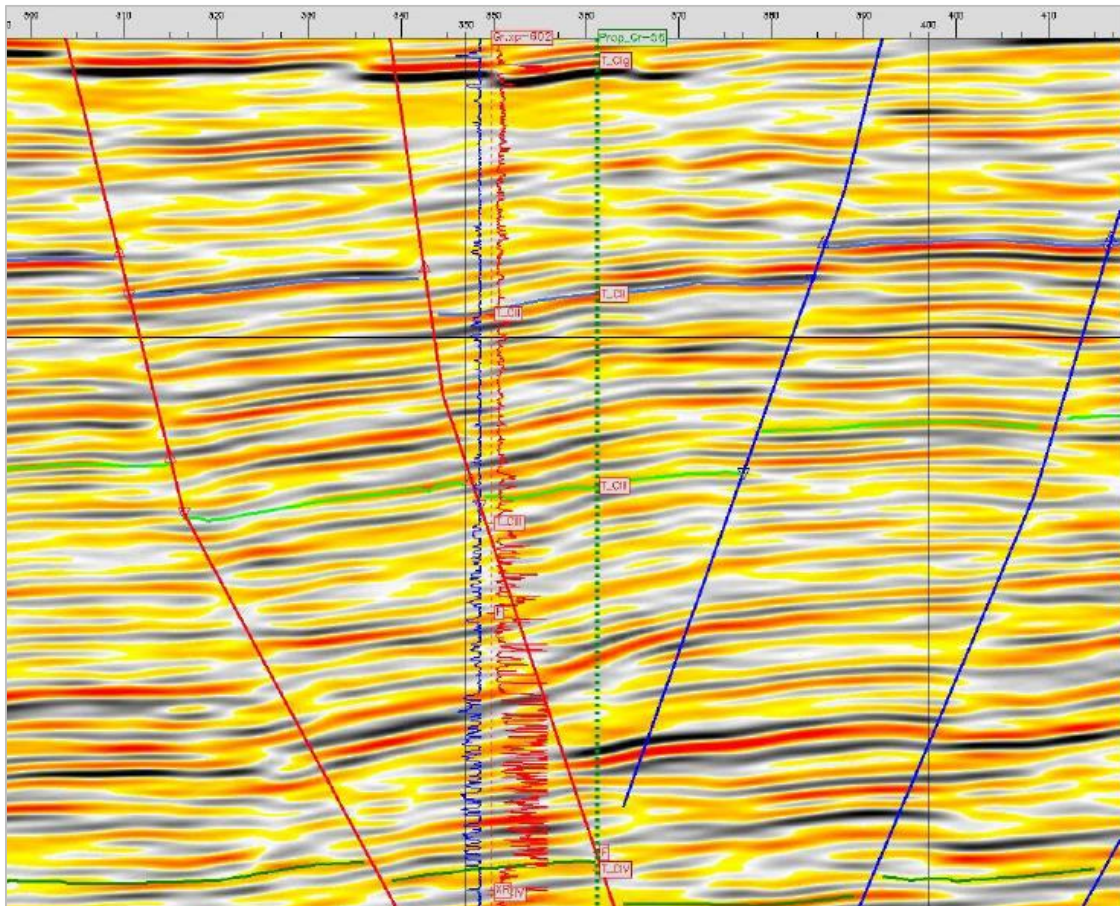


Imagen: corte sísmico indicando buzamiento de fallas principales.

6.- MODELADO DINAMICO

En esta fase del estudio del yacimiento, se definen las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Se cuantifica volúmenes de hidrocarburos in situ. Específicamente este modelo encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos, la determinación de las propiedades P.V.T, el análisis de las permeabilidades relativas, de las presiones capilares, la determinación de los contactos iniciales de fluidos.

El propósito fundamental de un Modelo Dinámico es representar la interacción de la roca y los fluidos del yacimiento y reproducir las características o condiciones de presión, producción e inyección del yacimiento, además, permite el desarrollo de metodologías para comprender de una manera integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso. Con la finalidad de predecir el comportamiento futuro del yacimiento; todo esto en sinergia con el modelado estático.

6.1.- Producción Primaria.

La producción de los pozos de todo el bloque Granson, nos permite tener una perspectiva general de cómo es el comportamiento de los pozos en el área.

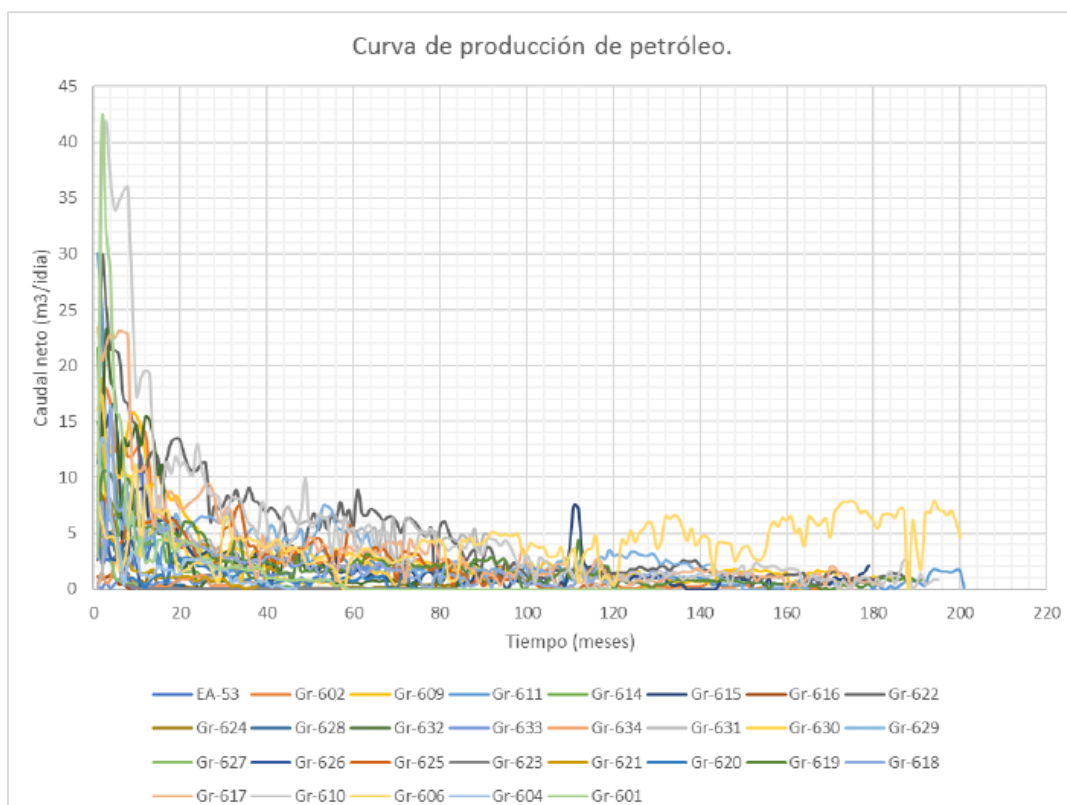


Gráfico de producción de petróleo de todo el bloque Granson.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

La manera de caracterizar la producción de los pozos del bloque es sectorizarlos, de manera que se obtenga una mayor uniformidad y similitud de los valores de producción de petróleo según la ubicación del pozo. A continuación, se observa un mapa topográfico del bloque. En el cual se han designados algunas zonas.

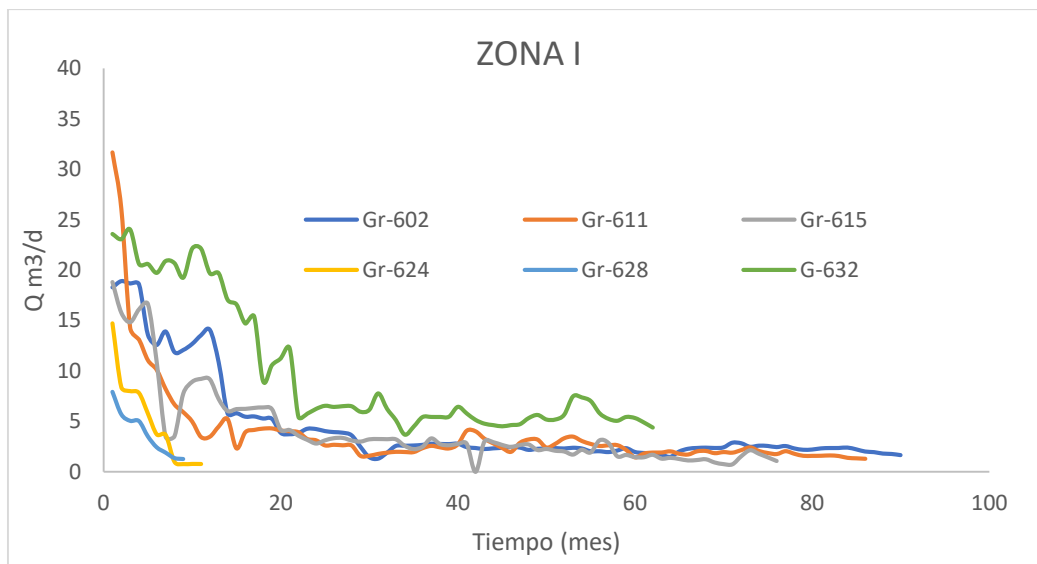
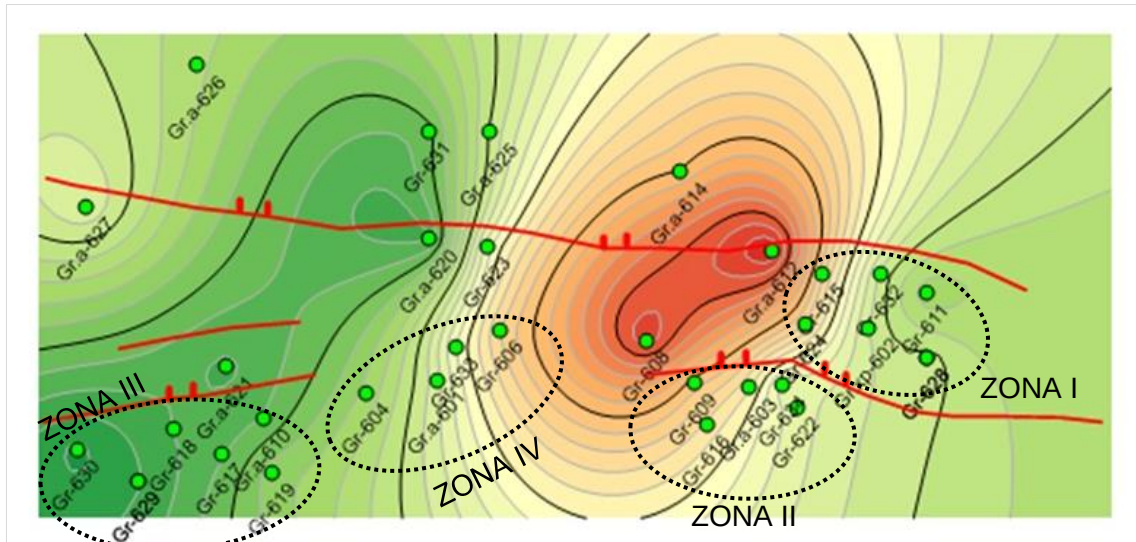


Gráfico de producción de petróleo de pozos zona I.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

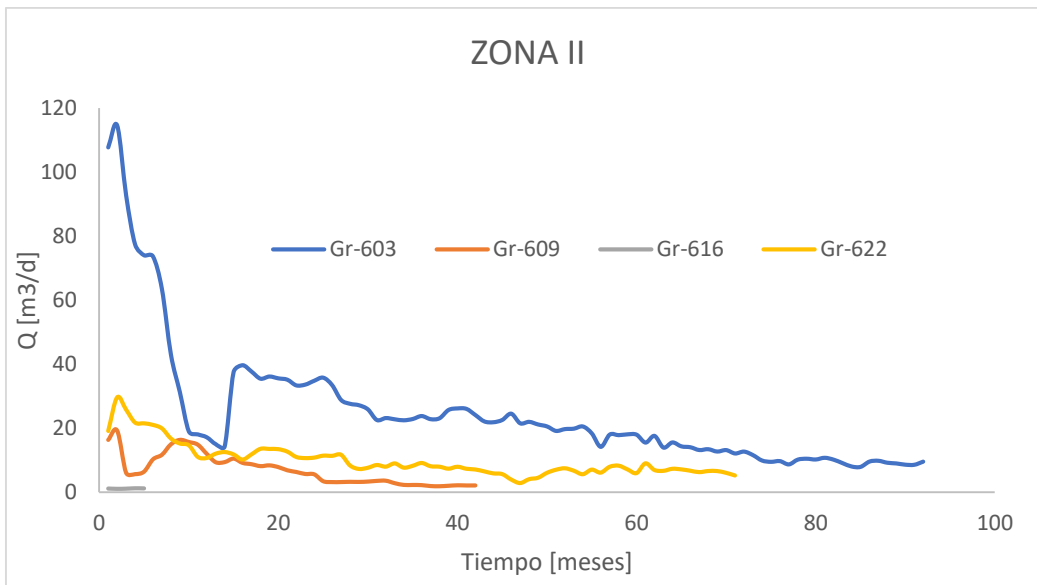


Gráfico de producción de petróleo de pozos zona II.

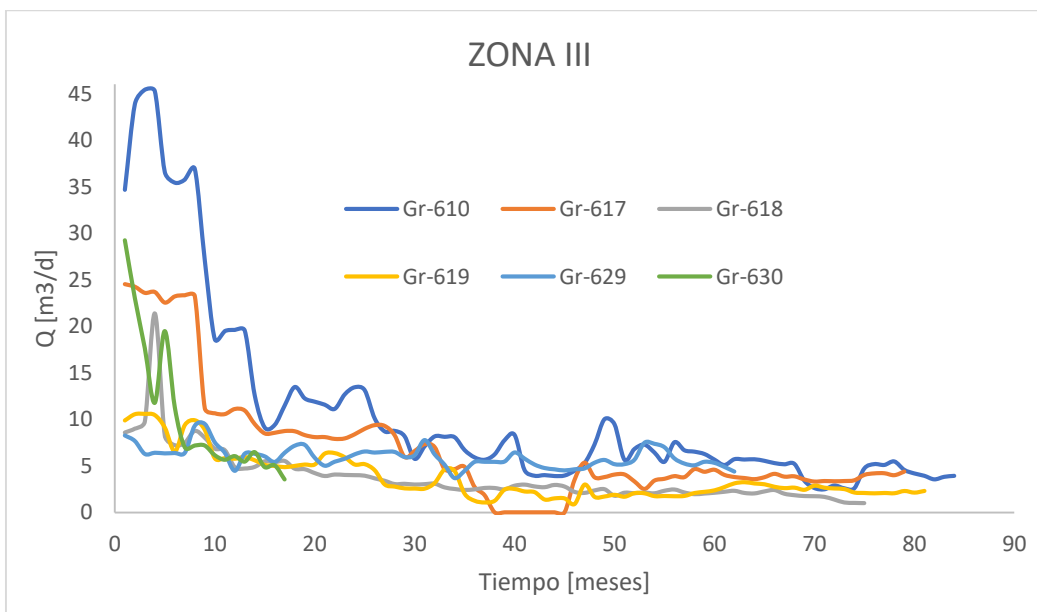


Gráfico de producción de petróleo de pozos zona III.

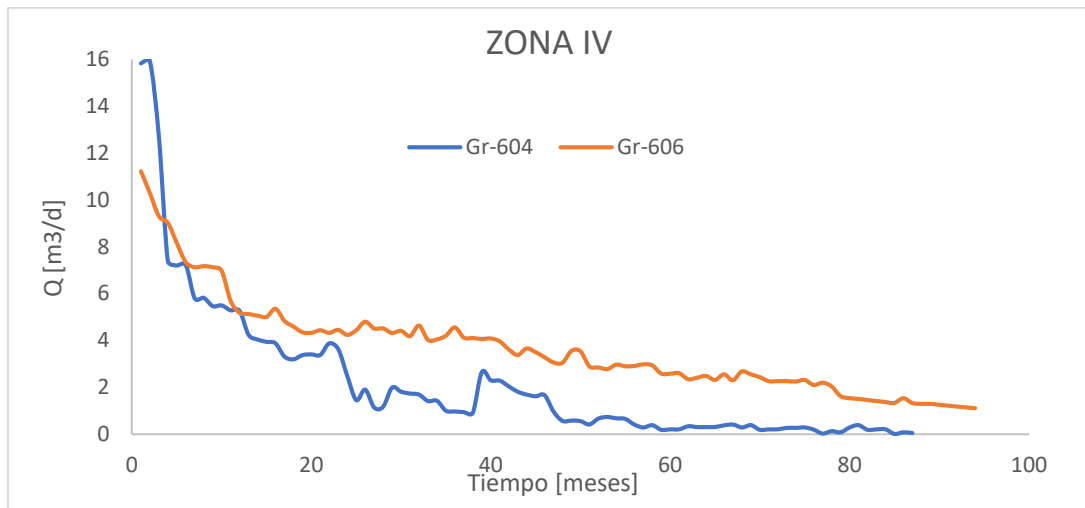


Gráfico de producción de petróleo de pozos zona IV.

6.2.- Declinación.

La gráfica de caudal de petróleo producido versus tiempo puede extrapolarse para obtener una estimación de los caudales de producción futuros mediante métodos de declinación. Además, la declinación de una zona o proyecto permite conocer la producción del pozo tipo que se esperaría obtener si se perforara un pozo nuevo, a esto se debe agregar cierto porcentaje de incertidumbre según la distancia a la cual se vaya a perforar el pozo nuevo respecto de los pozos que ya se encuentran en producción.

Las curvas de declinación buscan representar la relación entre el caudal producido por un pozo petrolífero y el tiempo, por medio de ecuaciones. Las ecuaciones más utilizadas son:

- Exponenciales
- Hiperbólicas
- Armónicas

Por experiencia de años de desarrollo en la CGSJ, se conoce que en su mayoría los pozos declinan en su primer año de manera Hiperbólica, mientras que continúan el resto de su vida útil de manera Exponencial. Si observamos la producción de los pozos de Granson indistintamente de la zona, presentan declinación inicial hiperbólica seguida de la declinación exponencial.

Declinación Hiperbólica: la curva hiperbólica es la más general y engloba a las exponenciales y armónicas como casos particulares.

$$\frac{Q^n}{Q_i^n} = \frac{D}{D_i}$$

D_i = es la velocidad de declinación inicial cuando se produce un Q_i

D = es una velocidad de declinación que es constante

n = exponente constante cuyo valor depende de las características del reservorio; n varia entre [0; 1] aunque para pozos explotados por debajo de su capacidad potencial el exponente puede adquirir valores mayores que la unidad

Declinación Exponencial: al principio de la vida del pozo una curva que se va rectificando a medida que transcurre la vida del mismo quedando una recta (esta parte recta es lo que se conoce como declinación exponencial) D en esta parte de la recta es constante

$$Q = \frac{Q_i}{e^{D \times t}}$$

6.3.- Pozo tipo por Primaria.

El pozo tipo es una forma de estimar cual será el potencial esperado de un nuevo pozo en la zona. La probabilidad de que el pozo nuevo presente un comportamiento similar al del pozo tipo, disminuye con la distancia a medida que se aleja de los pozos ya en producción.

