

Proyecto Final de Ingeniería en Petróleo



“Desarrollo de reservas mediante inyección de agua en el yacimiento Granson – Manantiales Behr”

**Yamir Omar Balsamello
Nelson Gastón Mamani**



**Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco**

Contenido

Introducción	5
Objetivos y alcances	5
Ubicación geográfica	5
Desarrollo	7
1. Metodología	7
1.1. Esquema de trabajo	8
1.2. Reservas de hidrocarburos	9
1.3. Recopilación de datos	11
1.4. Software utilizado	12
2. Marco geológico de la cuenca	13
2.1. Origen de la cuenca y sistemas petroleros	13
2.2. Estratigrafía	16
2.3. Sísmica y estructuras	17
3. Modelado dinámico aplicado a recuperación primaria	20
3.1. Presiones de capa	20
3.2. Historia de producción	22
3.3. Declinaciones	27
3.4. Pozo tipo	32
3.5. Petrofísica y caracterización de fluidos	37
3.5.1. Análisis de perfiles	37
3.5.2. Saturación de agua	39
3.5.3. Parámetros PVT	40
3.6. Prorrato de producción	44
3.6.1. Prorrato de petróleo	44
3.6.2. Prorrato de agua	46
3.6.3. Prorrato de gas	46
3.7. Selección de las capas	46
3.8. Mecanismo de drenaje	49
4. Proyecto de desarrollo de reservas	51
4.1. Propuesta establecida	53
4.2. Modelado estático	53
4.2.1. Mapas estructurales	53
4.2.2. Estimación del espesor útil	58
4.2.3. Mapas de espesor útil	59
4.2.4. Volumen de roca	63
4.3. Pozos propuestos	64

4.3.1. Correlación de capas.....	64
4.4. Reparaciones propuestas	66
4.4.1. Conversión de pozo productor a inyector	66
4.4.2. Punzados	67
4.5. Propuesta de recuperación primaria	68
4.5.1. Propuesta de perforación de pozo.....	68
4.5.2. Etapa de producción	71
4.5.3. Cronograma de perforación.....	72
4.5.4. Incorporación de reservas por reparación de primaria.....	73
4.6. Propuesta de recuperación secundaria.....	75
4.6.1. Mallado de inyección	75
4.7. Modelado dinámico aplicado a recuperación secundaria	81
4.7.1. Volumen poral contactable	81
4.7.2. Curvas de permeabilidad relativa	82
4.7.3. Flujo fraccional	86
4.7.4. Distribución de probabilidades de la permeabilidad	88
4.7.5. Presiones de capa.....	92
4.7.6. Movilidades	94
4.7.7. Eficiencia volumétrica.....	96
4.7.8. Reserva estimada	97
4.7.9. Parámetros de inyección	98
4.7.10. Fill up y tiempo de llenado.....	101
4.7.11. Curvas características	102
4.8. Pronóstico de producción.....	104
4.8.1. Producción futura de primaria.....	104
4.8.2. Incremento de producción por reparaciones de primaria	105
4.8.3. Incremento de producción por recuperación secundaria	106
4.8.4. Curva de pronóstico y acumuladas finales	107
4.8.5. Pronóstico de producción de agua	109
4.8.6. Curva de WOR y corte de agua.....	112
4.9. Instalaciones de superficie.....	113
4.9.1. Batería Granson	113
4.9.2. Satélite de inyección	115
4.9.3. Colectores de petróleo	116
4.9.4. Acondicionamiento de la batería	118
5. Planificación de la ejecución del proyecto	120
5.1. Equipos de torre	121

5.2. Programa de perforación	121
5.3. Programa de terminación.....	125
5.4. Programa de reparación y conversión a inyector	127
5.5. Diagrama de Gantt.....	128
5.6. Estudios de impacto ambiental	130
6. Evaluación económica del proyecto	131
6.1. Costos de inversión (CAPEX)	132
6.1.1. Inversiones asociadas a la recuperación primaria	132
6.1.2. Inversiones asociadas a la recuperación secundaria.....	134
6.1.3. Inversiones asociadas a las instalaciones de superficie	135
6.1.4. Inversiones totales	136
6.2. Costos operativos (OPEX)	136
6.2.1. Costos fijos.....	137
6.2.2. Costos variables.....	137
6.3. Lifting cost	138
6.4. Costo de desarrollo.....	139
6.5. Flujo de caja	140
6.6. Indicadores económicos	142
6.6.1. Máxima exposición y tiempo de repago.....	143
6.6.2. Valor actual neto (VAN).....	143
6.6.3. Tasa interna de retorno (TIR)	144
6.7. Análisis de sensibilidad al VAN y a la TIR.....	144
Conclusiones	147
Agradecimientos.....	147
Bibliografía.....	148
Anexo I	149
Anexo II	151
Anexo III	152

Introducción

Como requisito para la aprobación de la carrera de Ingeniería en Petróleo, la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco propone a los alumnos, a través de la materia Proyecto de Ingeniería en Petróleo, desarrollar un proyecto.

La cátedra de Proyecto de Ingeniería en Petróleo nos propone analizar un yacimiento en particular dentro de Manantiales Behr, que es operado por YPF S.A. Dicho yacimiento se denomina Granson. Comenzó a ser productivo a principios del año 2000, hoy en día cuenta con más de 20 años de producción de petróleo y gas, con aporte de agua propio.

Objetivos y alcances

La cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca madura, con una historia de producción por primaria muy extendida. El advenimiento de nuevas tecnologías ha permitido la recuperación de mayor volumen de hidrocarburos, de la cual la inyección de agua o “*waterflooding*” ha sido una técnica ampliamente difundida en la cuenca y cuenta con muy buenos resultados de producción.

La recuperación secundaria provee al reservorio, generalmente depletado, una energía adicional, generando un barrido de petróleo extra al obtenido por la energía natural del reservorio mediante recuperación primaria.

El objetivo de este proyecto es aumentar el factor de recuperación de petróleo del yacimiento Granson, aplicando la inyección de agua en capas previamente seleccionadas.

Es un proyecto de desarrollo de reservas. Las reservas probadas conocidas hacen referencia a la recuperación primaria. Con la aplicación de la recuperación secundaria, se suman reservas probadas a las ya conocidas. Como resultado, se logra un crecimiento de las reservas probadas de petróleo, ergo, mayor rédito económico del yacimiento.

Ubicación geográfica

El yacimiento Granson se ubica en el flanco norte de la cuenca del Golfo de San Jorge, en el área de reserva Manantiales Behr, limitando al sur y al oeste con el yacimiento Cerro Dragón y al noreste y este con los yacimientos Pampa del Castillo Norte y La Carolina Oeste, como se indica en la figura A. Este bloque es operado 100 % por YPF S.A. y se encuentra en una etapa de delineación y desarrollo.

La zona de estudio está comprendida con las coordenadas X=4941000 a 4944000 metros Norte e Y=2566000 a 2571000 metros Este, como se describe en la tabla A. Dichas coordenadas están conforme a la proyección Gauss-Kruger faja 2 de Argentina y datum Pampa del Castillo.

Eje	Límite	Coordenada (m)
X	Norte	4944000
	Sur	4941000
Y	Oeste	2566000
	Este	2571000

Tabla A – Coordenadas y límites de la zona de estudio

El área de estudio corresponde a un rectángulo de 3000 metros de alto por 5000 metros de ancho, dando una superficie total de 1500 hectáreas o 15 km².

En total, el yacimiento Granson posee 32 pozos perforados a la fecha, de los cuales cada uno de estos pozos tienen estados diferentes de producción, se pueden destacar los siguientes:

- **EEP:** Extracción efectiva de petróleo
- **RRS:** Reservado para recuperación secundaria
- **RG:** Reservado para gas
- **PTP:** Pozo transitoriamente parado
- **A:** Abandonado

En la tabla B se observa la cantidad de pozos que se encuentra actualmente en cada uno de los estados descriptos anteriormente. Dicha información es útil para conocer que pozos serán candidatos a futuros pozos inyectores y cuáles serán productores en un mallado de recuperación secundaria.

Estado	Cantidad de pozos
EEP (Extracción efectiva de petróleo)	14
RRS (Reservado para recuperación secundaria)	12
RG (Reservado para gas)	3
PTP (Pozo transitoriamente parado)	1
A (Abandonado)	2

Tabla B – Estado actual de producción de los pozos

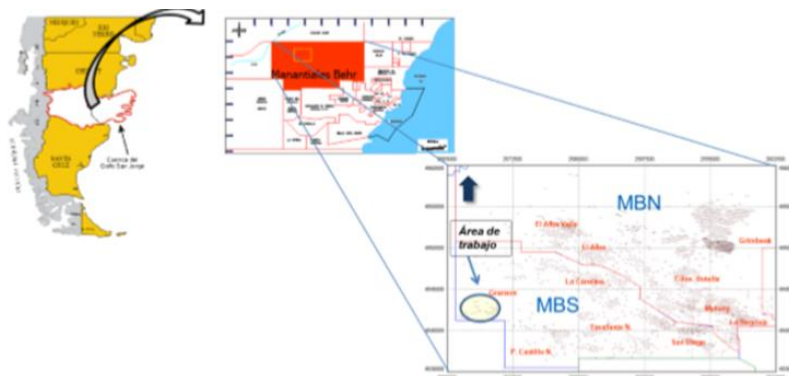
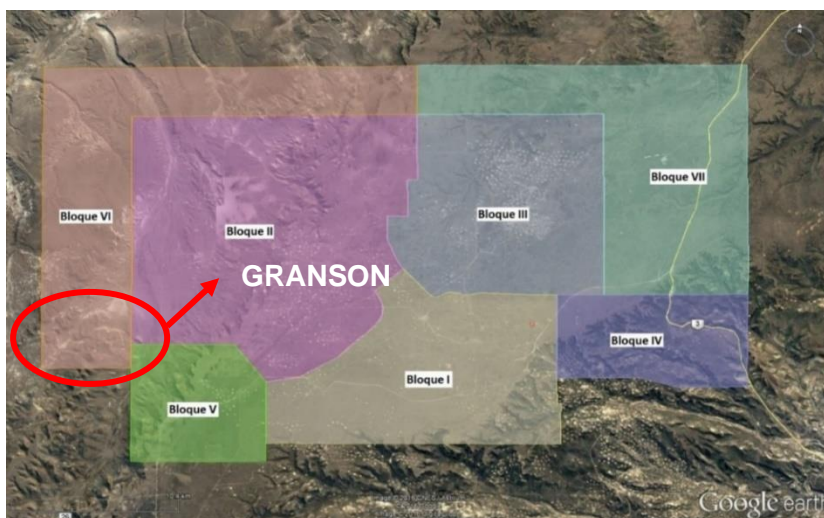


Figura A – Ubicación del yacimiento Granson dentro del área Manantiales Behr (YPF)

La figura B es un mapa topográfico donde se indica la ubicación de todos los pozos del yacimiento Granson, como así también se destaca en qué estado de producción se encuentra cada pozo al día de la fecha.

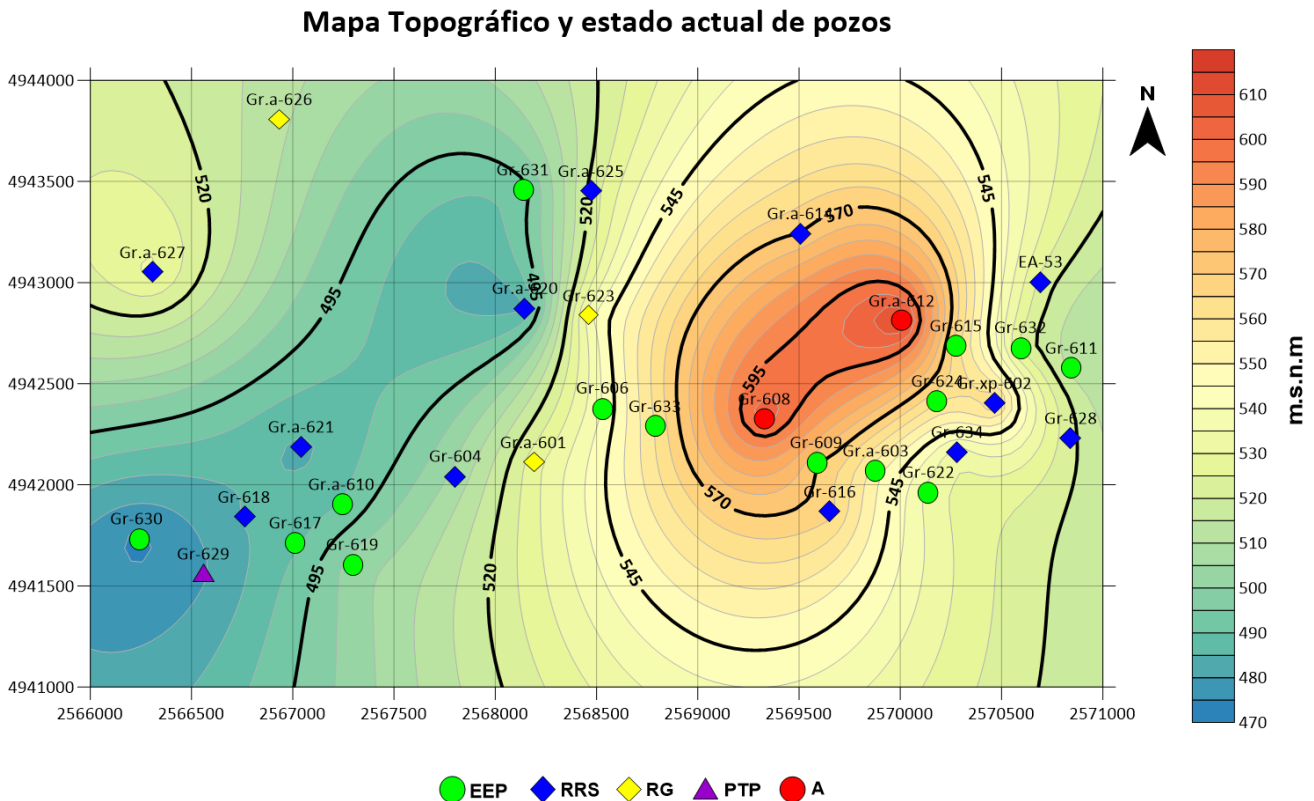


Figura B – Mapa topográfico del yacimiento Granson

Desarrollo

1. Metodología

Un proyecto de desarrollo de reservas implica hacer un estudio integrado del yacimiento. El estudio integrado de un yacimiento consiste en el análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica integral con el fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar las propiedades de roca y fluidos y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos en un único modelo, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima creación de valor en los procesos de recuperación de las reservas de hidrocarburos.

El estudio integrado de yacimiento tendrá dos partes fundamentales: la caracterización estática y la caracterización dinámica.

Caracterización estática

Se definen las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas.

Modelo Estático: Se define la geometría del yacimiento y se describen los parámetros petrofísicos, para comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos.

Modelo Estructural: Se establecen las características y se determinan las diferentes estructuras a nivel regional y local dentro de un yacimiento. Es la definición de un modelo ajustado lo mejor posible a la geometría de las fallas, los marcadores de pozo y los horizontes interpretados.

Caracterización dinámica

Se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas.

Modelo Dinámico: Se analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento. El propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso. Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos.

- PVT y curvas de permeabilidad relativa.
- Comportamiento de producción e inyección de fluidos. Pruebas de presión.
- Presiones capilares.

Se concluye el modelaje total del yacimiento, el cual tiene la tarea de integrar paso a paso cada etapa de la vida del yacimiento, desde su exploración y creación del modelo estático hasta el modelo dinámico.

1.1. Esquema de trabajo

Como metodología de trabajo, el proyecto de desarrollo tendrá en cuenta las fases de un estudio integrado de yacimientos. Dichas fases estarán adaptadas según las necesidades y la información disponible. No se considerarán todos los estudios realizados para cada fase, como se indica en la figura 1.1.1, ya que es un modelo genérico aplicable a cualquier yacimiento. El proyecto Granson sólo se ajustará según a las condiciones que presenta.

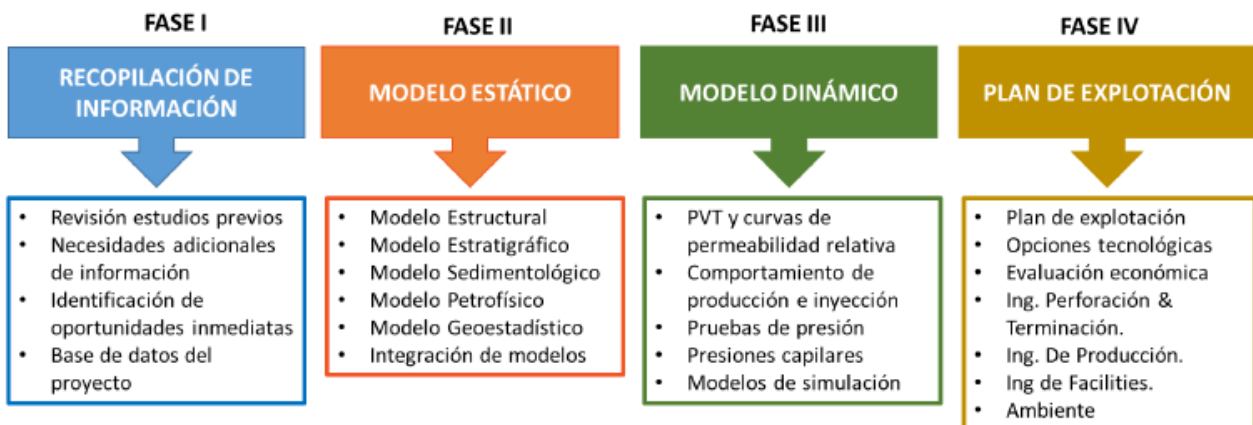


Figura 1.1.1 – Fases de un estudio integrado de yacimiento

El modelo estático tomará en principio los datos ya existentes en el proyecto original de recuperación primaria, porque se considera que la geología del yacimiento no ha cambiado. En el proyecto de recuperación secundaria, se tomará en cuenta la información del modelo estático de primaria y se basará también en ella.

El modelo dinámico, a diferencia del estático, se opta por analizar por separado cada etapa de la vida del yacimiento Granson. Primero, se evalúa un modelo dinámico que estará asociado a la recuperación primaria donde se consideran los datos existentes de producción, perfiles, PVT. Después se evaluará el modelo dinámico asociado a recuperación secundaria, porque en este caso, los parámetros a analizar son diferentes al de recuperación primaria, donde será necesario simular curvas de producción, curvas de permeabilidad relativa y movilidades.

En resumen, las fases del estudio integrado aplicado al proyecto de desarrollo serán:

FASE I

- Recopilación de datos de pozo y yacimiento.
- Revisión de todos los datos disponibles.
- Ordenamiento de la información.
- Ajustes necesarios de los datos.

FASE II

- Modelo estático en base a los datos de primaria.
- Modelo estático aplicado para recuperación secundaria.
- Modelo estructural.

FASE III

- Modelado dinámico aplicado a recuperación primaria.
- PVT y ensayos de presión. Prorrates de producción.
- Modelo dinámico aplicado a recuperación secundaria.
- Curvas de permeabilidad relativa. Movilidades.
- Simulación de las curvas de producción.

FASE IV

- Plan de explotación.
- Evaluación económica del proyecto de desarrollo.

1.2. Reservas de hidrocarburos

Clasificación

Una de las primeras etapas en el desarrollo de la industria petrolera es la dedicada a la exploración, por medio de la cual se trata de determinar la ubicación geográfica-geológica y la magnitud de una acumulación de hidrocarburos (petróleo y/o gas). Si posteriormente se verifica que estos descubrimientos son económicamente explotables, los volúmenes estimados a extraer se denominan "Reservas".

Según la definición de la SPE (Society of Petroleum Engineers) las reservas son "cantidades estimadas, que se pueden verificar con razonable certeza a partir de datos geológicos y de ingeniería, que se pueden recuperar en el futuro de un reservorio conocido y en condiciones económicas (...)". Es decir que, para ser consideradas reservas, es condición que esas cantidades puedan ser extraídas en condiciones rentables a lo largo de su vida útil.

Factor de recuperación

Al inicio de la explotación, el volumen total de petróleo y/o gas que existe en un yacimiento se lo denomina Petróleo y/o Gas In Situ, mientras que el volumen que se recupera económicamente de esos hidrocarburos constituye las reservas. Por lo tanto, para determinar las reservas, es necesario conocer primero el Petróleo Original In Situ (OOIP), para lo cual se requiere mucha información de la roca generadora y reservorio, de los fluidos existentes y de las condiciones del reservorio. La gran mayoría de esta información es obtenida a través de la perforación de los pozos.

Una vez conocido el volumen del petróleo in situ, se hace necesario entonces calcular cuánto del mismo podrá ser extraído a superficie, ya que nunca se recupera el total del volumen existente. Para esto es necesario determinar el factor de recuperación para ese yacimiento en particular y para esas

condiciones dadas, lo que implica conocer valiosa información del comportamiento del reservorio. Este factor de recuperación puede variar desde un 15% a un 60% respecto al volumen total existente, dependiendo de las características de la roca reservorio y de los fluidos, presión y temperatura, métodos de extracción, etc. En el yacimiento Granson, el factor de recuperación por primaria no supera el 5%, debido a la existencia de petróleos pesados.

Reservas comprobadas

Son aquellas que existen en zonas conocidas y explotadas o sea que han sido descubiertas y desarrolladas, aunque no agotadas. Generalmente están en explotación al momento de su valoración e indican volúmenes de hidrocarburos que se pueden extraer inmediatamente, en base a las condiciones económicas del momento de la evaluación y a información que asegure mucha certeza.

Las Reservas Comprobadas pueden ser definidas como aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperadas en forma económica y con las técnicas disponibles, de acumulaciones conocidas (volúmenes in situ) a partir de los datos disponibles en el momento de la evaluación. Pueden a su vez dividirse en Comprobadas Desarrolladas, que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes, y No Desarrolladas, que se esperan recuperar de pozos a perforar e instalaciones de producción futuras y de las cuales se tiene un alto grado de certidumbre.

Reservas probables

Son las reservas que no disponen de la suficiente información geológica y de reservorios como para asegurar el volumen de fluidos a recuperar, aunque estén identificados los volúmenes del yacimiento en general. Son atribuidas a acumulaciones conocidas y cuya estimación se basa en información similar a la que se requiere para las reservas comprobadas, pero la certidumbre de su existencia no es suficiente para clasificarlas como tales.

Las Reservas Probables pueden definirse como aquellas a las que tanto los datos geológicos como de ingeniería dan una razonable probabilidad de ser recuperadas de depósitos descubiertos, aunque no en grado tal como para estimar específicamente los volúmenes a recuperar en forma rentable y ser consideradas como comprobadas.

Reservas Posibles

Están determinadas por la información elaborada disponible, pero no existe la seguridad ni de su volumen total, ni de las condiciones y cantidad de hidrocarburos que se pueden recobrar en forma económica.

Así definidas las reservas, debe tenerse en cuenta un concepto fundamental: el requisito de viabilidad económica de la recuperación, establecida por las condiciones imperantes en el momento en que se hace la estimación. La ausencia de este requerimiento es suficiente para que los volúmenes estimados no puedan ser considerados como reservas. Por lo tanto, las estimaciones económicas y las proyecciones de producción de un campo se hacen, generalmente, en base a las reservas comprobadas.



Figura 1.2.1 – Clasificación de las reservas de hidrocarburos

1.3. Recopilación de datos

La zona de estudio consta de 32 pozos en total, de los cuales poseen distintos estados de producción (EEP, AA, RG, RRS). Desde la cátedra de Proyecto de Ingeniería en Petróleo se brindó toda la información necesaria para hacer el estudio completo del yacimiento. Dicha información consiste en:

- Perfiles a pozo abierto, en formato PDF y en formato LAS para ser cargados en el software Interactive Petrophysics. Existe una amplia gama de métodos de adquisición de estos perfiles, se destacan los perfiles eléctricos SP (Potencial Espontáneo) y de resistividad. Perfiles sísmicos. Perfiles radioactivos (Densidad y Neutrón).
- Esquema de pozos, de terminación y reparación. Cada esquema cuenta con información de: caudales, presiones, nivel estático, punzados, geometría del pozo, salinidad, porcentaje de agua de ensayo, etc.
- Perfiles de presión RFT (Reservoir Formation Test) de los cuales dichos perfiles brindan información de presiones de capa, movilidades, profundidades y gradientes de presión.
- Datos históricos de producción neta de petróleo, gas y agua. Estos datos están ordenados cronológicamente, indican producciones medidas en m³/mes de cada tipo de fluido. Se hizo correlación en algunos pozos con datos brindados por la Secretaría de Energía de la Nación.
- Esquemas de control geológico.
- Prognosis de pozo e informes de perforación.
- Datos sobre sísmicas de reflexión 2D, fallas principales, estructuras.
- Perfiles de resonancia magnética nuclear (RMN).
- Perfiles a pozo entubado, se destacan los perfiles CBL (Cemento Bond Log) y VDL (Variable Density Log).
- Cromatografía de gases.
- Datos de IPR (Inflow Performance Relationship) de los cuales son analizados en el software Prosper de Petroleum Experts.
- Informes de laboratorio sobre las características reológicas de los petróleos extraídos por capa.
- Datos acerca de los parámetros de fractura hidráulica en algunas capas donde se necesitó estimulación.
- Datos de algunos pozos de Geoquímica y Bioestratigrafía.
- Informes de parámetros petrofísicos analizados por complejo y por pozo.

Se requirió también el uso de correlaciones, dado que existe faltante de información muy necesaria para el desarrollo del estudio. La cátedra ha brindado correlaciones PVT para el cálculo de viscosidades y factor de volumen de petróleo Bo. Estas correlaciones están basadas en las estadísticas de la cuenca. También serán necesarias correlaciones para el cálculo de permeabilidades relativas y de movilidades.

A modo de seguir un criterio cómodo del ordenamiento de la nube de datos, se optó por discriminar pozo a pozo qué información se cuenta de cada uno de ellos. Para esto, se confeccionó una tabla de doble entrada, donde se entra por nombre de pozo y por tipo de dato disponible de ese pozo en particular. Permite una mejor visualización de la disponibilidad de datos.

Pozo	Perfil PDF	Perfil LAS	RFT	Esquema	Terminación	Reparación	Cromatografía	Testigos	Petrofísica	Control Geológico	Informe Pozo	Datos producción	Pozo tipo	Fractura	Sísmica- Fallas	Capas	Ubicación	CBL-VDL	RMIN	Caract. Oil Lab	PVT	Geoquímica	Bioestratigrafía	Entubado LAS	Prognosis	Prosper Data	
Gr-608	x	x						x	x																		
Gr-609	x	x		x	x			x				x	x	x													
Gr-633	x	x	x	x	x	x	x		x		x				x	x	x	x									
Gr-616	x	x	x	x	x								x	x						x							
Gr-a.603	x	x		x	x	x							x								x						
Gr-622	x	x	x	x	x					x			x	x					x		x	x					x
Gr-634	x	x	x	x	x			x			x				x	x	x	x			x						
Gr-624	x	x	x	x	x	x				x			x														
Gr-xp.602		x		x	x	x	x	x		x			x										x	x			
Gr-628	x	x		x	x								x					x			x	x					x
Gr-611	x	x	x	x	x				x			x	x	x		x											
Gr-632	x	x	x	x	x							x		x	x	x	x	x			x				x	x	
Gr-615	x	x	x	x	x	x	x						x	x													x
Gr-a.612	x	x		x	x		x																				
Gr-a.614	x	x	x	x	x	x	x		x	x			x								x						
EA-53		x											x														
Gr-a.601		x			x	x	x	x				x						x									
Gr-a.610	x		x	x	x		x			x																	
Gr-a.620	x			x	x	x				x																	
Gr-a.621	x	x							x	x											x						
Gr-a.625	x	x	x	x	x	x				x				x													
Gr-a.626	x	x	x	x	x	x	x				x				x												x
Gr-a.627	x	x		x	x	x	x		x	x	x				x			x									x
Gr-629	x	x	x		x	x	x											x	x								x
Gr-604	x	x		x	x	x								x													
Gr-606		x			x	x																					
Gr-617	x	x	x		x																						x
Gr-618		x	x		x	x	x				x			x													x
Gr-619	x	x		x	x												x										x
Gr-623		x	x	x	x		x			x																	x
Gr-630	x	x	x	x	x						x				x	x	x	x							x	x	
Gr-631	x	x	x	x	x						x				x	x	x	x							x	x	

Tabla 1.3.1 – Datos disponibles por pozo

1.4. Software utilizado

Para el desarrollo de este proyecto será necesario la utilización del software para visualizar los datos, hacer cálculos y crear gráficos. Se enumera a continuación el software requerido:

- Microsoft Excel: visualización de datos, gráficos, tablas, cálculos, simulaciones.
- Microsoft Word: lectura de archivos, editor de texto.
- Microsoft PowerPoint: lectura y creación de presentaciones.
- Google Earth: ubicación geográfica de los pozos.
- Surfer: confección de mapas.
- Grapher: diseño de gráficos.
- Interactive Petrophysics: visualización de perfiles en formato LAS.
- Prosper: visualización de datos de IPR.
- Adobe Reader: lector de PDF.

2. Marco geológico de la cuenca

La Cuenca del Golfo San Jorge es la principal y la más antigua región productora de hidrocarburos del país. Se desarrolló por esfuerzos continentales tensionales durante el Jurásico Superior y Cretácico, los cuales estuvieron activos hasta el Mioceno Inferior. El grupo Chubut produce la mayor parte de petróleo el que se generó en rocas lacustres del Cretácico Inferior (Formación D-129), de acuerdo a las conclusiones de varios investigadores.