Pozo tipo ZONA I:

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

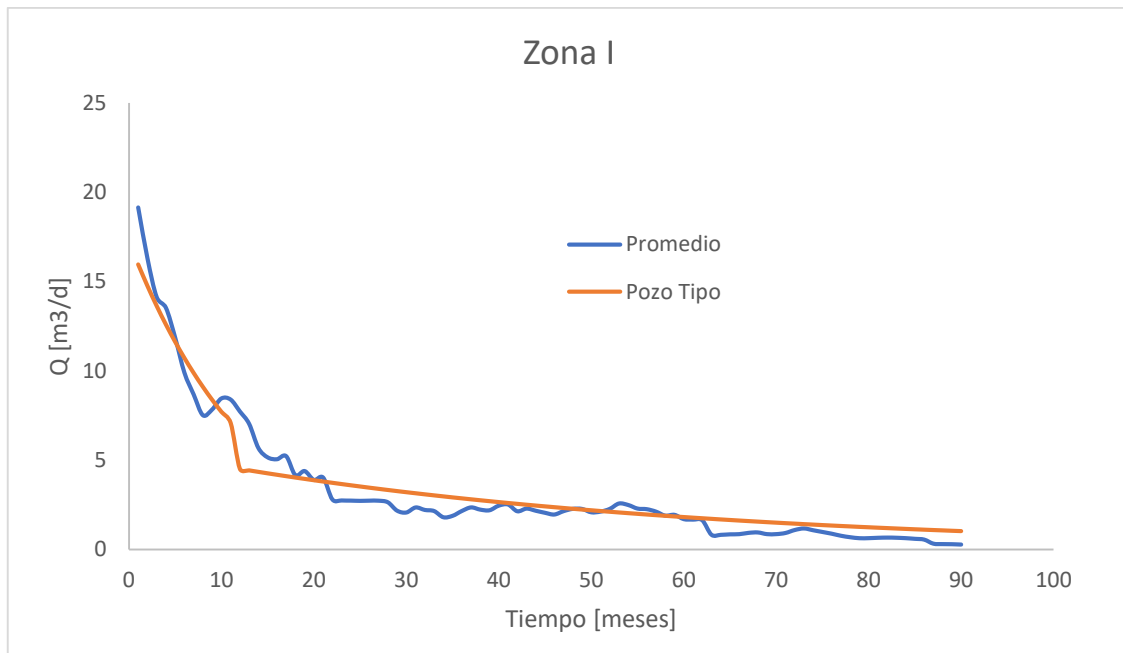


Gráfico: producción de petróleo del pozo tipo de la zona I.

Pozo tipo ZONA II:

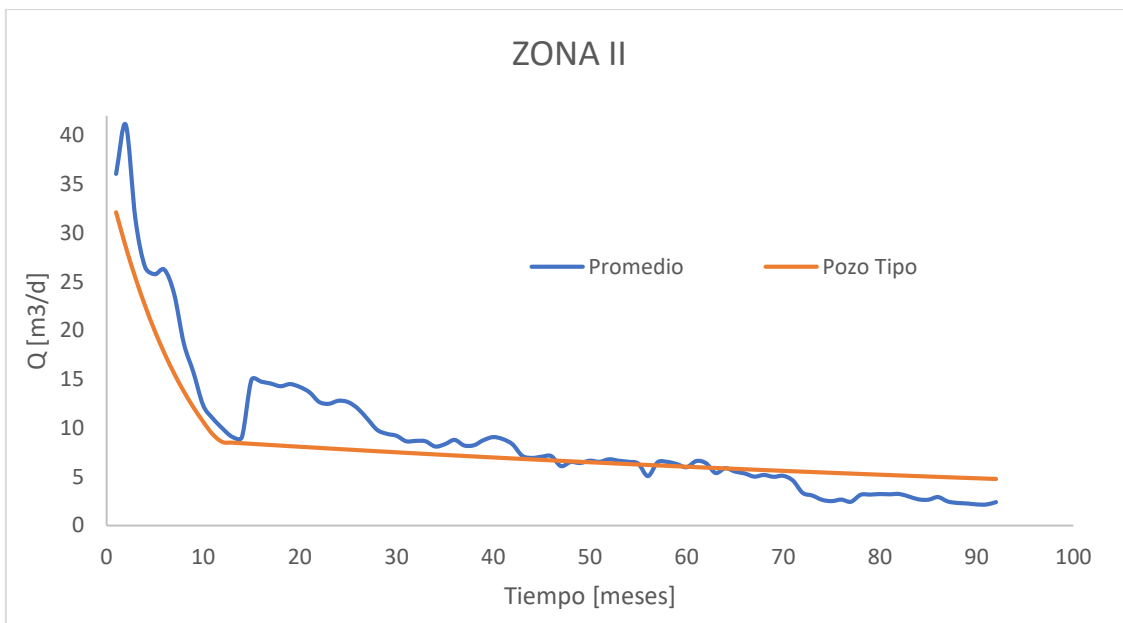


Gráfico: producción de petróleo del pozo tipo de la zona II.

Pozo tipo ZONA III:

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

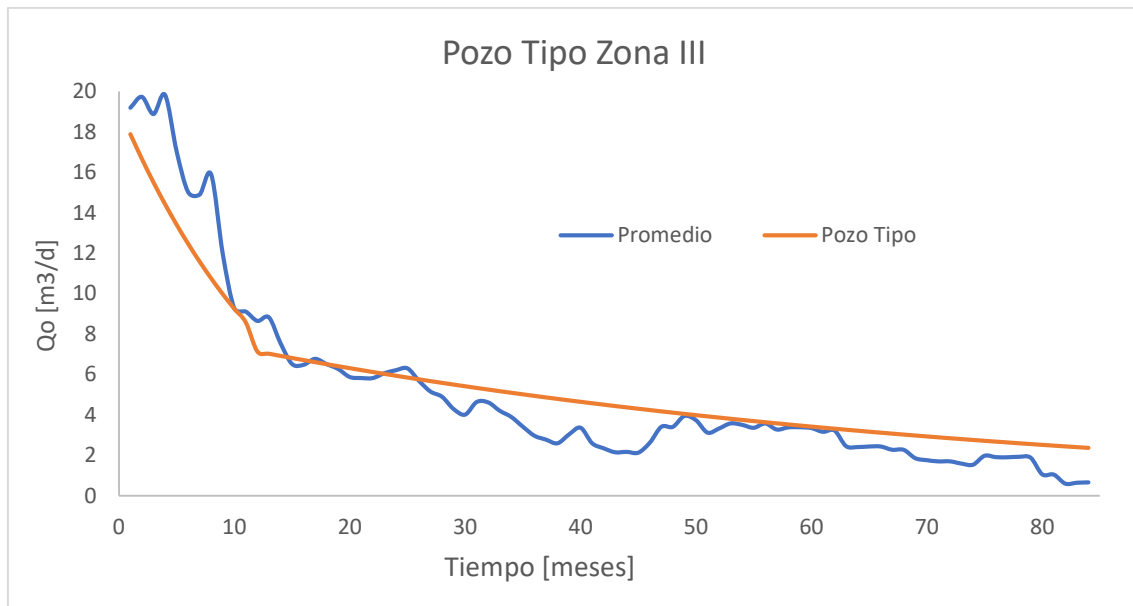


Gráfico: producción de petróleo del pozo tipo de la zona III.

Pozo tipo ZONA IV:

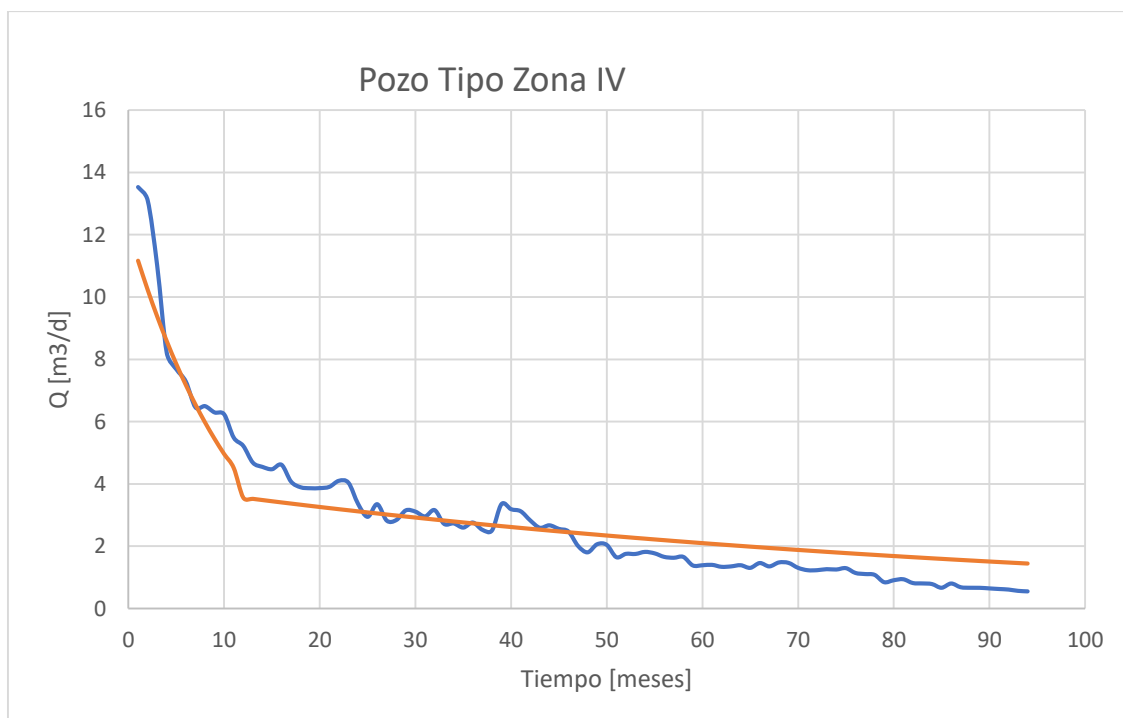


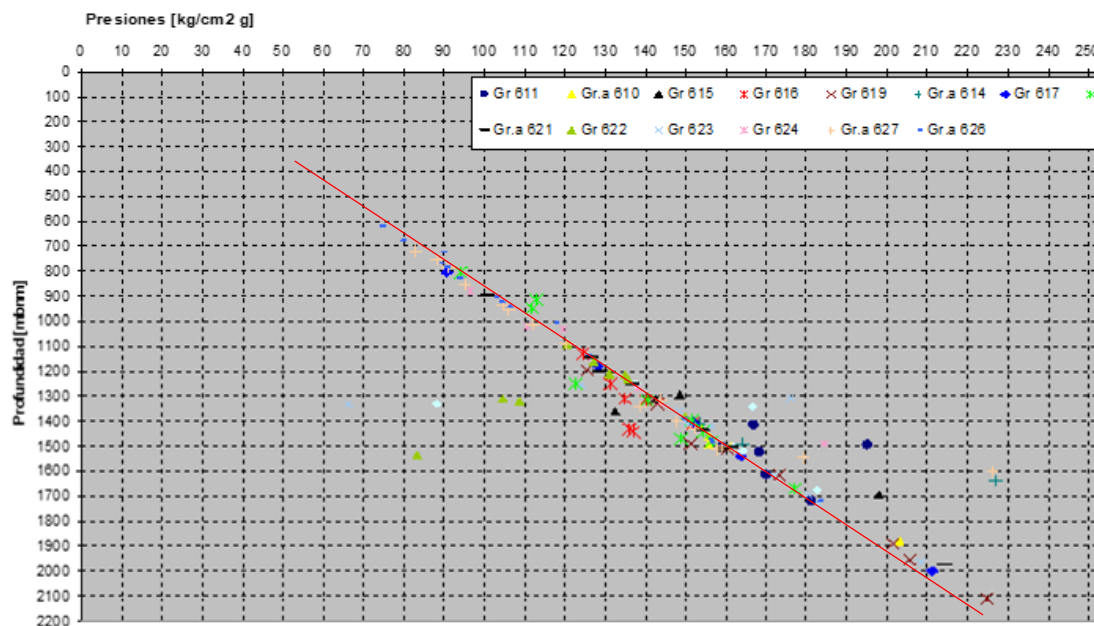
Gráfico: producción de petróleo del pozo tipo de la zona IV.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

6.4.- Presión de Formación.

Esta herramienta mide el gradiente de presión de los fluidos que se encuentran dentro de las formaciones, esto es de mucha utilidad a la hora de ubicar CAP (contactos agua–petróleo) y CPG (contactos petróleo–gas), ya que los fluidos (gas, petróleo y agua) poseen diferentes gradientes de presión.

La herramienta RFT también sirve para combinarse con perfiles de pozos para calibrar contactos más precisos.



La primera conclusión general a la que se arriba a partir de la gráfica de todos los puntos es que el área de Granson cuenta con un gradiente uniforme en toda el área independientemente de los complejos. Este gradiente se lo estimó a partir de la tendencia de los puntos y se lo cuantificó, siendo el valor de **0.096 kg/cm2/mbnm**. Este comportamiento se valida con la zona, dado que los reservorios dentro de Manantiales Behr presentan este tipo de comportamiento.

6.5.- Parámetros PVT.

Los parámetros PVT se determinan en laboratorio mediante técnicas de ensayos aplicados a una muestra representativa de fluido en condiciones de reservorio.

Al tratarse de un bloque que se encuentra dentro de un yacimiento ya conocido, es posible utilizar un archivo estadístico, del cual se obtiene con buena precisión las propiedades de los fluidos presente en los reservorios del bloque Granson.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

INGRESO DE DATOS EN CELDAS AZULES UNICAMENTE

Unidades de Salida	Métrica	L
Presión de Saturación	150	Kg/cm2
Temperatura del Yacimiento	51	° C
Densidad Esp. Petróleo en Superficie	0,894	(agua = 1)
Densidad Esp. Petróleo en Superficie	26,78	° API
Densidad Esp. Gas en Cond. Std.	0,683	(aire = 1)
Viscosidad Petróleo @ Temperatura	1600	cp
	51	° C

- Presión de saturación. Se asume una presión de 150 kg/cm2 en el yacimiento.
- Densidad esperada en superficie en g/cm3. Se obtienen de los esquemas de ensayo.
- Temperatura del reservorio en °C. Se obtiene mediante la correlación de Fariña.
- Viscosidad del petróleo en cP @ T (°C). Se obtiene de ensayos de laboratorio.

De esta manera se obtienen parámetros como Bo, viscosidad y otros.

FACTOR DE VOLUMEN DEL PETROLEO

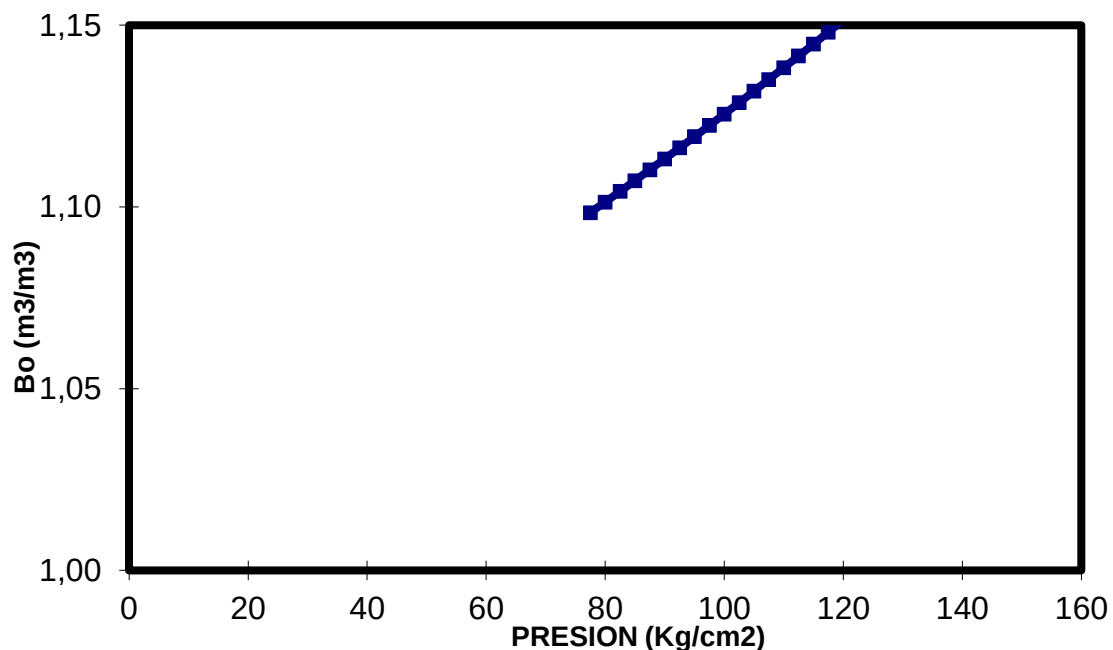


Grafico: factor volumétrico de petróleo.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

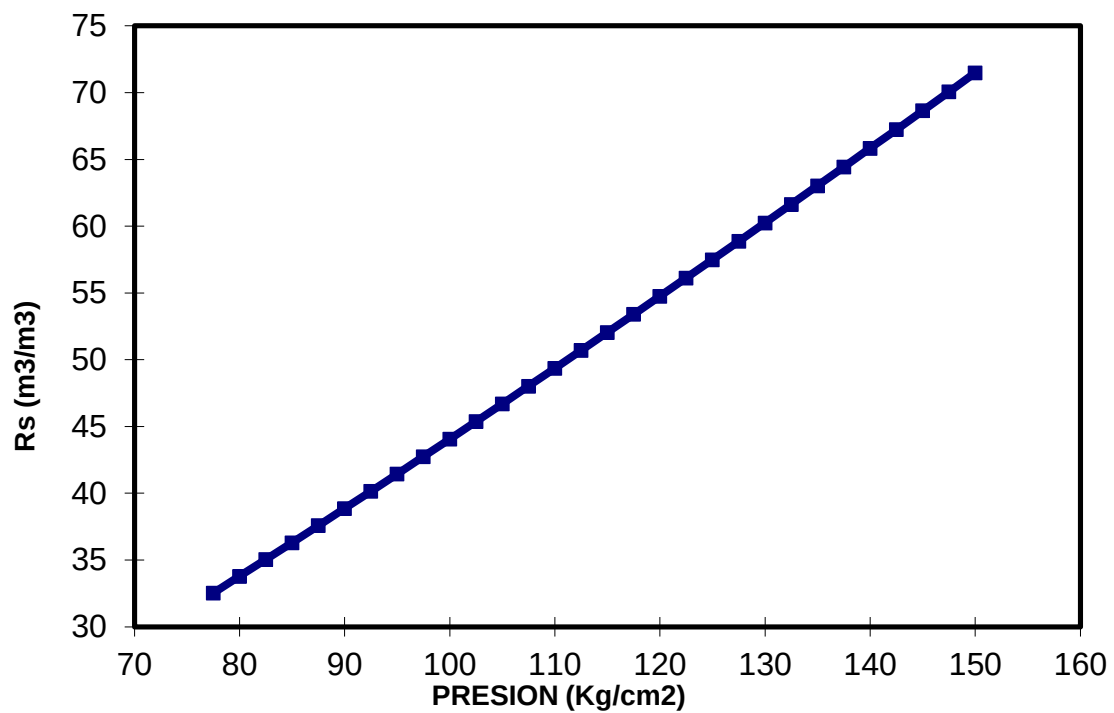


Gráfico: relación de Gas disuelto.

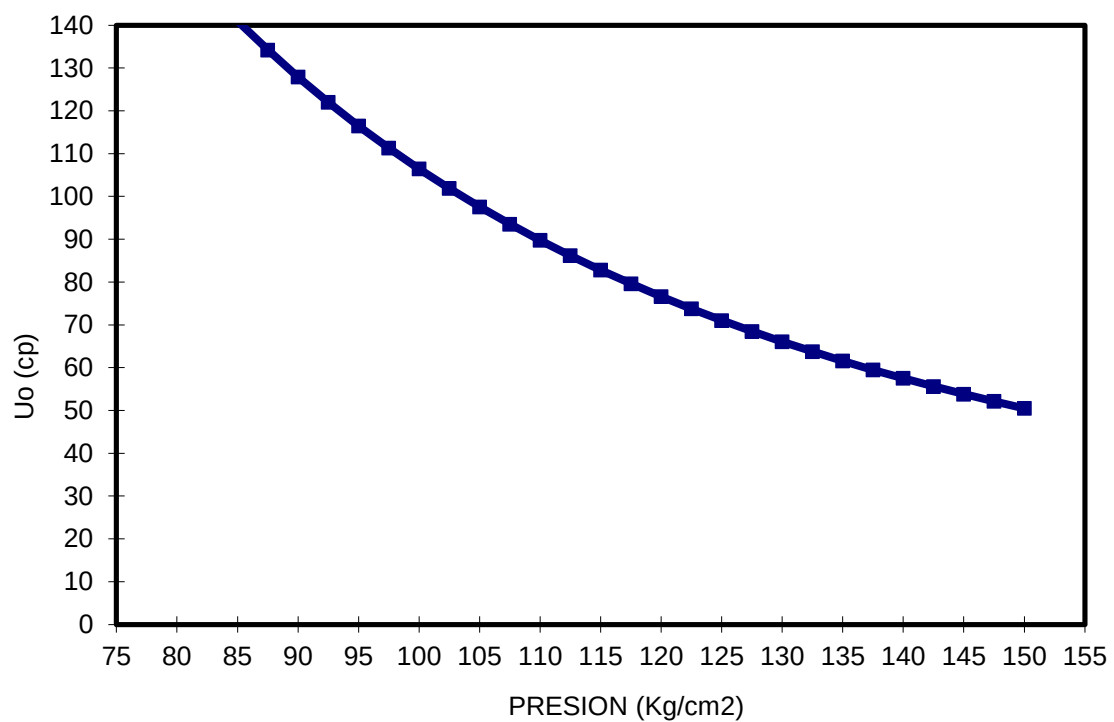


Gráfico: viscosidad del petróleo.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Las correlaciones utilizadas están basadas en los siguientes métodos.

- FACTOR DE VOLUMEN DEL PETROLEO: STANDING
- RELACION GAS-PETROLEO DISUELTO: STANDING
- VISCOSIDAD DEL PETROLEO: BEGGS & ROBINSON
- FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS: DRANCHUK & ABOU-KASSEM
- VISCOSIDAD DEL GAS: LEE, GONZALEZ & EAKIN
- VISCOSIDAD DEL GAS: CARR, KOBAYASHI & BURROWS

6.6.- Elección de Capa a punzar.

El proceso de la elección de una capa para ser punzada depende de cuanto se conozca la zona y con qué información de la formación se cuente. Si partimos de una zona poco conocida, lo más probable es que contemos con un control geológico. Este nos dará la primer información con datos directos de la formación.

Control geológico:

El control geológico de pozo o Mud Logging arroja un registro detallado de un pozo mediante el examen de los recortes de roca traídos a la superficie por el medio de perforación circulante. Recolecta, analiza e interpreta información de interés geológico, así como de ingeniería del pozo.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

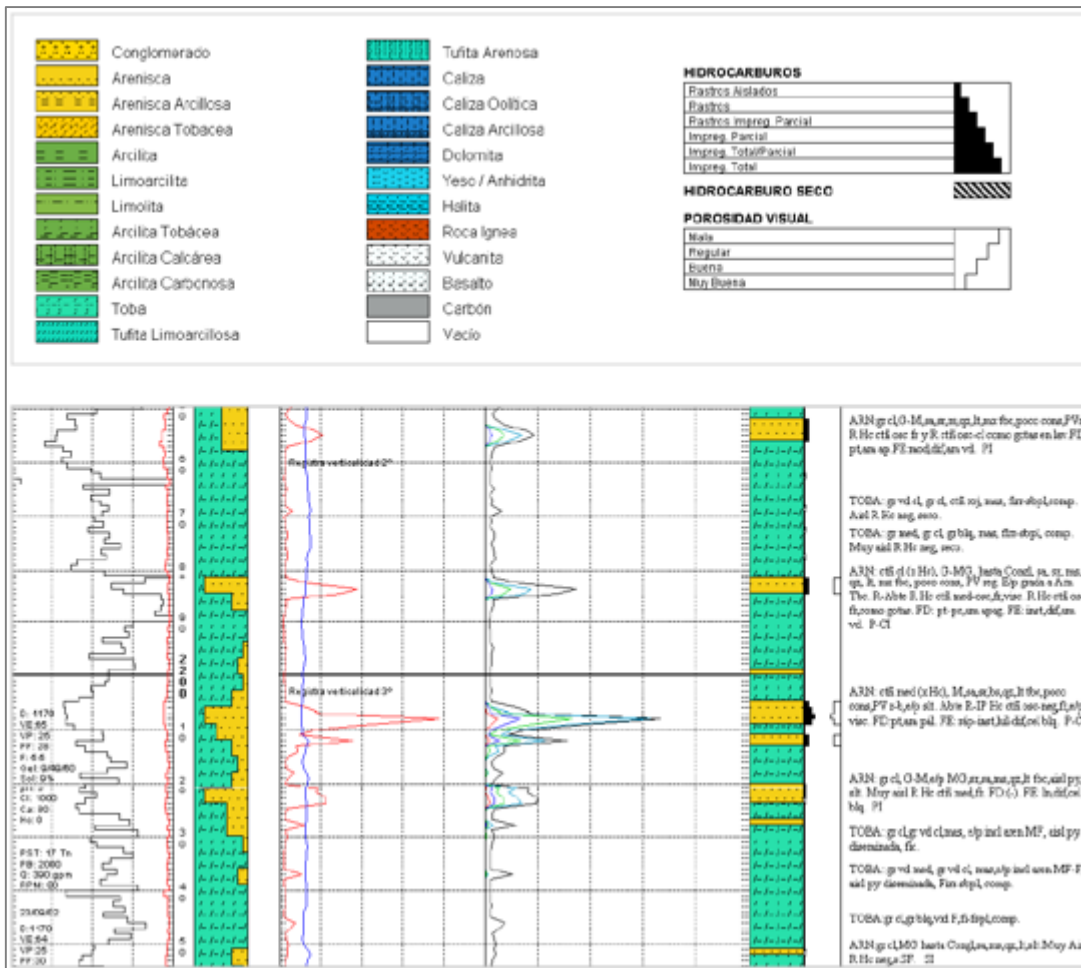


Imagen: control geológico.

Del control geológico se obtiene una categorización de las capas, según:

- SI: sin interés
- CI a PI: cierto a poco interés
- PI: poco interés
- I: interés

6.7.-Perfiles a pozo abierto.

Existe una gran variedad de perfiles que se ajusta a necesidad del proyecto. Los perfiles ofrecen información del reservorio. Los perfiles se pueden clasificar de diferentes maneras. A continuación, se presentan algunos de los perfiles realizados en el bloque Granson.

- Litología: el estudio litológico se realiza mediante perfiles de tipo SP (potencial espontaneo) y GR (gamma ray). Los cuales permiten discriminar las arenas que pudiesen contener hidrocarburos.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

- Fluidos del reservorio: una vez que se han discriminado las arenas de las arcillas, con el perfil de resistividad podemos distinguir las arenas que pudiesen contener hidrocarburos.
- Porosidad: la porosidad se puede obtener mediante varios perfiles. Como el Sonico, Densidad y Neutrón. Con los cuales además podemos correlacionar y obtener información extra. Otro perfil que no es tan común en pozos de desarrollo es el RMN que nos ofrece mayor información.

6.8.- Prorrrateo de producción.

El prorrrateo de producción nos permite conocer cuál es el potencial del pozo y ajustar los valores de productividad del pozo. Con los cuales se puede realizar un diseño de la instalación que se usara en el pozo.

Ensayos a punzados:

En la etapa de completación o terminación del pozo se realizan los ensayos a los punzados. Aquí sabremos la relación de fluidos que aportara la capa a la producción total del pozo.

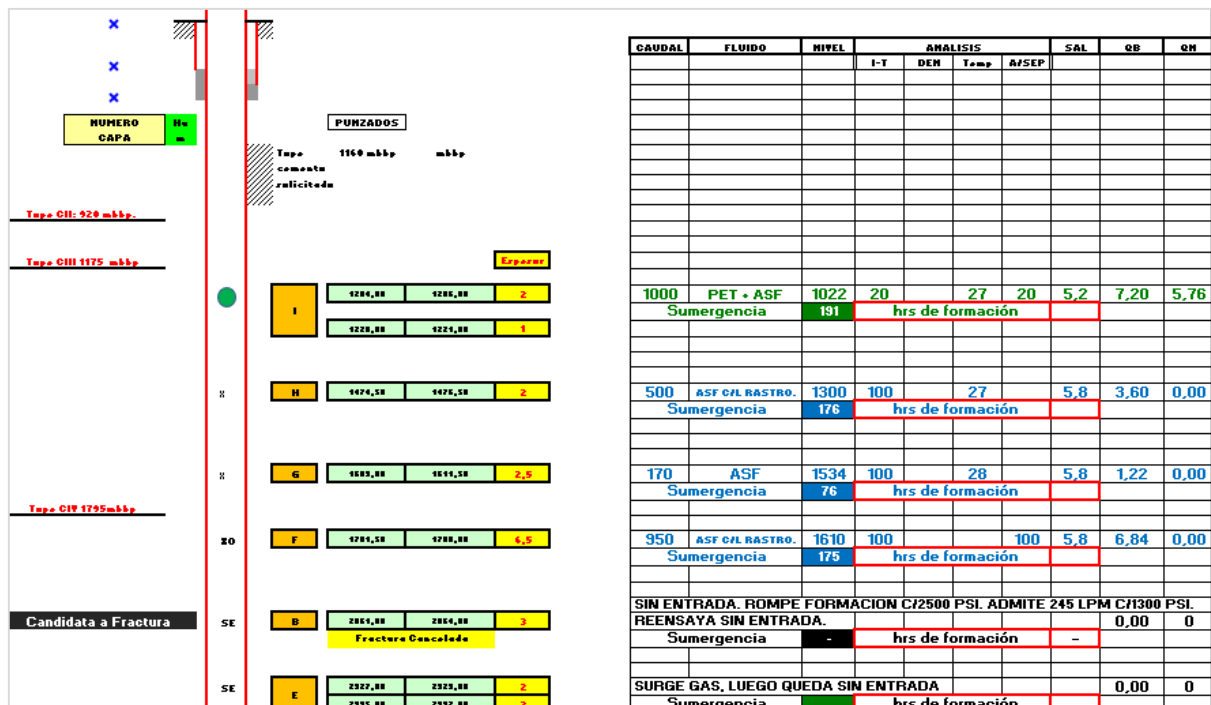


Imagen: esquema de terminación con los resultados de ensayos por capa.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Índice de Productividad J:

El índice de productividad es un indicador de la capacidad o habilidad de la capa (reservorio) de producir fluido. Se expresa como la relación entre el caudal “Q” y la caída de presión del reservorio. Para el prorratio asumimos flujo Darcy. Es decir que la presión dinámica “Pwf” es mayor que la presión de burbuja del hidrocarburo.

El índice de productividad representa una recta y se representa con la siguiente ecuación.

$$J = \frac{Q}{\bar{P} - P_{wf}}$$

- J: índice de producción
- Q: caudal
- $\bar{P}$: presión estática
- P_{wf} : presión dinámica

6.9.- OOIP (Original Oil In Place).

Es el volumen de hidrocarburos en condiciones de reservorio. Y se calcula con la siguiente ecuación.

$$OOIP = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_o}$$

Donde:

- A: área
- h: espesor de la capa
- ϕ : porosidad efectiva
- S_w : saturación de agua
- B_o : factor de volumen de petróleo

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

El área se estima como un círculo con un radio de drenaje de 150m. Mientras que el espesor de la capa se utiliza el perfil de resistividad. El factor volumétrico o de volumen de petróleo ya hemos visto anteriormente como obtenerlo. Por último, para el cálculo del OOIP de la capa es necesario conocer la saturación de agua, esto se realiza mediante la ecuación de Archie.

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Donde:

S_w = saturación de agua de una zona no invadida

R_w = resistividad de agua de formación a temperatura de formación

R_t = resistividad de formación verdadera (ej., inducción profunda o laterolog profundo corregido por invasión)

ϕ = porosidad

a = factor de tortuosidad

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

6.10.- Reservas.

Debemos saber que las reservas se definen como la fracción de hidrocarburos que es posible extraer de manera rentable. Por lo tanto, al OOIP se aplica un factor de recobro. Por lo general en la CGSJ se estima un factor de recobro “Fr” por primaria de 15%.

Pozo	Np actual [m3]	Np remanente [m3]	EUR [m3]
PGr-601	19305	0	19305
PGr.xp-602	11499	1024	12523
PGr-603	70403	31079	101482
PGr-604	3060	0	3060
PGr-606	10745	0	10745
PGr-609	9545	5637	15182
PGr-610	24467	5715	30182
PGr-614	4760	1	4761
PGr-620	3129	1	3130
PGr-621	1335	0	1335

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

PGr-625	8939	1520	10459
PGr-626	2371	0	2371
PGr-627	460	0	460
PGr-611	9611	529	10140
PGr-615	8975	0	8975
PGr-616	192	0	192
PGr-617	15575	6710	22285
PGr-618	7731	1	7732
PGr-619	8875	2546	11421
PGr-622	20342	16979	37321
PGr-623	16839	0	16839
PGr-624	1437	1	1438
PGr-628	974	0	974
PGr-629	10649	6710	17359
PGr-630	5319,2	5044	10364
PGr-631	3303	3174	6477
PGr-632	10649	5286	15935
PGr-633	3388	0	3388
PGr-634	445	0	445

6.11.- Declinación de Bloque Granson.

Para un análisis más intuitivo, se presenta a continuación el grafico de declinación de Granson por primaria en correlación con la acumulada “Np” del bloque.

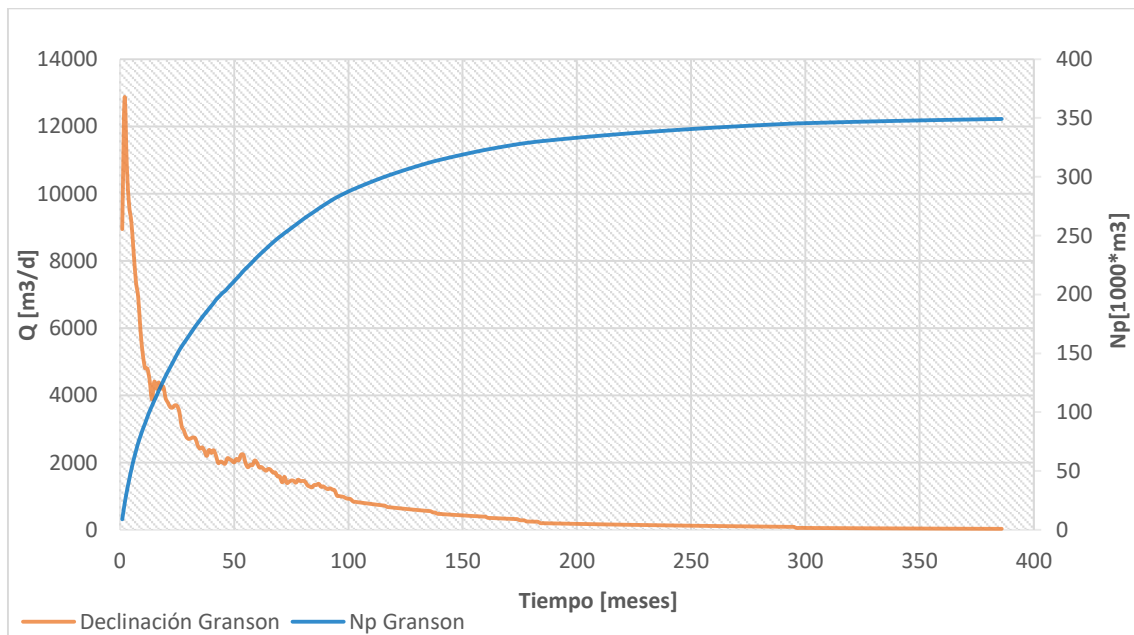


Gráfico: Declinación y Np del bloque Granson.

En base al análisis de reservas, se observa que el bloque por primaria tiene un valor de N_p actual de 300000 m^3 aproximadamente. Esto ubica en el mes 120 de explotación del bloque. A partir de punto el proyecto comienza a presentar una curva de acumulada asintótica. Siendo este un buen punto de inicio para un proyecto de recuperación secundaria.

7.- PROPUESTA.

En esta sección se presentan las propuestas evaluadas que permitirán aumentar y desarrollar las reservas del bloque Granson, implementando tecnologías conocidas y que han tenido muy buenos resultados a lo largo de la historia en los reservorios de la cuenca del Golfo San Joeg.

Para lograr lo mencionado anteriormente es necesario de inversiones denominadas CAPEX (capital expenditure) ya que buscan incorporar valor al proyecto aumentando las reservas probadas y desarrolladas.

La principal propuesta la aplicación de recuperación por secundaria, este método de recuperación hace referencia a la inyección de agua salada de formación, para esto es necesario el acondicionamiento de las instalaciones desde la batería, las líneas de conducción las cuales deben soportar mayores presiones, satélites de inyección y por último la adecuación de las instalaciones del pozo.

Por otro lado, la perforación de pozos productores, con esto se logra aumentar el área de desarrollo ya que se estaría alcanzando volúmenes no contactados con anterioridad. Y por último, el punzado de capas de pozos en producción que se logró visualizar el WOC estructura abajo en otros pozos.

7.1.- Recuperación Secundaria.

El método de recuperación secundaria consiste en inyectar agua salada de formación desde un pozo inyector a uno o varios pozos productores. Con esto se busca desplazar parte del petróleo que no pudo ser extraído por métodos de recuperación primaria. Se puede perforar un pozo con el objetivo de ser inyector, aunque por lo general se realiza una CPI (conversión de pozo productor a inyector). Se de tener en cuenta que un pozo que no fue un buen productor, por lo general no será un buen inyector.

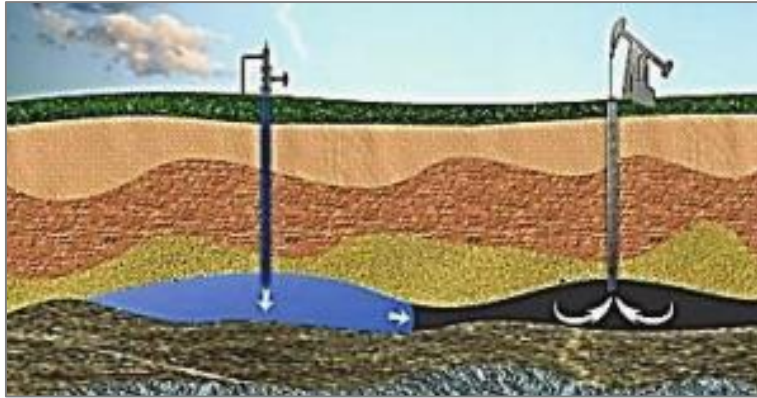
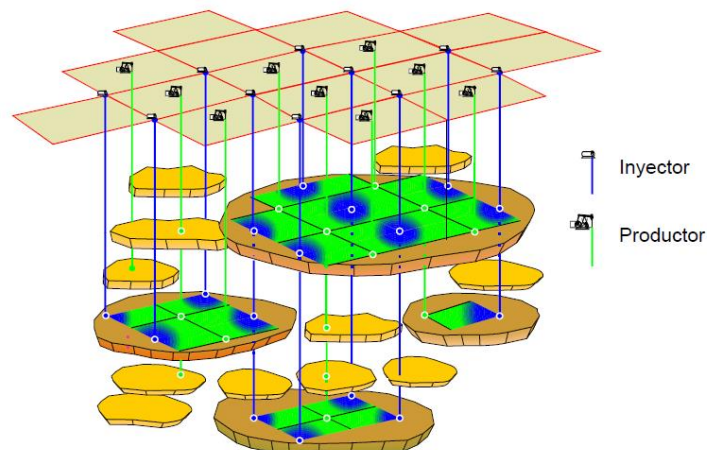


Imagen: pozo inyector y pozo productor.

La recuperación secundaria aporta energía al reservorio y permite aumentar la producción. No todas las arenas en producción tienen suficiente extensión areal mineralizada para justificar su puesta en inyección.



Esquema: arreglo de pozos productores e inyectores.

7.2.- Selección de pozos para CPI.

Se seleccionaron tres zonas para la implementación de recuperación secundaria debido a los buenos prospectos presentados por primaria. Lo primero que se realizó fue una correlación de perfiles entre pozos de la misma zona. Para la elección de capas se consideró un cut off de corte de agua menor al 60% y una buena distribución de permeabilidad.

ZONA I	Gr.xp-602
--------	-----------

	Gr-611
	Gr-615
	Gr-624
	Gr-628
	Gr-632
ZONA II	Gr-603
	Gr-609
	Gr-616
	Gr-622
	Gr-634
ZONA III	Gr-610
	Gr-617
	Gr-618
	Gr-619
	Gr-629
	Gr-630

7.3.- Pozos propuestos para CPI.