Desde el punto de vista geológico, la cuenca está ubicada en el área central patagónica, entre los paralelos 43° y 47° de latitud sur, extendiéndose en dos terceras partes por las mesetas que comprenden a las provincias del Chubut y Santa Cruz y desarrollándose en su tercio restante bajo el océano hacia el sector de la Plataforma Continental Argentina en correspondencia con el golfo homónimo, sustentado por sondeos costa afuera e información sísmica.

Superficialmente tiene una forma irregular y se extiende desde algunos kilómetros al sur del Río Deseado hasta el cauce central del Río Chubut, y desde el mar epicontinental argentino al Este hasta la precordillera, donde se vincularía con una prolongación oeste de la cuenca marina Austral (Formación Pozo Paso Río Mayo x-1).

Abarca una superficie estimada en unos 200000 km², de los que un 50 por ciento se considera de interés hidrocarburífero. La tercera parte que se desarrolla cuesta afuera, sólo ha sido explorada por pozos costeros y otros marinos efectuados por la plataforma semisumergible Gral. Mosconi, detectando hidrocarburos de interés económico en algunos de ellos. La extensión continental aún no ha sido explorada totalmente, especialmente en el "Centro de Cuenca" y en los bordes de la misma.

2.1. Origen de la cuenca y sistemas petroleros

A la cuenca sedimentaria del Golfo San Jorge se le asigna una génesis intracratónica o de retroarco, posiblemente con corteza continental en su fondo. Está ubicada entre el Macizo Nordpatagónico en el norte y el Nesocratón del Deseado en el sur, zonas que habrían permanecido relativamente estables durante su formación y colmatación.

Su origen está relacionado con procesos extensionales a partir del Jurásico superior-Cretácico inferior, que es cuando se produjo la rotura del continente de Gondwana y la deriva de la placa Sudamericana hacia el oeste y la apertura del océano Atlántico. Se generó así un importante depocentro de sedimentos, quizás sobre un fondo de corteza continental u oceánica incipiente.

El pozo descubridor de petróleo se perforó en 1907 en General Mosconi (Km 3), inmediatamente al norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia. Desde esa fecha, más de 25.000 pozos se perforaron en la cuenca.

La producción hidrocarburífera se ha ido incrementando a través del tiempo y a pesar de ser la primera zona en ponerse en explotación y de haber sido la más intensamente explotada, todavía queda un importante remanente por extraer, ya sea por producción primaria, secundaria o asistida.

La producción principal ha sido la de hidrocarburos líquidos (petróleo) de varios tipos: pesados, medianos y livianos, en general de base parafínica.

En general, los hidrocarburos han sido extraídos de profundidades variables entre aproximadamente 500 m a poco más de 3000 m bajo el nivel del mar. Los hidrocarburos se han alojado mayoritariamente en unidades estratigráficas con edades que van desde el Cretácico inferior al Paleoceno, comprendiendo a las formaciones Mina El Carmen, Comodoro Rivadavia, Yacimiento El Trébol y Salamanca.

Los reservorios más comunes son estratos de areniscas, con espesores individuales muy variables, pero que en general oscilan entre 2 y 10 metros. Su porosidad también es variable y decreciente con

la profundidad, desde 25% los más someros hasta 15% los más profundos, siendo primaria para los niveles superiores y secundaria para los inferiores. También su permeabilidad es bastante disímil y amplia pero que en general fluctúa alrededor de los 100 milidarcys.

Las trampas son en su mayoría combinadas, ya que existe una importante componente depositacional o sedimentaria asociada a otra estructural (fallas y pliegues).

Sistema petrolero

En el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, tanto la roca madre como los reservorios, los sellos, las vías de migración y las trampas se encuentran comprendidas en las rocas que estratigráficamente se conocen como Grupo Chubut (“Chubutiano”) el cual incluye a las formaciones Pozo D-129, Mina El Carmen, Comodoro Rivadavia y Yacimiento El Trébol.

Se ha propuesto para el flanco occidental de la cuenca la existencia de un segundo sistema petrolero cuya roca generadora está constituida por pelitas lacustres conocidas como “Neocomiano”.

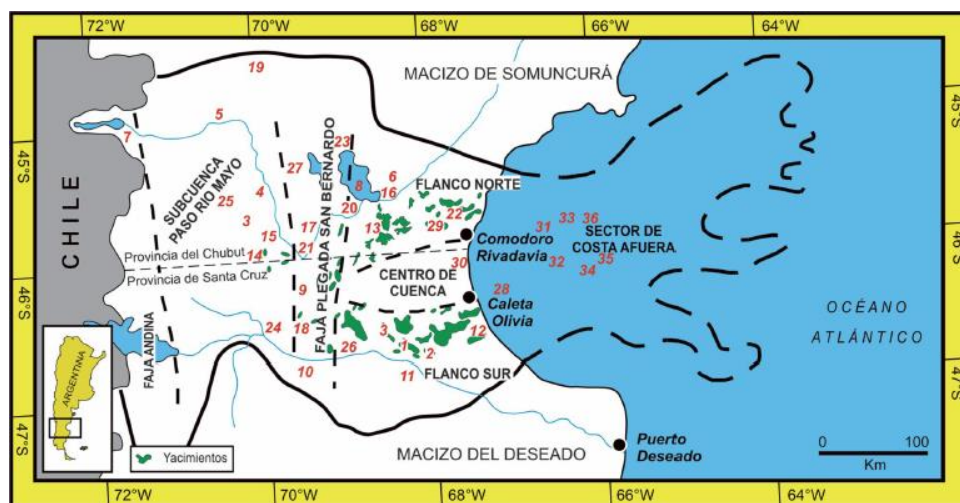


Figura 2.1.1 – Zonas que se subdivide la CGSJ

Roca Generadora

Las pelitas lacustres de la formación Pozo D-129 (Complejo V) constituyen la roca generadora. Presenta un buen desarrollo areal, espesores que superan el centenar de metros, COT de alrededor de 3% y materia orgánica algal que se va haciendo terrestre hacia los bordes de la cuenca.

Reservorio y Sello

Las rocas reservorio son en general areniscas finas a conglomerádicas con matriz arcillosa a arcillo-tobácea y un 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.

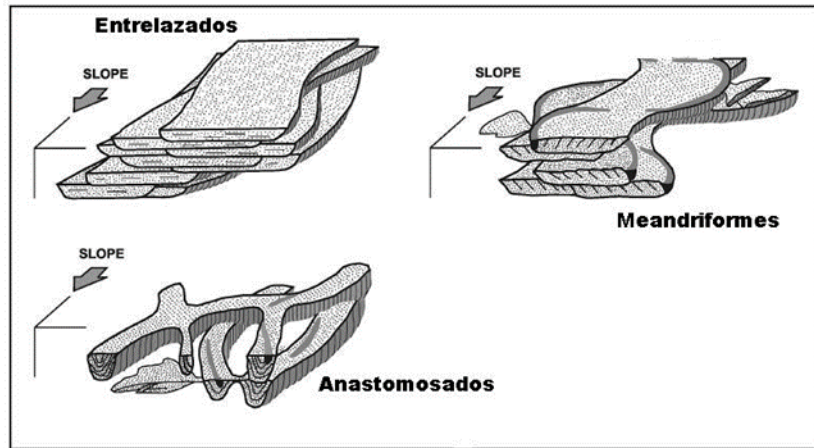


Figura 2.1.2 – Estructuras de los reservorios en la CGSJ

Trampas

El entrapamiento es mixto, tanto estructural como estratigráfico. Al ser 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.

Migración

La migración primaria fue fundamentalmente vertical, a través del fallamiento regional que generó la apertura de la cuenca, y/o 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.

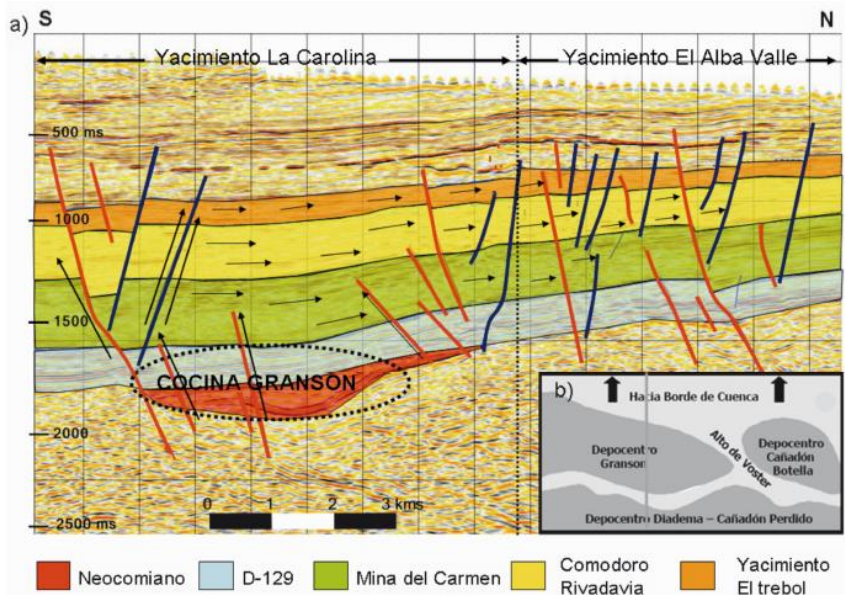


Figura 2.1.3 – Generación y vías de migración en el yacimiento Granson

2.2. Estratigrafía

La cuenca del Golfo San Jorge suele subdividirse en complejos. Las principales formaciones productoras de hidrocarburos y generadoras se les ha asignado un complejo en particular para poder ser identificadas más fácilmente, como se indica en la tabla 2.2.1. Los nombres de las formaciones corresponden al Flanco Norte de la cuenca, ya que en otras zonas las mismas formaciones reciben otro nombre.

En todo el yacimiento, las profundidades de cada complejo varía de pozo a pozo debido a la posición estructural de donde se encuentran. La orientación de buzamiento de los complejos generalmente es Norte-Sur, inclinado hacia el centro de cuenca en el sur. En la tabla 2.2.1 se indica la profundidad promedio de los complejos, pudiendo estar a mayor o menor profundidad dependiendo de donde se encuentren ubicados los pozos, son valores de referencia.

Complejo	Formación	Profundidad (mbbp)	Roca
II	El Trébol	1200	Reservorio
III	Comodoro Rivadavia	1500	Reservorio
IV	Mina el Carmen	1900	Reservorio
V	Pozo D-129	2500	Generadora

Tabla 2.2.1 – Designación de los complejos en la CGSJ y sus profundidades medias

La mayor parte de la producción del yacimiento Granson proviene de los complejos III y IV, correspondientes a las formaciones Comodoro Rivadavia y Mina el Carmen.

Modelo sedimentológico

El modelo sedimentológico para los reservorios de interés ha sido interpretado como continental fluvial. En la columna sedimentaria se reconocen depósitos fluviales monocalizados 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 monocalizado 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. La estratigrafía del área se presenta en la columna estratigráfica adjunta en la figura 2.2.1.

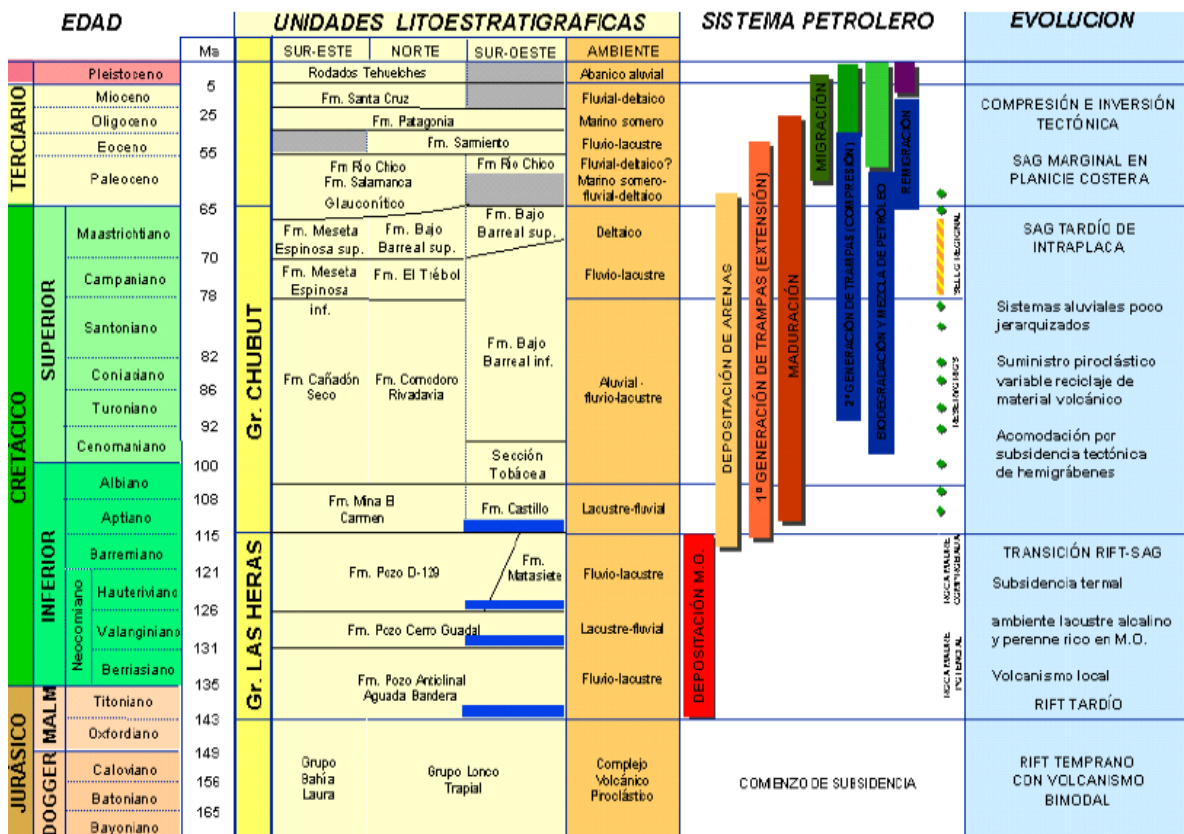


Figura 2.2.1 – Columna estratigráfica y sistemas petroleros de la CGSJ

2.3. Sísmica y estructuras

Los principales depósitos sedimentarios de la cuenca corresponden a una secuencia continental cretácica de origen fluvial, fluviodeltaico y lacustre, con participación de material volcanoclástico, 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” en la Fm. Comodoro Rivadavia, a lo largo de superficies de discordancia entre las Fms. 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.

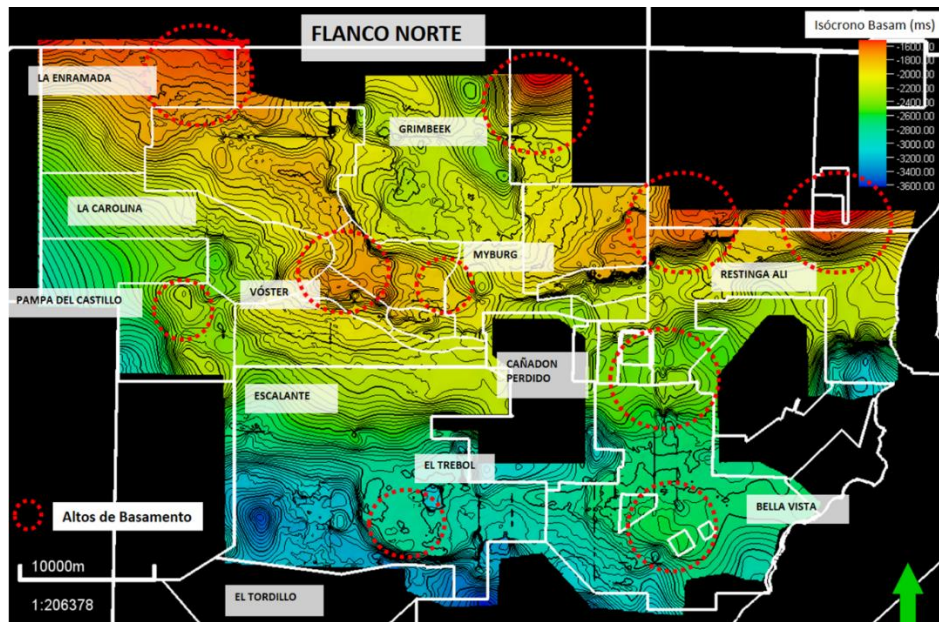


Figura 2.3.1 - Mapeo de detalle en flanco norte mostrando los altos de basamento a partir del dato sísmico

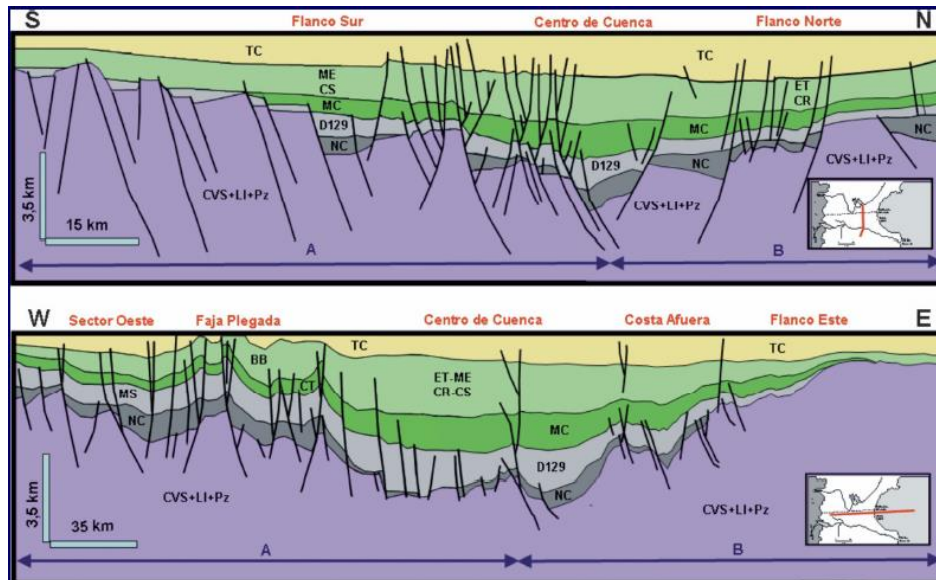
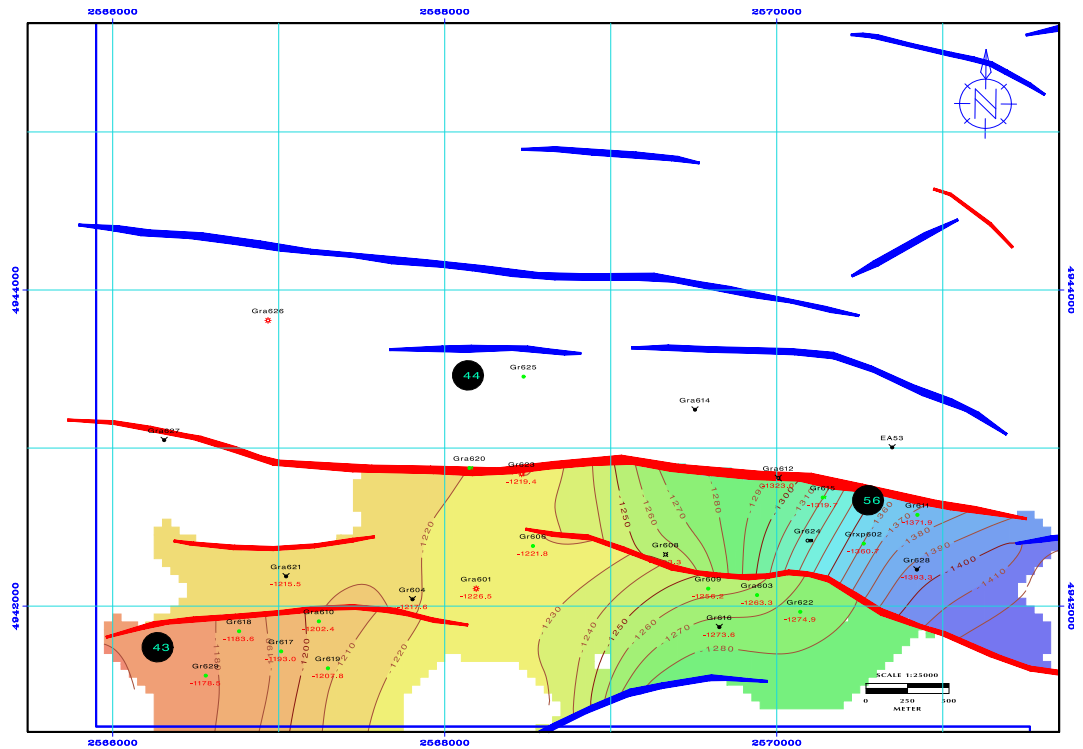


Figura 2.3.2 – Sistemas estructurales de la CGSJ, cortes N-S y W-E

En la figura 2.3.3 se observan las principales fallas que atraviesan el yacimiento. Dichas fallas fueron descritas por Geología e indican las zonas donde hay mayor probabilidad de acumulación de hidrocarburos. Las fallas de color rojo indican una orientación hacia el norte, mientras que las fallas de color azul indican un buzamiento hacia el sur del yacimiento, apuntando hacia el centro de cuenca.

Las fallas fueron mapeadas en un mapa estructural del tope del complejo IV. Esta información será de utilidad para analizar luego las zonas de mayor interés para calcular el pozo tipo, como se verá en la sección 3.4; como así también, servirá fundamentalmente para determinar las zonas donde se proponen los pozos inyectores y las mallas de inyección.

La figura 2.3.4 es un corte sísmico donde se indican las direcciones de las fallas principales, como así también, los markers de cada complejo.



GRANSON ESTRUCTURAL TCIV

Figura 2.3.3 – Mapa estructural al tope del complejo IV con las principales fallas que lo atraviesan

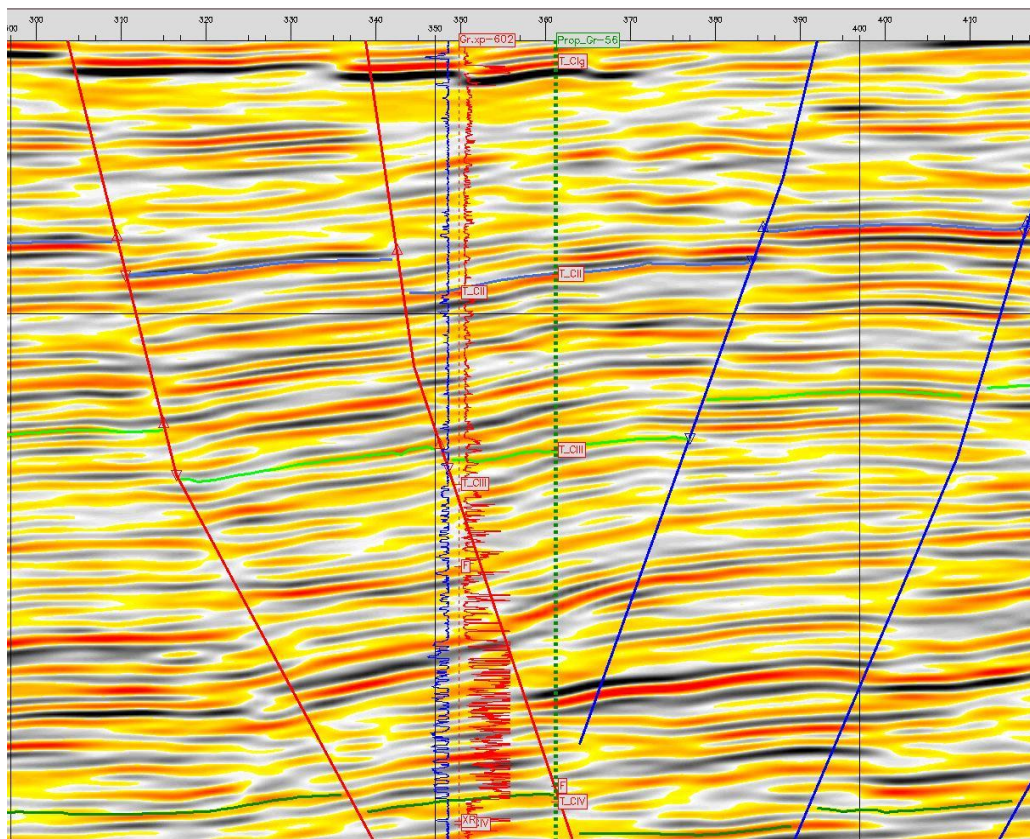


Figura 2.3.4 – Corte sísmico del yacimiento indicando el buzamiento de las fallas principales

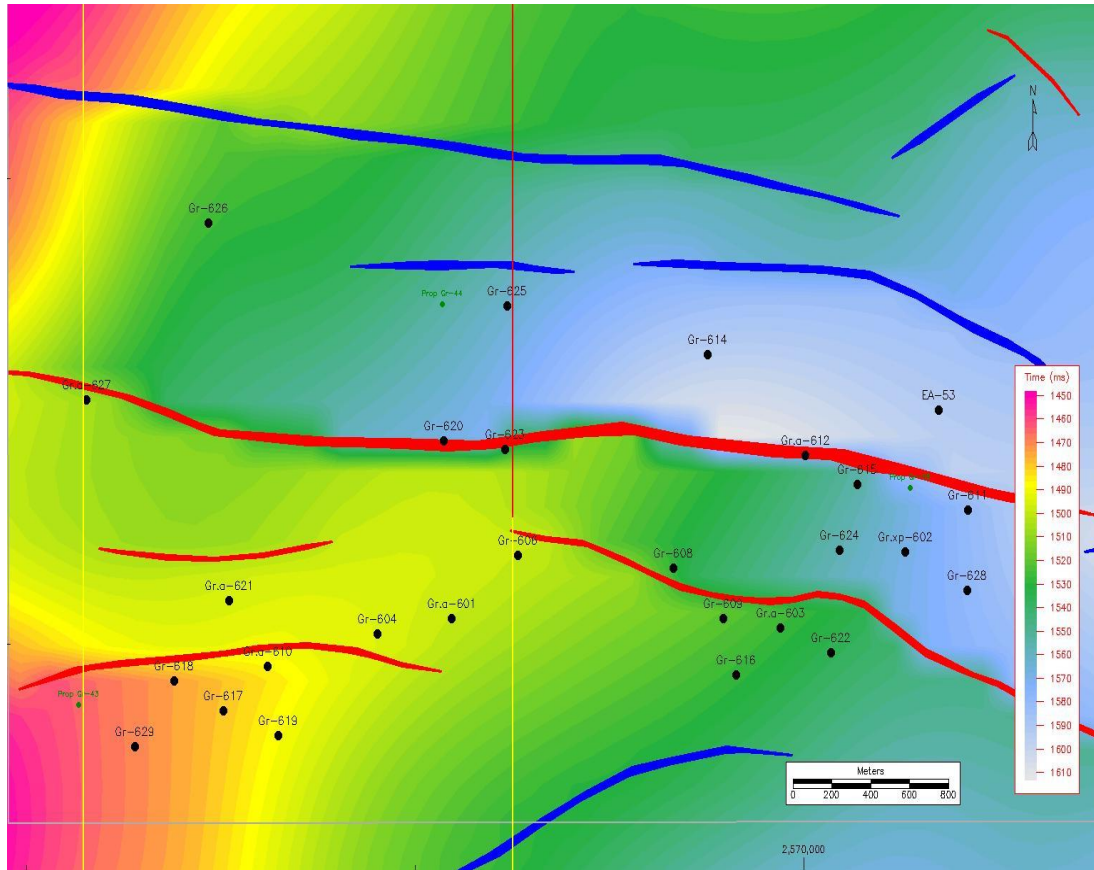


Figura 2.3.5 – Mapa isócrono sísmico de la zona de estudio y sus fallas principales

3. Modelado dinámico aplicado a recuperación primaria

Se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas. En un modelo dinámico se analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento. El propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso de la roca. Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de inyección de agua.

Con modelado dinámico se hace referencia también a los cálculos de las variables que participan en el reservorio a lo largo del tiempo. Generalmente, se debe diferenciar el modelo dinámico aplicado a la recuperación primaria y a la recuperación secundaria, ya que se calculan parámetros diferentes.

El yacimiento Granson solo tiene producción por primaria y no se conocen datos de algún proyecto previo de recuperación secundaria. En esta primera parte, se trabaja el modelado dinámico con recuperación primaria.

3.1. Presiones de capa

Antes de comenzar el análisis capa por capa en el prorrateo de producción, es importante conocer cuáles son las presiones de capa, como así también, el gradiente de presión promedio en el yacimiento. Para ello, se toma en cuenta todos los ensayos RFT que se han realizado en los pozos a lo largo del tiempo, cada RFT se hace por capa de interés, independientemente si luego estas capas entran en producción o no. Interesa conocer las presiones de reservorio.

Un ensayo RFT toma como datos, la profundidad del punzado donde se toma el punto de presión y la presión leída por el manómetro de la herramienta. Se suelen presentar estos datos junto a una

correlación de presión teórica en la zona, donde se hace una comparación con esta. También se suele mostrar el valor de la movilidad M de la capa (k/μ).

Metodología de trabajo: Primero se agrupan todos los pozos que tengan información acerca de ensayos RFT, es de utilidad utilizar la tabla 1.1.1 en este caso. El RFT puede estar en formato PDF como lo entrega la contratista, o en formato Excel.