Para las zonas I, II y III se proponen en total cuatro pozos inyectoros. Además, si se observa en las siguientes imágenes se identifican unas cruces amarillas que indican los pozos nuevos que serán perforados en cada zona.

Zona I:

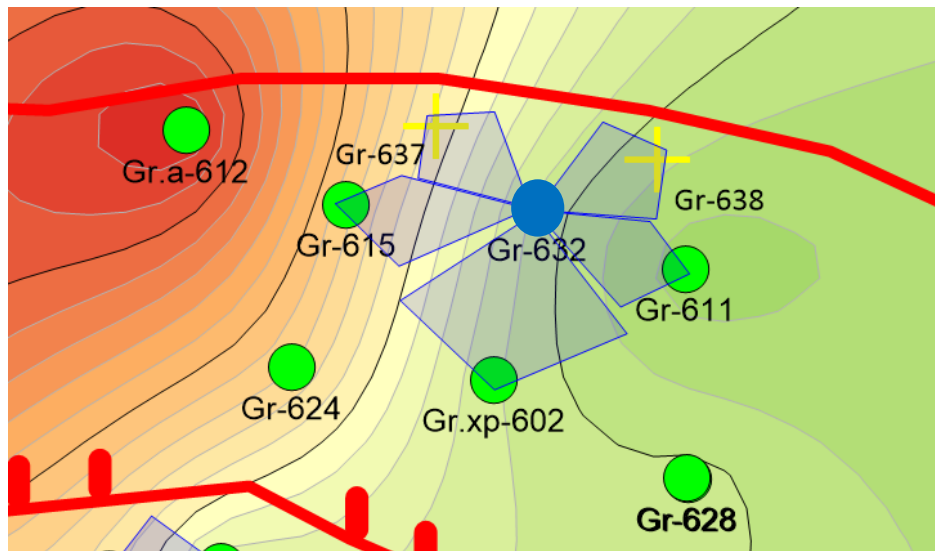


Imagen: pozo propuesto para CPI. Gr-632.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

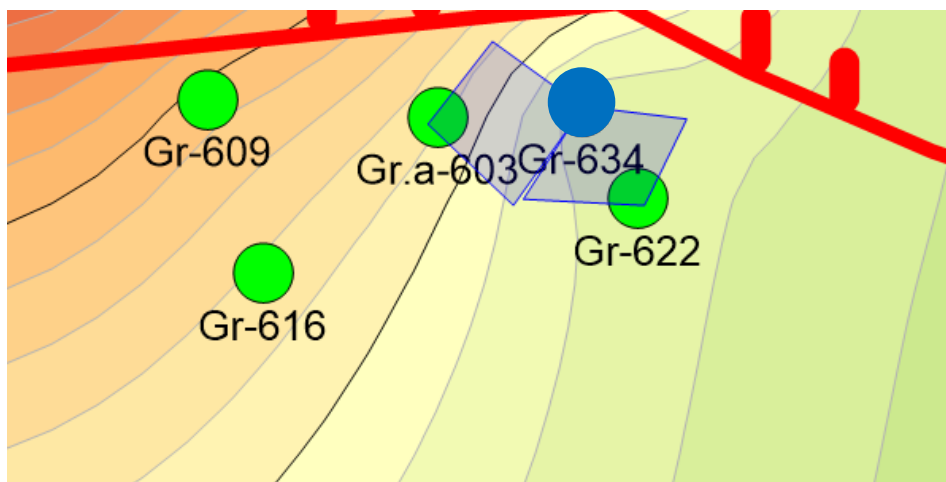
Zona II:

Imagen: pozo propuesto para CPI. Gr-634.

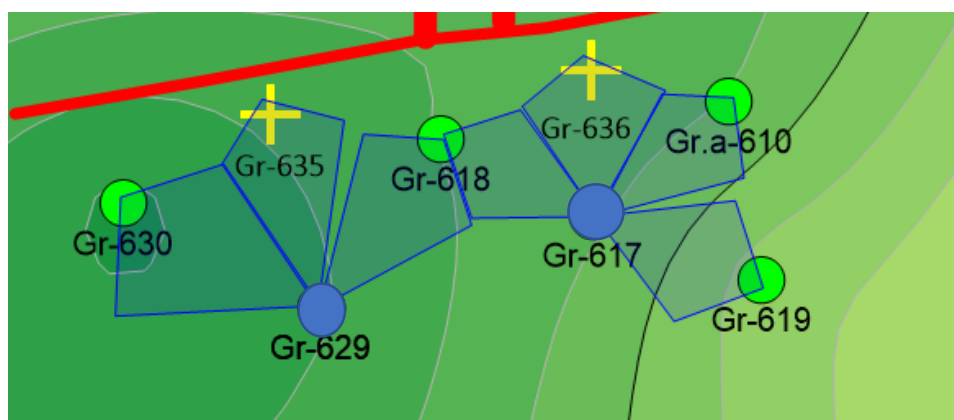
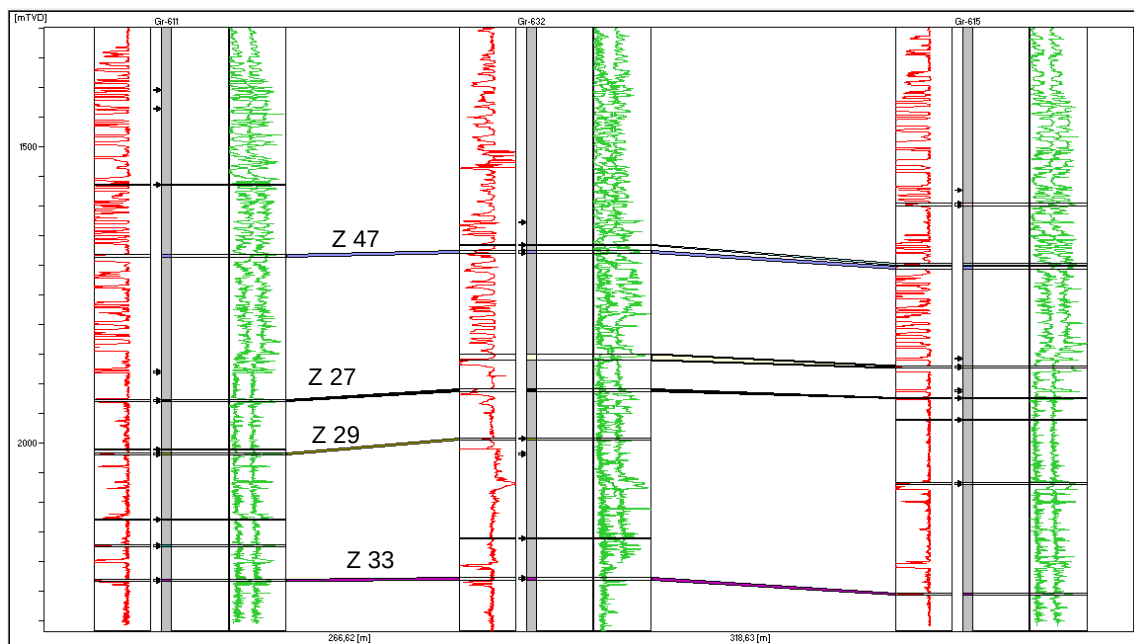


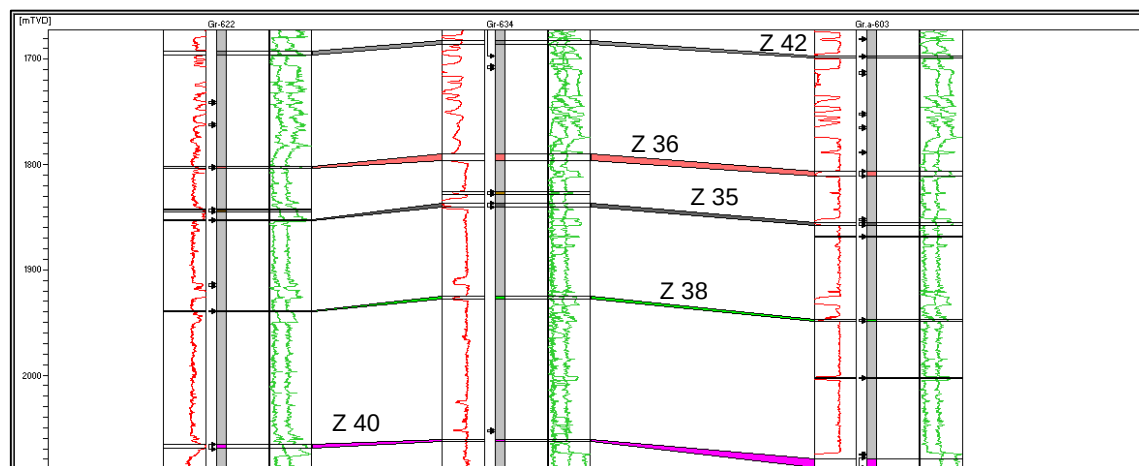
Imagen: pozos propuestos para CPI. Gr-629 y Gr-617.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Correlación Zona I:

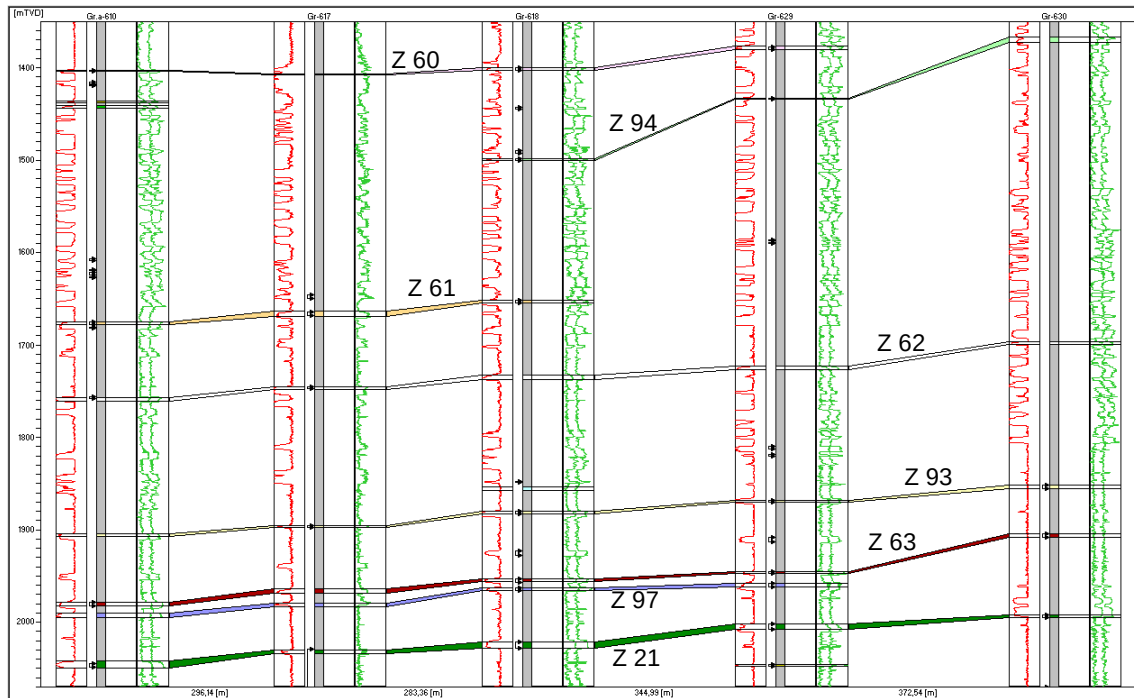


Correlación Zona II:



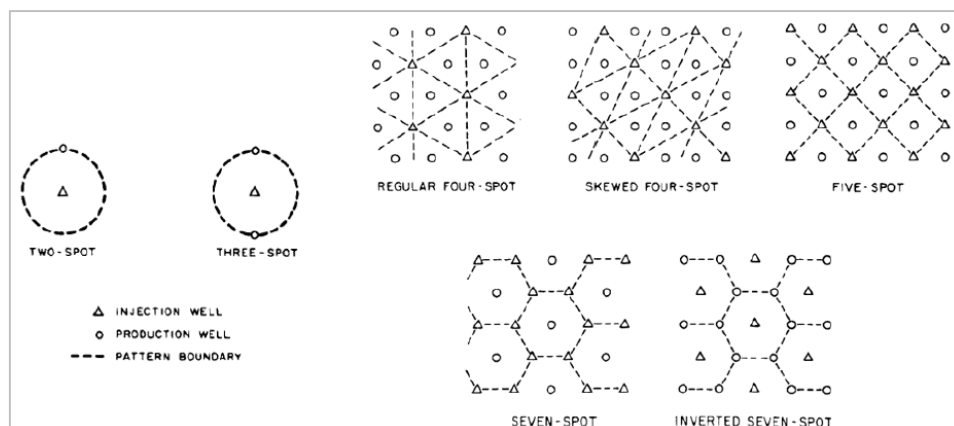
Correlación Zona III:

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO



7.4.- Recomendaciones para CPI.

- Lograr el máximo volumen contactable en todos los reservorios conjuntamente.
- Elegir como inyectores a aquellos pozos que muestren mejores perspectivas de comunicación con sus vecinos en la capa.
- La mejor manera de obtener una elevada eficiencia areal es buscar arreglos lo más regulares posibles.
- No elegir los peores pozos para inyectores, un mal productor será siempre un mal inyector.



PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Imagen: arreglos de pozos inyectoros y productores.

7.5.- Caudal y Presión de Inyección.

Caudal de inyección por capa:

Por correlación de yacimientos de características similares se utiliza un caudal de entre 5 y 7 m³/dhu. Para Granson se utilizará 6,5 m³/dhu por el espesor útil de la capa, esto dará el caudal de inyección por capa. Conocer este valor por capa será útil para ajustar las válvulas de la instalación selectiva (mandriles).

Presión de Inyección: la presión de inyección no debe superar el gradiente de fractura de las arenas seleccionadas. Para estimar el gradiente de inyección se establece un coeficiente de inyección de 0,8. Este gradiente de inyección representa el 80% del gradiente de fractura y es el necesario para estimar las presiones máximas de inyección en cada capa.

	Pozo	Prof (m)	GF (Psi/ft)	GF zona	Grad. Inyeccion (Psi/ft)	Grad Hidrostatico (Psi/ft)
Zona I	Gr-611	1930	0,65	0,68	0,54	0,415
		2235	0,67			
	Gr-615	1870	0,72			
Zona II	Gr-609	1787	0,65	0,70	0,56	
		1805	0,75			
		2100	0,67			
	Gr-616	1880	0,7			
	Gr-622	1626	0,7			
		1842	0,7			
Zona III	Gr-632	1991	0,68	0,68	0,54	

Tabla: gradientes de fractura – gradiente de inyección – gradiente hidrostático.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

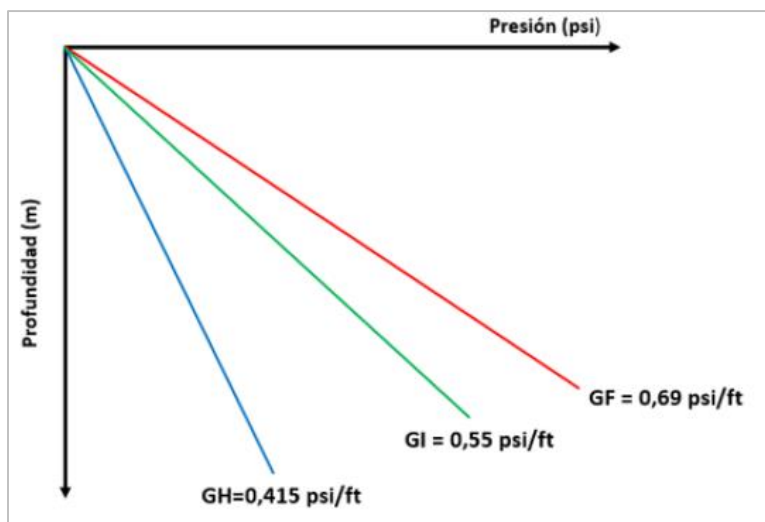


Grafico: promedio de gradientes para las arenas de Granson.

Pozos	Capa	Profundidad (m)	P hid (kg/cm2)	Pbdp (kg/cm2)	P fricc (kg/cm2)	Q iny capa (m3/d)	Q iny (m3/d)	P iny capa (kg/cm2)
Gr-632	Z27	1908	183	70	3,1	33	104	249,5
	Z29	1991	191			13		257,5
	Z33	2223,5	213			33		279,7
	Z47	1674	160			26		227,1
Gr-634	Z35	1837	176	71	2,6	20	91	244,2
	Z36	1790	171			39		239,7
	Z40	2061	197			13		265,7
	Z42	1682	161			20		229,4
Gr-617	Z60	1405	134	65	10,5	16	175,5	202,9
	Z61	1664	159			23		213,8
	Z62	1745	167			2*6,5		221,6
	Z63	1966	188			20		242,7
	Z66	2436	233			23		287,7
	Z67	2448	234			26		288,9
	Z93	1895	181			16		235,9
	Z97	1979	189			23		244,0
	Z98	1229,5	118			16		172,2
	Z99	1238	119			13		173,0
Gr-629	Z21	2002	192	65	2,2	33	85	254,4
	Z62	1723	165			26		227,7
	Z63	1945,5	186			13		249,0
	Z93	1868	179			13		241,6

Tabla: caudales de inyección y presiones por capa.

7.6.- Distribución de la permeabilidad.

Se utiliza el método de Dykstra-Parsons para estimar el coeficiente de variación de permeabilidad (Varianza).

$$V = \frac{K_{50} - K_{84.1}}{K_{50}}$$

Dónde:

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

K_{50} es el valor de permeabilidad con el 50% de probabilidad.

$K_{84.1}$ es la permeabilidad al 84.1% del número de muestras acumuladas.

La zona de estudio dispone de información de ensayos en las terminaciones. Se calcula la permeabilidad con la ecuación de Darcy expresada para flujo radial:

$$k = \frac{Q_{liq} \mu_{liq} (\ln(r_t/r_w) + s)}{2.265(P_e - P_{wf}) h}$$

Dónde:

K: [mD]

Ql: [L/h]

μ_{liq} : [cp]

h: [m]

P: [Kg/cm²]

r_t, r_w : [cm]

Basado en el método de Dykstra – Parsons se realiza un gráfico log-probabilístico con los valores de K versus % probabilidad.