Test	File	Depth		Drawdown Mobility MD/CP	Mud Pressure		Last read build-up Pres PSIG	Formation Pressure PSIG	Test Type
		M	M		Before PSIG	After PSIG			
1	125	1856.99	1856.99	0.08	3154.26	3135.23	2111.16	2111.16	Limited draw-down
2	126	1872.49	1872.49	0.19	3165.92	3152.26	2029.35	2029.35	Limited draw-down
3	127	1876.47	1876.47		3157.57	3153.27	-0.29	-0.29	Dry Test
5	129	1923.51	1923.51	4.36	3249.34	3241.63	1884.00	1884.00	Normal Pretest
7	131	2067.97	2067.97	269.55	3516.20	3511.85	2260.99	2260.99	Normal Pretest
8	132	2067.48	2067.48	0.17	3500.01	3484.05	2450.40	2534.36	Limited draw-down
9	138	2254.47	2254.47	0.10	3815.30	3811.27	2816.85	3041.02	Limited draw-down

Figura 3.1.1 – Planilla típica de un ensayo RFT entregado por la empresa contratista

En una planilla de Excel, se vuelcan todos los datos de interés (presiones y profundidades de capa). Se deben considerar los valores de “Normal Pretest” o “Limited Draw-Down” porque son valores confiables. Los datos donde haya “Dry Test” o “Lost Seal” se deben descartar, porque esto indica que hubo un error en la medición por pérdida de contacto con el reservorio, o bien no hay entrada de fluido en la herramienta.

Una vez ordenados los datos de presión y profundidad de todos los pozos en conjunto, se grafica una curva Presión-Profundidad, en dicho grafico se verá una nube de datos donde se representa todos los valores de presión leídos en el RFT.

Interesa conocer cuál es el gradiente de presión normal en el yacimiento. No todos los pozos cuentan con información de presión RFT, lo cual es necesario contar con una correlación de presión que se ajuste a los valores reales de presión. Se realiza una regresión lineal de esta nube de datos, dando como resultado una línea recta que va ser la que correlaciona con los datos leídos.

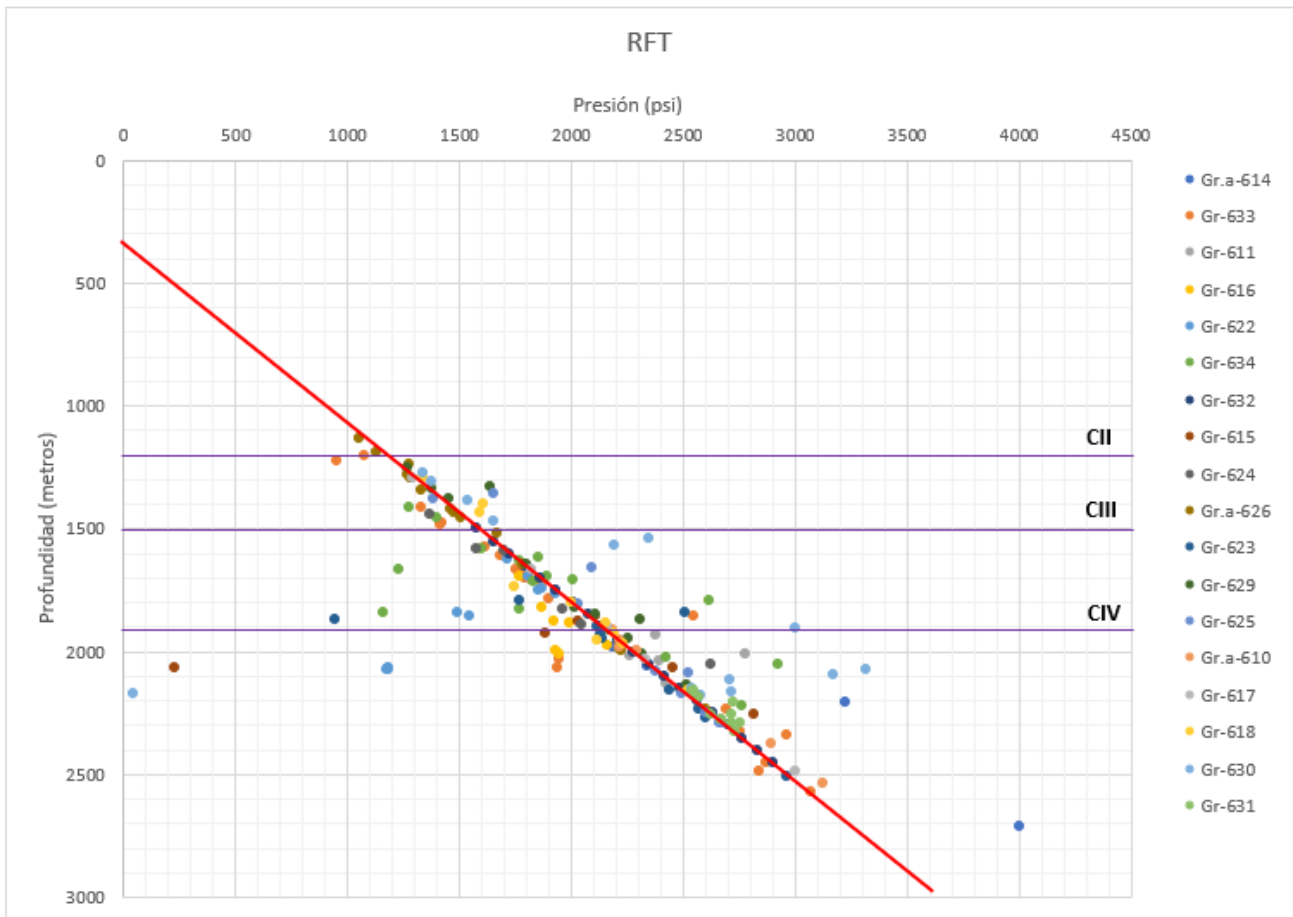


Figura 3.1.2 – Curva Presión-Profundidad, se encuentran volcados todos los datos de presión RFT disponibles de algunos pozos. Se indican los topes formacionales de los complejos II, III y IV.

A partir de la regresión lineal, se estima cuál es la correlación numérica del mismo. Para ello, se formula la ecuación de la recta que mejor se ajusta a los datos.

$$P \text{ (psi)} = 1,36 * \text{Profundidad (mbbp)} - 477$$

$$\text{Gradiente} = 0,415 \text{ psi/ft}$$

Habiendo hecho los cálculos numéricos, resulta que la anterior ecuación de la presión es la que mejor ajusta a la nube de datos. Se ingresa con el dato de profundidad de la capa donde se quiera conocer su presión hidrostática y el resultado será la presión medida en psi (unidades de campo). El gradiente hidrostático del yacimiento Granson es de 0,415 psi/ft.

3.2. Historia de producción

El yacimiento Granson comenzó a producir en el año 2001 de manera ininterrumpida, con la puesta en producción del pozo YPF.CH.Gr.xp-601. Luego, se fueron incorporando pozos de avanzada y de desarrollo a lo largo de sus 20 años de historia, hasta llegar a los 14 pozos en extracción efectiva de petróleo.

Los datos de producción mensual de petróleo, agua y gas de los 32 pozos los brindó la cátedra a través de la base de datos de YPF. La producción de petróleo y agua está medida en m³/día, mientras que la producción de gas está medida en Km³/día (kilo metros cúbicos). Para encontrar la acumulada mensual y posterior acumulada total de los 3 fluidos en cada pozo, se procedió a tomar como base

de cálculo un tiempo efectivo de extracción de 30,4 días por mes, que corresponde al tiempo calendario. El valor exacto de tiempo efectivo de extracción no está disponible en ninguna base de datos, es por ello que se decide esta simplificación.

Los pozos más modernos no se tenían registro reciente en dicha base de datos, por lo que se recurrió a la base de datos de la Secretaría de Energía de la Nación, ente estatal donde las empresas productoras deben declarar mensualmente su producción.

Pozo	Np (m ³)	Wp (m ³)	Gp (Km ³)
EA-53	2613	12656	0
Gr.a-601	8050	18213	4682
Gr.a-603	87652	26317	2766
Gr.a-610	29777	165036	1186
Gr.a-612	0	0	0
Gr.a-614	4761	948	760
Gr.a-620	3238	50975	6323
Gr.a-621	2120	8901	152
Gr.a-625	10756	27500	2128
Gr.a-626	1238	5916	973
Gr.a-627	544	9567	0
Gr.xp-602	12880	24630	61
Gr-604	3209	15528	91,2
Gr-606	26106	18884	5594
Gr-608	0	0	0
Gr-609	14229	41821	790
Gr-611	12919	9029	182
Gr-615	12048	39693	1611
Gr-616	192	2976	0
Gr-617	20373	357799	2371
Gr-618	9212	4828	547
Gr-619	12111	441520	122
Gr-622	27262	23536	395
Gr-623	894	1578	7296
Gr-624	1908	5776	0
Gr-628	1060	1356	0
Gr-629	16032	8159	1854
Gr-630	10807	714	700
Gr-631	13002	1058	1003
Gr-632	10613	22235	30
Gr-633	2479	68592	30
Gr-634	800	18128	0
TOTAL	358885	1433869	41647

Tabla 3.2.1 – Acumulada total de petróleo, agua y gas en cada pozo y la total del yacimiento

Algunos pozos siguen siendo productivos hasta el día de hoy, otros han producido solamente unos años. El pozo que registra la mayor acumulada, muy por encima de sus vecinos, es el pozo YPF.CH.Gr-a-603, con una producción de 87652 m³ de petróleo.

Las figuras 3.2.1, 3.2.2 y 3.2.3 esquematizan en un mapa de burbujas cómo es la distribución de producción de hidrocarburos, petróleo y gas, más el agua asociada a dicha producción, en todo el yacimiento.

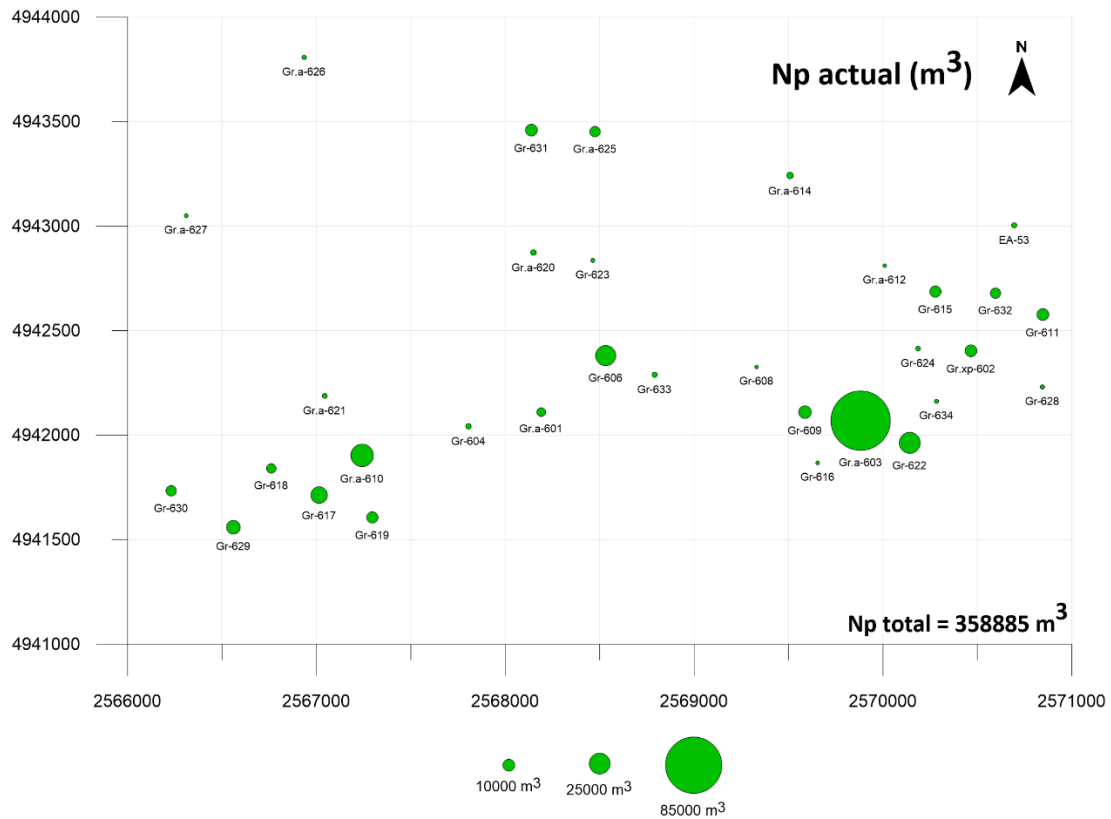


Figura 3.2.1 – Distribución en el yacimiento de la producción acumulada de petróleo por pozo (Np)

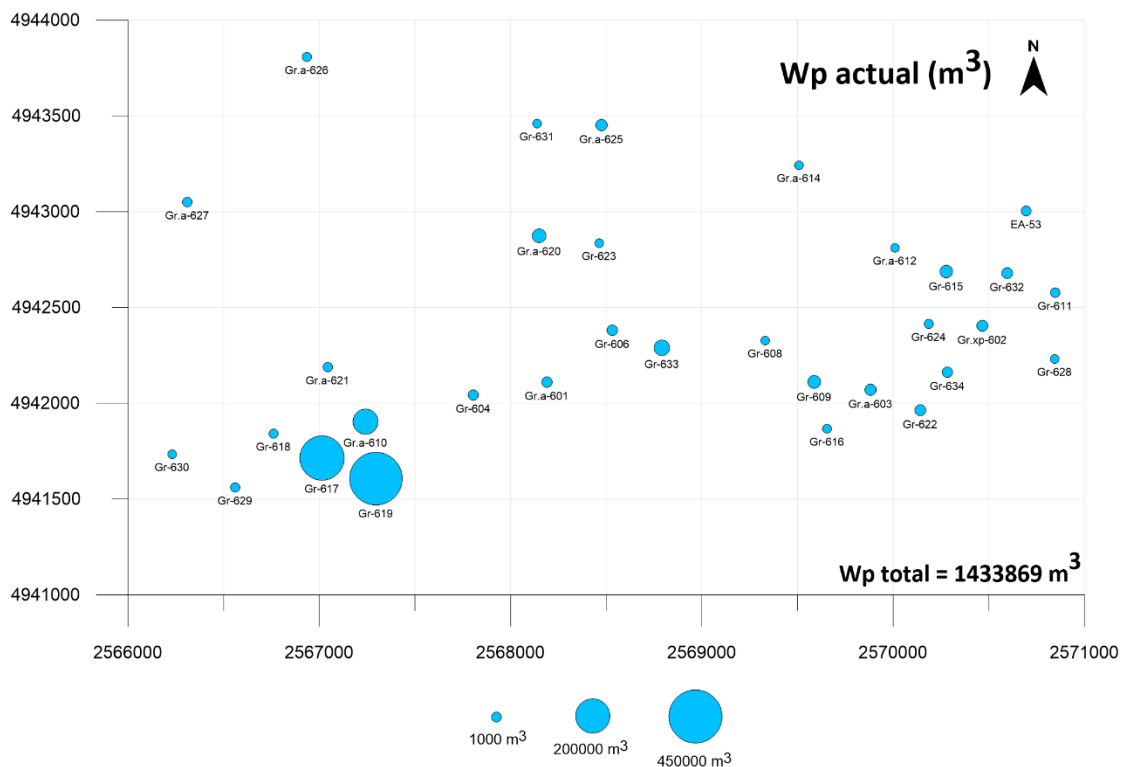


Figura 3.2.2 – Distribución en el yacimiento de la producción acumulada de agua por pozo (Wp)

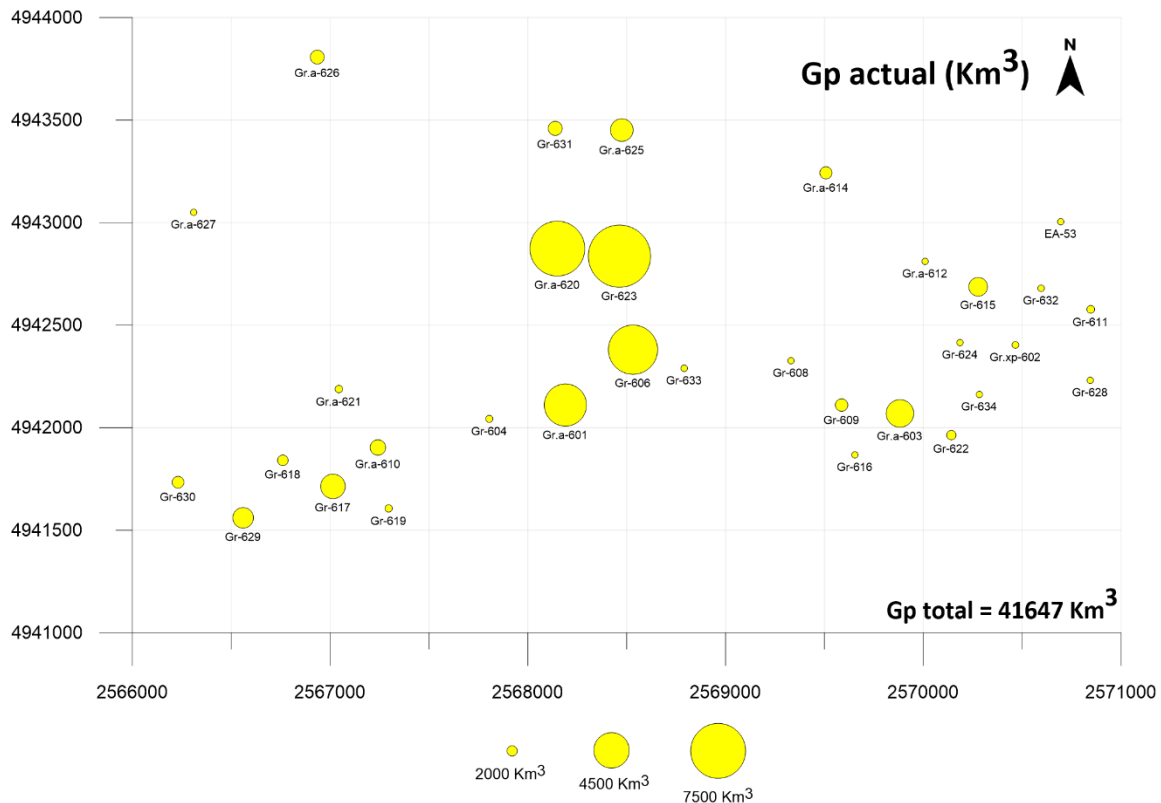


Figura 3.2.3 – Distribución en el yacimiento de la producción acumulada de gas por pozo (Gp)

Como se puede apreciar en los gráficos, no existe una distribución uniforme y homogénea de producción de cada fluido. Se destaca que hay mayor acumulada de petróleo en la zona este del yacimiento, mientras que en el centro hay mayor acumulada de gas y en la zona oeste mayor acumulada de agua de formación. Esto puede tener una explicación desde el punto de vista geológico, como se verá más adelante, analizando la posición estructural de los pozos y su ubicación relativa a las fallas existentes, que puede propiciar un mejor entrapamiento para cierto tipo de fluido de formación.

Producción de petróleo, agua y gas por año

Se analiza a continuación como se distribuye en el tiempo las producciones de petróleo, de gas y de agua. Tomando un período desde el año 2001, cuando comienza la producción en el yacimiento, hasta el año 2019, último año del cual se tienen registros de producción.

En la tabla 3.2.1 se muestra como fue esta distribución de producción año por año, del cual resulta de las producciones acumuladas de todos los pozos, los viejos y los que se fueron incorporando a medida que se perforaron. Con estos datos se confecciona un gráfico de producción-tiempo, donde se grafican las curvas de producción anual de petróleo, de agua y de gas, tal como se ve en la figura 3.2.4.

Año	Acumulada total por año			Producción por año		
	Petróleo (m ³)	Agua (m ³)	Gas (Km ³)	Petróleo (m ³)	Agua (m ³)	Gas (Km ³)
2001	14062	17282	0	14062	17282	0
2002	58972	60721	2280	44910	43439	2280
2003	110193	178594	11370	51221	117873	9090
2004	148559	292992	21736	38366	114398	10366
2005	180898	409394	28272	32339	116402	6536
2006	202858	477541	31707	21960	68148	3435
2007	217106	537840	33896	14248	60298	2189
2008	237765	632080	34322	20659	94240	426
2009	253307	707457	34322	15542	75377	0
2010	265044	779243	34990	11737	71787	669
2011	279953	852981	34990	14909	73738	0
2012	295751	917499	35021	15798	64518	30
2013	307075	994162	35142	11324	76663	122
2014	317511	1076774	35355	10436	82612	213
2015	329163	1186357	37118	11652	109583	1763
2016	339986	1264075	38608	10823	77718	1490
2017	347472	1320457	39915	7486	56383	1307
2018	356688	1407465	41314	9216	87008	1398
2019	358887	1433868	41648	2199	26402	334

Tabla 3.2.1 – Distribución anual de producciones de petróleo, gas y agua

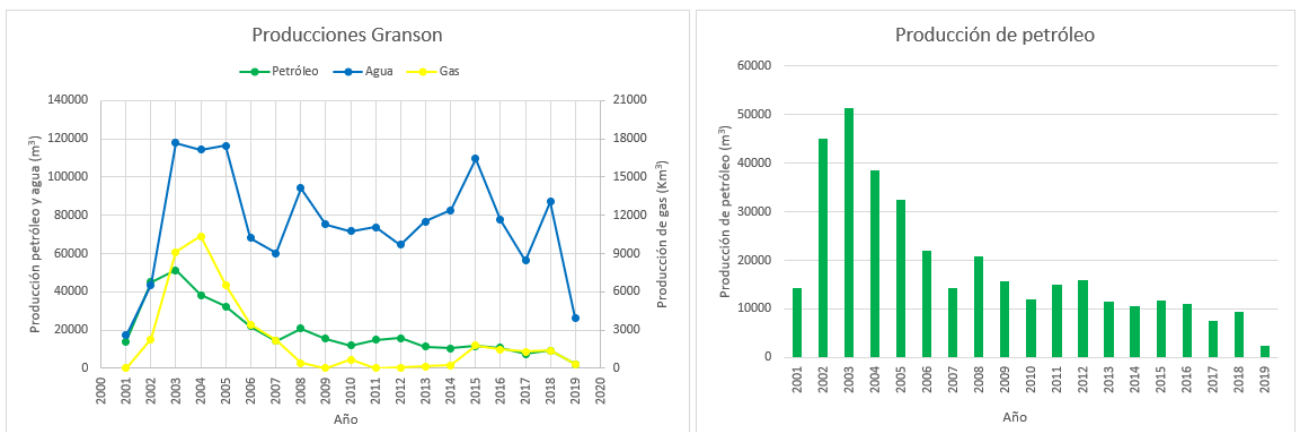


Figura 3.2.4 – Producción anual de petróleo, agua y gas

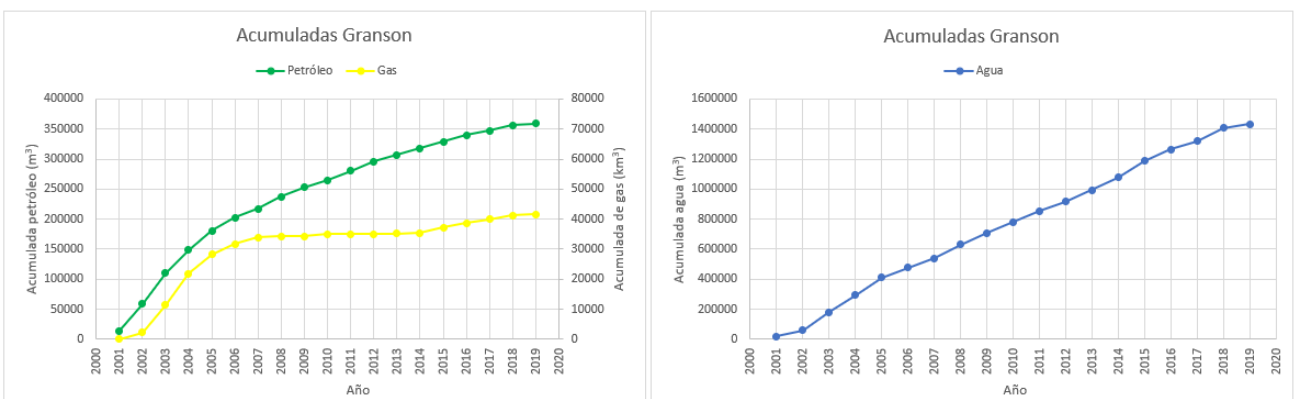


Figura 3.2.5 – Acumulada total de petróleo, agua y gas

De la figura 3.2.4 surge que el año 2003 se produjo el pico de producción de petróleo por primaria, con un valor de 51221 m³ de petróleo. Respecto al gas este pico se produjo en el año 2004, con un valor de 10366 Km³, mientras que el agua el pico coincide con el del petróleo, en el año 2003 con un valor de 117873 m³.

A medida que pasaron los años desde el pico de producción, se observa una clara tendencia a la declinación de la producción de petróleo por primaria, tal como se predecirá con las declinaciones y pozo tipo en la sección que se analiza a continuación. A pesar que se han incorporado nuevos pozos en ese período, la producción fue mermando, lo cual indica que este yacimiento se encuentra en una etapa madura de su producción por primaria. Es necesario comenzar a desarrollar la recuperación secundaria para alargar la vida útil del yacimiento, incorporar nuevas reservas y permitir acumular mayor volumen de petróleo sumada a la recuperación primaria.

3.3. Declinaciones

El análisis de declinación es una técnica empírica de ingeniería de yacimientos que extrapola las tendencias en los datos de producción de los pozos de petróleo y gas. El propósito de un análisis de declinación es generar un pronóstico de caudal de producción futuras y determinar las reservas recuperables finales esperadas (EUR).

Por lo general, el análisis de disminución se realiza en un gráfico de caudal versus tiempo o caudal versus producción acumulada. La siguiente figura muestra una tendencia de coincidencia y una extrapolación al EUR, representando en si un modelo a obtener para un caso de extracción de gas, como así también podría ocurrir con el fluido de petróleo.

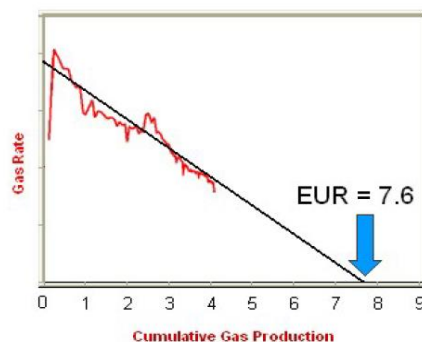


Figura 3.3.1 – Estimación de la declinación y cálculo de EUR

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

- a) Exponenciales
- b) Hiperbólicas
- c) Armónicas

Las curvas de declinación aplicables en la cuenca del Golfo San Jorge son de tipo hiperbólica y exponencial.

Historia de producción del yacimiento Granson

En base al historial de la producción de cada pozo del yacimiento Granson, la recopilación de los datos íntegros de los mismos, se puede representar en un diagrama Np vs tiempo, en donde Np representa el caudal de producción de petróleo en m³/día y el tiempo parametrizado en meses.

El siguiente gráfico da una idea del comportamiento de cada pozo con respecto a su producción en el tiempo. Esta información a futuro servirá para incorporar reservas con nuevos pozos o implementar un sistema de recuperación asistida en el yacimiento, para esto se debe realizar un estudio integrado e interdisciplinario.

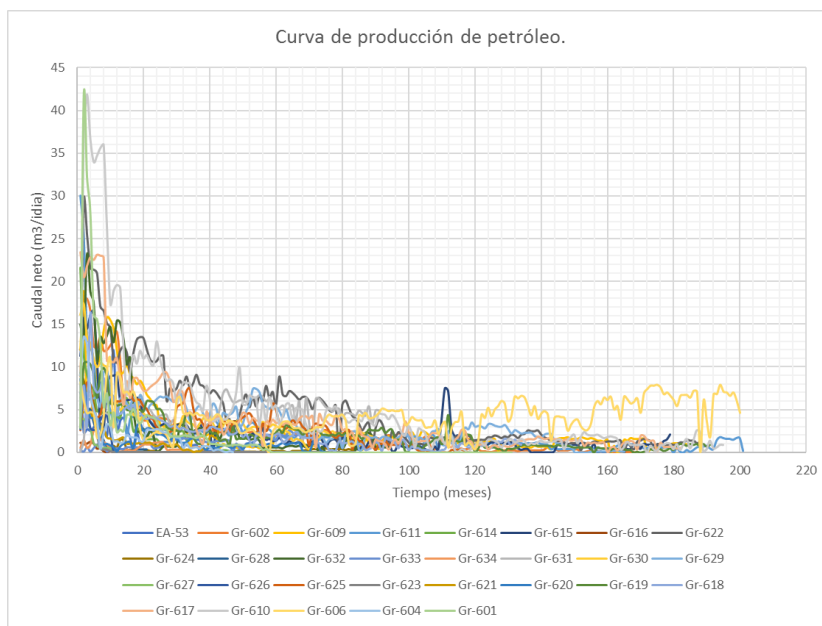


Figura 3.3.2 – Comportamiento de las curvas de producción de todos los pozos que componen el yacimiento.

Zonas de estudio

Se delimitaron cuatro zonas en estudio, a cada zona le corresponde una serie de cantidad de pozo, esta decisión fue analizada por su base estratigráfica de los complejos de formación (Complejo II, III, IV) y su entrapamiento que es de sistema estructural debido a las fallas presentes. El comportamiento de las fallas es tajante para tomar esta decisión.

En el siguiente gráfico se muestra los distintos grupos de pozos, representados en un mapa topográfico.

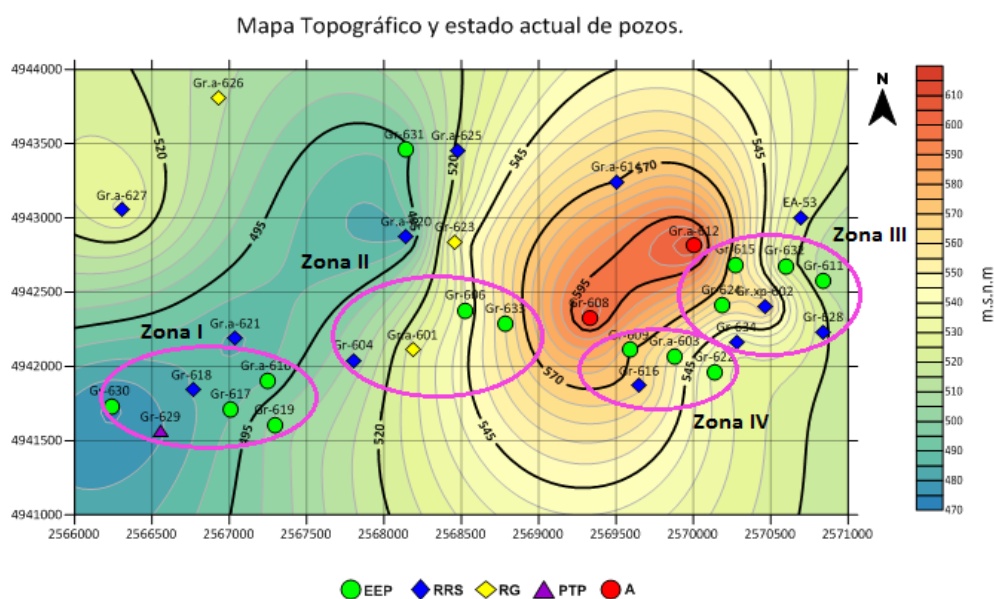


Figura 3.3.3 – Delimitación de las zonas de estudio de pozo tipo

Zona	Pozo
Zona I	Gr-a.610
	Gr-617
	Gr-618
	Gr-619
	Gr-629
	Gr-630
Zona II	Gr-a.601
	Gr-604
	Gr-606
	Gr-633
Zona III	Gr-611
	Gr-615
	Gr-624
	Gr-628
	Gr-634
Zona IV	Gr.a-603
	Gr-609
	Gr-616
	Gr-622

Tabla 3.3.1 – Pozos que comprenden cada zona

El objetivo de discriminar las distintas zonas es básicamente para trabajar en conjunto los caudales de producción de los respectivos pozos, tiempos de producción y acumulada de producción. Con estos valores podremos obtener una prognosis de un llamado pozo tipo que tendrá un comportamiento análogo a los pozos ya existentes.

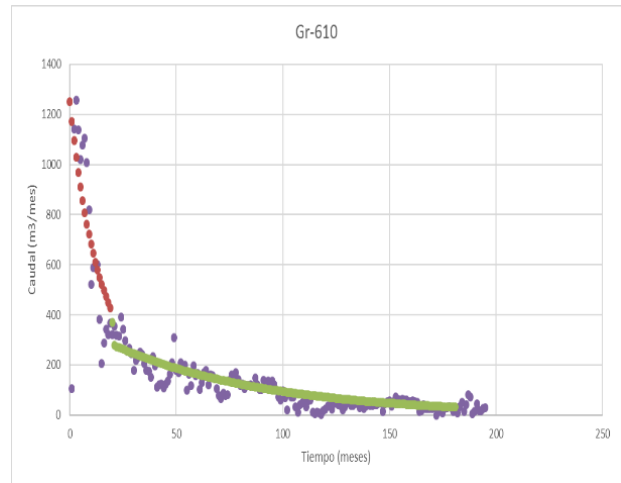
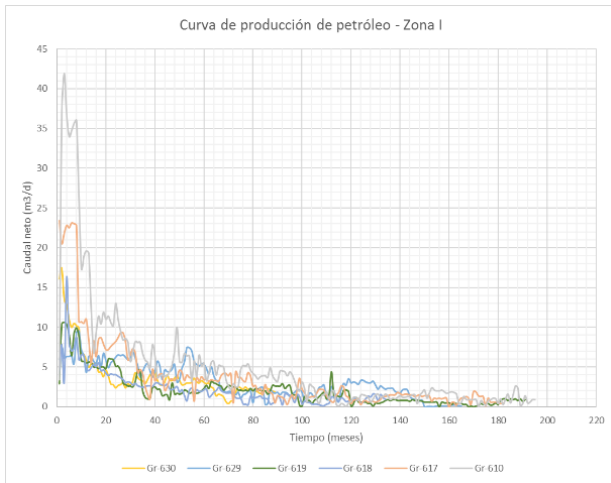
La necesidad de obtener esta referencia del pozo tipo de producción se debe al comportamiento de su curva de declinación, que posiblemente conllevará en el tiempo con la finalidad básica de incorporar pozos nuevos de tipo infill o de avanzada, ayudando a futuro a ampliar el valor de reservas de petróleo del yacimiento o también complementar en un sistema de mallado para una posible extracción asistida.

Metodología de trabajo

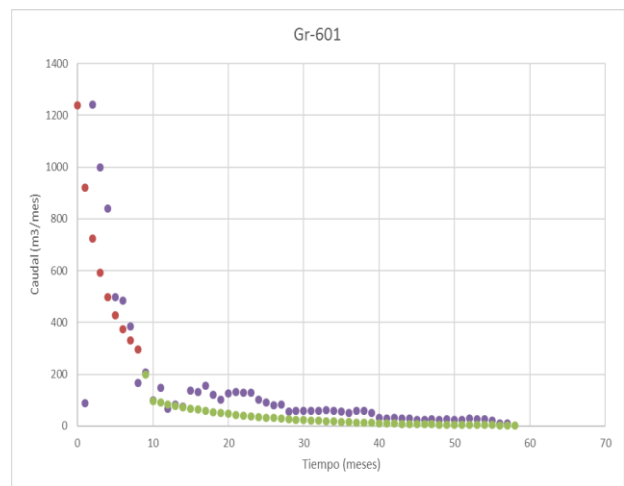
En principio la forma de trabajo consiste observar la performance de producción de los pozos de las distintas zonas, como así también su mejor escenario con respecto al comportamiento de su curva de declinación. Analíticamente se calculó con los datos presentes si es posible obtener un petróleo remanente, si el pozo llega a su límite económico ($Q= 1 \text{ m}^3/\text{día}$ o $30,4 \text{ m}^3/\text{mes}$) no existe remanente de petróleo, por lo tanto, se considera N remanente como el EUR del pozo.

Los siguientes gráficos corresponden a las curvas de producción de cada zona y el mejor escenario con respecto a su curva de declinación de la misma, como así también el mejor valor de EUR.

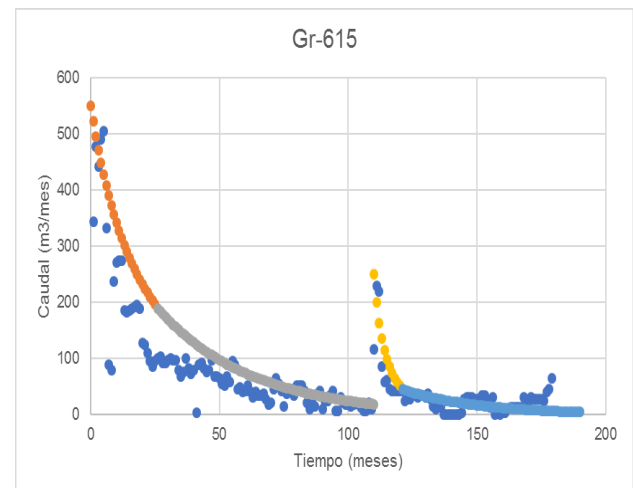
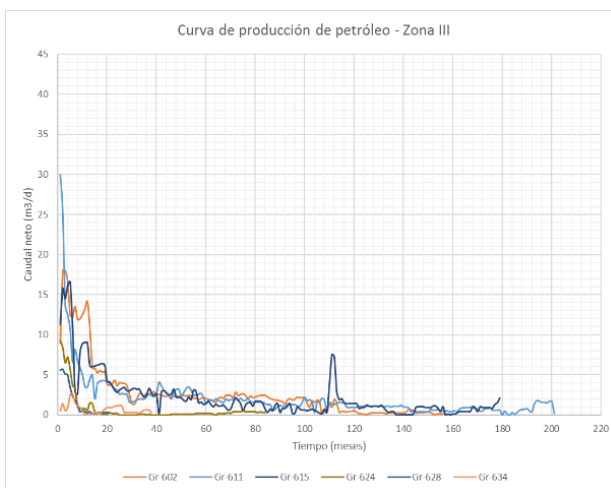
Zona I



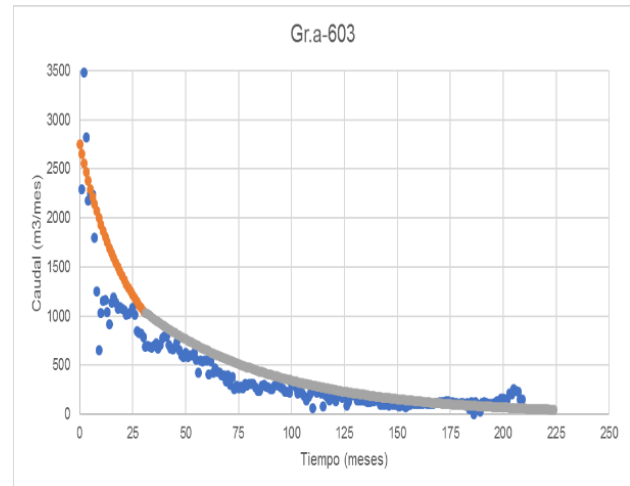
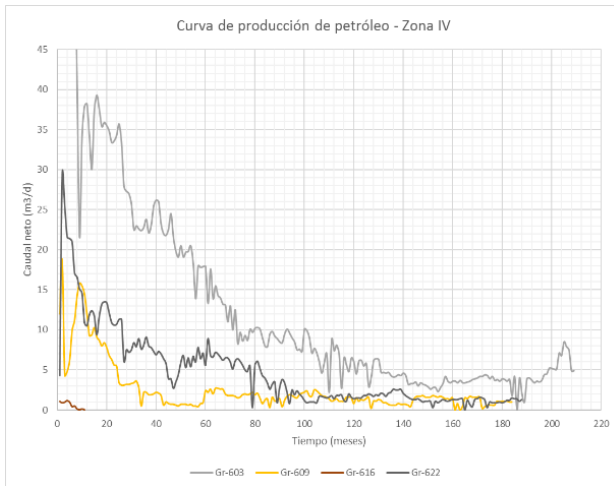
Zona II



Zona III



Zona IV



El macheo de las curvas de declinación aplicada tanto hiperbólica como exponencial, muestra un comportamiento de la vida de producción del pozo. Además, se trabajó con la totalidad de los pozos pertenecientes a Granson obteniendo los valores representados en el siguiente cuadro. Los valores de N remanente (m^3) nos da una idea de cuanto más puede ser explotado el pozo, ya sea por energía propia del yacimiento, o por alguna energía adicional aplicada.

	SC STATUS	Np actual [m3]	N remanente [m3]	EUR [m3]
EA-53	RRS	2613	0	2613
Gr.xp-602	RRS	12880	3674	16554
Gr.a-603	EEP	87652	37409	125061
Gr-609	EEP	14229	1627	15856
Gr-611	EEP	12919	2763	15682
Gr.a-614	RRS	4761	1369	6130
Gr-615	EEP	12048	7383	19431
Gr-616	RRS	192	0	192
Gr-622	EEP	27262	5810	33072
Gr-624	EEP	1908	0	1908
Gr-628	RRS	1060	0	1060
Gr-632	EEP	10613	331	10944
Gr-633	EEP	2479	0	2479
Gr-634	RRS	800	0	800
GR-a.601	RG	8050	421	8471
GR-604	RRS	3209	2551	5760
GR-606	EEP	26106	84868	110974
GR-a.610	EEP	29777	10404	40181
GR-617	EEP	20373	1396	21769
GR-618	RRS	9212	4030	13242
GR-619	EEP	12111	476	12587
GR-a.620	RRS	3238	0	3238
GR-a.621	RRS	2120	648	2768
GR-623	RG	894	0	894
GR-a.625	RRS	10756	0	10756
GR-a.626	RG	1238	0	1238
GR-a.627	RRS	544	0	544
GR-629	PTP	16032	0	16032
GR-630	EEP	10807	3626	14433
GR-631	EEP	13002	25582	38584

Tabla 3.3.2 – Estimación de N remanente y EUR de cada pozo

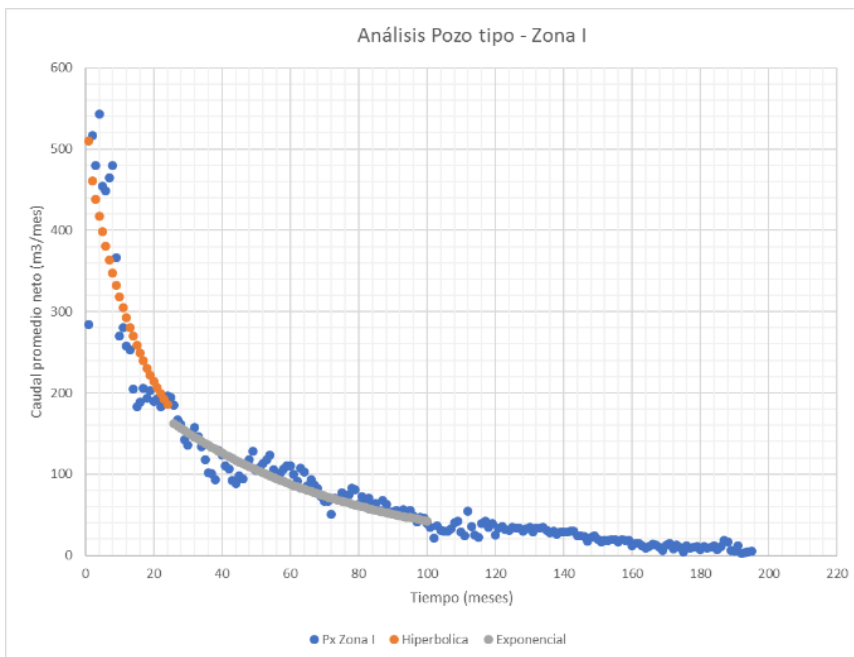
3.4. Pozo tipo

Luego de hacer un análisis cualitativo, viendo los distintos escenarios posibles en el yacimiento, se procedió a un análisis cuantitativo, el cual indicaría como se comportaría si incorporamos un pozo adicional en su respectiva zona, resultando la necesidad del cálculo del pozo tipo. Para la construcción del pozo tipo es necesario obtener el promedio general del caudal de producción mensual de los pozos de cada zona, representarlos en un diagrama de puntos, hacer el respectivo macheo hiperbólico y exponencial de mejor ajuste para finalmente representarlos en un diagrama distinto para observar su comportamiento.

Obtendremos como resultado valores de declinaciones D_i (hiperbólica y exponencial) como también otros valores tentativos o estimativos de Q_i (m^3/mes), acumulada de petróleo final (EUR) y tiempo de abandono (meses). Un resultado que reviste interés especial es cuan alto es el valor de EUR. La evaluación de este valor, con respecto al precio del barril de petróleo actual, nos indicará si es rentable o no la implementación futura de la puesta en producción del mismo.

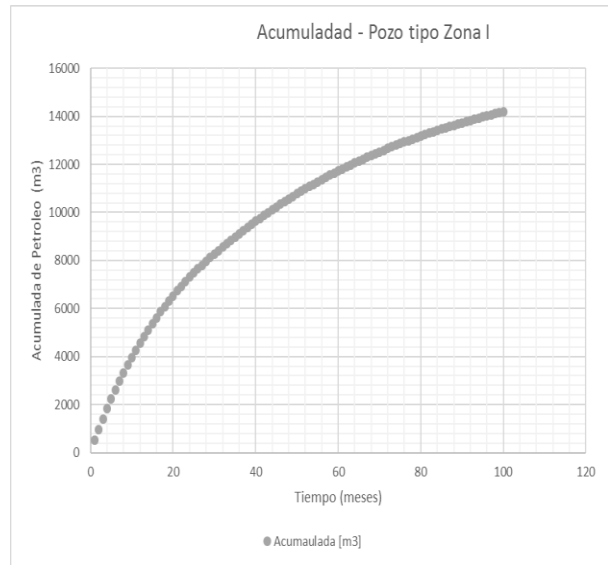
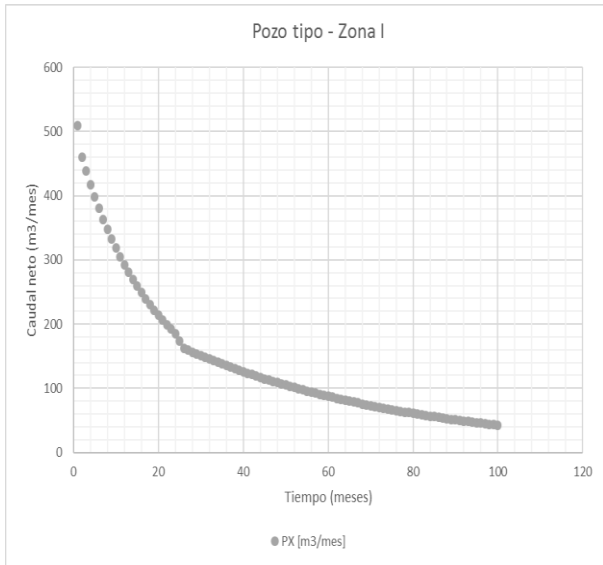
Entonces, tenemos como resultado, los siguientes valores: en las gráficas, los puntos azules son promedios generales de cada zona, los puntos naranja y gris representan el macheo de las declinaciones (la curva naranja representa la declinación hiperbólica y la curva gris la exponencial). Finalmente, los dos últimos gráficos representan el comportamiento del pozo tipo calculado.

Zona I



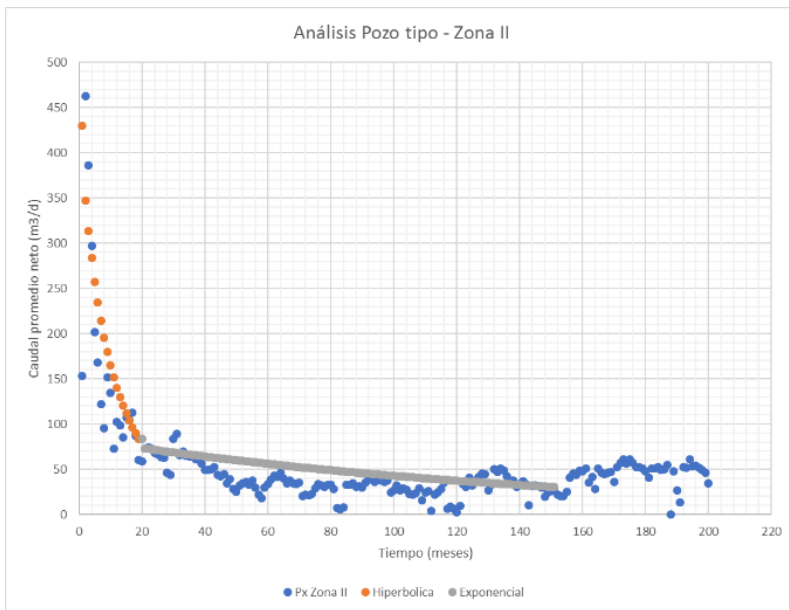
Declinación Hiperbólica.	
Tiempo :	0 meses
Q_i (m^3/mes) :	510
D_i :	-0,052
n :	0,4
Q_t (m^3/mes) :	186,0
N_{hip} :	7435

Declinación Exponencial.	
Tiempo :	25 meses
Q_i (m^3/mes) :	186
D_i :	-0,0181
Q_{ab} (m^3/mes) :	30,4
t_{ab} :	100
N_{pexp} :	8554

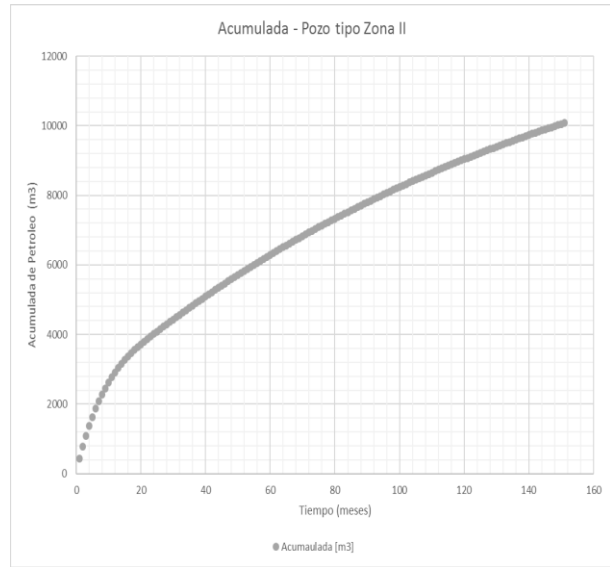
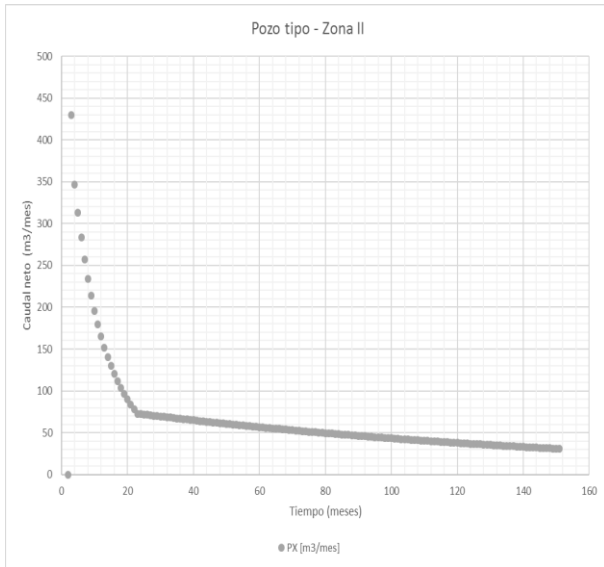


EUR (m3) :	15989
Tiempo de vida del Pozo (meses) :	100

Zona II

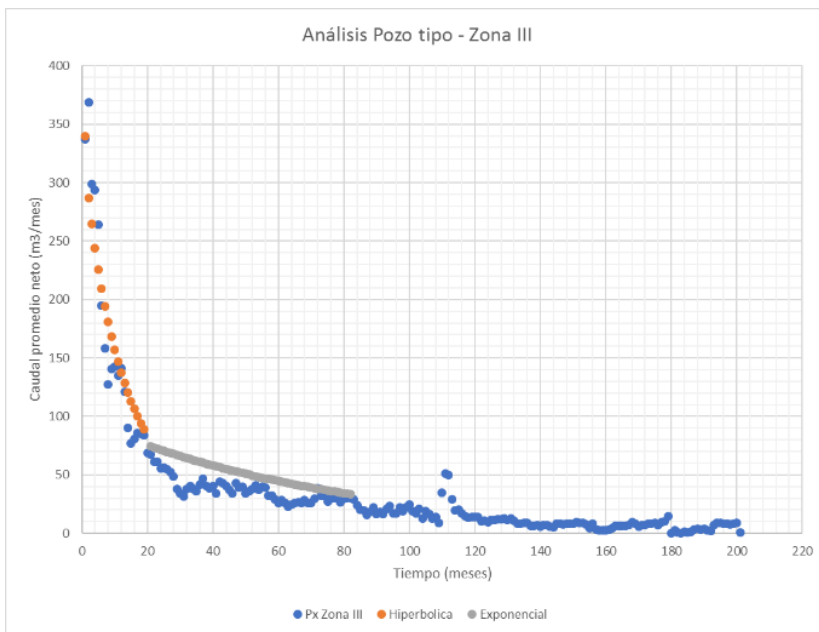


Declinación Hiperbólica.		Declinación Exponencial.	
Tiempo :	0 meses	Tiempo :	20 meses
Qi (m3/mes) :	430	Qi (m3/mes) :	84
Di :	-0,111	Di :	-0,0067
n :	0,3	Qab (m3/mes) :	30,4
Qt (m3/mes) :	84,0	tab :	150
Nphip :	3770	Npexp :	7932

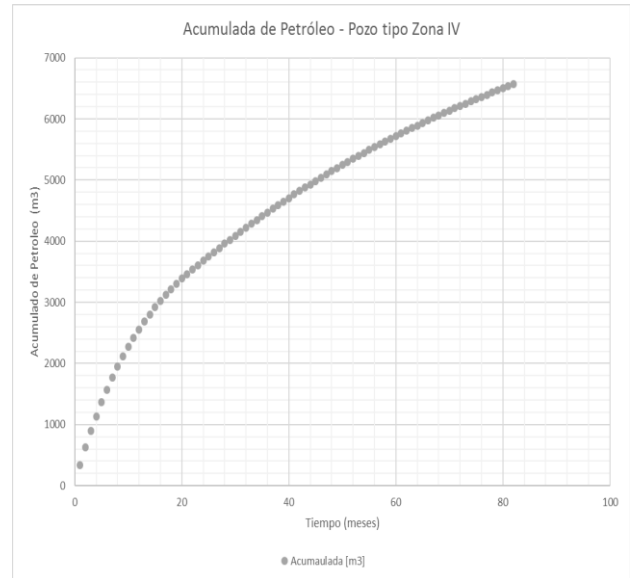
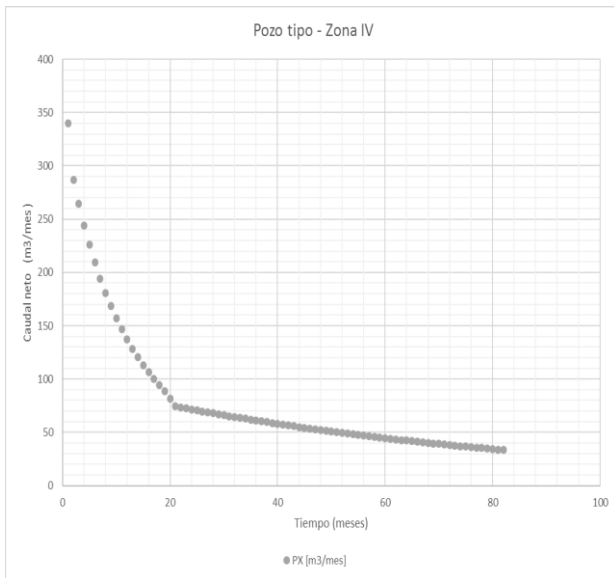


EUR (m3) :	11702
Tiempo de vida del Pozo (meses) :	150

Zona III

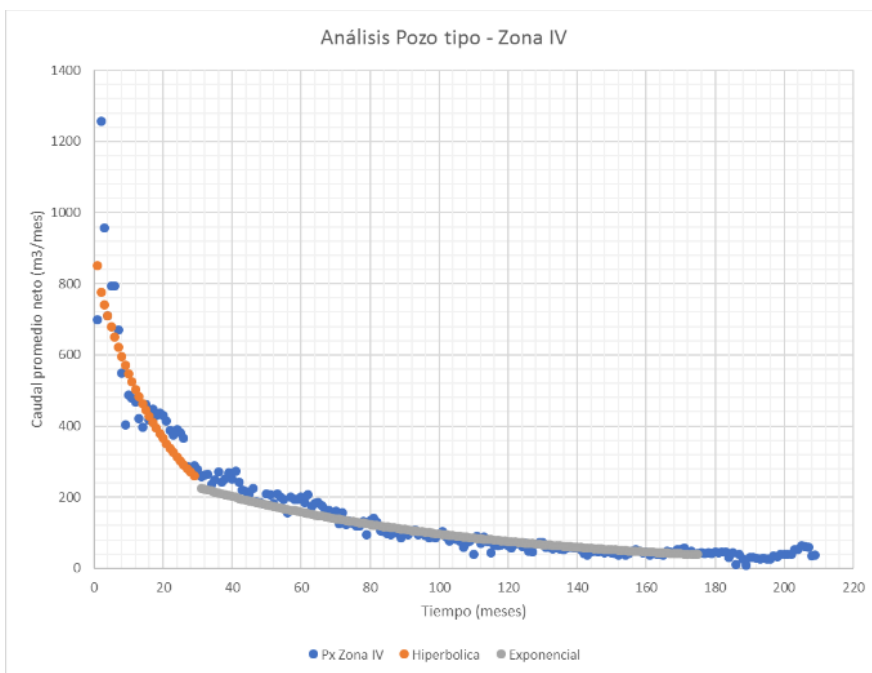


Declinación Hiperbólica.		Declinación Exponencial.	
Tiempo :	0 meses	Tiempo :	20 meses
Qi (m3/mes) :	340	Qi (m3/mes) :	89
Di :	-0,087	Di :	-0,0131
n :	0,3	Qab (m3/mes) :	30,4
Qt (m3/mes) :	89,0	tab :	82
Nphip :	3400	Npexp :	4460



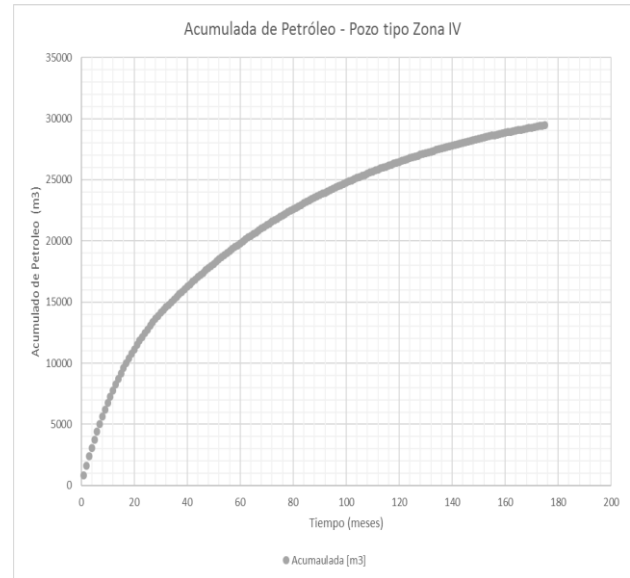
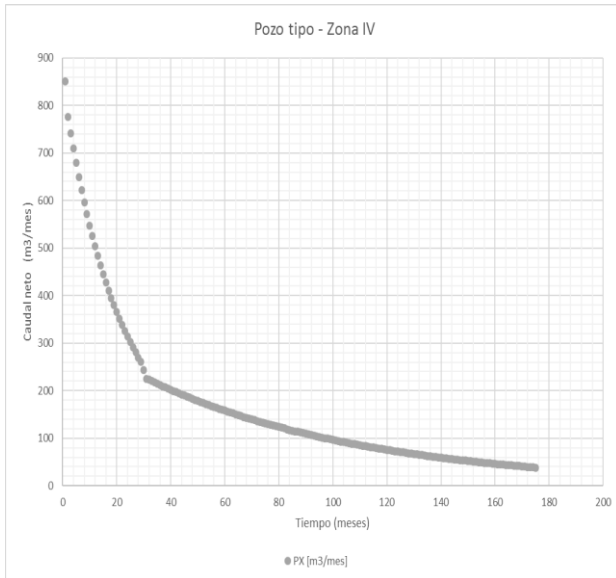
EUR (m3) :	7860
Tiempo de vida del Pozo (meses) :	82

Zona IV



Declinación Hiperbólica.	
Tiempo :	0 meses
Qi (m3/mes) :	850
Di :	-0,046
n :	0,2
Qt (m3/mes) :	260,0
Np _{hip} :	14138

Declinación Exponencial.	
Tiempo :	30 meses
Qi (m3/mes) :	260
Di :	-0,0123
Q _{ab} (m3/mes) :	30,4
tab :	175
Np _{exp} :	18724



EUR (m3) :	32862
Tiempo de vida del Pozo (meses) :	175

En la ejecución del análisis de declinación se observaron algunos inconvenientes, los cuales se detallan:

- Para algunos tramos, la vida de producción de cada pozo unitario, el pozo se encontraba parado registrando como dato caudal cero. Esto hacía que en la obtención del promedio general de ese mes en particular de un valor distante a su media correspondiente.
- Pozos con corta vida de producción, con lo cual también dificultaban la obtención del promedio general. Existían pozos que tenían una performance de producción muy exitosa que compensaban al momento de obtener el promedio general.
- Cantidad de pozos por zonas.
- Tiempo de vida útil del pozo tipo.