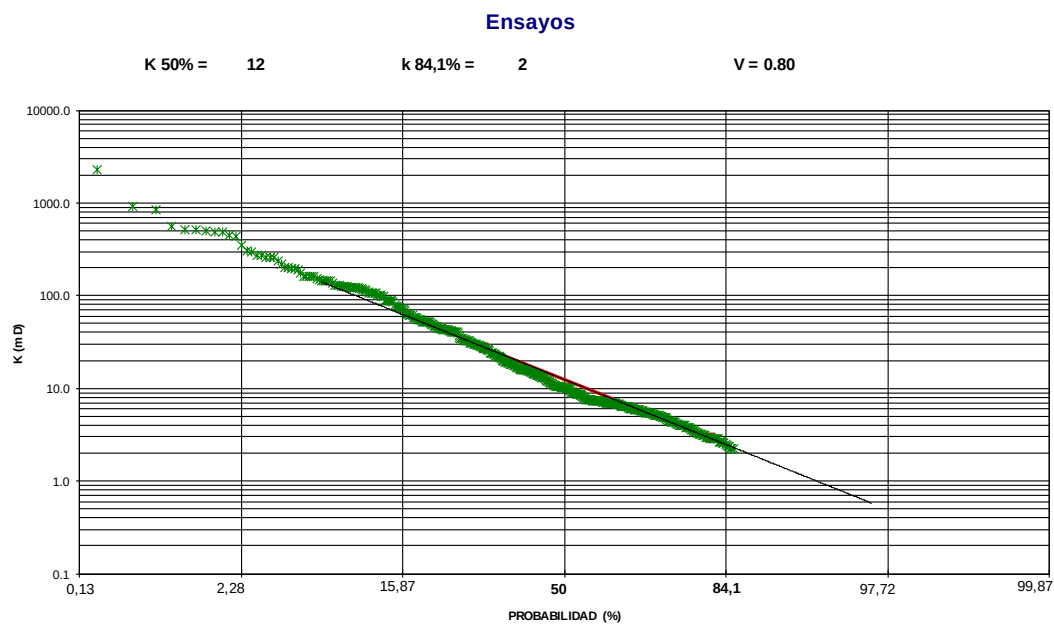


Gráfico de Permeabilidad en el Complejo IV obtenido de los Ensayos

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

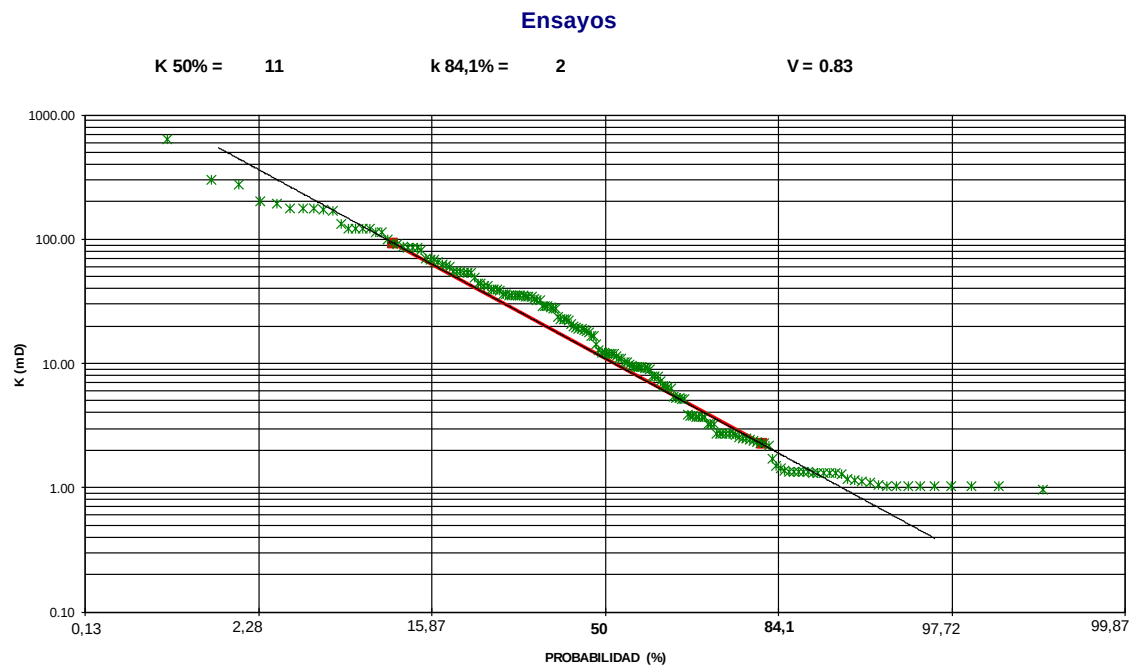


Gráfico de Permeabilidad en el Complejo III obtenido de los Ensayos

Para la zona de estudio se asumen los valores de varianza obtenidos del análisis de ensayos, por poseer mayor densidad de información.

$$V_{LC\ IV} = 0.80$$

$$V_{LC\ III} = 0.83$$

7.7.- MOVILIDAD.

Es una medida de la capacidad que tiene un fluido de moverse en el sistema roca-fluido, es decir, es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido, así podemos hablar de la movilidad del petróleo, del gas o del agua.

En un proceso de flujo multifásico, existe relación entre las movilidades de los fluidos, a esto se le conoce como relación de movilidad, M, normalmente se expresa como la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado. Si el fluido desplazante es agua:

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Si $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, si $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad y si $M > 1$, significa que el agua es muy móvil con respecto al aceite.

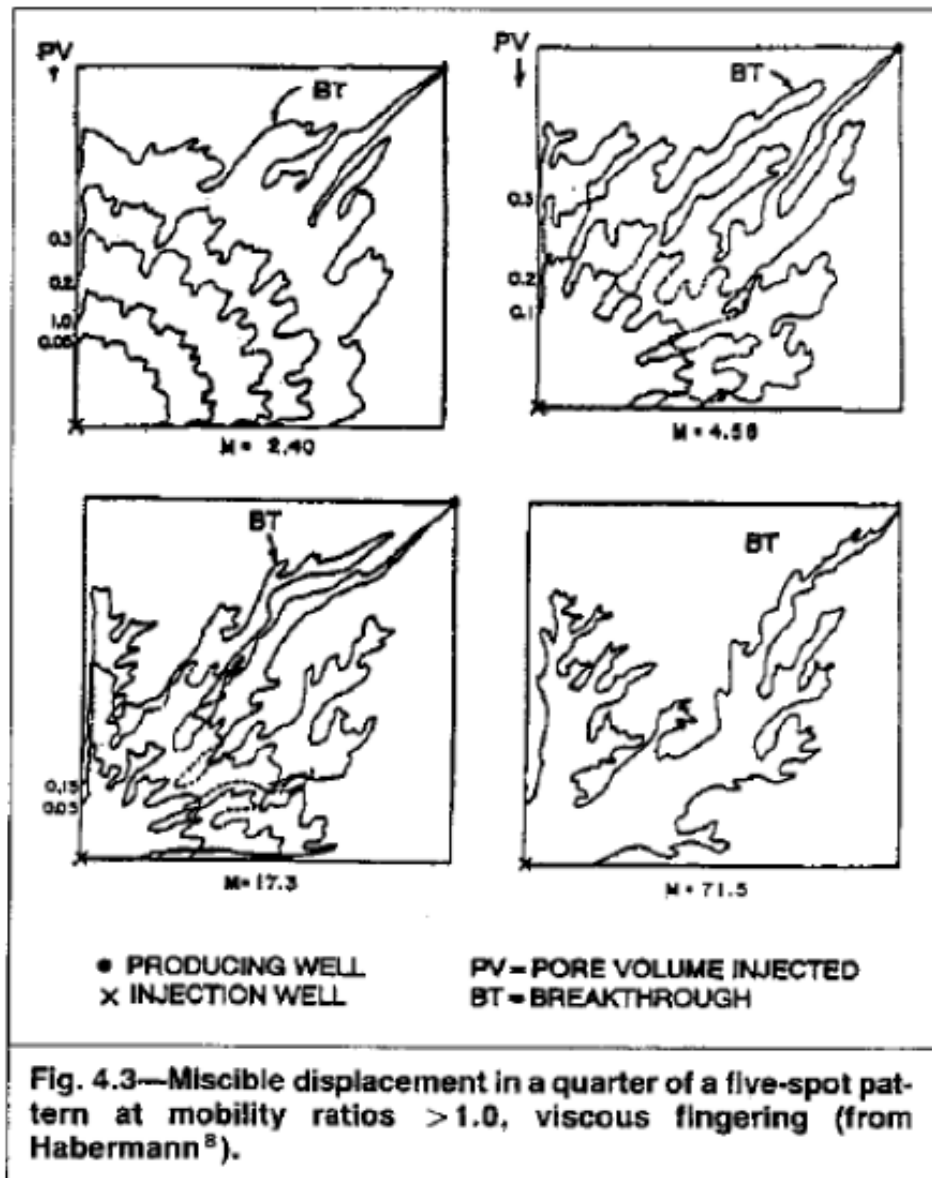


Imagen: desplazamiento del agua de inyección según la movilidad.

7.8.- Saturación y permeabilidades relativas.

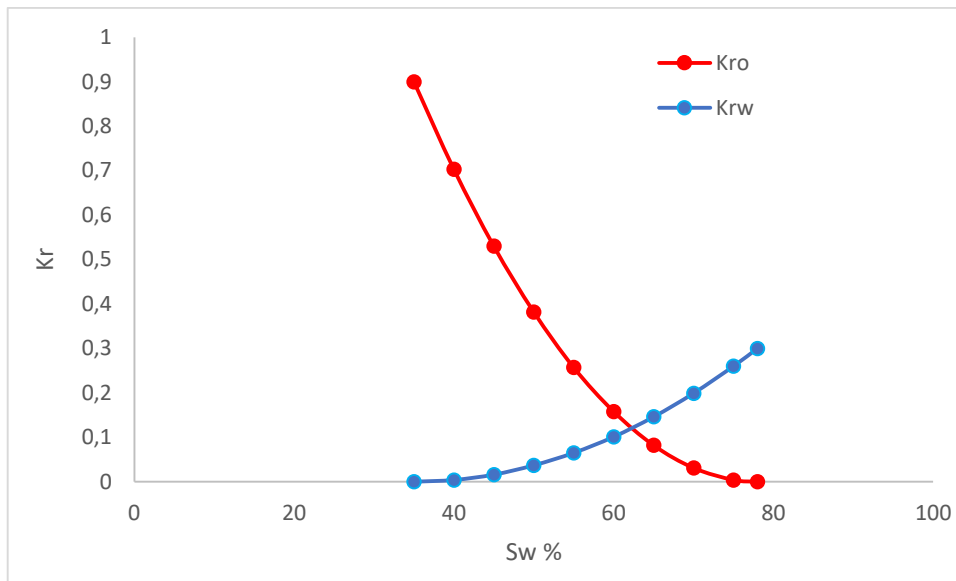


Grafico: permeabilidades relativas del complejo III.

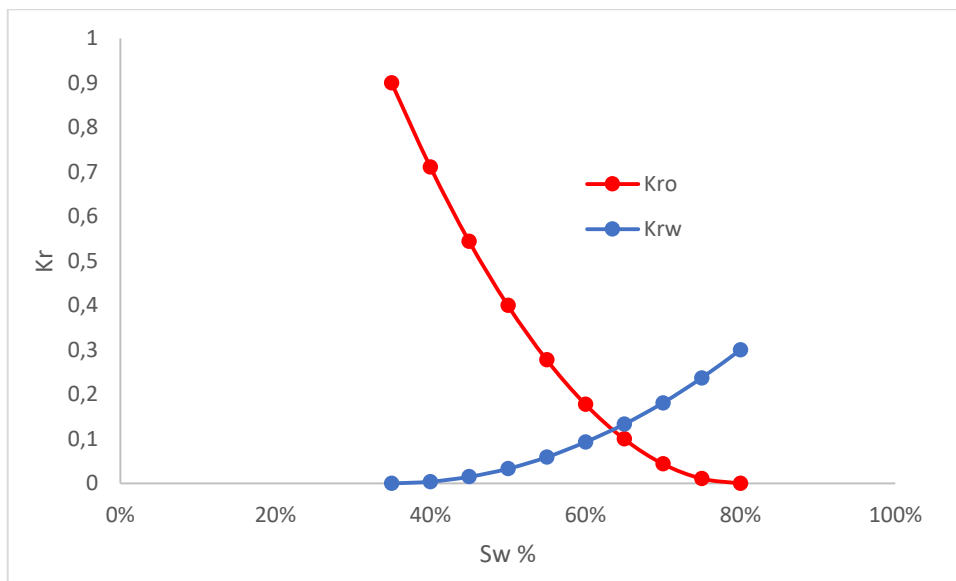


Gráfico: permeabilidades relativas del complejo IV.

7.9.- Eficiencia volumétrica.

La eficiencia volumétrica es el producto de las eficiencias areales y verticales.

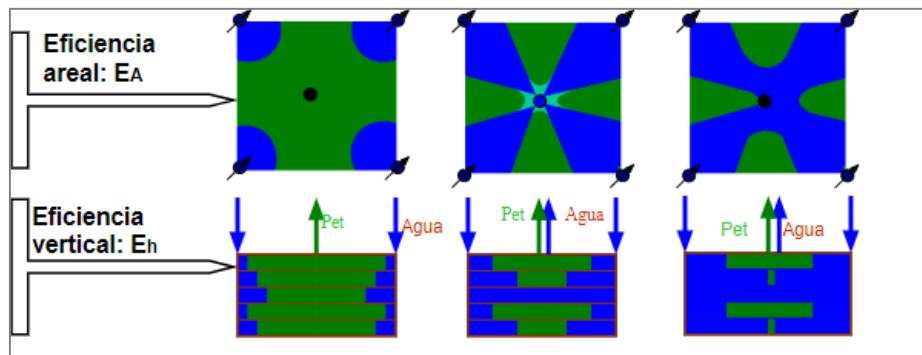


Imagen: eficiencias de recuperación secundaria.

Se utiliza la curva provista por Willhite ("Waterflooding", pág. 206) elaboradas con el método Higgins-Leighton, que consideran una eficiencia volumétrica en función de la relación de movilidades (M) y de la varianza (V) para un esquema de inyección del tipo Five Spot.

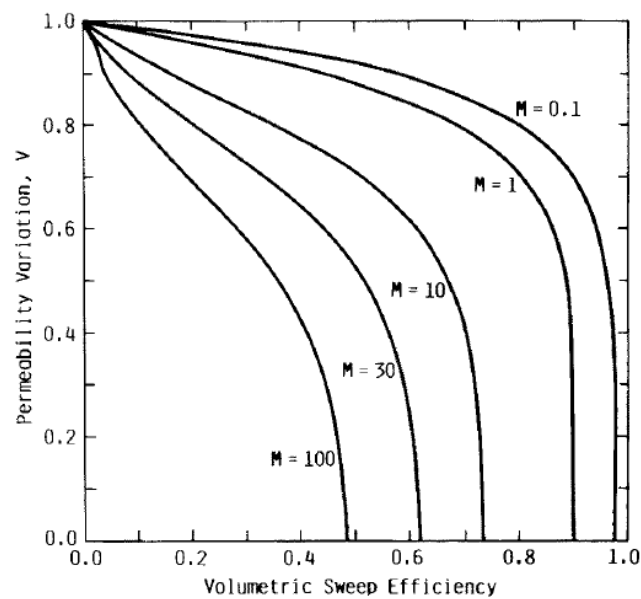


Fig. 6.22—Correlation of volumetric sweep and permeability variation for $WOR = 25$.³⁹

8.- VOLUMEN RECUPERABLE DE PETROLEO POR INYECCION DE AGUA.

Para estimar el volumen de reservas por inyección de agua (N_{sec}), se utiliza la siguiente ecuación:

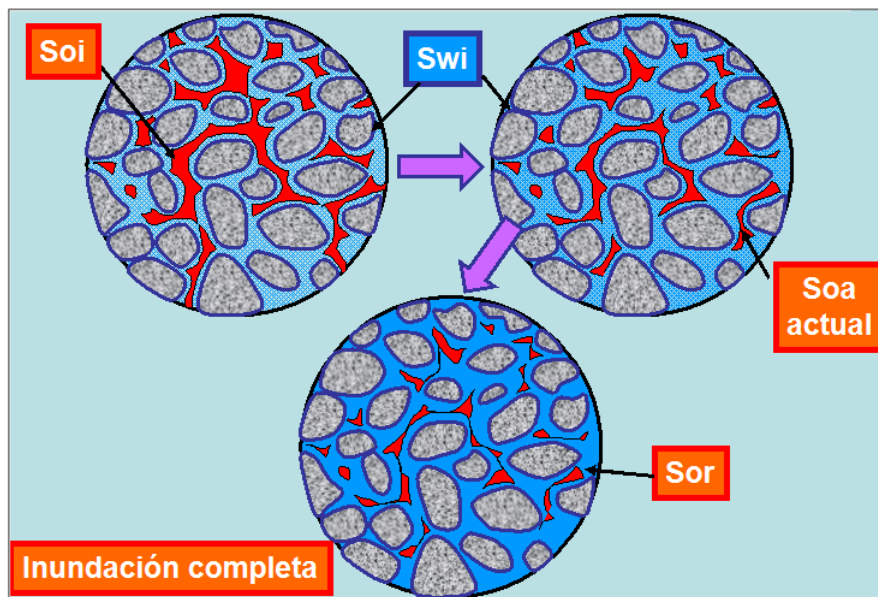
PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

$$N_{sec} = \frac{VPC * (So_f - So_r) * Ev}{Boa}$$

El **volumen poral contactable (VPC)** se estimó por capa de interés, mediante la volumetría de los elementos de flujo (mallas) con el programa *Sahara*, en el que el volumen de roca útil contactable es multiplicado por el valor de porosidad promedio de cada elemento en cada capa

Donde:

- Soa: Saturación de petróleo actual
- Sof o Sor: Saturación de petróleo residual.



Saturación residual de petróleo en forma de glóbulos discontinuos atrapados por fuerzas capilares no es barrido por el fluido de inyección.

A escala macroscópica existen zonas donde el fluido de inyección no penetra dejando también saturaciones remanentes de petróleo.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Para calcular las saturaciones de petróleo final y gas final de la recuperación primaria, se aplican las siguientes ecuaciones:

$$S_{of} (\%) = \left(1 - \frac{EUR_{primaria}}{OOIP_{primaria}} \right) (1 - S_{wi}) \left(\frac{1,052}{B_{oi}} \right)$$

$$S_{gf} (\%) = 1 - S_{wi} - S_{of}$$

8.1.- Calculo de Sor.

La saturación de petróleo residual (Sor) se calculó mediante la correlación de Fariña para cada uno de los complejos de interés.

Complejo III

SATURACION RESIDUAL DE PETROLEO: FARIÑA					
Sor = A1 * (1 - Swi) - B1 * (K / Fi) ^ C1					
A1 =	0.65	Swi =	53	%	
B1 =	0.07	K =	84	mD	
C1 =	0.08	Fi =	21.8	%	
					Sor = 18.9 %

Complejo VI

SATURACION RESIDUAL DE PETROLEO: FARIÑA					
Sor = A1 * (1 - Swi) - B1 * (K / Fi) ^ C1					
A1 =	0.65	Swi =	57	%	
B1 =	0.07	K =	4	mD	
C1 =	0.08	Fi =	19.1	%	
					Sor = 18.8 %

Para tener un estimado más conservador, se utilizará el valor que sugiere la NPC (National Petroleum Council) para areniscas, cuando no se dispone de ensayos para este parámetro. Esta información fue tomada del manual "Waterflooding" de William Cobb (pág. 2-32), que indica el valor sugerido de 25%.

- Ev, la eficiencia volumétrica, fue estimada en la sección anterior.
- Boa, el factor de formación del petróleo a condiciones actuales, y es igual a 1.188 m3/m3

A partir de todos los datos mencionados, con la ecuación de Nsec, se tiene el siguiente volumen de petróleo que se estima producir por inyección de agua.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

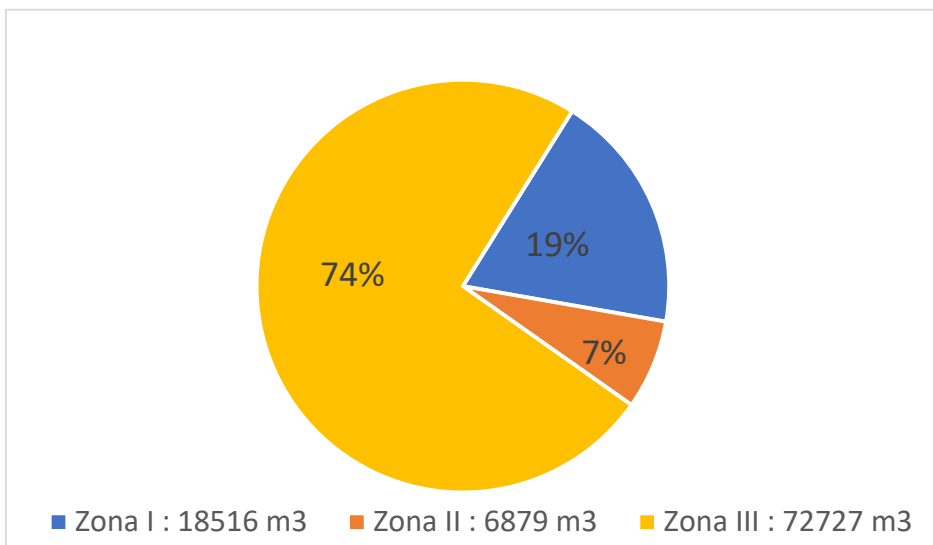


Gráfico: Np por secundaria que aporta cada zona.