Finalmente, los resultados que se observan en las distintas gráficas, valores de EUR y tiempo de vida en producción estimado son rotundamente aceptables debido a la no uniformidad de los pozos, que luego al hacer un análisis económico extra esto se podrá poner en marcha a futuro.

Otro detalle, que no podemos pasar por alto es que las curvas de declinación de cada zona se ajustan en menor magnitud con respecto al promedio general. Lo cual genera un menor tiempo de vida útil, pero que a la vez es razonable para su puesta en marcha.

No hay que perder de vista que, al ser una técnica de ingeniería de yacimiento empírica, pueden o no ser acertado resultados obtenidos. Esta discrepancia puede deberse a distintos factores tales como:

- Mala correlaciones de capas.
- Discontinuidades de facies.
- Incertidumbre geológica.
- Fallas estructurales presentes.
- Migración de fluidos.
- Mala recopilación de datos de caudal de petróleo de pozos vecinos.
- Complejidad de la Cuenca del Golfo San Jorge.

3.5. Petrofísica y caracterización de fluidos

El modelo petrofísico permite cuantificar los parámetros básicos de porosidad, saturación, permeabilidad y contenido de arcillas de los depósitos, así como la generación de mapas de isopropiedades y de mapas de espesor útil neta, permitiendo una descripción detallada de las propiedades de la roca y la distribución de los fluidos que esta almacena.

Se estudia primero la petrofísica del yacimiento, ya que los cálculos posteriores del proyecto requerirán de la información necesaria provista por la petrofísica.

En esta sección, se describen los datos necesarios para hacer una interpretación petrofísica básica y los cálculos basados en ellos.

3.5.1. Análisis de perfiles

La obtención de los parámetros petrofísicos de la roca se obtiene mayoritariamente desde perfiles de pozo abierto. Dichos perfiles se presentan en formato PDF o bien en formato LAS, donde se pueden visualizar mediante el software Interactive Petrophysics.

Todos los pozos del yacimiento Granson cuentan con archivos de perfiles en PDF y en LAS. Se cargaron todos los perfiles en el software Interactive Petrophysics para tener un mejor seguimiento. Sin embargo, la obtención de los datos petrofísicos se obtuvo de los perfiles en PDF, ya que conservan mejor los datos, las escalas, y posibilita su mejor lectura, salvo en los casos donde no existan estos archivos en PDF.

CAVERNA From BS to HCAL					
REVOQUE From HCAL to BS					
80	SP (SP) (MV)	-20			
0	Std. Res. Formation Pe (PEFZ) (----	5			
0	Rwa (LC04) (----	1			
6	Caliper (HCAL) (IN)	16			
0	Gamma Ray (GR) (GAPI)	150			
0	Stuck Stretch (STIT) (M)	20			
6	Bit Size (BS) (IN)	16			
0	Tension (TENS) (LBF)	1000			
0	HRLT Resistivity 5 (RLA5) (OHMM)	10			
0	HRLT Resistivity 4 (RLA4) (OHMM)	10			
0	HRLT Resistivity 3 (RLA3) (OHMM)	10			
0	HRLT Resistivity 2 (RLA2) (OHMM)	10			
0	HRLT Resistivity 1 (RLA1) (OHMM)	10			
0.4	Env. Corr. Thermal Neutron Porosity (TNPH) (V/V)	0			
0.4	Std. Res. Density Porosity (DPHZ) (V/V)	0			
		Gas From DPHZ to TNPH			

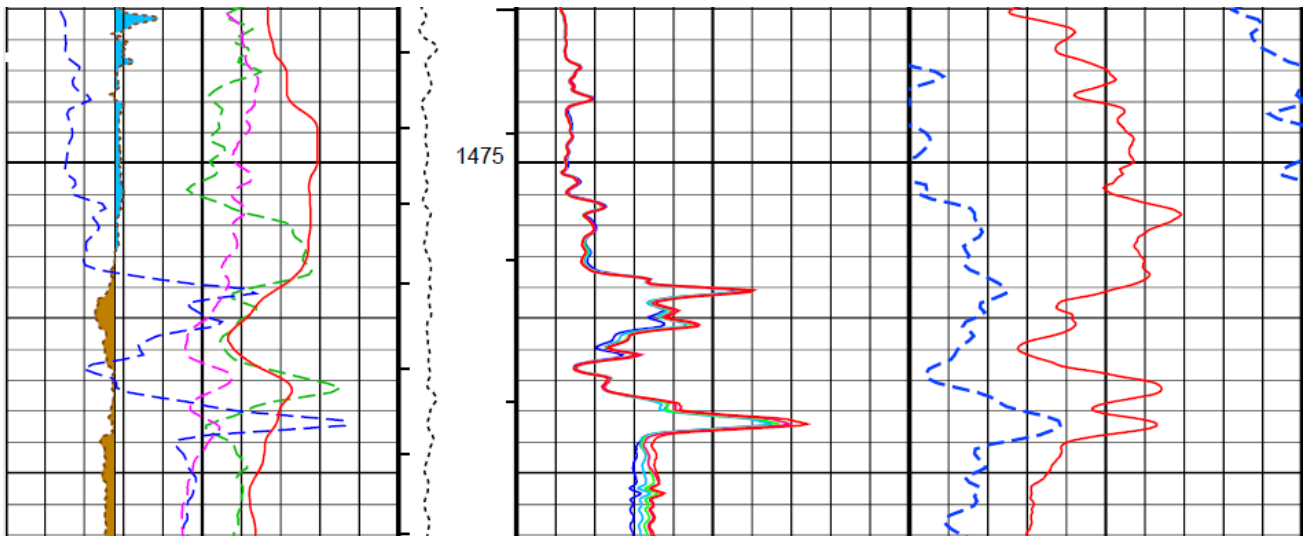


Figura 3.5.1.1 – Ejemplo de perfil del pozo Gr-622. Curvas de SP, resistividad, neutrón y densidad.

De los perfiles se obtienen los siguientes parámetros:

Perfiles eléctricos

Los perfiles eléctricos corresponden principalmente a los perfiles de SP (Potencial Espontáneo) y Resistividad. La curva de SP permite diferenciar capas de arena de las arcillas. Se usa como base este perfil para correlacionar las capas con las estipuladas en profundidad por el criterio geológico.

Los perfiles de resistividad tienen distintos rangos de medición, desde lo más cercano a la pared del pozo hasta lo más profundo en el reservorio. Interesa de estas curvas leer el valor de la resistividad de la formación (R_t), ya que de este parámetro dependerá el valor de la saturación de agua calculado por Archie, siendo una medición indirecta de la saturación de agua original o inicial (S_{wi}).

Existe también una curva de resistividad del agua de la formación (R_{wa}), esta no es del todo confiable dado la complejidad de los reservorios de la cuenca. En la CGSJ se suele tomar el 10% de la resistividad base de las arcillas del complejo como el valor más próximo al R_{wa} .

Perfiles radioactivos

Estos perfiles corresponden principalmente a las curvas de Neutrón y Densidad. Permite encontrar los valores de porosidad (Φ) en porcentaje. El cruce de ambas curvas sirve para discriminar zonas donde haya presencia de gas en el reservorio.

El perfil de Gamma Ray (GR) no es confiable en la CGSJ, debido principalmente a que las arenas de los reservorios poseen alto contenido en feldespatos, este mineral contiene potasio radiactivo en su estructura, por lo cual el perfil de GR da lecturas erróneas de las capas de arena, considera las capas de arenisca como si fueran arcillas. Se descarta la identificación de capas mediante el perfil de Gamma Ray por esta razón y se opta utilizar la curva de SP para este caso.

Perfiles sónicos

Los perfiles sónicos utilizan los tiempos de tránsito de una onda acústica que atraviesa la roca. Es un perfil de porosidad, por lo cual son muy útiles para determinar porosidades de las capas.

Perfiles de resonancia magnética nuclear (RMN)

Son los perfiles más precisos, ya que su principio de adquisición de datos no depende de la litología. De todos los perfiles disponibles estos son los más escasos. Es preferible tomar el dato de porosidad

de perfiles de RMN si se han corrido en el pozo. Además, los perfiles de RMN permite pedir permeabilidad (K), no todos los perfiles de RMN tienen esta curva, pero será de mucha utilidad para definir distribuciones de permeabilidad en los complejos III y IV, los principales productores de hidrocarburos.

Además de parámetros petrofísicos, los perfiles brindan información acerca de la ubicación de los pozos, su cota y la profundidad del pozo.

3.5.2. Saturación de agua

La saturación de fluidos que ocurre en una formación es la fracción de volumen de ésta que es ocupada por un fluido. Con base en esto, podemos decir que la saturación en una roca es el cociente que resulta dividir el volumen poroso ocupado por agua (V_w) entre el volumen total de poros (V_p), y al igual que con la porosidad, la saturación se puede expresar en porcentaje:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100$$

El símbolo con el cual se define la saturación es "S". Cuando sólo existe agua en los poros, se dice que la roca está saturada al 100% de agua, pero dependiendo del fluido que este ocupando la roca es que se le darán subíndices a la saturación, por ejemplo:

- Saturación de agua: S_w
- Saturación de petróleo: S_o
- Saturación de gas: S_g

En un yacimiento, los fluidos que pueden estar presentes son agua, gas y petróleo. Sin embargo, debido a su densidad estos fluidos tienden a estar separados. En consecuencia, la saturación total de los fluidos se podría expresar como $S_w + S_o + S_g = 100\%$. La parte del volumen poroso que este ocupado por hidrocarburos (ya sea petróleo y/o gas) será la saturación de hidrocarburos o contenida en la formación.

Ecuación de Archie

El cálculo de la saturación de agua más exacto se hace mediante testigos laterales (rotados o por impacto) o un testigo corona. Los datos que brinda el laboratorio será el "dato duro" de saturación de agua. Sin embargo, en la práctica es casi imposible poder contar con testigos de cada capa de interés, por lo cual se deben recurrir a métodos indirectos de medición.

Archie desarrolló un método analítico para la determinación de la saturación de agua, el cual se basa en medidas de la porosidad (Φ), la resistividad de la roca (R_t) y la resistividad del agua de la formación (R_{wa}). Dichas medidas se obtienen de perfiles de porosidad y de resistividad, como se vio en la sección 3.5.2.

$$S_{wi} = \frac{1}{\phi^m} n \sqrt{\frac{R_t}{R_{wa}}}$$

Los parámetros "m" y "n" se fijan en el valor 2, son valores aceptados en la cuenca. Por lo cual, la ecuación de Archie queda:

$$S_{wi} = \frac{1}{\phi^2} \sqrt{\frac{R_t}{R_{wa}}}$$

Existen 2 métodos para encontrar el valor de R_{wa} . Una, es utilizando una correlación de resistividad del agua donde depende de la salinidad en ppm de los ensayos de terminación, medido en cada capa. Se entra con este valor de salinidad y la temperatura de la capa en un gráfico y se lee

directamente el valor de R_{wa} para esa agua salada. Debido a que la medición de la salinidad de los ensayos de terminación no es confiable, principalmente porque se altera la salinidad original en cercanías de las paredes del pozo con los fluidos de terminación y perforación, se opta por no usar este método para la determinación de R_{wa} .

El otro método para hallar el valor de R_{wa} es utilizando un criterio petrofísico, muy difundido en la cuenca. Consiste en tomar el valor de la resistividad del agua de formación como el 10% de la resistividad base de las arcillas. Por lo cual, el R_{wa} se lee directamente desde perfiles en las zonas donde hay arcilla. Para cada capa se calcula el R_{wa} a partir de la resistividad total de la base de arcillas más próximo a la capa de arena. Se puede considerar este cálculo tomando como base un valor de R_t de arcillas por cada complejo, lo cual implica tener un R_{wa} constante por complejo.

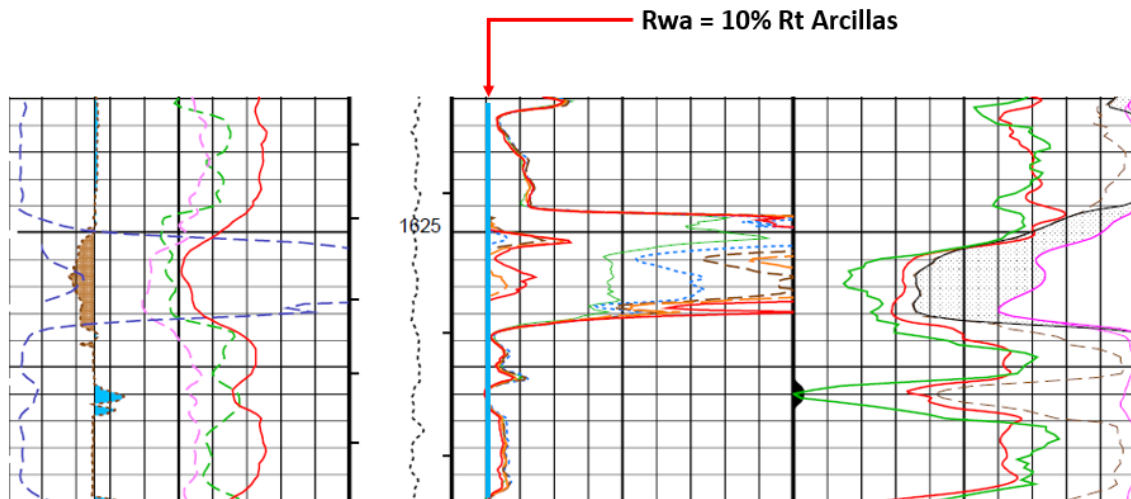


Figura 3.5.2.1 – Obtención del R_{wa} a partir de la resistividad de las arcillas

3.5.3. Parámetros PVT

Consiste en determinar en el laboratorio una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura. Un paso previo a un buen análisis PVT, consiste en la obtención de una muestra representativa del yacimiento que esté a las condiciones de presión y temperatura del mismo.

En el yacimiento Manantiales Behr se utiliza como referencia de parámetros PVT un archivo Excel, es un PVT estadístico. Este archivo utiliza una gran variedad de correlaciones para la obtención de los principales parámetros.

Es necesario ingresar los datos de entrada para que las correlaciones devuelvan los resultados mediante gráficos. Estos datos son:

- 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.

PVT - INGRESO DE DATOS

INGRESO DE DATOS EN CELDAS AZULES UNICAMENTE

Unidades de Salida	Métrica	L
Presión de Saturación	150	Kg/cm ²
Temperatura del Yacimiento	100	° C
Densidad Esp. Petróleo en Superficie	0,900	(agua = 1)
Densidad Esp. Petróleo en Superficie	25,72	° API
Densidad Esp. Gas en Cond. Std.	0,65	(aire = 1)
Viscosidad Petróleo @ Temperatura	10	cp
	100	° C

NOTA: Finalizada la carga de datos y presiones debe irse a Herramientas (Tools) y en el submenú Opciones (Options) proceder a Iterar (Iteration) desde Calcular (Calculation) la primera vez que se inicia el programa.

Figura 3.5.3.1 – Cuadro de ingresos de datos en el PVT estadístico

CORRELACIONES PVT

1º- El PVT está basado en las siguientes correlaciones:

PROPIEDADES	METODO
1) FACTOR DE VOLUMEN DEL PETROLEO	STANDING
2) RELACION GAS-PETROLEO DISUELTO	STANDING
3) VISCOSIDAD DEL PETROLEO	BEGGS & ROBINSON
4) FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS	DRANCHUK & ABOU-KASSEM
5) FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS	
6-a) VISCOSIDAD DEL GAS	LEE, GONZALEZ & EAKIN
6-b) VISCOSIDAD DEL GAS	CARR, KOBAYASHI & BURROWS

2º- Si no se introduce ningún valor de viscosidad de petróleo desgasificado a una temperatura de referencia, el programa la calcula a partir de la gravedad API.

3º- Los datos de entrada se ingresan en las celdas azules optando por unidades métricas o inglesas. Las salidas se obtienen en ambos sistemas, pero los gráficos están relacionados a las unidades métricas, pudiendo variarse ambas escalas o el tipo de presentación de ser necesario.

4º- Por defecto, los puntos de presión están seleccionados cada 10 Kg/cm², pudiendo variarse según necesidad.

5º- Al iniciar el programa debe efectuarse la iteración de los cálculos por única vez al finalizar la carga de datos.

Figura 3.5.3.2 – Correlaciones en las que se basa cada parámetro PVT

Temperatura de reservorio (T)

Para determinar la temperatura del reservorio, se utiliza la correlación de Fariña. Esta correlación fue confeccionada según la experiencia en la cuenca. Solo se debe ingresar la profundidad de la capa para obtener el valor de la temperatura en °C.

$$T \text{ (}^\circ\text{C)} = 15,5 \text{ (}^\circ\text{C)} + 0,045 \text{ (}^\circ\text{C/mts)} * h^{0,99} \text{ (prof.mts)}$$

Factor de volumen de petróleo (B_o)

El factor de volumen de un fluido determinado (gas, petróleo o agua) se utiliza para calcular los volúmenes de fluido reales en cualquier condición a partir de volúmenes medidos en condiciones estándar. Incluye los efectos de la presión y la temperatura, que tienen un impacto en el volumen real. En el caso de los líquidos, el factor de volumen también representa los efectos de los gases disueltos.

Por lo general el volumen de petróleo producido en la superficie es menor que el volumen de petróleo que fluye al fondo del pozo desde el yacimiento. Este cambio en volumen se debe principalmente a la pérdida de presión desde el fondo del pozo hasta la superficie.

El petróleo se expandirá con cada pérdida de presión hasta que alcance la presión de burbuja (P_b), sin embargo, este efecto es compensado en parte por la contracción del petróleo debido a reducción en temperatura. Cuando se alcanza la presión de burbuja del petróleo el gas empieza a salir de la solución causando que el volumen de petróleo producido disminuya con la pérdida de presión. Este efecto se magnifica cuando existe una gran cantidad de gas en solución.

El PVT estadístico utiliza la correlación de Standing para obtener el valor de B_o. Se alimenta la correlación con los datos de cada capa, como resultado se obtiene un gráfico de donde se lee directamente el valor del factor de volumen de petróleo, entrando con la presión de la capa en kg/cm².

FACTOR DE VOLUMEN DEL PETROLEO

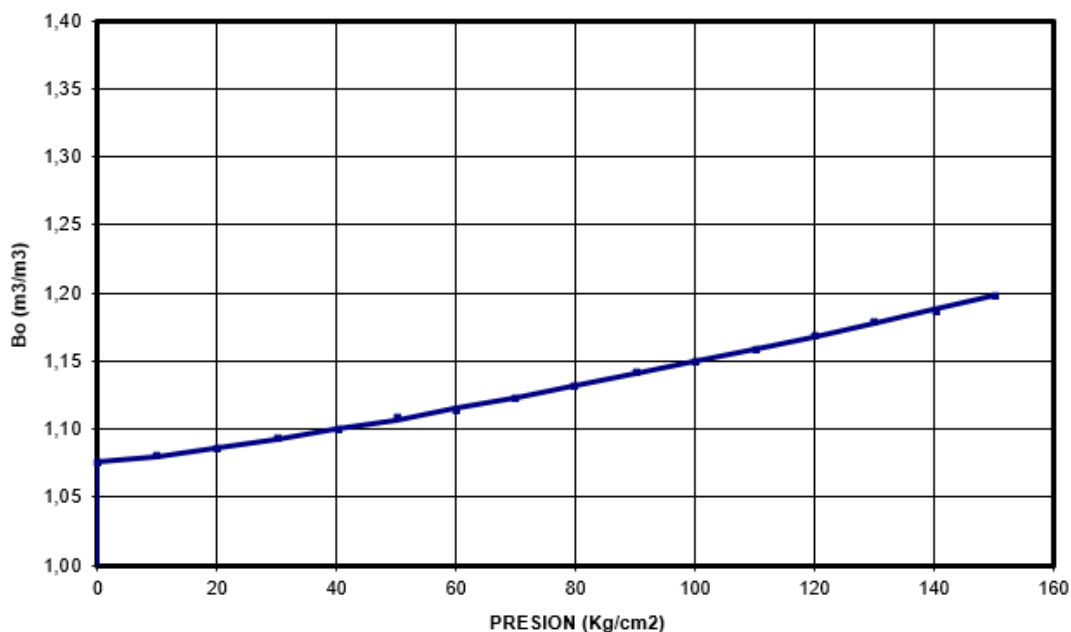


Figura 3.5.3.3 – Curva del factor de volumen del petróleo (B_o)

Viscosidad del petróleo (μ_o)

Este parámetro se calcula con la correlación de Beggs & Robinson. Se alimenta la correlación con los datos por capa, la respuesta será un gráfico de donde se lee directamente el valor de la viscosidad del petróleo según la presión del reservorio en kg/cm^2 . La curva es variable, su forma depende fuertemente de los datos de entrada. Los datos para ingresar corresponden a: viscosidad del petróleo en condiciones de superficie, temperatura de capa, densidad del fluido en el ensayo de terminación y la presión de saturación del reservorio. Se asume una presión de 150 kg/cm^2 .

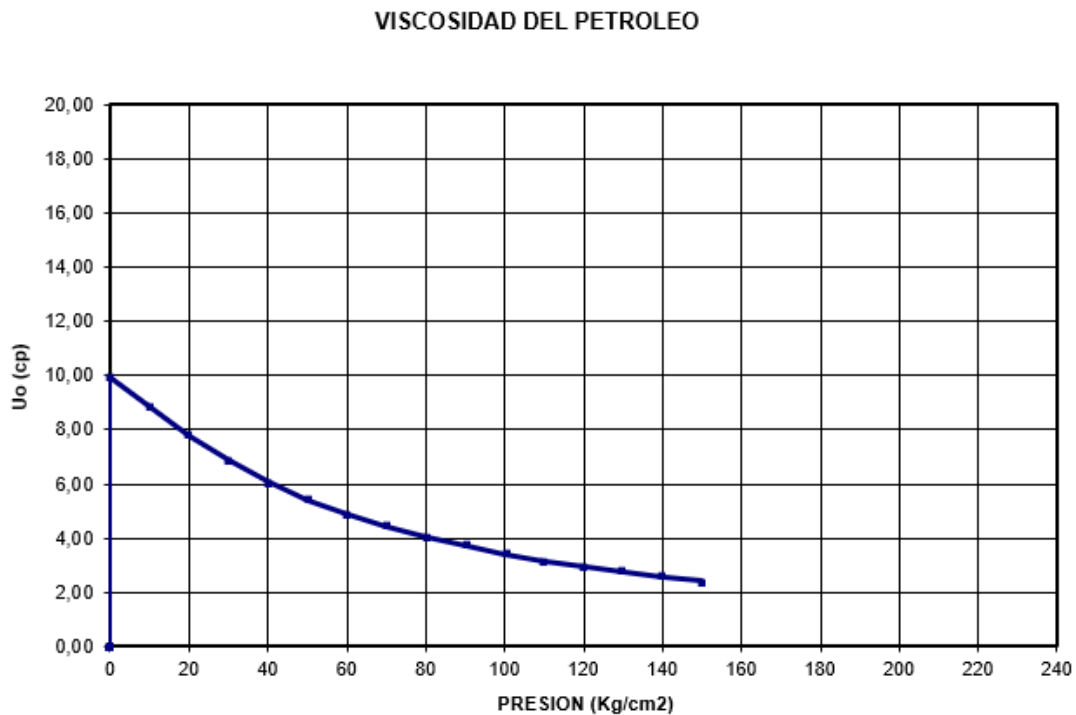


Figura 3.5.3.4 – Curva de viscosidad del petróleo (μ_o)

La viscosidad del petróleo en superficie se obtiene de ensayos de laboratorio, a partir de muestras de petróleo de capas seleccionadas. Estas muestras se obtienen solo de algunas capas, solo serán representativas a la profundidad de donde se obtuvieron. Se toma el valor de la viscosidad correspondiente a 30°C , ya que es más cercano a la temperatura ambiente. De no ser así, pueden elegirse otros valores, ya que la correlación tiene en cuenta a la temperatura que se realiza el ensayo. Hay que recordar que la medición con el viscosímetro corresponde a viscosidades aparentes, ya que los petróleos poseen un comportamiento de fluido no newtoniano, por lo cual, se deben tomar las lecturas de viscosidad para cada velocidad de medición.

Muestra de: Petróleo		PROTOCOLO N°: 1583-11CR		
Lugar de Muestreo: GR - 632		Fecha Informe: 30/03/11		
Zona: 2226,5/29,5 mts.		Pág.: 1/1		
Extraído Por: Cliente				
Fecha de Extracción: 25/03/11				
Fecha de Recepción: 29/03/11				
Solicitado Por: YPF S.A.				
Objetivo del Análisis: Completo de Petróleo				
ITEM N°=		DISTRITO N°=		
CANTIDAD N°=		N° Orden		
INFORME DE ENSAYO				
PETROLEO HIDRATADO				
DETERMINACIÓN	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS	
% AT (%AL + D4007)	S/N	% V/V	3,0	
% Agua Libre			0,0	
Impureza Total	ASTM D-4007 Mod. Según acuerdo con cliente	% V/V	3,0	
Arena y Barro			0,0	
Agua Separada			2,0	
Emulsión			1,0	
Agua Exacta			3,0	
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm ³	0,9216	
Punto de Escurreamiento	ASTM D-97	°C	2	
PETROLEO DESHIDRATADO				
Viscosidad 300 RPM				
Temperatura	30°C	Por Reómetro	Cp	616
	40°C		Cp	315
	50°C		Cp	176
DETERMINACION	NORMA	UNIDAD	VALORES ENCONTRADOS	
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm ³	0,9200	
% de Parafina	UOP-86 mod.	% $\frac{F}{P}$	6	
% de Asfalteno	SPE-23810	% $\frac{F}{P}$	8	

Figura 3.5.3.5 – Informe de ensayo de viscosidad del petróleo

3.6. Prorrateo de producción

El objetivo de un prorrateo de producción es determinar cuánto volumen de fluido aportó cada capa. El dato de acumulada total de petróleo en un pozo no revela demasiada información acerca de cuál capa productora es la que más aporta en la producción total. Un prorrateo ayuda a discriminar cuales son las mejores capas productoras de petróleo de las que no.

Se optó por separar cada prorrateo según el tipo de fluido producido. En consecuencia, se hicieron los prorrateos de petróleo, de agua y de gas por separado.

Para el nombramiento de las capas productoras que fueron punzadas y ensayadas, se tuvo en cuenta el criterio geológico, datos suministrados por la cátedra. De las 48 capas identificadas en todos los pozos, solo 29 de ellas se le asignó un nombre según el criterio geológico, ya que coinciden en profundidad. Se admitió un error de +/- 20 metros del tope de capa para identificarlos según el listado de nombres del criterio geológico.

En el prorrateo se deben cargar todos los datos de los esquemas de terminación y reparación, dado que, en cada etapa de la vida del pozo, se van sumando o quitando capas. En la terminación, se punzan las capas de interés y se ensaya por capa o en conjunto, para conocer el caudal de producción, sumergencia de fluido y salinidad, con el objetivo de ponerlos en producción. Si la capa está dañada, se debe proceder a una estimulación hidráulica para aumentar su potencial. En una reparación, se añaden nuevas capas punzadas a las capas viejas, en esta etapa es posible que alguna capa vieja, por ejemplo, que tenga mucho aporte de agua, sea cementada.

3.6.1. Prorrateo de petróleo

El fluido que mayor interés despierta en este proyecto es el petróleo. Como primer paso, se cargaron todos los datos de terminación y de reparaciones de todos los pozos en una planilla de Excel, tal como está en el Anexo I. Estos datos corresponden a:

- Número de pozo.
- Fecha de terminación y/o reparación.
- Identificar si la intervención corresponde a una terminación o reparación.

- Nombre de la capa, basado en el criterio geológico y no en el orden del ensayo que usualmente comienza desde el fondo de pozo hacia arriba.
- Tope y base de la capa punzada y ensayada.
- Pronóstico de fluido según datos de geología.
- Espesor útil de capa, hace referencia a los metros punzados y no al espesor total.
- Caudal de ensayo en litros/hora.
- Densidad del fluido en g/cm^3 .
- Salinidad medida en ppm.
- Nivel de fluido y/o sumergencia en metros.
- Porcentaje de agua.
- Presión estática de la capa, este valor se toma del ensayo RFT, si el pozo no tuviera estos datos se utiliza el gradiente de presión calculado.

Con estos datos cargados, ya se está en condiciones para calcular el índice de productividad (J) de cada capa. El IP está en función del “drawdown” y del caudal medido por cada capa, como se indica en la ecuación de índice de productividad (J). Se asume que todo el yacimiento produce por encima de la presión de burbuja, por lo cual se elige el modelo lineal de Darcy, no así el modelo de Vogel que se aplica en casos donde la presión dinámica de fondo está por debajo de la presión de burbuja.

$$J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (\text{Q medido en m}^3/\text{d; } P_e \text{ en psi y } P_{wf} \text{ en psi})$$

Luego, se suman todos los IP de cada capa en cada pozo, la suma de los IP individuales da como resultado el IP del pozo. A continuación, se procede a calcular el coeficiente de prorrateo. Este coeficiente es el que dará la información necesaria para conocer que capa es la que mayor aporta petróleo, es una forma de medir la productividad de la capa.

$$\text{Coeficiente de prorrateo} = \frac{J_{\text{CAPA}}}{J_{\text{POZO}}}$$

Sabiendo la acumulada total de petróleo del pozo (Np) y la última recuperada estimada (EUR), calculado en la sección 3.3, se multiplican estos valores por el coeficiente de prorrateo, y se obtiene como resultado cuánto es el Np por capa y el EUR por capa, es decir, cuanta es la acumulada estimada de cada capa y cuanto volumen de petróleo queda por extraer a futuro en cada capa. Estos datos servirán para seleccionar cuales capas tendrán mayor interés en aplicar la inyección de agua y cuáles no, tal como se verá en la sección 3.7.

Además de los datos cargados de cada terminación y reparación, es de mucha utilidad cargar en el prorrateo de petróleo los datos de petrofísica. Dichos datos corresponden a:

- Porosidad en % leída desde perfiles, pudiendo ser perfiles de densidad, neutrón, sónico o RMN. Se especifica a qué tipo de perfil se toma el dato de porosidad, ya que existe variaciones según la forma de adquisición del perfil.
- Resistividad del agua de formación (Rwa) en ohm.m. Se obtiene asumiendo el 10% de la resistividad de la base de las arcillas del complejo donde se encuentra la capa. En algunas capas, este dato se obtuvo de tablas de salinidad.
- Temperatura de la capa en °C. Se utilizó la expresión de Fariña
- Resistividad total de la formación (Rt), se obtuvo de perfiles resistivos profundos.
- Saturación de agua en % de cada capa. Se usa la ecuación de Archie para su cálculo, tomando los valores de porosidad, Rt y Rwa. Los valores de los coeficientes a, m y n se usan los sugeridos por el autor. El cut off de Sw de la cuenca es de 65%.
- Volumen poral de capa. Se asume un radio de drenaje de 150 metros en cada pozo, es un valor estándar de la cuenca para pozos de petróleo. Este volumen será un disco con altura igual al espesor útil de la capa y el radio de drenaje, afectado por la porosidad.

- Factor de volumen de petróleo (B_o) de cada capa. Se obtiene desde el PVT estadístico aportado por la cátedra. Dicho PVT se basa en la correlación de Standing, toma como valores de entrada la presión de capa, la densidad del petróleo en superficie y la temperatura de la capa.
- OOIP por capa. Este OOIP es un cálculo volumétrico basado en el volumen poral, la saturación de agua y el factor de volumen de petróleo. Da una idea cuantitativa de la reserva por primaria de la capa, no debe tomarse como un valor absoluto.

3.6.2. Prorrateso de agua

Análogamente al prorrateso de petróleo, se deben prorratesar aquellas capas que solo aportan agua de formación, es decir, capas cuya saturación de agua sea del 100%. Si bien estas capas no tienen interés económico porque no son productoras de hidrocarburos y por tanto no son reserva de hidrocarburos, tienen interés para identificar posibles fuentes de agua para ser inyectada a las capas que serán afectadas por recuperación secundaria.

En este prorrateso se calcula también un OWIP (Original Water In Place) con el fin de estimar un volumen de agua disponible por cada capa. El desarrollo de este prorrateso se encuentra en el Anexo II.

3.6.3. Prorrateso de gas

Por último, el gas al ser otro fluido que se produce en el yacimiento, debe ser prorratesado capa a capa. En este caso, no se tiene con precisión la información necesaria para prorratesar gas, solamente se encuentran algunos datos de ensayos de contrapresión en algunos pozos. No se han identificado gran cantidad de capas que hayan sido ensayadas por gas, por lo que el prorrateso de gas no se pudo realizar correctamente, debido principalmente a la escasa información. No es posible encontrar un OGIP por capa (Original Gas In Place).

3.7. Selección de las capas

El principal objetivo del prorrateso de petróleo es poder seleccionar que capas serán parte del proyecto de recuperación secundaria. En base a esta información, se trabaja con los posteriores modelos estáticos y dinámicos asociados.

Con la herramienta tabla dinámica de Excel se determinó cuanto fue la acumulada total por capa (N_p) y cuanto es el EUR de cada capa, calculado por declinación. De esta tabla, se calcula en porcentaje cuanto es el aporte de cada capa respecto al total de N_p y de EUR. También es de interés conocer aproximadamente, en principio, el OOIP capa y el factor de recobro.

Capa	Np (m ³)	EUR (m ³)	OOIP (m ³)	fr	%Np	%EUR
B52E	4777	5795	16660	29%	2%	1%
B55	49240	61750	311515	16%	18%	15%
C111	3199	4317	20994	15%	1%	1%
C112	2784	3757	20519	14%	1%	1%
C120	6297	26768	10170	62%	2%	7%
C19	47085	63928	413014	11%	17%	16%
C20	25229	36011	78242	32%	9%	9%
C24	2024	2024	15390	13%	1%	1%
C33	9799	12560	65499	15%	4%	3%
C40	4695	7408	38616	12%	2%	2%
C49	4848	6235	68840	7%	2%	2%
C50	4979	6600	84062	6%	2%	2%
C54	2930	12454	17439	17%	1%	3%
C56E	3465	4207	11903	29%	1%	1%
C60	34062	40968	111185	31%	13%	10%
C62	66268	103606	331455	20%	24%	26%
C82	31	40	6466	0%	0%	0%
Total	271714	398428	1621967			

Tabla 3.7.1 – Porcentajes de aporte de Np y EUR por capa respecto al Np y EUR total

Se pudieron identificar en total 18 capas que cumplen con el criterio geológico, el resto de las capas que no fueron identificadas porque no coincidían las profundidades o no figuraba en el criterio geológico, se descartaron.

En la zona se producen petróleos viscosos, por lo cual el factor de recobro característico a esta clase de fluidos no puede ser mayor al 5%.

Se destaca que el factor de recobro por primaria calculado en el prorrateo, como se ve en la tabla 3.7.1, no puede ser posible ya que estos valores tan elevados no corresponden a la realidad de la cuenca, deberían ser igual o menor al 5%, por consiguiente, el valor de OOIP por capa calculado por prorrateo también es erróneo. Una explicación posible de estos resultados tan optimistas, es que se asumió un radio de drenaje de 150 metros en los cálculos de volumen poral, por lo cual ese volumen solo está limitado a la zona alrededor del centro del pozo. Como son capas que posiblemente tengan mayor distribución areal, se prefiere descartar estos valores de OOIP calculados por prorrateo, y se decide hallar el valor de OOIP capa mediante el método volumétrico, teniendo como referencia los mapas estructurales de cada capa en particular, como se verá en la sección 4.2.4.

Se seleccionarán las capas que cumplen con el siguiente requisito: la acumulada total de las capas seleccionadas debe ser el 80% de la acumulada total de todas las capas mapeadas, o bien, el EUR total (Estimated Ultimate Recovery) de las capas seleccionadas debe ser el 80% del EUR total de todas las capas mapeadas.

Para ello, en una tabla se ordenan las capas de mayor a menor acumulada de petróleo, se hace la sumatoria de volúmenes y se seleccionan las capas que cuya suma da el 80% de la acumulada total, como se describe en el siguiente criterio:

$$\text{Criterio de capas seleccionadas} = \sum \frac{N_p \text{ capa}}{N_p \text{ total}} \times 100 = \sum \frac{EUR \text{ capa}}{EUR \text{ total}} \times 100 \geq 80\%$$

Del criterio por Np se obtendrán un número de capas seleccionadas, en este caso se registraron 5 capas que cumplen con este criterio, tal como se ilustra en la tabla 3.7.2. Sin embargo, esto no es suficiente, es necesario sumar las capas que puedan aparecer según el criterio de EUR, algunas capas van a cumplir ambas condiciones. Esto es porque, aunque la acumulada por capa no cumpla con el criterio del 80%, es probable que aun quede remanente en algunas capas. Debemos seleccionar todas las capas potenciales que puedan ser inyectadas con agua, nos aseguramos que aun tendrán suficiente remanente de petróleo que será barrido con una inyección de agua. Las capas restantes no tienen interés ya que el aporte que puedan dar será muy pequeño respecto a las capas de mayor remanente a extraer.

Criterio por Np			Criterio por EUR		
Capa	%Np	Corte 80%	Capa	%EUR	Corte 80%
C62	24,4%	82%	C62	26,0%	84%
B55	18,1%		C19	16,0%	
C19	17,3%		B55	15,5%	
C60	12,5%		C60	10,3%	
C20	9,3%		C20	9,0%	
C33	3,6%	18%	C120	6,7%	
C120	2,3%		C33	3,2%	
C50	1,8%		C54	3,1%	
C49	1,8%		C40	1,9%	
B52E	1,8%		C50	1,7%	
C40	1,7%		C49	1,6%	
C56E	1,3%		B52E	1,5%	
C111	1,2%		C111	1,1%	
C54	1,1%		C56E	1,1%	
C112	1,0%		C112	0,9%	
C24	0,7%		C24	0,5%	
C82	0,0%		C82	0,0%	

Tabla 3.7.2 – Criterio de selección de capas mediante Np y EUR

Distribución de EUR por capa

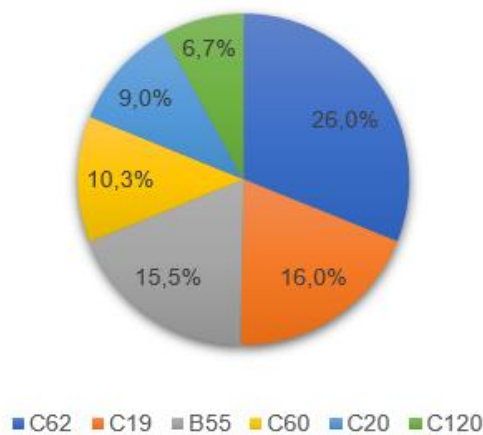


Figura 3.7.1 – Distribución de EUR por capa

De la tabla se observa que mediante el criterio por EUR se logra sumar una capa más a las capas que cumplen con ambos criterios, quedando en total 6 capas seleccionadas para el proyecto de recuperación secundaria. Dichas capas candidatas a ser inyectadas con agua son:

Capa	Formación
B55	Complejo III (Fm. Comodoro Rivadavia)
C20	Complejo III (Fm. Comodoro Rivadavia)
C19	Complejo IV (Fm.Mina el Carmen)
C60	Complejo IV (Fm.Mina el Carmen)
C62	Complejo IV (Fm.Mina el Carmen)
C120	Complejo IV (Fm.Mina el Carmen)

Tabla 3.7.3 – Capas seleccionadas a ser inyectadas con agua

3.8. Mecanismo de drenaje

La mayoría de los reservorios productores de la cuenca del Golfo San Jorge muestran un comportamiento de expansión del gas disuelto, por lo cual, a priori se supone que el yacimiento Granson produce petróleo mediante este mecanismo. A continuación, se analizará un pozo testigo para confirmar esta hipótesis.

Resulta útil repasar las características propias de cada mecanismo de empuje, para su identificación a través de las historias de producción de pozos. Esto es necesario no solo para definir la aplicación de cualquier método de recuperación mejorada sino para interpretar la historia compleja de un yacimiento que ha producido por energía primaria primero y por inyección de agua después.

El mecanismo de drenaje por gas disuelto se caracteriza por:

- Encontrarse a la presión de burbuja, por estar originalmente saturado o por provenir de una etapa de expansión monofásica.
- Ser el GOR inicial = R_s a la presión de burbuja.
- Mostrar un pequeño aumento o disminución del GOR al inicio, el que se acelera con el aumento de la acumulada de petróleo.
- Mostrar una declinación de la producción de petróleo por la caída de la presión y la permeabilidad al petróleo (productividad).

En este tipo de empuje, la eficiencia de la expansión aumenta con la cantidad de gas disuelto (la que a su vez aumenta con la presión de burbuja) y es inversamente proporcional al aumento del GOR.

La historia de un reservorio que ha producido por expansión monofásica primero y por expansión de gas disuelto después tendría una apariencia tal como se muestra en la figura siguiente:

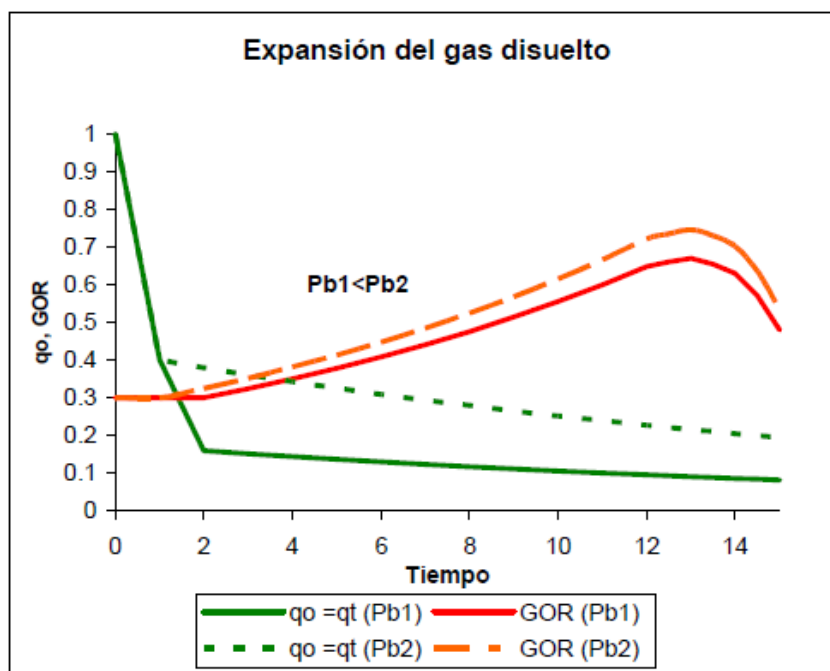


Figura 3.8.1 – Comportamiento característico de un yacimiento con expansión del gas disuelto

En la figura anterior, las dos evoluciones mostradas corresponden a dos presiones de burbuja diferentes donde $P_{b1} < P_{b2}$.

Análisis del pozo Gr.a-603

A fin de conocer cuál es el mecanismo de drenaje dominante en el yacimiento Granson, se elige el pozo con el mejor comportamiento respecto a su producción de petróleo y gas en el tiempo. No todos los pozos cuentan con información mes a mes de sus producciones, debido principalmente a la lejanía y la dificultad de la toma de datos a un ritmo constante. El pozo Gr.a-603 es el que mejor conserva los datos de su historia de producción, tiene muy buena acumulación de petróleo y de gas, por lo que es un buen pozo de estudio para evaluar el mecanismo de drenaje.

En un gráfico se trazan las curvas de producción de petróleo y del GOR (Gas-Oil Relation) en función del tiempo. Como se ha visto anteriormente en la figura, existe una forma característica de estas curvas para un mecanismo de gas disuelto.



Figura 3.8.2 – Curvas de producción y GOR del pozo Gr.a-603

La figura muestra claramente que el mecanismo de drenaje predominante es por expansión del gas disuelto, la forma de las curvas obtenidas corresponde a la forma característica de este tipo de mecanismo, como se analiza en la figura 3.8.1.

4. Proyecto de desarrollo de reservas

El objetivo principal de este proyecto es lograr el desarrollo de reservas del yacimiento Granson. Como ya se ha visto, las reservas actuales probadas corresponden a un proyecto de recuperación primaria. A partir de los análisis de declinación y de la historia de producción, es evidente que el yacimiento se encuentra en declive, las reservas por primaria recuperable son cada vez menores, teniendo en cuenta el factor económico. Es necesario proponer una estrategia de incorporación de reservas.

Recuperación asistida o recuperación "secundaria"

El principal objetivo de la aplicación de las técnicas de recuperación asistida es incrementar la recuperación económica de petróleo de aquellos reservorios para los que las características del petróleo, así como la cantidad y eficiencia de la energía natural que lo moviliza, no resulte suficiente para obtener rendimientos satisfactorios.

Actualmente "recuperación secundaria" es prácticamente sinónimo de "inyección de agua". Como su nombre lo indica, el proceso consiste en inyectar agua en el reservorio con el fin de mover petróleo a los pozos productores, lo que redundará en incrementos de la velocidad de producción y en la recuperación final de petróleo.

Es el proceso que más ha contribuido a la recuperación extra de petróleo. Actualmente, en alrededor del 50% de los pozos productores, a nivel mundial, se utiliza este mecanismo que produce recuperaciones adicionales de petróleo del orden del 5 al 20% del petróleo original in situ.

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo continuo donde las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Habitualmente, estos cambios se acompañan con otros en las relaciones de flujo, en las presiones y en las viscosidades de las fases. La inyección de agua presenta cuatro etapas: condiciones iniciales (antes de comenzar el proyecto), comienzo de la entrada de agua en la formación productora, irrupción de agua en los pozos productores y, luego de la ruptura, producción de petróleo y agua.

La mayor parte de las veces, a partir del momento que comienza la aplicación de un proceso de este tipo, tiene lugar un cambio importante del mecanismo de recuperación. El desplazamiento de petróleo a presión constante requiere que se balanceen los caudales inyectados con todos los caudales de fluidos producidos en condiciones de reservorios (que llamamos erogación del reservorio). En una buena cantidad de situaciones, cuando el proceso comienza con una presión de reservorio muy inferior a la que se ha dimensionado el proceso, es necesario además incrementar la presión durante la etapa inicial, por lo que la inyección podrá superar a la erogación del reservorio durante el tiempo necesario. Durante este tiempo, la producción de petróleo se incrementa continuamente, lentamente al principio y más velozmente después, hasta llegar a un máximo, para luego volver a declinar. El tiempo transcurrido entre el comienzo de la inyección y aquél para el cual la producción vuelve a incrementar, se denomina “tiempo de respuesta”.

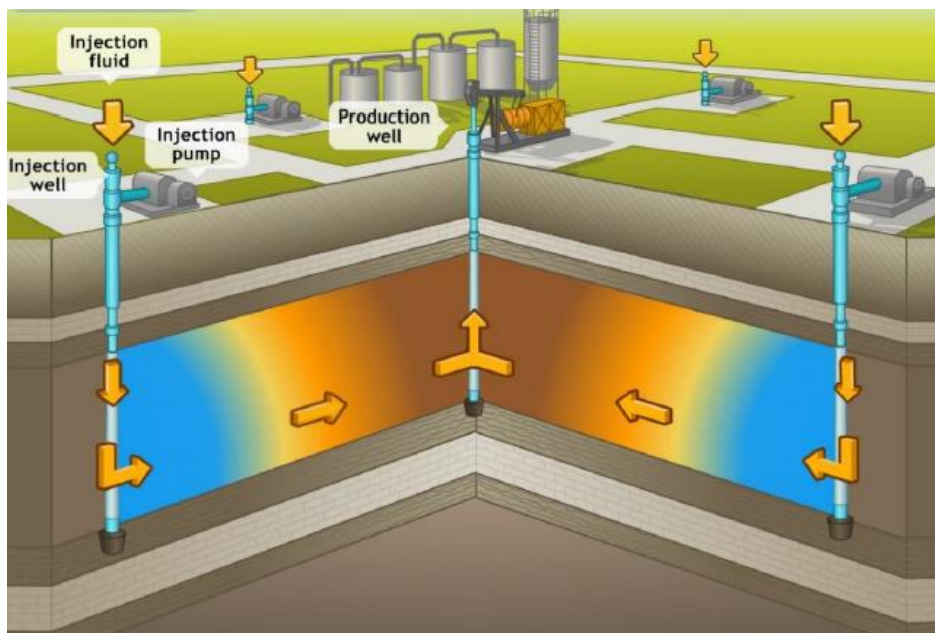


Figura 4.1.1 – Esquema de aplicación de un sistema de inyección de agua

El volumen contactable de reservorio es el ubicado entre pozos inyectoros y productores y sólo en los reservorios (o capas) comunes a ambos. Por este motivo, la proporción de los reservorios que podrán responder por aplicación de estas técnicas suele ser considerablemente inferior al volumen con petróleo de todos los reservorios existentes.

La implementación en el campo de un método de recuperación secundaria a un yacimiento con varios reservorios superpuestos verticalmente y de diferente extensión, podrá ocasionar una pérdida inmediata permanente y un retardo temporal de la producción de petróleo, vinculadas con la conversión de pozos productores a inyectoros.

4.1. Propuesta establecida

La propuesta para lograr los objetivos del proyecto se resume en 2 etapas:

- Desarrollo de reservas mediante recuperación secundaria o inyección de agua.
- Desarrollo de reservas de primaria mediante la perforación de pozos nuevos y reparación de pozos productores.

En lo que respecta a la propuesta de recuperación secundaria, se propone elegir zonas donde sea más factible la inyección de agua. Consiste en perforar pozos nuevos que serán productores o inyectores, y la conversión de los mejores pozos productores a pozos inyectores. Los nuevos pozos serán de tipo infill.

Mientras que la propuesta de recuperación primaria, consiste principalmente en incorporar reservas de primaria mediante la perforación de un pozo de avanzada, para producir los reservorios ya identificados previamente y que no fueron contactados. También involucra la reparación de las capas de algunos pozos productores.

4.2. Modelado estático

El modelado estático consiste en caracterizar la roca que forma parte de los reservorios. Los mapas estructurales son una herramienta que permite caracterizar estas capas en su estructura, forma, fallas y profundidades. Los mapas de espesor útil permiten también caracterizar la roca con la magnitud de los espesores de capa.

El problema de mapeo computarizado es que el software realiza mapeo en áreas donde no hay datos. El método de interpolación entre puntos y extrapolación fuera de la región de datos afecta la forma, la apariencia y el estilo del mapa. El método Krigging es el método de interpolación más recomendado.

4.2.1. Mapas estructurales

En base a la selección de las capas de interés, como se vio en la sección 3.7, se procede a mapear los mapas estructurales de cada una de las capas seleccionadas. El mapeo se realizó con el software Surfer, utilizando el método Krigging para la interpolación de datos.

Los datos de tope y base de capa se han adquirido mediante el criterio geológico, con información de cada pozo. En algunos pozos, los más nuevos principalmente, se necesitó hacer una correlación de capas con los pozos más cercanos. La información de fallas se obtuvo de los mapas sísmicos y de minutas de terminación de pozo.

A continuación, se muestran los mapas estructurales de las capas B55, C19, C20, C60, C62 y C120. En cada uno de los mapas se identifican en cada pozo que capas fueron punzadas y cuales no fueron punzadas.

Estructural B55

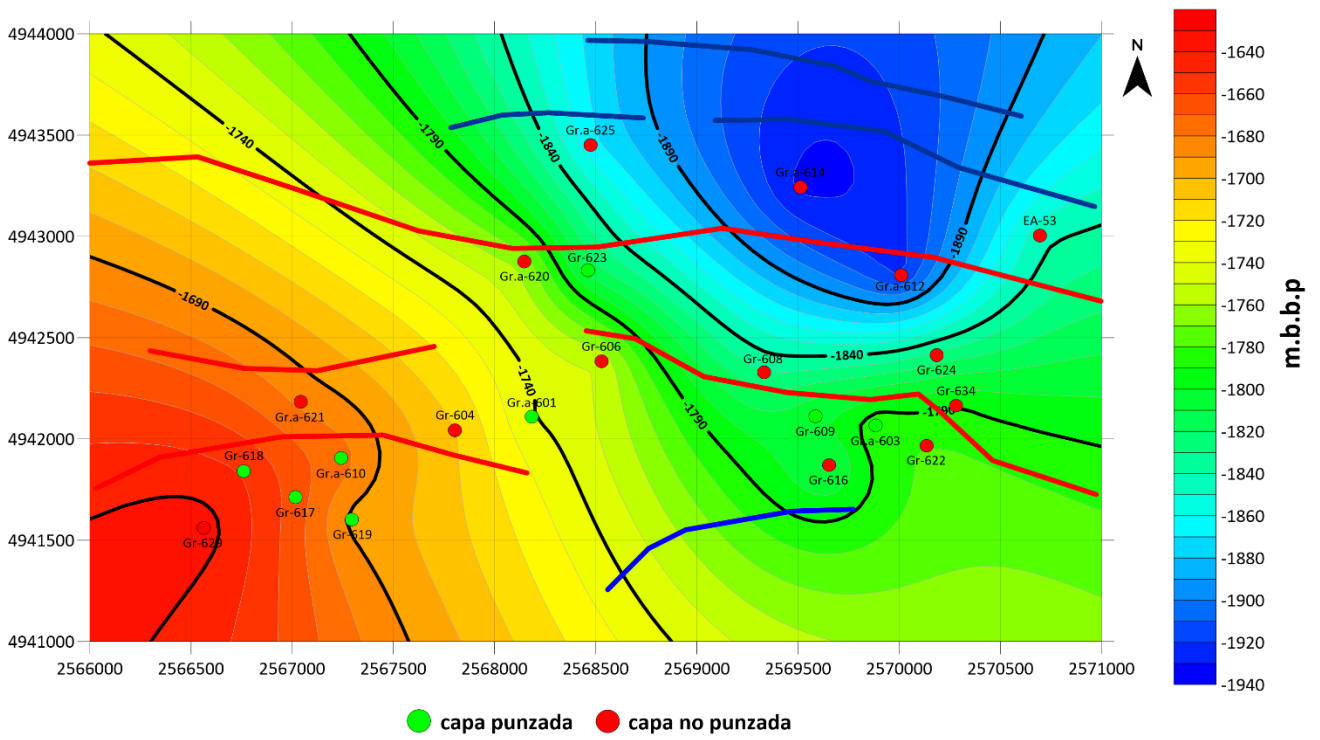


Figura 4.2.1.1 - Mapa estructural al tope de la capa B55 (Complejo III)