	ZONA I				ZONA II			
Capa	Z27	Z29	Z33	Z47	Z35	Z36	Z40	Z42
Complejo	IV	IV	IV	III	III	III	IV	III
Area (m2)	226586	127446	210870	314400	137621	137621	137621	137621
H(m)	3,2	3,0	3,5	4,3	2,7	4,2	4	3,7
Vol (m3)	725075	382338	738045	1336200	366989	573421	550484	504610
ϕ_{ef}	22%	21%	22%	22%	23%	22%	20%	18%
Sio	0,47	0,4	0,5	0,64	0,48	0,37825	0,35	0,4
Boi	1,2	1,19	1,19	1,21	1,19	1,23	1,21	1,19
Boa	1,11	1,1	1,09	1,12	1,1	1,12	1,1	1,15
OOIP (m3)	62477	26989	68223	155485	34047	38794	31846	30531
FR prim (%)	15%	5%	10%	40%	15%	5%	15%	3%
SaO	0,37	0,35	0,41	0,36	0,377	0,327	0,270	0,375
% Contact	0,4	0,4	0,4	0,35	0,35	0,35	0,4	0,35
Vol Contact (m3)	63807	32116	64948	102887	33763	50461	44039	36332
Vis W	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Visc oil cond PVT (cP)	7,53	6,74	13,16	16,84	20,34	17,78	10,39	11,91
Krw	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Kro	0,9	0,9	0,9	0,9	0,90	0,90	0,90	0,90
Mov	2,67	2,39	4,67	5,97	7,21	6,30	3,68	4,22
Eff Vol	0,68	0,69	0,62	0,6	0,52	0,54	0,64	0,62
Reservas Sec (m3)	4673	2040	5992	5812	2029	1878	524	2448
Fr Sec (%)	7,5%	7,6%	8,8%	3,7%	6,0%	4,8%	1,6%	8,0%

Tabla: factores de recobro por capa de zona I y II.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

ZONA III								
Capa	Z21	Z60	Z61	Z62	Z63	Z93	Z97	Z99
Complejo	IV	II	III	III	IV	IV	IV	II
Area (m2)	262195	232618	262195	494813	494813	494813	232618	232618
H(m)	5,3	2,4	3,4	3,3	3,5	2,8	3,6	2,6
Vol (m3)	1398373	552468	884908	1608142	1731846	1401970	843240	610622
ϕ_{ef}	18%	24%	22%	24%	22%	22%	16%	20%
Sio	0,49	0,64	0,62	0,46	0,59	0,52	0,5	0,56
Boi	1,15	1,19	1,19	1,18	1,22	1,2	1,19	1,15
Boa	1,09	1,1	1,1	1,09	1,1	1,1	1,09	1,08
OOIP (m3)	107249	71310	101430	150457	184257	133654	56688	59469
FR prim (%)	15%	3%	5%	16%	7%	3%	4%	5%
SaO	0,39	0,57	0,54	0,36	0,49	0,46	0,44	0,50
% Contact	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Vol Contact (m3)	88098	46407	68138	135084	133352	107952	47221	42744
Vis W	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Visc oil cond PVT (cP)	9,32	18,12	13,76	15,47	12,64	8,28	14,78	19,87
Krw	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Kro	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Mov	3,30	6,43	4,88	5,49	4,48	2,94	5,24	7,05
Eff Vol	0,62	0,5	0,58	0,55	0,6	0,65	0,57	0,48
Reservas Sec (m3)	7254	6831	10579	7288	17801	13547	4684	4742
Fr Sec (%)	6,8%	9,6%	10,4%	4,8%	9,7%	10,1%	8,3%	8,0%

Tabla: factores de recobro por capa de zona III.

8.2.- Fill Up y tiempo de llenado.

Cuando se comienza con la inyección de agua en un reservorio, se debe primero desplazar el gas que ocupa los espacios porales de la roca. Este volumen de agua necesario para primero “llenar el reservorio” se denomina volumen de “fill up” y es un parámetro útil para saber cuánta agua debo inyectar para comenzar a tener respuesta en los pozos productores. El volumen de llenado se calcula multiplicando el volumen poral contactable (VPC) por la saturación de gas final (Sgf) después de la recuperación primaria.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Pozos	Capa	Vpc	Sgf	Volumen Fill Up	Volumen Fill Up / Pozo	Qiny	Qiny / Pozo	Tiempo de Fill Up [Días]
Gr-632	Z27	63807	9%	5743	17156	33	104	165
	Z29	32116	3%	963		13		
	Z33	64948	5%	3247		33		
	Z47	102887	7%	7202		26		
Gr-634	Z35	33763	3%	1013	8888	20	91	98
	Z36	50461	4%	2018		39		
	Z40	44039	10%	4404		13		
	Z42	36332	4%	1453		20		
Gr-617	Z60	46407	8%	3713	30595	16	146	209
	Z21	44049	3%	1321		23		
	Z61	68138	7%	4770		13		
	Z62	67542	9%	6079		26		
	Z63	66676	8%	5334		16		
	Z93	53976	3%	1619		23		
	Z97	47221	11%	5194		16		
	Z99	42744	6%	2565		13		
Gr-629	Z21	44049	3%	1321	14354	33	85	170
	Z62	67542	9%	6079		26		
	Z63	66676	8%	5334		13		
	Z93	53976	3%	1619		13		

Tabla: tiempo de llenado de las capas.

9.- CURVA CARACTERÍSTICA DE PRODUCCIÓN POR SECUNDARIA.

La curva característica de producción de Granson, nos permite conocer cómo se comportará el bloque y con ello estimar la capacidad de facilities necesaria, los costos operativos y un aproximado de cuando sería conveniente reinvertir en el bloque.

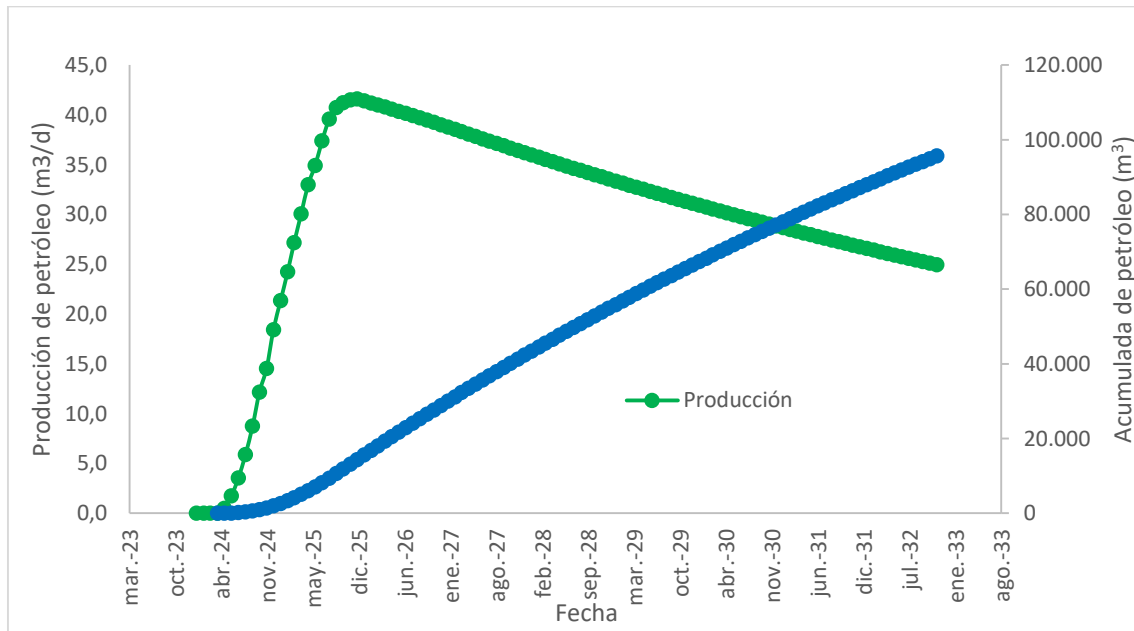


Gráfico: producción de petróleo esperada por secundaria.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

El siguiente grafico no permite relacionar como seria la declinación del bloque por primaria y con seria con la implementación de secundaria. Se observa que la propuesta permitirá que Granson recuperase casi el mismo nivel de producción de sus primeros años de desarrollo, posibilitando la ampliación de la recuperación secundaria

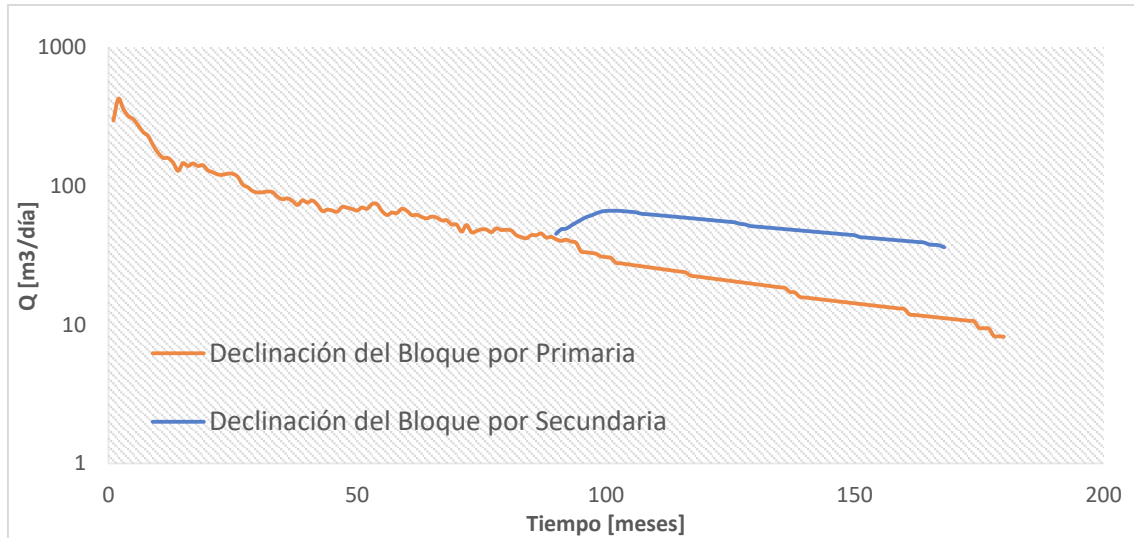


Grafico: Declinación Granson primaria y secundaria.

10.- INSTALACION DE SUPERFICIE.

En este apartado se tratará la adecuación de la batería Granson. El proyecto requiere del tratamiento del agua antes de ser inyectada al reservorio. Siendo necesario contar con una PIAS "Planta Inyectora de Agua Salada". La batería Granson se ubica en la zona II del bloque.

La batería cuenta con:

- Manifold de entrada
- Separadores horizontales
- Un tanque stock de 160 m³
- Un tanque de control de 40 m³
- Parque de bombas: 2 bombas STORK
- Dos calentadores de fuego indirecto
- Puente de medición
- Pileta de emergencia de 15 x10 mts

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO



Imagen: parque de bombas, separador horizontal, tanque stock y pileta de emergencias.

10.1.- Capacidad Instalada.

La batería debe tener una capacidad tal que pueda recibir toda la producción del bloque. Si vemos en la sección de producción estimada, los valores de producción no superan los que ya tuvo reaccionar la batería.

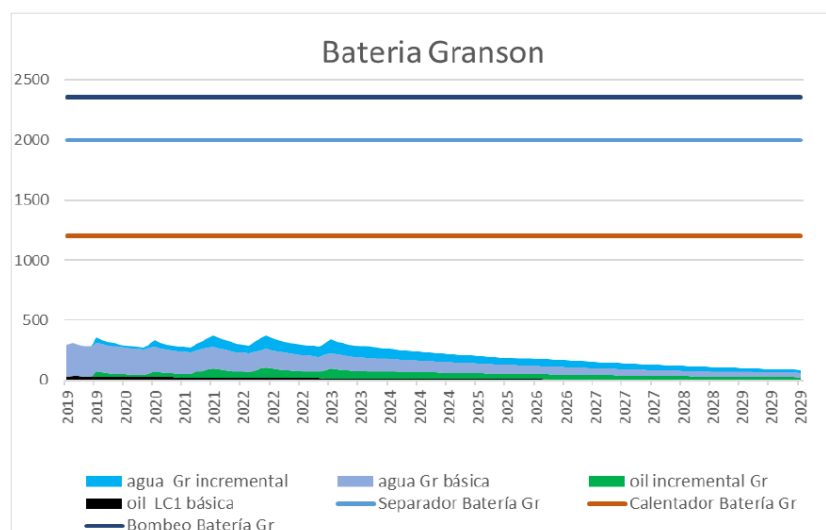
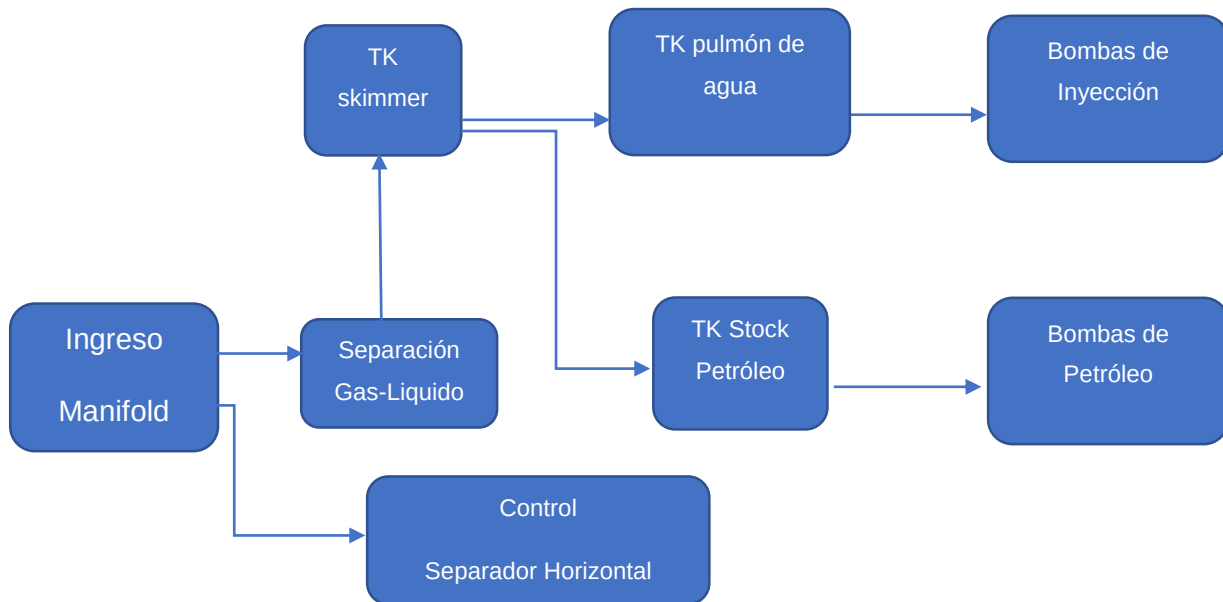


Gráfico: capacidad instalada por equipo.

10.2.- Ampliación de la batería a PIAS.

Las PIAS dentro de un yacimiento son las encargadas de separar y dejar en condiciones de inyección al agua de formación. La nueva configuración con la cual la instalación trabajará será la siguiente.



El ingreso a la instalación es por el manifold de la estación, pasando por un separador de horizontal. De allí el líquido separado se envía al tanque que anteriormente se utilizaba como tanque de control. Con las adecuaciones correctas el tanque de control se utilizará para separar el petróleo del agua, dejando el agua en condiciones para depositarlo en el tanque pulmón que se encargará de mantener un nivel constante para el bombeo de inyección. Por su parte el petróleo seguirá al tanque stock, del cual tomaran las bombas de petróleo.

En cuanto al control de la producción se presenta la adecuación de separadores bifásicos. Pudiendo llevarse a telemedición.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

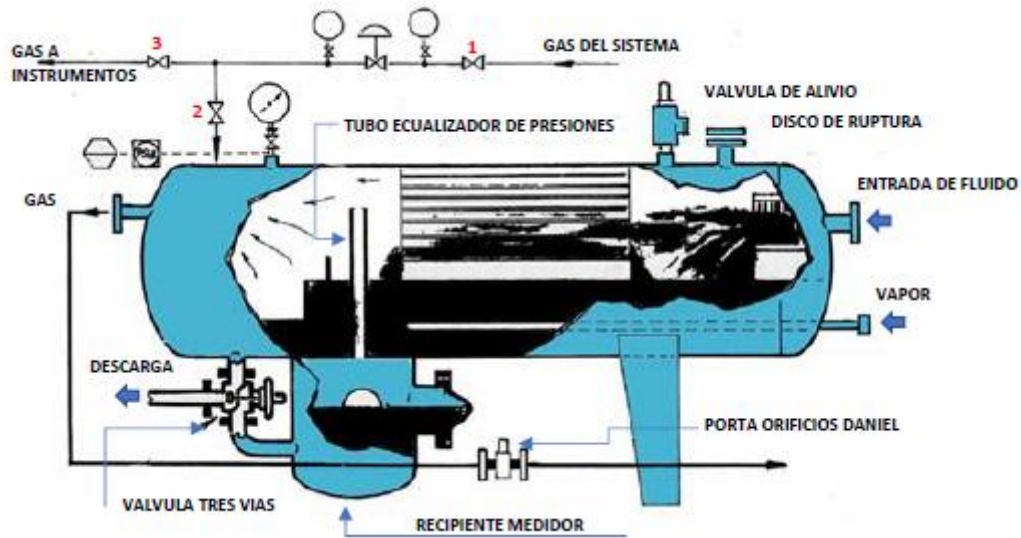


Imagen: esquema de separador de control bifásico.



Imagen: separador bifásico de control de la batería Granson.

10.3- Manifolds y cañería.

Inyección: La inyección a la zona I y zona II será desde el manifold de la PIAS. Mientras que a la zona III será hasta un manifold auxiliar de inyección, con capacidad de ampliación a 2 bocas más.

Colección: La producción de los pozos nuevos tomaran las cañerías de producción de los pozos propuestos para CPI. Salvo el caso de la zona I que requiere cañería nueva por solo contar con una CPI propuesta.

11.- CALIDAD DE AGUA.

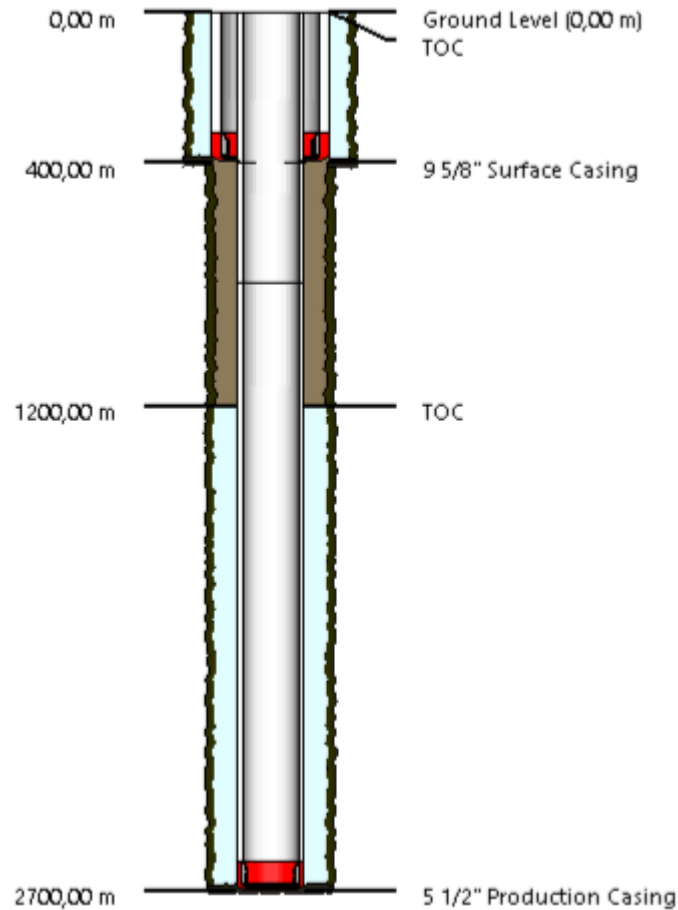
Los máximos permitidos respecto a la calidad de agua son:

- Petróleo en agua: 20ppm.
- Bacterias: 10^2 UFC/ml (Unidades Formadoras de Colonias)
- Oxígeno: 50ppb.
- Tasa de Corrosión: menos de 2mpy (milímetros por año)
- Además, se realiza seguimientos a: SH_2 , CO_2 , Fe-, SO_4^- , pH, T° del sistema.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

12.- PERFORACION Y TERMINACION.

Se pretende perforar cuatro pozos productores que añadan reservas al bloque. Los pozos estarán en zona de desarrollo por secundaria.



String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
					Burst	Collap	Axial	Triaxial
Surface Casing	9 5/8", 32,300 ppf, H-40	STC, H-40	0,00-400,00	8,845	1,46	2,51	2,14 J	1,57
Production Casing	5 1/2", 17,000 ppf, K-55	LTC, K-55	0,00-800,00	4,767	1,52	3,09	1,65 J	1,29
	5 1/2", 15,500 ppf, K-55	LTC, K-55	800,00-2700,00	4,825	1,33	1,02	1,61 J	1,33

Perforación	Instalación	Terminación	Producción
Evacuación parcial CSG Guía: 30% de casing vacío.	Overpull Guía: 40 Ton. Overpull Aislación: 30 Ton.	Presión de Casing: 3.500 psi con 1100 g/l.	Gas/Petróleo/Agua.
Prueba de presión CSG Guía: 1000 psi.	Velocidad de bajada 1 m/s.	Fractura convencional a través de tbg.	Evacuación total. Fuga de tubing.

Imagen: esquema de diseño de pozo para Granson.

12.1.- Curva de avance.

La curva de avance nos permite conocer un estimado del tiempo que puede llevar la perforación si no se presentase ningún imprevisto.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

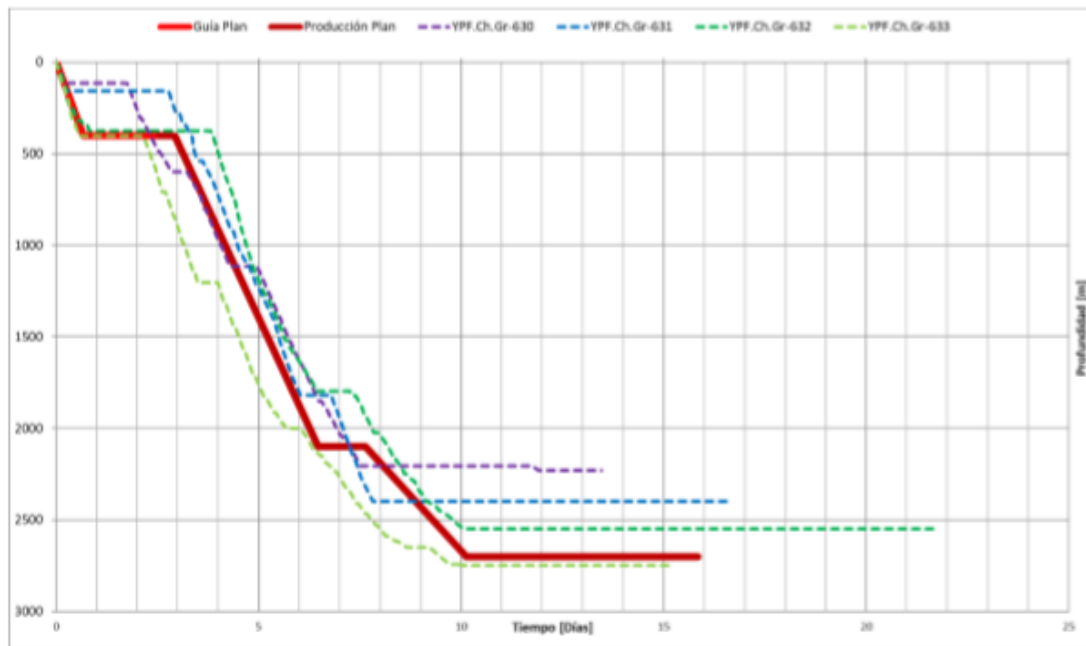


Gráfico: curva característica de avance de perforación en Granson

12.2.- Programa de perforación.

Sección Guía:

Aislar canto rodado, formaciones poco consolidadas y arenas acuíferas. Brindar soporte estructural para el cabezal de pozo y equipamiento de control de pozo. Permitir control de pozo.

- └ Diámetro de pozo: 12 1/4".
- └ Cañería: 9 5/8".

Operaciones:

1. Enroscar trepano tricono. Armar BHA.
2. Perforar hasta 400 m.
3. Calibrar pozo.
4. Perfil ecológico.
5. Correr casing y cementar tramo.
6. Armar boca de pozo, montar y probar BOP.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Sección Aislación:

Evaluar y aislar las formaciones objetivo. Permitir control de pozo, eventual completación y puesta en producción.

- Diámetro de pozo: 8 3/4".
- Cañería: 5 1/2".

Operaciones:

1. Enroscar trepano PDC. Armar BHA.
2. Realiza prueba de presión de casing previo al rotado del collar y zapato.
3. Realizar FIT.
4. Perforar hasta 2100 m.
5. Realiza maniobra de calibre. En caso de contingencia, se adelantará esta maniobra por cambio de trepano y/o BHA.
6. Perforar hasta 2700 m.
7. Sacar BHA total y cambiar trepano por trepano hueco (Cored bit) para perfil TBL.
8. Calibra pozo y posiciona trepano hueco en 1200 m.
9. Perfilar tramo modalidad TBL.
10. Realiza maniobra de calibre para normalizar pozo.
11. Correr casing y cementar tramo.
12. Armar boca de pozo.

Riesgos:

- Setup de sonda de perfilaje.
- Pérdidas de circulación en 700 m aprox.
- Incremento de Angulo.
- Aprisionamiento de cañería por pega diferencial.

Prácticas operacionales destacadas: .

- En caso de admisiones, ejecutar remediación según árbol de decisión.
- Frente al incremento de ángulo, evaluar con geología extender el radio de tolerancia.

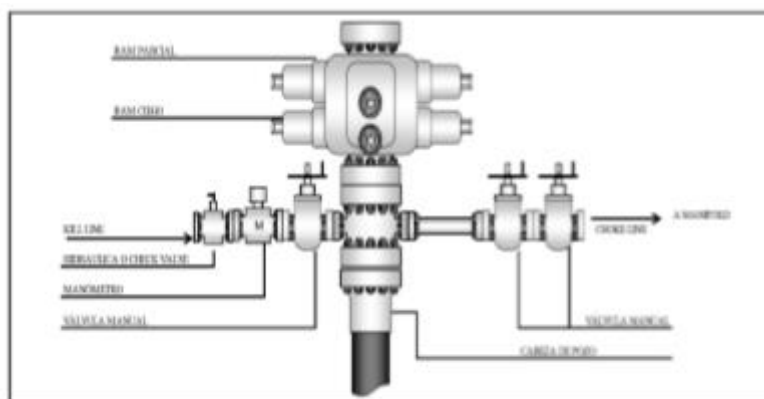
12.3.- Terminación/Completación.

Estrategia de secuencia operativa de una terminación.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

1. Transportar y montar equipo
2. Calibrar pozo hasta collar
3. Registrar perfil de cemento desde collar hasta tope de cemento solicitado (se prevé optimizar con operación rigless antes de la entrada del equipo de torre)
4. Punzar zonas de interés
5. Realizar ensayos de 12hs c/u e informar a ingeniería.
6. Realizar fracturas según recomendación de ingeniería.
7. Realizar ensayos postfractura de 4hs c/u. Sujeto al ítem anterior.
8. Realizar cementación de capa acuífera (se presupuesta en caso de ser necesario)
9. Bajar instalación final
10. Desmontar equipo.

Diseño convencional con equipo: teniendo presente que el espacio libre debajo de la subestructura es de 3.8 m aprox., el stack de BOP a utilizar en las diferentes secciones entra correctamente.



De acuerdo a lo establecido en el API ST 53, este conjunto de BOP se clasifica como Clase 2 - R2

Imagen: Esquema de BOP.

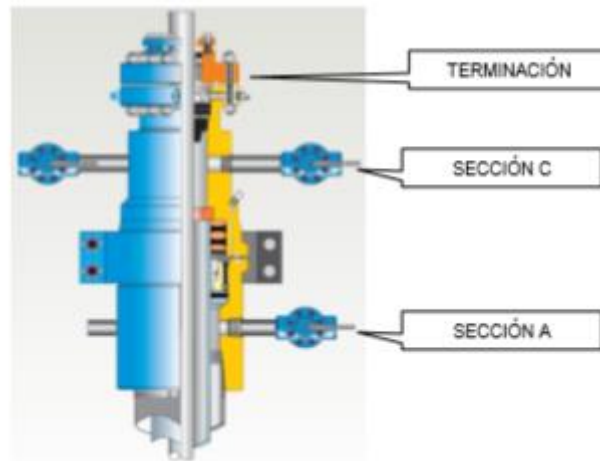


Imagen: Esquema de Cabezal

13.- ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO.

Este proyecto, aunque cuenta con cuatro pozos nuevos, esta netamente asociado a la recuperación secundaria. Por lo tanto, el análisis económico se establece en base a dichas reservas.

Para el entendimiento del análisis que se verá más adelante. Debemos entender los conceptos de CAPEX y OPEX.

CapEx (Capital Expenditure): es el término para Gastos de Capital, indicando la inversión con el fin de añadir valor a activos de una empresa.

OpEx (Operational expenditures): sirve para Gasto Operacional, señalando el capital utilizado para mantener los activos de la empresa.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

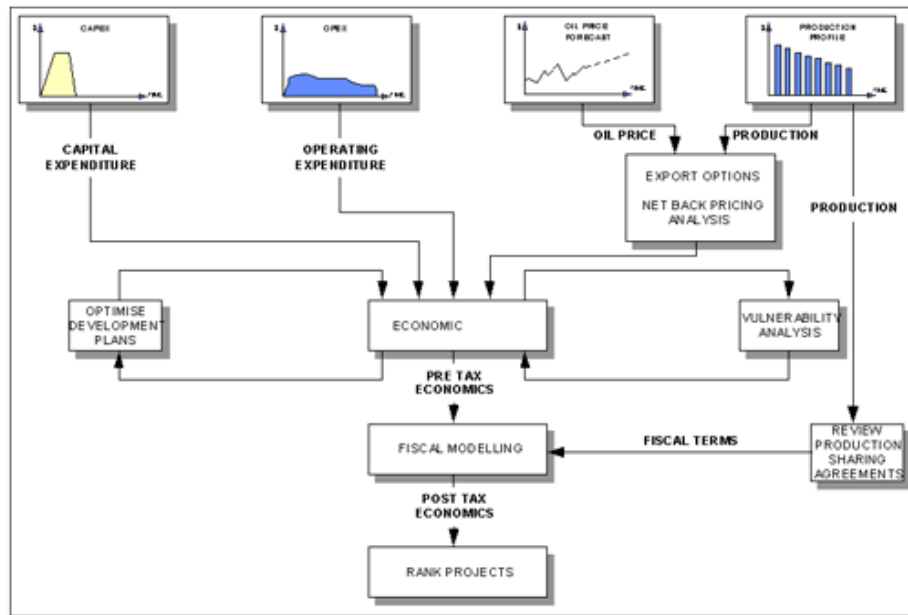


Imagen: flujograma de análisis económico del proyecto.

13.1.- Inversión inicial.

El bloque contara con una inversión inicial de CapEx en la perforación de cuatro pozos productores. La conversión de cuatro pozos productores a inyectoros. Y la inversión de facilities para la inyección de agua.

PERFORACION		TERMINACION	
Tarea	Costo (U\$s)	Tarea	Costo (U\$s)
Lodo de perforación	\$ 183.111,11	Equipo de WO	\$ 73.112,58
Cementación del pozo	\$ 71.086,25	Materiales varios	\$ 2.101,20
Materiales varios	\$ 185.575,74	Punzados	\$ 12.025,80
Equipo de perforación	\$ 352.044,84	Perfilaje a Pozo entubado	\$ 6.655,50
Perfilaje a Pozo abierto	\$ 31.522,08	Otros	\$ 8.101,86
Otros	\$ 228.180,12		
Total =	\$ 1.700.000,00	Total =	\$ 160.000,00

El proyecto cuenta con la perforación de cuatro pozos productores.

ACTIVIDAD	Total U\$s 4 pozos
PERFORACIÓN	\$ 6.800.000,00
TERMINACIÓN	\$ 640.000,00
TOTAL FINAL:	\$ 7.440.000,00

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Valor de instalaciones de fondo pozo productor: el total esta dado para cuatro pozos productores.

Materiales	Unidad	Costo	Cantidad	Costo total
		U\$S /unidad		(U\$S)
Ancla Tubing 2.7/8EUx5½"	Pieza	\$ 609	1	\$ 609
Tubing 2.7/8" 6.5 J55 R2 EU C/CUPLA	Metros	\$ 54	124	\$ 6.755
Trozo Varilla de bombeo 1"x 2'	Pieza	\$ 44	1	\$ 44
Trozo Varilla de bombeo 1"x 4'	Pieza	\$ 46	1	\$ 46
Trozo Varilla de bombeo 1"x 6'	Pieza	\$ 54	1	\$ 54
Varilla de bombeo 3/4" GR D x 25	Metros	\$ 257	105	\$ 27.033
Varilla de bombeo 7/8" GR D x 25	Metros	\$ 311	39	\$ 12.260
Cupla 3/4" - FS - Grado T	Pieza	\$ 16	123	\$ 1.951
Cupla 7/8" - FS - Grado T	Pieza	\$ 17	57	\$ 983
Cupla reducción V/B T FS 7/8 x 3/4	Pieza	\$ 5	1	\$ 5
Cupla Reducción v/b T SH 1 X 7/8	Pieza	\$ 5	1	\$ 5
Vast.Bombeo 1.1/2" x 24' Cromado	Pieza	\$ 1.150	1	\$ 1.150
Bomba de Profundidad 25 - 175 - RWAC - 24 - 4	Pieza	\$ 3.513	1	\$ 3.513
Cabeza colgadora de tbg 5.1/2CSGx 2.7/8	Pieza	\$ 10.758	1	\$ 10.758
Puente de producción 2000 psi	Pieza	\$ 16.093	1	\$ 16.093
Subtotal [U\$S]				\$ 81.258,89
Total (U\$S) 4 productores				\$ 325.035,54

Valor de instalaciones de fondo pozo inyector: el total esta dado para cuatro pozos inyectores. Como la cantidad de capas a inyectar por pozo no supera las 10 capas, entonces no se considera agregar on-off. Bajando la instalación selectiva en una sola etapa.

MATERIALES	PRECIO	UNIDAD
Tapon Ciego 2 7/8"	\$ 700,80	U\$D/Un.
Tapon Casing 5 1/2"	\$ 720,00	U\$D/Un.
Tubing 2 7/8"	\$ 27,60	U\$D/mt
Packer Tandem AC 2.7/8"	\$ 3.468,00	U\$D/Un.
Mandril	\$ 60,00	U\$D/Un.
Puente de Inyeccion	\$ 3.000,00	U\$D/Un.
Subtotal		
TOTAL	\$ 191.509,80	

Valor de instalaciones de superficie: los valores se estiman con cañería nueva para todos los pozos productores. Aunque anteriormente se ha mencionado que se reutilizaran las cañerías de producción de los pozos inyectores. Entonces esto es en caso de que las cañerías no pasen la inspección y deba reemplazarse por nueva desde el pozo hasta la estación.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Cañerías				Costo unitario cañería	Costo unitario montaje de cañería	Costo total
Pozo	Longitud (m)	Funcion	Tipo	(U\$\$/metro)	(\$/km)	(U\$)
Gr-635	3400	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	25000	94181,36546
Gr-636	3500	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	25000	96951,40562
Gr-637	1000	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	25000	27700,40161
Gr-638	1000	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	25000	27700,40161
Gr-629	3400	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 221.682,73
Gr-617	3500	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 228.202,81
Gr-634	500	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 32.600,40
Gr-632	1000	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 65.200,80
TOTAL	17300				TOTAL	\$ 794.220,32

Extension satelite y colector		Costo unitario	Costo
Bocas extras	Tipo	(U\$\$/unidad)	(U\$)
4	Satélite	600	2400
4	Colector	600	2400
TOTAL			\$ 4.800,00

Incorporacion de equipos		
Inyección ASF		
Equipo	Cantidad	Costo (U\$)
Tanque 1000m	1	\$ 150.000,00
Bomba triplex stork	2	\$ 30.000,00
TOTAL		\$ 180.000,00

Inspeccion en tanques	
Mantenimiento	
Item	Costo (u\$)
Inspección y reparacion TK 1000 m3 - 500 m3	\$ 10.000,00
Mantenimiento	\$ 80.000,00
Anclajes y Locaciones	\$ 35.000,00
TOTAL	\$ 125.000,00

TOTAL DE INSTALACIONES/CAÑERÍAS	\$ 1.104.020,32
---------------------------------	-----------------

13.2.- Lifting Cost

El liftin cost "LC", son todos los gastos operativos que conlleva mantener un proyecto. En el gráfico de producción de petróleo y lifting cost se observa que en promedio el proyecto tendrá un LC igual a 6,3 dólares por barril. Además, el incremento del WOR acompaña el aumento del LC.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

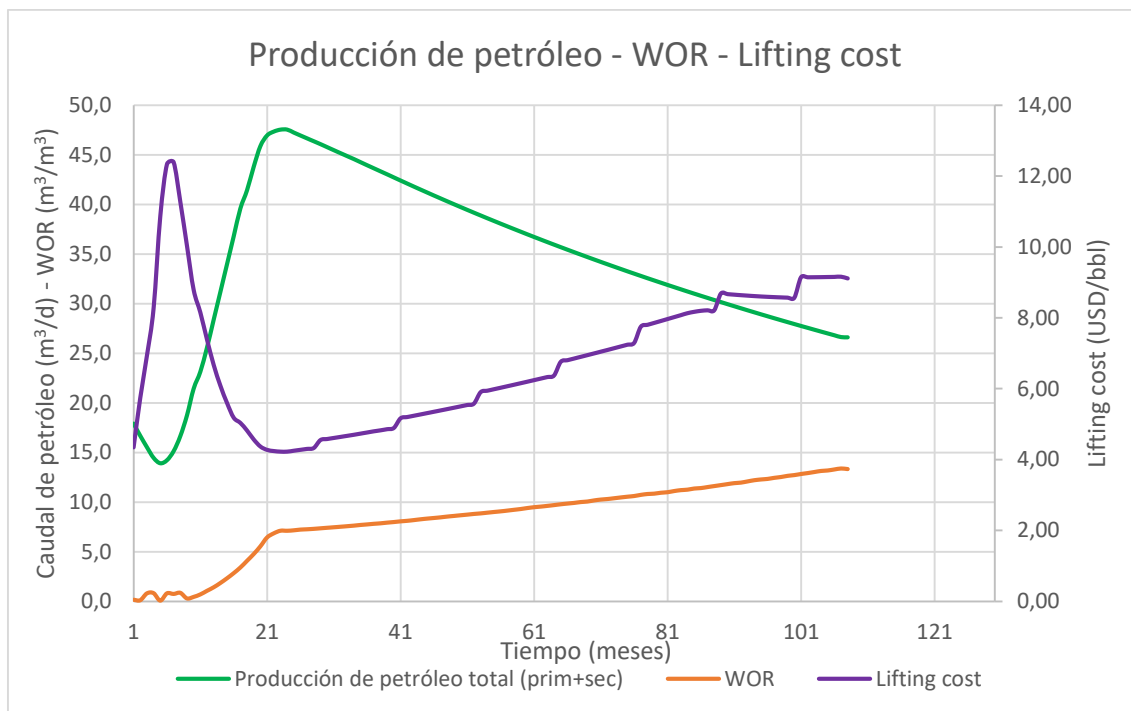


Gráfico: lifting cost.

Uno de los costos operativos que más impacta al proyecto, es el uso de químicos.

13.3.- Valor del petróleo Escalante.

El valor del petróleo se mide en función de los API°. Como el petróleo Escalante se encuentra por debajo del WTI, se le realiza una quita. En la tabla que se encuentra a continuación se detalla el valor del barril de petróleo Escalante.