Estructural C19

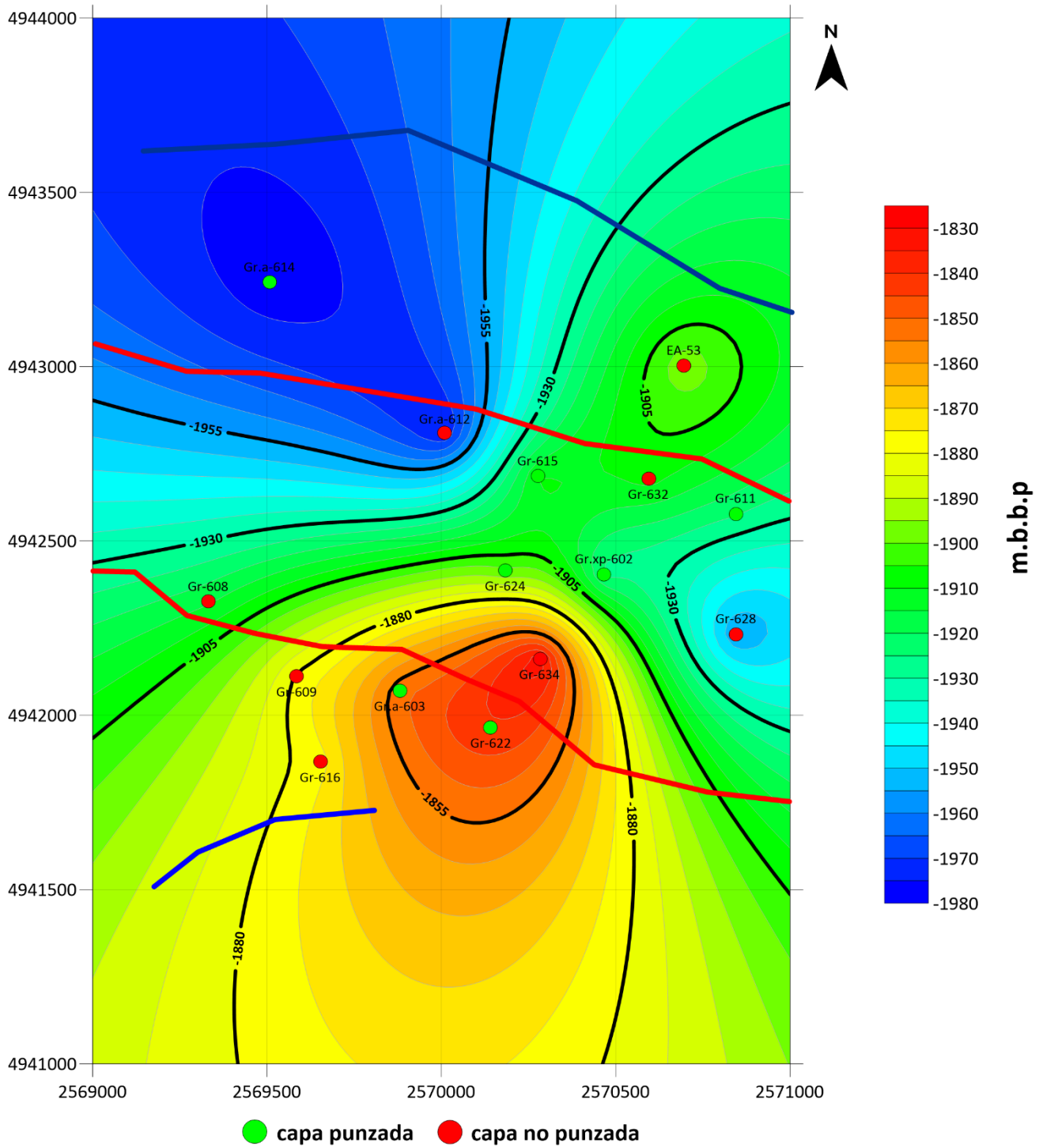


Figura 4.2.1.2 - Mapa estructural al tope de la capa C19 (Complejo IV)

Estructural C62

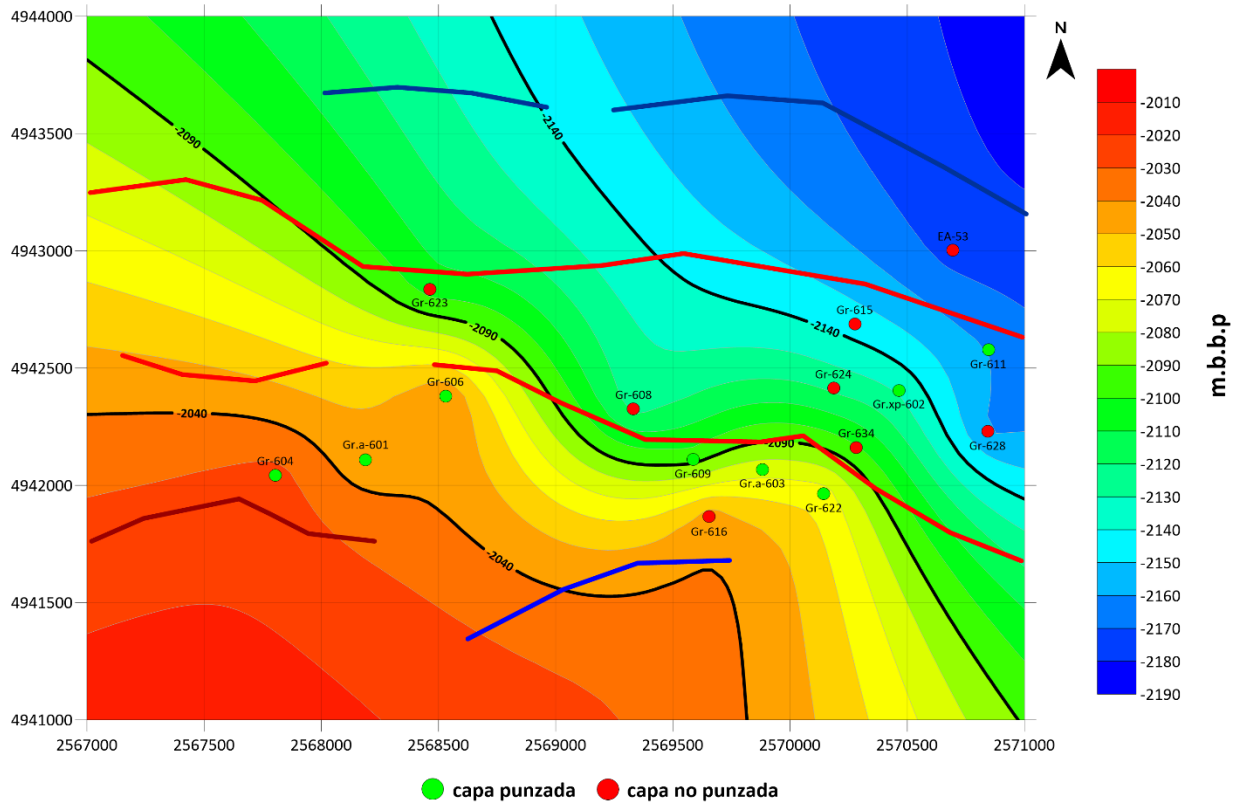


Figura 4.2.1.3 - Mapa estructural al tope de la capa C62 (Complejo IV)

Estructural C60

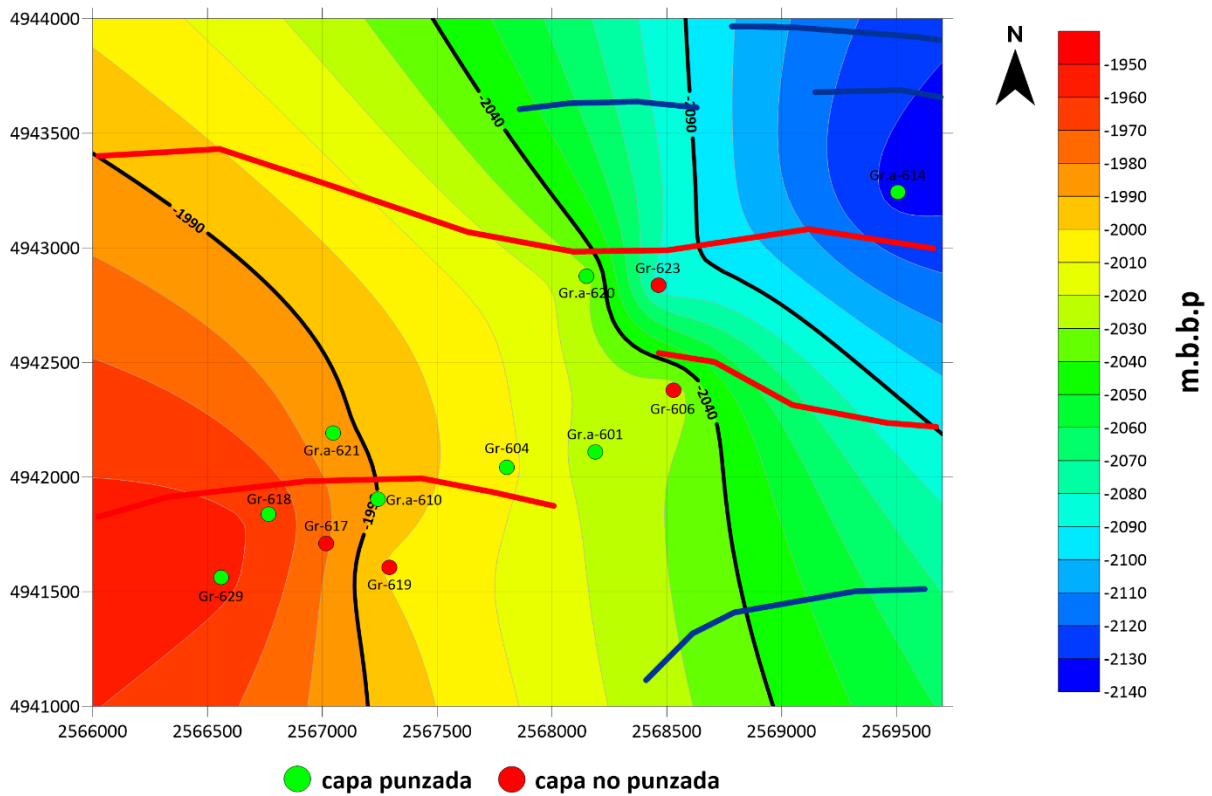


Figura 4.2.1.4 - Mapa estructural al tope de la capa C60 (Complejo IV)

Estructural C20

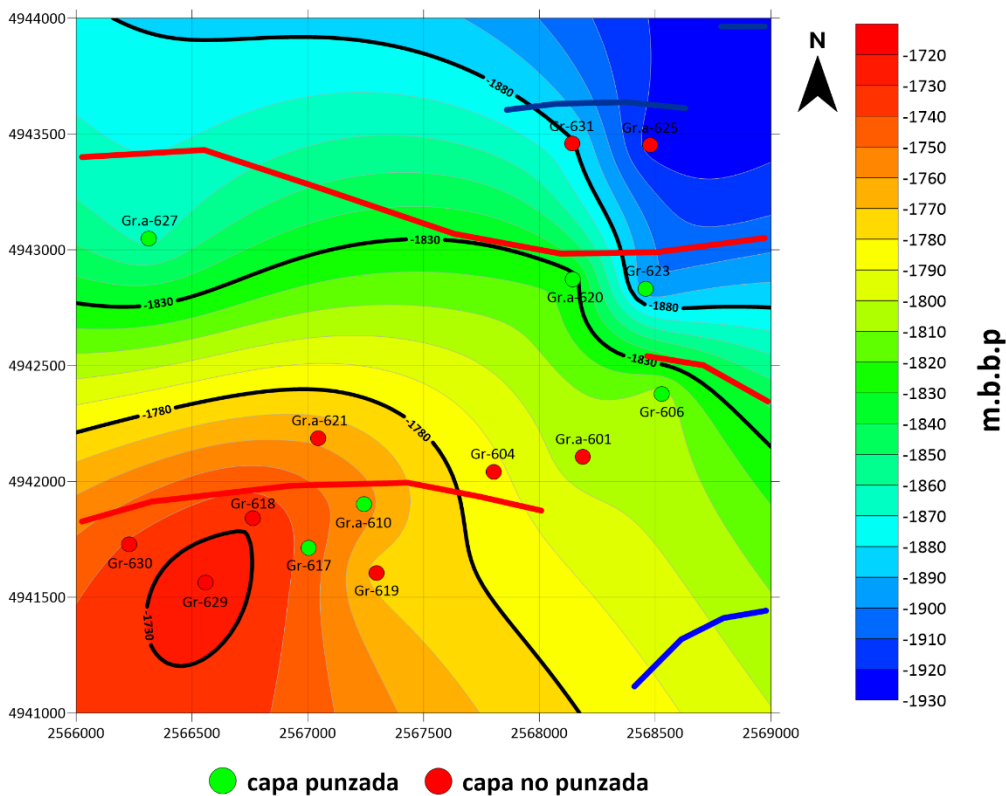


Figura 4.2.1.5 - Mapa estructural al tope de la capa C20 (Complejo III)

Estructural C120

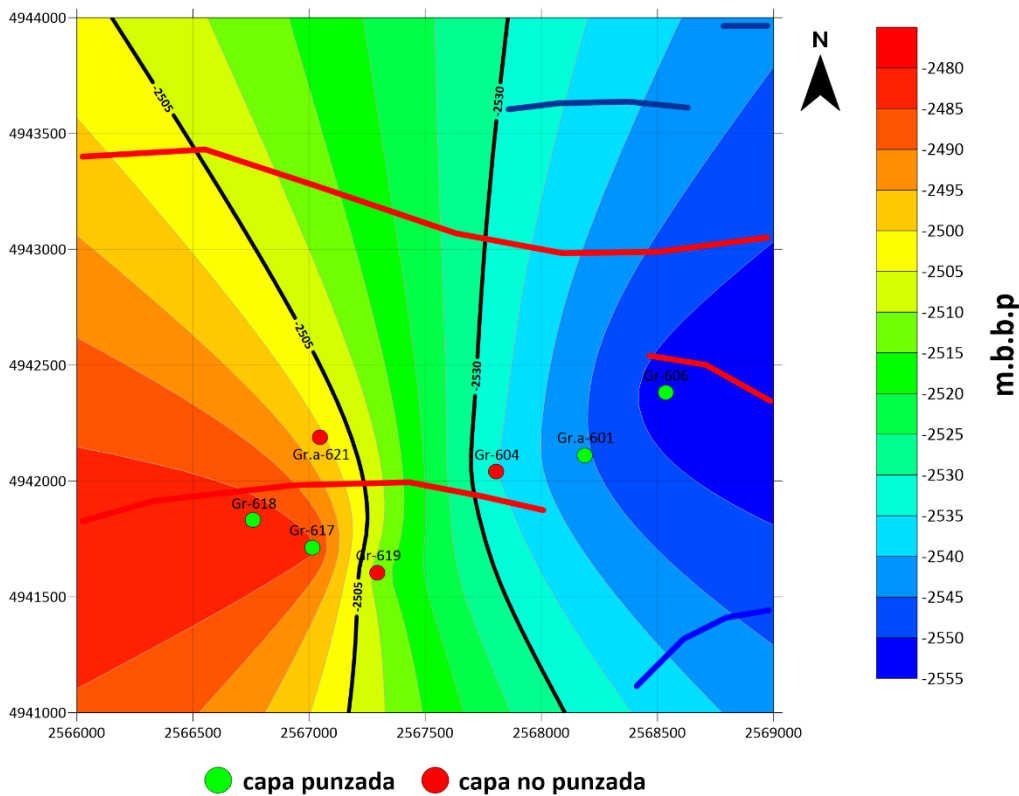


Figura 4.2.1.6 - Mapa estructural al tope de la capa C120 (Complejo IV)

4.2.2. Estimación del espesor útil

Con respecto al espesor útil, este se refiere a la fracción de la altura de capa total de arena que efectivamente produce hidrocarburos. La fracción restante se denomina espesor permeable y se refiere a la porción de arena que está saturado de fluidos, pudiendo ser agua o hidrocarburos. El espesor total de capa (ht) se compone del espesor permeable (hk) y el espesor útil (hu).

$$\text{Espesor total (ht)} = \text{Espesor permeable (hk)} + \text{Espesor útil (hu)}$$

Los datos de ensayos de pozo, es decir los punzados, hacen referencia al espesor útil, ya que es la fracción que produce petróleo o gas. Mientras que de los perfiles podemos estimar el espesor total de capa. De los perfiles se puede estimar el espesor útil siguiendo un criterio específico.

De las capas que han sido seleccionadas para el proyecto de recuperación secundaria, no todas se encuentran punzadas en los pozos, por lo cual, los espesores útiles de esas capas en los pozos no se encuentran estimadas. Es conveniente clasificar al espesor útil según su probabilidad. El espesor útil probado (hu probado) es el espesor útil de aquella capa que si fue punzada. El espesor útil probable (hu probable) es el espesor útil de aquella capa que no fue punzada, y se estima mediante perfiles y/o correlación con los pozos vecinos.

En una planilla Excel se cargan los datos de espesor útil probado (hu probado) y espesor útil probable (hu probable) de cada capa. Respecto al espesor útil probable, se utilizó el siguiente criterio como procedimiento para su estimación:

hu probados

		Tope	Base	ht	5,5
Gr.a-603	Capa	1806	1811,5	hu	4,5
	Punzados	1806,6	1811,1	hu/ht	0,82

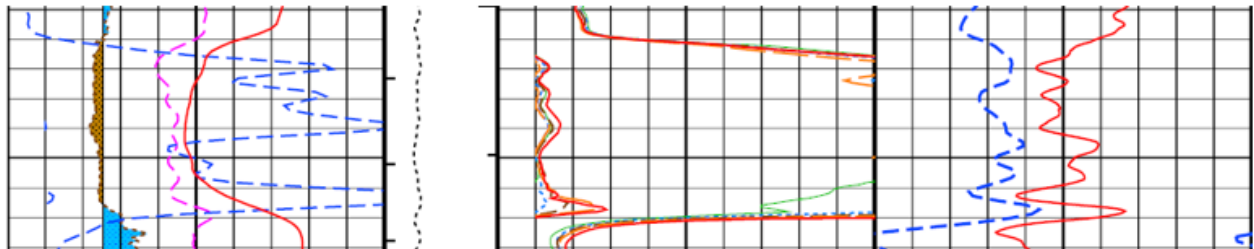


Figura 4.2.2.1 – Identificación de las capas y su espesor útil probado en los perfiles de pozo

Como primera instancia, se identifican las capas que han sido punzadas en los perfiles de pozo, se verifica el tope y base en el perfil de SP y se estima el espesor total (ht). Luego, con los datos de ensayo se identifica el tope y base de los punzados, de la diferencia surge el espesor útil probado (hu probado). El criterio a utilizar para estimar el espesor útil probable (hu probable) en los pozos donde no se punzó la capa, es establecer el promedio de la relación hu/ht de los pozos con espesor útil probado.

Para hallar el espesor útil probable de las capas que no están punzadas, se procede a verificar los perfiles de pozo con el criterio geológico de tope y base de las capas, en algunos pozos fue necesario hacer una correlación con los pozos cercanos, ya que no se contaba con la información del criterio geológico. Entonces, una vez establecida el tope y base se halla el espesor total de la capa (hu total) y multiplicando este espesor por la relación hu/ht se obtiene el espesor útil probable (hu probable).

Este procedimiento se aplica para todas las capas donde no se punzó, por ende, el espesor útil no fue estimado.

hu probables

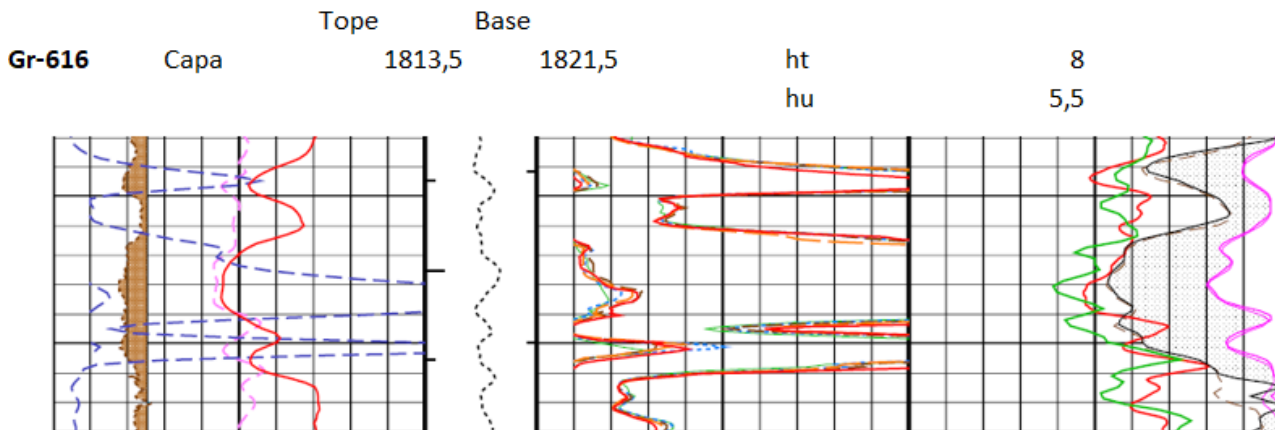


Figura 4.2.2.2 – Estimación del espesor útil probable con la relación hu/ht en capas no punzadas

4.2.3. Mapas de espesor útil

Se procede a mapear el espesor útil de todas las capas seleccionadas (B55, C19, C20, C60, C62, C120) mediante el software Surfer. El método de interpolación utilizado es el método Krigging. Cada mapa incluye la estimación del espesor útil probable (hu probable) más el espesor útil probado (hu probado). Se indican también las principales fallas que atraviesan las capas, como así también se mapean los pozos propuestos.