Premisas economicas de la evaluacion del proyecto			
Tasa Cambio (25/10/2023)		365	\$ / u\$s
Precio venta internacional crudo WTI (25/10/2023)		75	u\$d / bl
Quita por calidad (ajuste) Escalante		3,5	u\$d / bl
Precio mercado externo	0%		0 u\$s / m³
Precio mercado interno c/quita calidad	100%	71,5	u\$d / bl
Precio promedio ponderado (MExt. y M.Int.)		71,5	u\$s / bl
Retenciones Est. Nac. por unidad volumen		0,0	u\$s / bl
Midstream cost 1.5 % Pvpb	1,5%	1,07	u\$s / bl
Regalias hidrocarburificas 16 % Pvpb	16%	11,4	u\$s / bl
			72 u\$s / m³

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Costos fijos y variables.

Los costos fijos son aquellos que siempre se tendrán que pagar, sin importar el nivel de producción que se tenga. Los costos variables, en cambio, pueden variar de acuerdo a la producción.

Costos Fijos:

Detalles	valor
Remuneración al personal	\$ 6.450.000
Mantenimiento Vehículos	\$ 226.400
Papelería y útiles	\$ 40.000
Artículos de Limpieza	\$ 28.000
Electricidad	\$ 36.000
videocable	\$ 10.000
Telefonía	\$ 40.000
Internet	\$ 24.000
Servicios contables	\$ 80.000
Servicios de informática	\$ 66.000
Alquiler camioneta	\$ 221.000
Combustible	\$ 380.000
Servidumbre	\$ 200.000
Total [Pesos/mes]	\$ 7.801.400
Total [u\$s/mes]	\$ 21.374
Total anual [u\$s/año]	\$ 256.484

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

Costos Variables:

Intervencion de pozos-servicio		Productores	Inyectores
Frecuencia intervencion	Int/pozo/año	0,75	0,33
Mes del año	meses	12	12
Duracion de la intervencion	hr	24	20
Valor de la hora de equipo	U\$\$/hora	1100	700
Referencia - Valor por intervención	U\$\$/pozo/intervencion	25000	19300
	U\$\$/pozo nuevo/mes	1200	280
Intervencion de pozo-Materiales		Productores	Inyectores
Materiales	U\$\$/pozo/mes	\$ 1.500,00	\$ 220,00
Mantenimiento de superficie		Productores	Inyectores
Materiales	U\$\$/pozo/mes	\$ 140,00	\$ 19,00
Mediciones Fisicas-Servicios		Productores	Inyectores
Frecuencia de operación	Operaciones/pozo/año	4	4
Valor de la operación	U\$\$/pozo	\$ 400,00	\$ 3.800,00
	U\$\$/pozo/mes	\$ 135,00	\$ 640,00
Desenmulsionante-incremental de petroleo			
Dosificación	PPM	110	
Valor del producto	U\$\$/litro	7,87	
	U\$\$/m3 oil/mes	\$ 0,87	
Inhibidor de incrustaciones-Incremental de petroleo			
Dosificación	PPM	15	
Valor del producto	U\$\$/litro	3,72	
	U\$\$/m3 bruta/mes	\$ 0,01	
Bactericida-inyeccion			
Dosificación	PPM	3	
Valor del producto	U\$\$/litro	5,07	
Caudal de inyeccion promedio por pozo	m3/dia	110	
	U\$\$/m3 agua/mes	\$ 1,67	

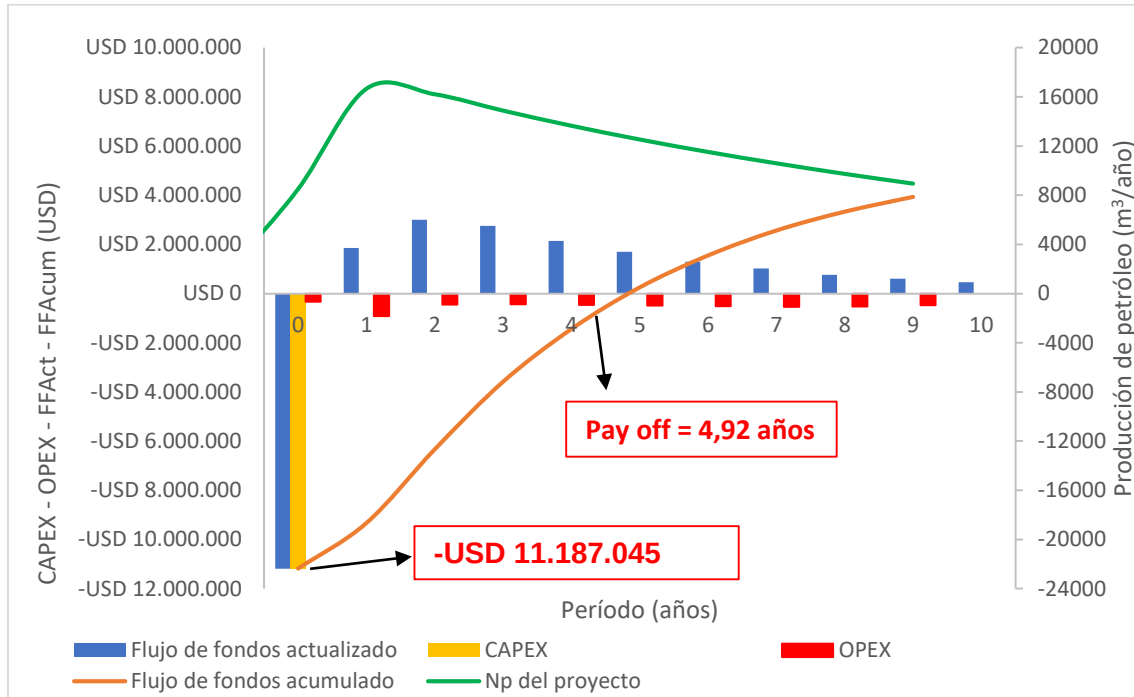
A continuación, se presenta un resumen de la producción acumulada esperada, los costos asociados y el valor de LC.

Año	Costos fijos (USD/año)	Costos variables (USD/año)	Producción petróleo (m³)	Lifting cost (USD/bbl)
2023	\$ 14.383,00	\$ 4.755,04	1962	\$ 6,32
2024	\$ 15.821,30	\$ 19.457,06	8482	\$ 8,73
2025	\$ 17.403,43	\$ 20.907,84	16640	\$ 4,41
2026	\$ 19.143,77	\$ 20.883,87	16202	\$ 4,72
2027	\$ 21.058,15	\$ 20.756,40	14874	\$ 5,37
2028	\$ 23.163,97	\$ 20.667,56	13644	\$ 6,13
2029	\$ 25.480,36	\$ 20.587,18	12528	\$ 7,02
2030	\$ 28.028,40	\$ 20.369,43	11515	\$ 8,02
2031	\$ 30.831,24	\$ 16.985,20	10592	\$ 8,61
2032	\$ 33.914,36	\$ 9.217,77	9735	\$ 8,43
2033	\$ 37.305,80	\$ 654,53	8944	\$ 8,11
Total	\$ 266.533,8	\$ 175.241,9	125117	\$ 6,78

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

13.4.- Valor actual Neto VAN.

El valor actual neto del proyecto de 4.9 millones de dólares y nos indica un valor de Pay off de 4.92 años para un proyecto de 10 años. Es decir que el valor de la inversión inicial del proyecto será saldado en aproximadamente 5 años. Además, se observa cómo se va actualizando el flujo de caja en base del CapEx y OpEx del proyecto.

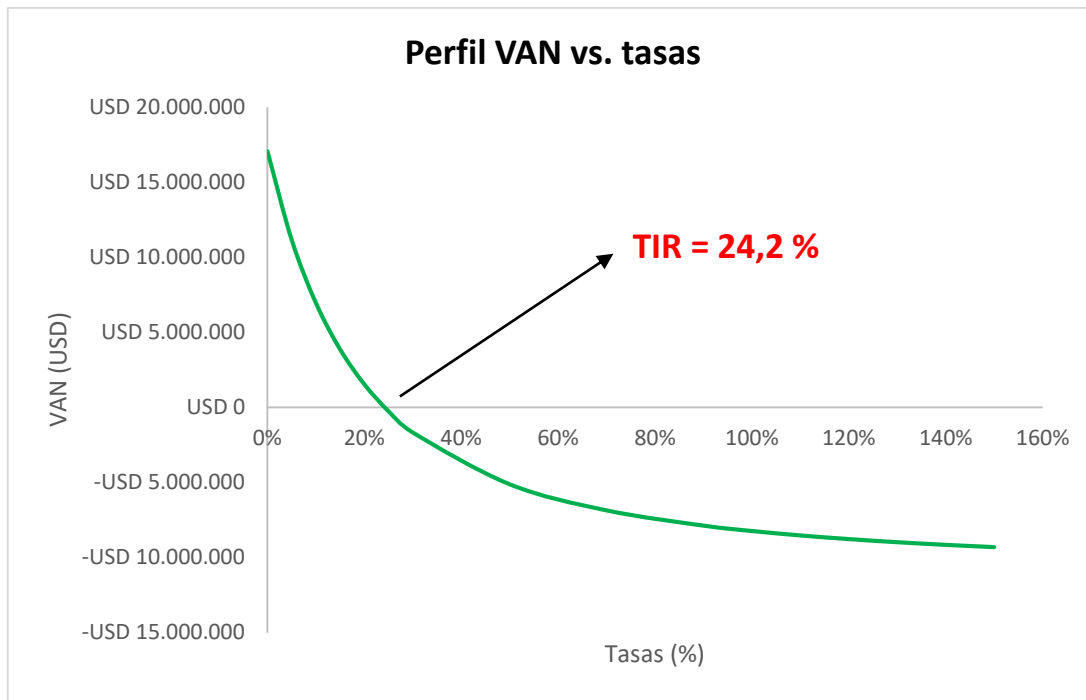


13.5.- Tasa Interna de Retorno.

La tasa de interna o de retorno "TIR" que ofrece una inversión es el porcentaje de ingresos que se obtiene periódicamente debido a una inversión. Así, se puede decir que la tasa Interna de Retorno es el porcentaje de beneficio o pérdida que conlleva cualquier inversión.

La tasa interna de retorno del proyecto nos arroja un valor de 24,2%.

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO



13.6.- Tasa de Corte.

La tasa de corte para este proyecto es de 13%. Por lo tanto, se considera que el proyecto será rentable. Siendo que cuenta con una TIR igual al 24,2% que supera a la tasa de corte.

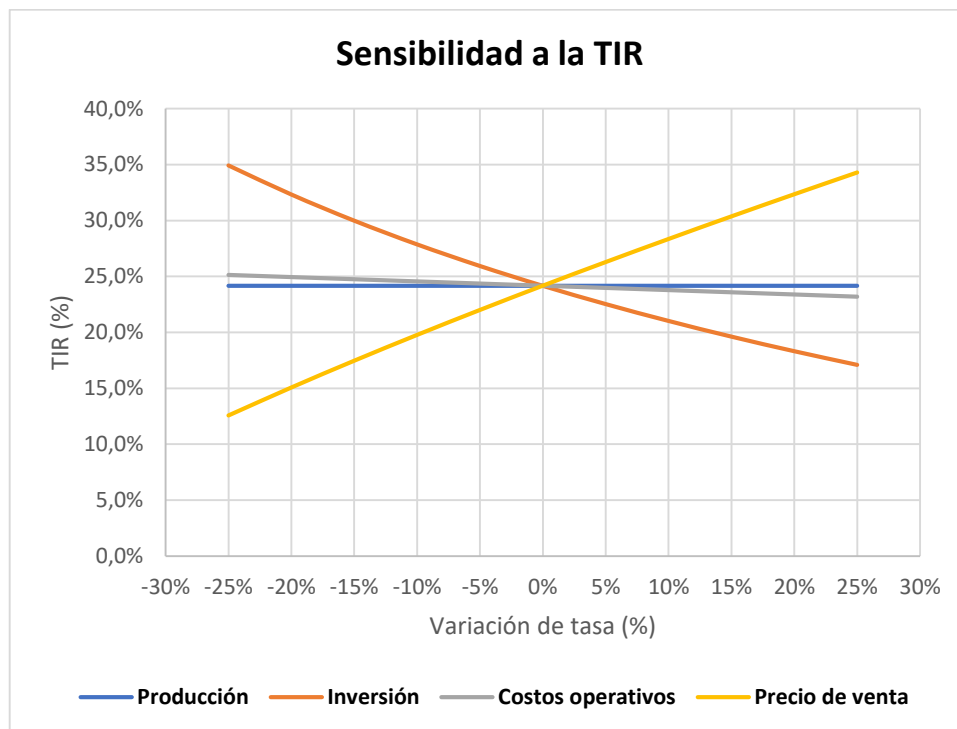
La tasa de corte y la TIR de este proyecto nos indica el inicio de una ventana de reinversión en el bloque a partir del año 2028.



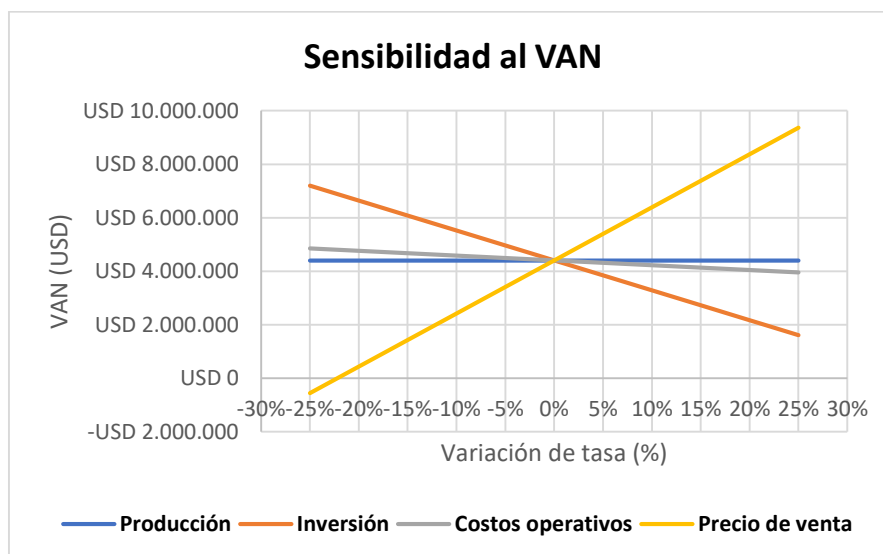
13.7.- Análisis de sensibilidad del VAN y TIR.

El análisis de sensibilidad consta de variar los valores con los cuales se estima la rentabilidad del proyecto. Esto se debe a que se plantean diversas condiciones que puedan afectar el proyecto en un futuro.

Del análisis de sensibilidad de la TIR se obtiene que una disminución del 25% del precio de venta sería el factor que igualaría la TIR con la tasa de corte del proyecto.



Del análisis de sensibilidad de VAN se obtiene que una disminución del 25% del precio de venta significaría un valor negativo para el proyecto.



PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

14.- Gestión del Proyecto.

Se considera que las tareas de perforación y terminación conllevan un total de 15 días de operación. Se considera que una vez finalicen las etapas de completación de los pozos nuevos, el equipo de Wire Line se traslade a la zona de reparaciones por primaria más secundaria.

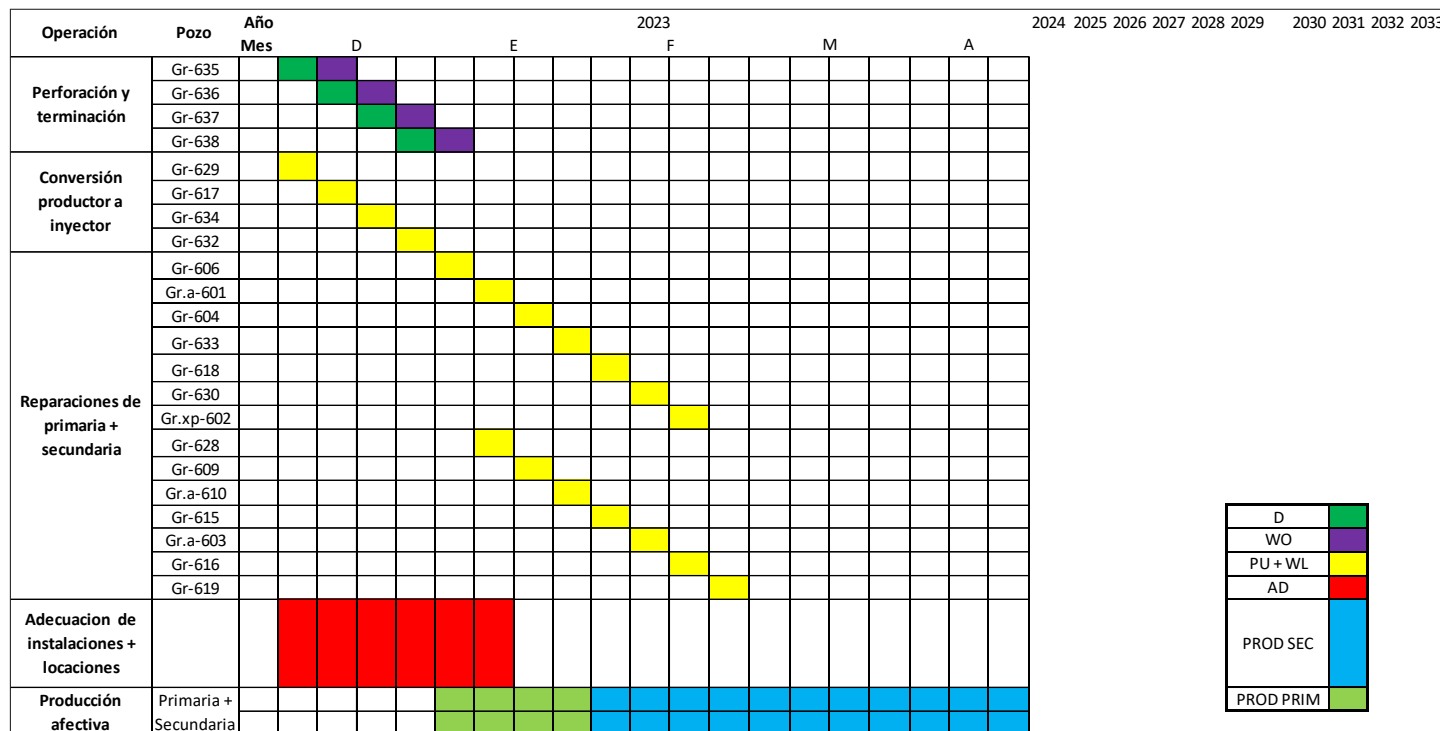


Imagen: diagrama de Gantt del proyecto.

15.- CONCLUSIÓN.

La propuesta presenta un buen prospecto en base a los resultados obtenidos de las estimaciones de reservas y su rentabilidad asociada. Aun así, debemos considerar las limitaciones e ineficiencias de la recuperación secundaria. De todos modos, se han considerado valores conservadores, de manera que la falta de datos de la zona no afecte los resultados finales esperados. Siendo estos en base monetaria de unos 3.9 MUSD y un PayOff de 4.92 años, con una TIR de 24.2% superando ampliamente la tasa de corte del 13%. Considerando que se cumplen con los objetivos propuestos en la primera sección.

16.- BIBLIOGRAFIA.

- G. Paul Willhite (1986) - Waterflooding - SPE Textbook Series Vol.3
- Don W. Green, G. Paul Willhite (1998) - Enhanced Oil Recovery - SPE Textbook Series Vol.6

PROYECTO FINAL DE INGENIERIA EN PETROLEO

- Forrest F. Craig Jr. (1982) - Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua - Society of Petroleum Engineers of AIME
- Mirtha Susana Bidner (2001) - Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo - Editorial Universitaria de Buenos Aires
- James T. Smith, William M. Cobb (1997) - Waterflooding
- Juan A. Rosbaco (1988) - Evaluación de proyectos: teoría general y su aplicación a la explotación de hidrocarburos - Editorial Universitaria de Buenos Aires
- Manual de operaciones Upstream (2018). Pan American Energy

Material de las cátedras de la carrera Ingeniería en Petróleo.