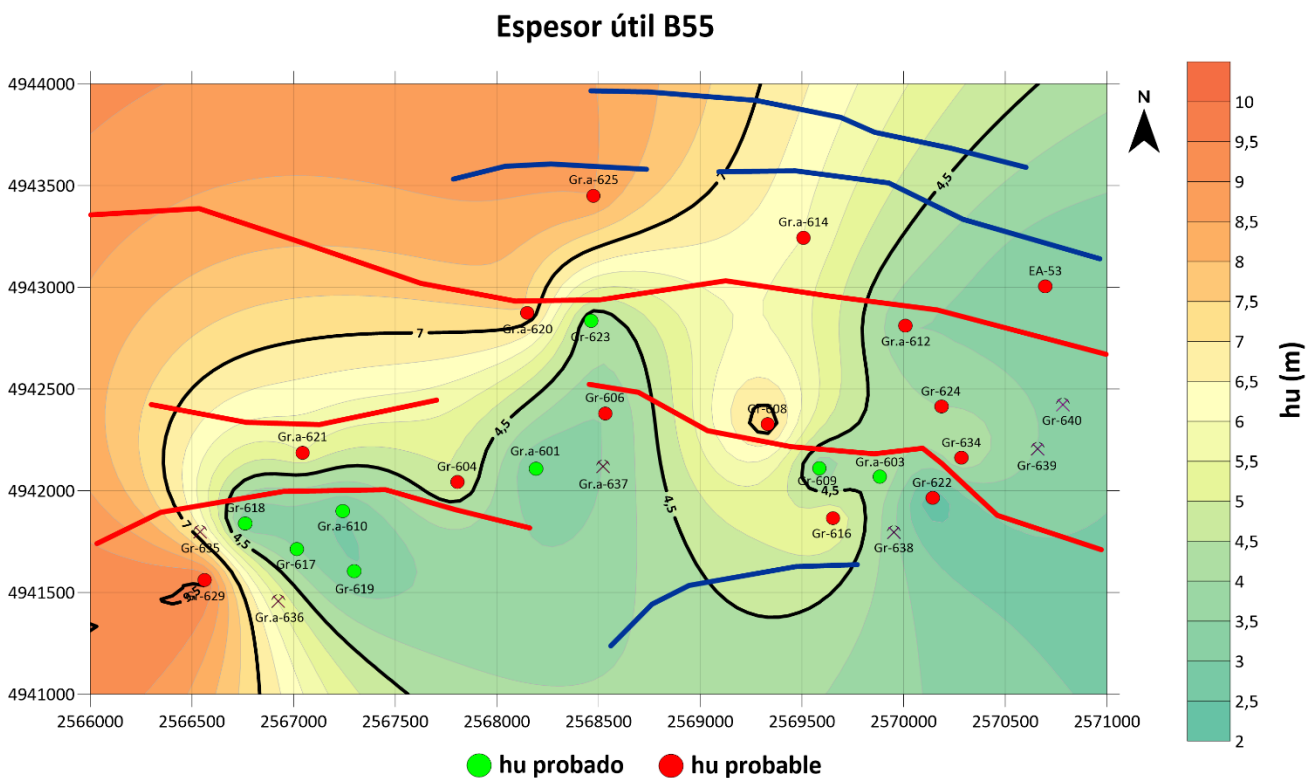


Figura 4.2.3.1 – Mapa de espesor útil (hu) de la capa B55

Espesor útil C19

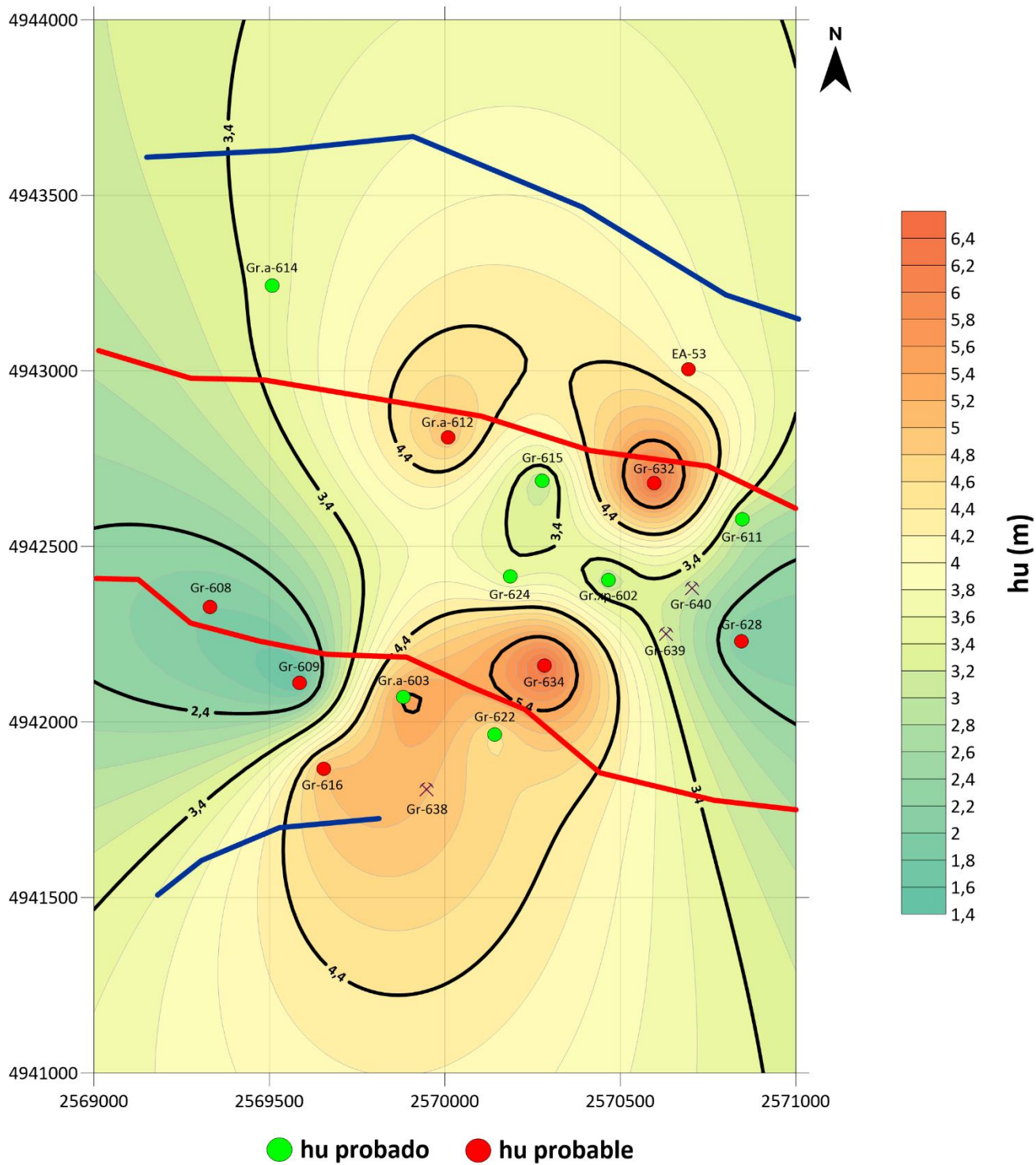


Figura 4.2.3.2 – Mapa de espesor útil (hu) de la capa C19

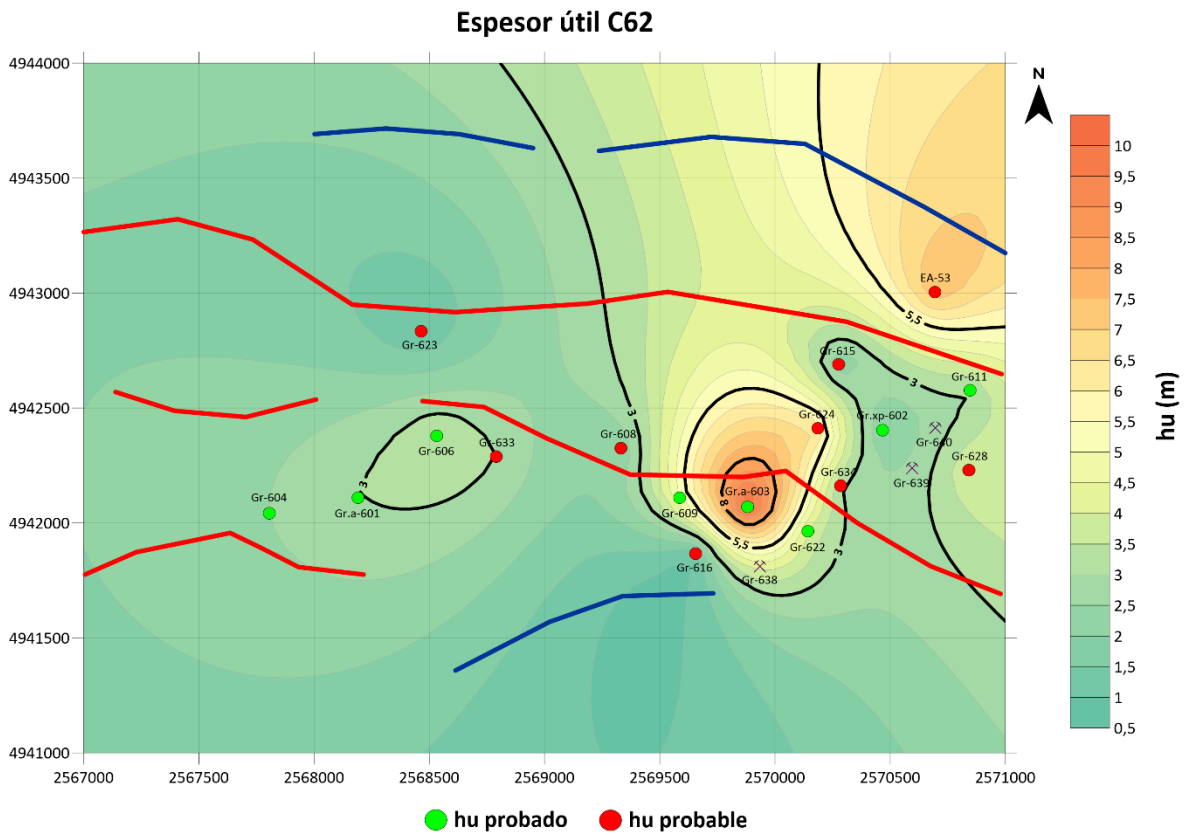


Figura 4.2.3.3 – Mapa de espesor útil (hu) de la capa C62

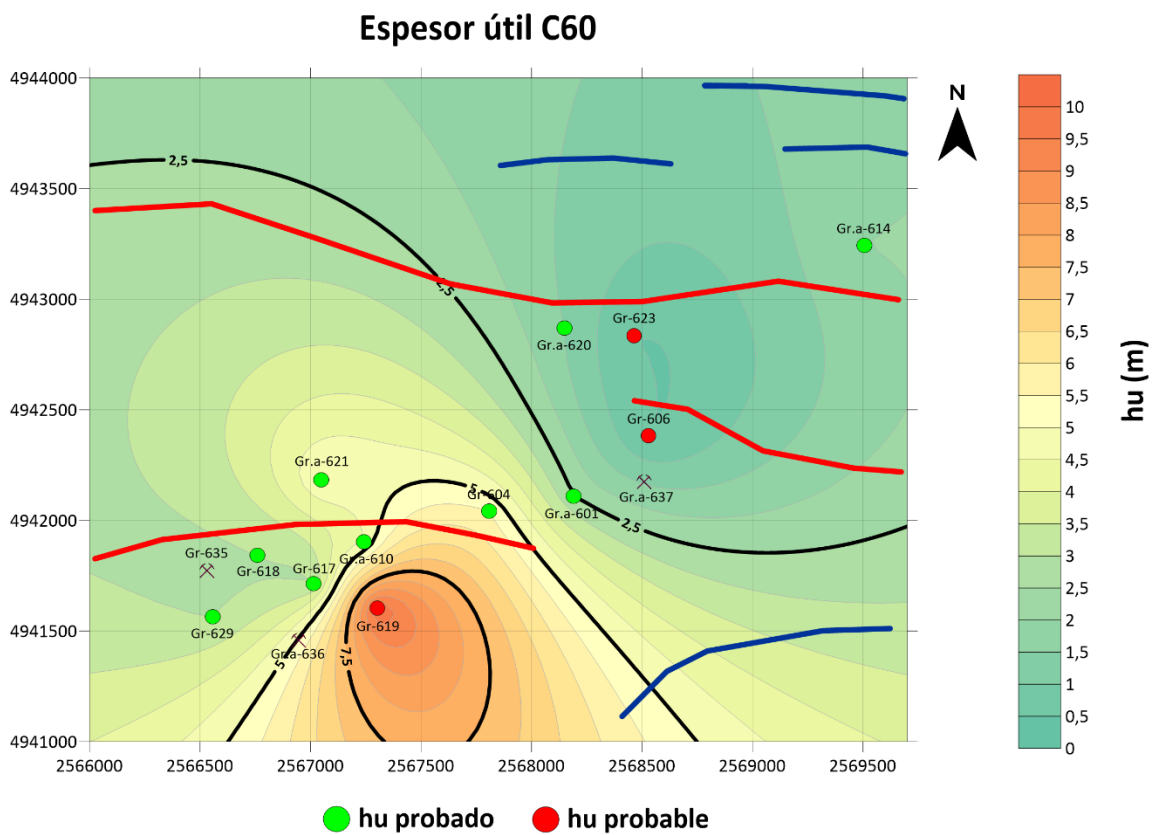


Figura 4.2.3.4 – Mapa de espesor útil (hu) de la capa C60

Espesor útil C20

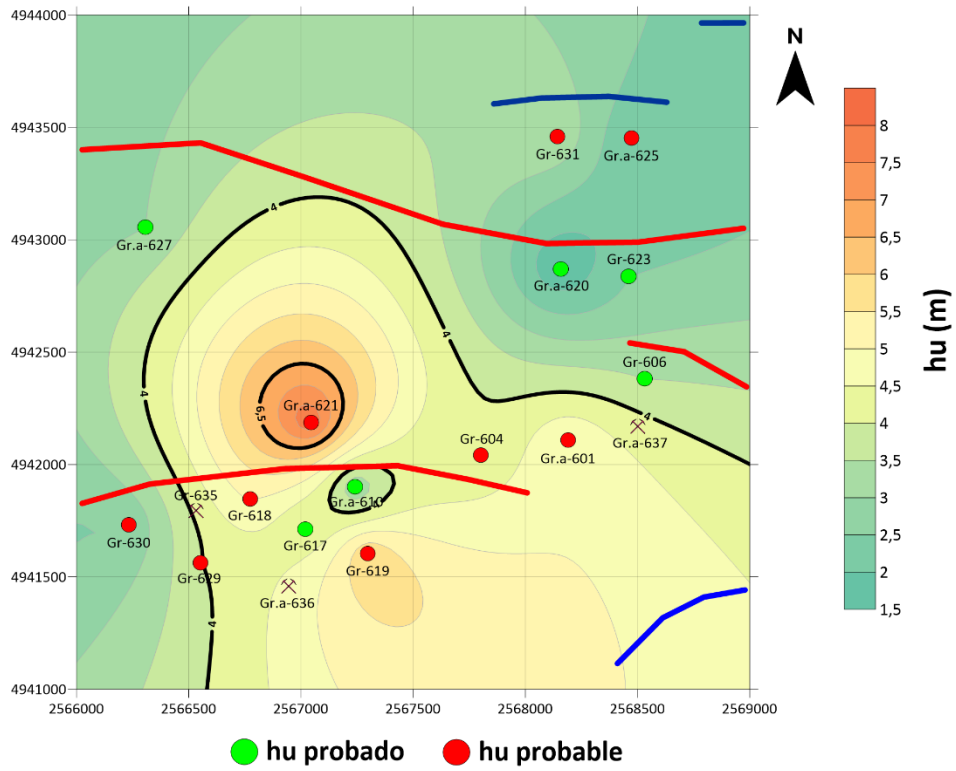


Figura 4.2.3.5 – Mapa de espesor útil (hu) de la capa C60

Espesor útil C120

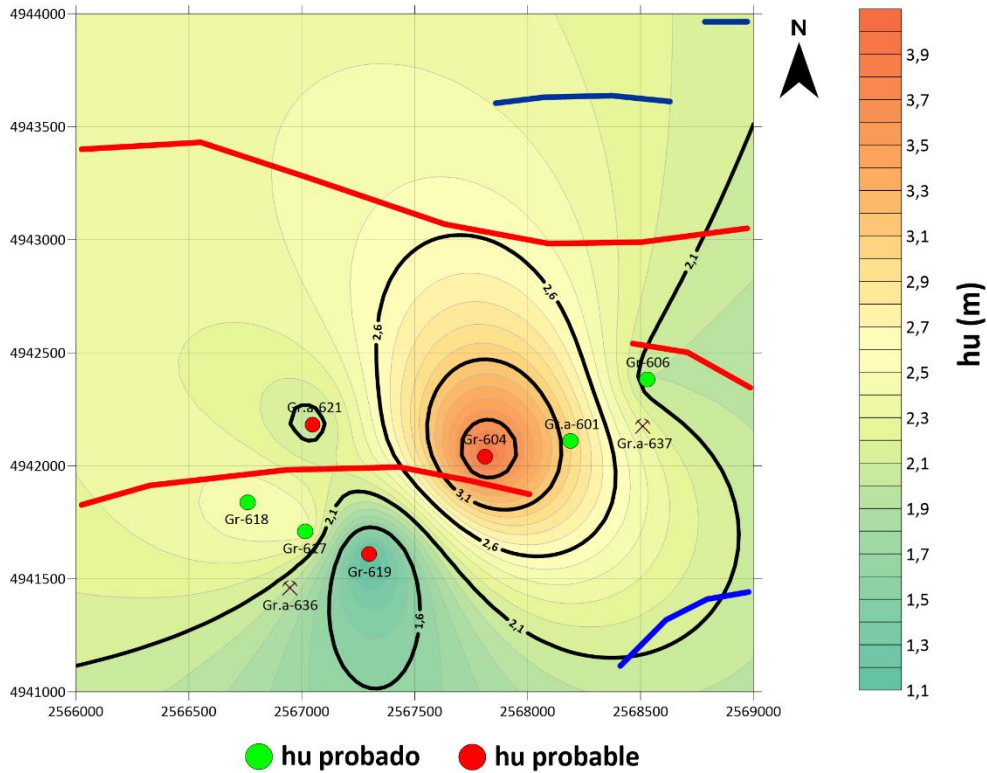


Figura 4.2.3.6 – Mapa de espesor útil (hu) de la capa C120

4.2.4. Volumen de roca

Para tener una mejor evaluación de los reservorios del yacimiento, es necesario estimar e identificar cómo se comporta la forma de las capas seleccionadas. Dicha geometría será crucial para la determinación de las reservas de cada capa y de los factores de recuperación tanto por primaria como para secundaria. Se debe ser lo más preciso posible.

A partir de los mapas estructurales, con el software Surfer, se procede a mapear un polígono que encierre a todos los pozos donde se punza la capa en cuestión. Los límites de este polígono estarán sujeto al distanciamiento de los pozos y el radio de drenaje promedio en la cuenca. Se toma un radio de drenaje de 150 metros y un distanciamiento estándar de 300 metros. El límite del polígono estará a 150 metros desde cada pozo donde se punza la capa.

Una vez identificada la forma con el polígono, se convierte primero el área desde pulgadas cuadradas a metros cuadrados con una equivalencia de áreas, ya que el software Surfer no calcula por sí solo el área del polígono en metros cuadrados.

Por último, para calcular el volumen total de roca de cada capa, se multiplica el área del polígono de capa por el espesor útil probado promedio de cada capa.

Se destaca la forma de las capas C20, C120 y C60. Dichas capas poseen una forma largada tipo meandroso, lo cual indicaría a priori, que dichas capas corresponderían al lecho de antiguos cursos fluviales.

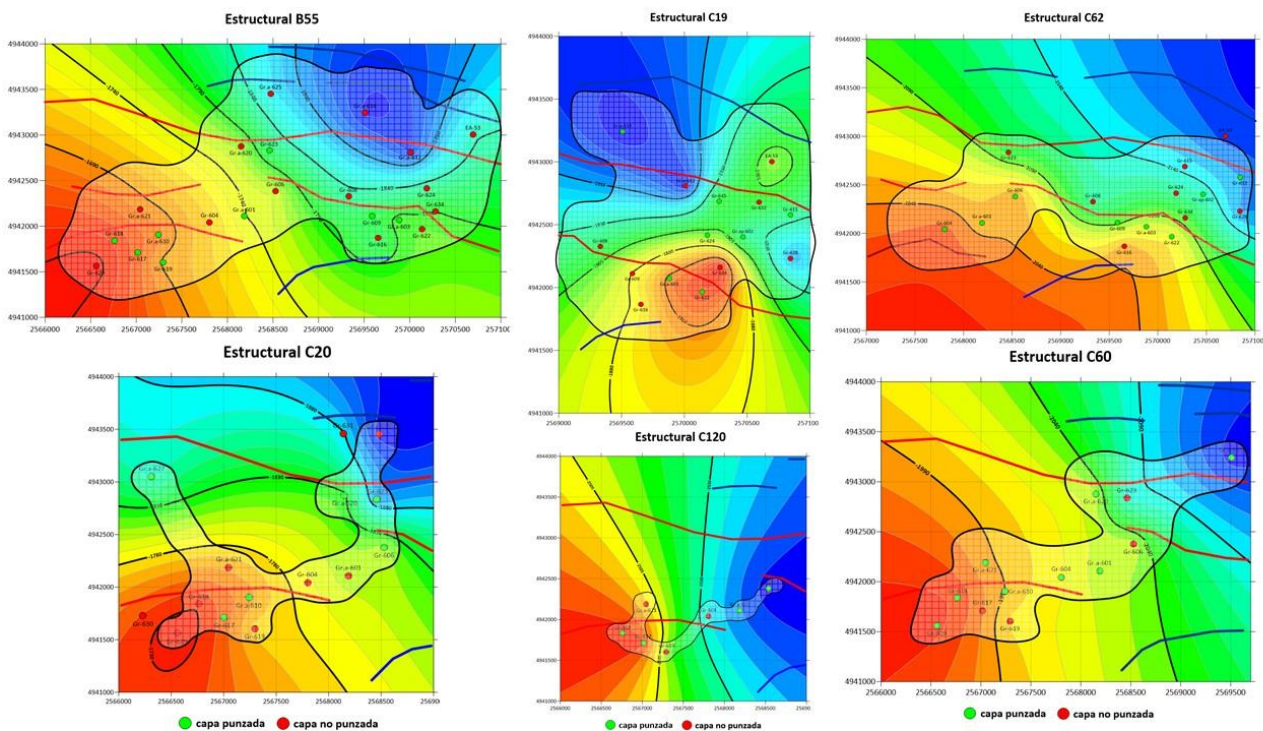


Figura 4.2.4.1 – Formas características de las áreas de cada capa

	B55	C20	C19	C60	C62	C120
Area de la capa (m²)	7863819	2075661	3110000	2532449	3984533	520448
hu capa promedio (m)	4,4	5,5	3,5	4,5	4,2	3,8
Volumen de roca (m³)	34600806	11416136	10885000	11396023	16735040	1977704

Tabla 4.2.4.1 – Volúmenes de roca total de cada capa seleccionada

4.3. Pozos propuestos

Parte del proyecto consiste en incorporar pozos nuevos en el yacimiento, con el objetivo de contactar la mayor cantidad de capas. Las formaciones productivas que se desean contactar son las formaciones Comodoro Rivadavia y Mina el Carmen, ambos pertenecientes a los complejos III y IV respectivamente.

La propuesta consiste en perforar 6 pozos nuevos, de los cuales 2 son de avanzada y 4 son de tipo infill. De estos 6 pozos, a su vez, uno será destinado como pozo inyector y el resto de los 5 serán pozos productores. En la siguiente tabla se resumen el nombre asignado de cada pozo, su ubicación en coordenadas (X, Y) y su profundidad estimada. El criterio de selección de nombres, se hizo contando en el mapa de izquierda a derecha, de modo que la numeración comienza con el pozo Gr-635. En la ubicación de los pozos se tuvo en cuenta un distanciamiento no mayor a los 300 metros aproximadamente.

Zona	Pozo	X	Y	Profundidad (mbbp)	Clase	Tipo
1	Gr-635	4941774	2566521	2010	Infill	Inyector
	Gr.a-636	4941459	2566946	2550	Avanzada	Productor
2	Gr.a-637	4942176	2568510	2600	Avanzada	Productor
4	Gr-638	4941820	2569900	2200	Infill	Productor
3	Gr-639	4942200	2570570	2250	Infill	Productor
	Gr-640	4942400	2570700	2250	Infill	Productor

Tabla 4.3.1 – Nombres y ubicación de los pozos nuevos propuestos

4.3.1. Correlación de capas

La perforación de los pozos nuevos implica contactar áreas nuevas de cada capa ya conocidas en pozos aledaños, como así también contactar capas nuevas. Cuando llegue la hora de la terminación, se deben conocer aproximadamente la ubicación en profundidad de las capas que se desean punzar. Como no hay disponible información precisa de sísmica, se opta por hacer correlaciones de perfiles con los pozos más cercanos.

La correlación de capas permite poder estimar los topes y bases de las capas a punzar, como así también, tener un estimado del espesor útil.

A continuación, se muestra como ejemplo la correlación realizada para el pozo Gr-638, correspondiente a la zona 4.

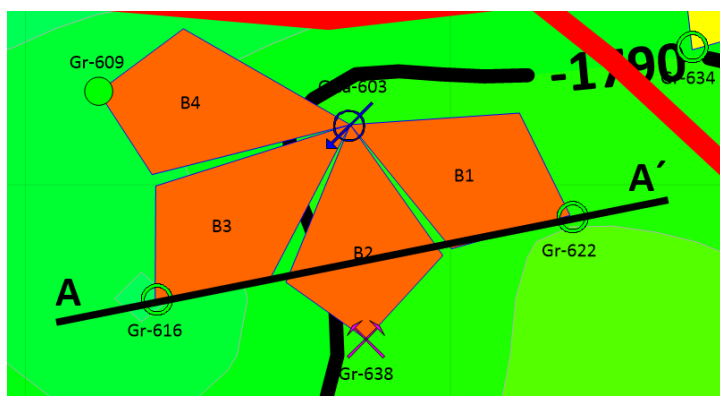


Figura 4.3.1.1 – Corte A-A' para la correlación del pozo Gr-638

Se propone hacer un corte A-A' con los perfiles de los pozos Gr-616 y Gr-622, dados que son los más cercanos. La profundidad estimada del pozo es de 2200 metros, se deben contactar las arenas de las formaciones Comodoro Rivadavia (CIII) y Mina el Carmen (CIV). Las capas a contactar en particular son la B55, C19 y C62.

Se correlaciona las capas de los pozos vecinos, Gr-616 y Gr-622, para identificar las capas seleccionadas con su tope y base en el pozo Gr-638. La correlación se hace con la herramienta "Multi Well Correlation" del software Interactive Petrophysics. En el programa se cargan los perfiles de ambos pozos, y se identifican las capas B55, C19 y C62 con su tope y base en cada pozo. El programa permite "unir" la capa en ambos pozos, visualizando como se comportaría la capa respecto a su espesor y su posición estructural.

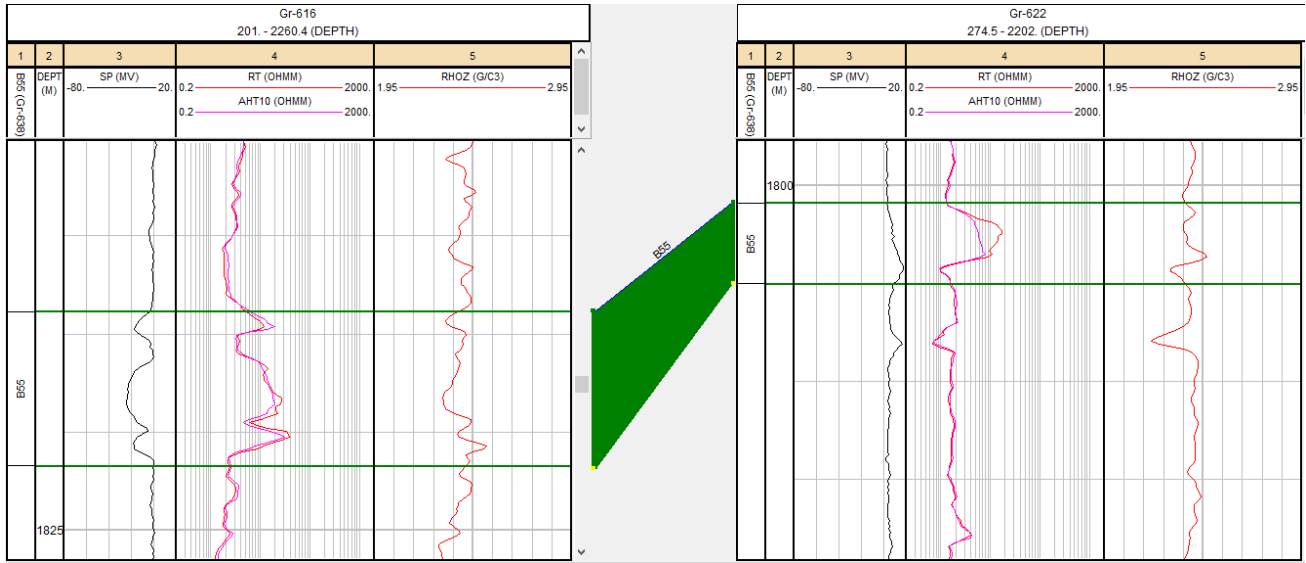


Figura 4.3.1.2 – Vista de la correlación de la capa B55 (corte A-A') con el software Interactive Petrophysics

A modo de seguir un método analítico de correlación de capas, se propuso hacer una "interpolación geométrica" de los topes y bases de la capa en los pozos "conocidos" con el objetivo de encontrar el tope y base de la capa en el pozo nuevo. Este método supone que el pozo se encuentra en el medio, y en los extremos, es decir a izquierda y a derecha, se ubican los pozos conocidos. Las expresiones que corresponden a esta interpolación se muestran a continuación:

$$hu = hu_{izq} - \frac{hu_{izq} - hu_{der}}{dist\ pozos\ actuales} \times dist\ con\ pozo\ nuevo$$

$$Tope = Tope_{izq} - \frac{tope_{izq} - tope_{der}}{dist\ pozos\ actuales} \times dist\ con\ pozo\ nuevo$$

Estas expresiones me permiten hallar el espesor útil estimado y el tope y base de la capa en cuestión en el pozo nuevo. Como datos de entrada se deben conocer el distanciamiento de los pozos conocidos, y el distanciamiento del pozo nuevo respecto a uno de los conocidos. También se deben entrar con el dato de espesor útil de ambos pozos (el pozo de la izquierda y el pozo de la derecha) ídem con los topes y bases conocidos. La figura siguiente permite visualizar mejor este método. La interpolación sugiere que la capa posee forma de "trapezoido", donde el espesor útil representa el espesor de este trapezoido, y el distanciamiento entre los pozos conocidos representa el largo del trapezoido. El ensanchamiento de la capa dependerá principalmente de cómo se comporta estructuralmente, pudiendo tener un engrosamiento hacia la izquierda o bien hacia la derecha.

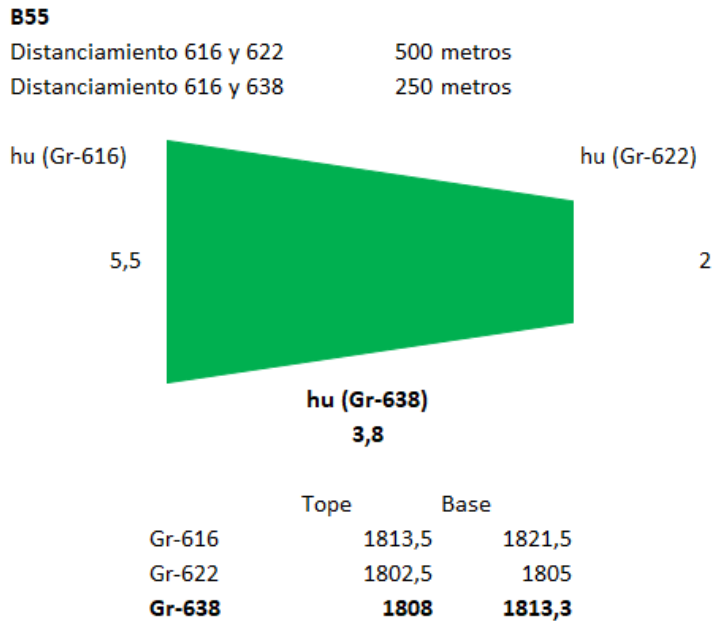


Figura 4.3.1.3 – Aplicación del método de la interpolación geométrica

El método anterior se debe aplicar para los 6 pozos nuevos, dado que interesa conocer el tope y base de cada capa como así también el espesor útil. Estos datos serán de utilidad cuando se planifiquen las reparaciones y/o terminación de cada pozo, tema que se analizará en la siguiente sección.

4.4. Reparaciones propuestas

4.4.1. Conversión de pozo productor a inyector

La aplicación de un proyecto de secundaria implica la incorporación de pozos inyectores. Dichos pozos pueden ser: pozos productores que ya están perforados, de los cuales es necesario una adecuación; o bien, pozos nuevos que se perforan exclusivamente para ser pozos inyectores. En términos económicos, es más económico convertir un pozo productor a inyector que perforar un pozo inyector nuevo.

A continuación, se enumeran los 5 pozos que serán inyectores. 4 de ellos son productores que serán convertidos a inyector. Se identifican que capas inyectará cada pozo, cantidad de espesor a inyectar, y cantidad de mandriles o “selectivas” que requerirá cada pozo inyector.

Zona	Pozo	Inyecta capa	Productor a inyector	hu (m)	hu total (m)	Cantidad mandriles
1	Gr-635	B55	No	3	9,9	3
		C20		3,9		
		C60		3		
	Gr-617	B55	Sí	3,5	11	4
		C20		2		
		C60		3		
C120		2,5				
3	Gr.xp-602	B55	Sí	4,6	9,6	3
		C19		3		
		C62		2		
	Gr-628	B55	Sí	3,2	9,2	3
		C19		2		
		C62		4		
4	Gr.a-603	B55	Sí	4,5	20,5	3
		C19		5,5		
		C62		10,5		

Tabla 4.4.1.1 – Conversión de pozos productores a inyectores

4.4.2. Punzados

Además de las perforaciones de los pozos nuevos, se debe tener en cuenta que hay necesidad de hacer reparaciones en los pozos actuales. Como ya se ha visto en los mapas de espesor útil y los mapas estructurales, hay muchos pozos donde las capas de estudio no fueron punzadas. Para poder lograr aplicar la recuperación secundaria en este yacimiento, es fundamental que todas las capas seleccionadas estén punzadas o “abiertas”, ya que deben estar vinculadas con el pozo.

Para ello, se propone una serie de reparaciones de pozo en todos aquellos pozos donde sea necesario contactar las capas seleccionadas. En la tabla siguiente se muestran los topes y bases de las capas que se deben punzar, como así también el espesor de punzados de cada capa y pozo, este espesor coincide con el espesor útil. Interesa conocer también cuantos metros serán punzados por pozo, ya que de este valor dependerán los costos asociados a las reparaciones, cuestión que será analizada en la sección 6 “Evaluación económica del proyecto”.

Los punzados propuestos involucran tanto a los pozos afectados por recuperación secundaria y los pozos designados para recuperación primaria, como así también los pozos nuevos para recuperación secundaria y los pozos nuevos para recuperación primaria. Respecto a recuperación primaria se detalla en la sección siguiente.

Zona	Pozo	Clase	Punzar capa	Tope	Base	Metros punzado (hu)	Cantidad punzados	Metros punzados por pozo		
3	Gr.xp-602	Inyector	B55	1822	1828,5	4,6	1	4,6		
	Gr-634	Productor	B55	1790	1796,5	4,5	3	14		
			C19	1831,5	1842	6,5				
			C62	2099	2102,5	3				
	Gr-624	Productor	B55	1826,5	1832,5	4	2	10,5		
			C62	2122,5	2130,5	6,5				
	Gr-615	Productor	B55	1856	1860	2,8	2	4,8		
			C62	2144,5	2147	2				
	Gr-632	Productor	B55	1829	1832	2,1	2	8,6		
			C19	1908	1918,5	6,5				
	Gr-628	Inyector	B55	1798	1802,5	3,2	3	9,2		
			C19	1955	1958	2				
C62			2161	2166	4					
4	Gr-622	Productor	B55	1802,5	1805	2	1	2		
	Gr-616	Productor	B55	1813,5	1821,5	5,5	3	11,5		
			C19	1877	1885	5				
			C62	2044,5	2046	1				
Gr-609	Productor	C19	1879	1881,5	1,5	1	1,5			
1	Gr-630	Productor	B55	1637	1640	3	2	5,5		
			C20	1739	1741,5	2,5				
	Gr-618	Productor	C20	1731	1738	5	1	5		
			Gr-629	Productor	B55	1635,5	1645,1	9	2	13
	C20	1723			1727	4				
	Gr-617	Inyector	C60	1978,5	1981,5	3	1	3		
			Gr-619	Productor	C20	1774	1780	6	3	17
					C60	2002,5	2015,5	10		
C120					2513	2513,5	1			

Tabla 4.4.2.1 – Reparaciones (punzados) que corresponden a pozos afectados por recuperación secundaria

Zona	Pozo	Clase	Punzar capa	Tope	Base	Metros punzado (hu)	Cantidad punzados	Metros punzados por pozo
1	Gr-635	Inyector	B55	1644,6	1649,2	3	3	9,9
			C20	1734,7	1739,6	3,9		
			C60	1960,1	1965,9	3		
	Gr.a-636	Productor	B55	1666,9	1675,1	5,7	4	18,8
			C20	1750,6	1755,7	5,1		
			C60	1981,7	1992,4	6,8		
C120			2509,3	2510,9	1,2			
3	Gr-639	Productor	B55	1794,3	1799,7	3,8	3	11,4
			C19	1897,7	1904,1	4,1		
			C62	2132,2	2136,5	3,5		
	Gr-640	Productor	B55	1808,3	1813,6	3,8	3	9,3
			C19	1942,8	1946,4	2,4		
			C62	2148,1	2156,6	3,1		
4	Gr-638	Productor	B55	1808	1813,3	3,8	3	11,1
			C19	1859	1869,3	4,8		
			C62	2054,8	2058,3	2,5		

Tabla 4.4.2.2 – Punzados que corresponden a los pozos nuevos de recuperación secundaria

Total punzados	Total metros punzado
58	226

Tabla 4.4.2.3 – Cantidad de metros de punzado que corresponde a primaria + secundaria

4.5. Propuesta de recuperación primaria

4.5.1. Propuesta de perforación de pozo

En el yacimiento Granson se propone un pozo que va a ser exclusivamente para recuperación primaria, llamado Gr.a-637. El pozo se encuentra estratégicamente ubicado entre los pozos Gr.a-601, Gr-606 y Gr-633, representado en el siguiente zoom del mapa topográfico. La propuesta de este pozo es para incorporar reservas y ampliar el horizonte de explotación del yacimiento.

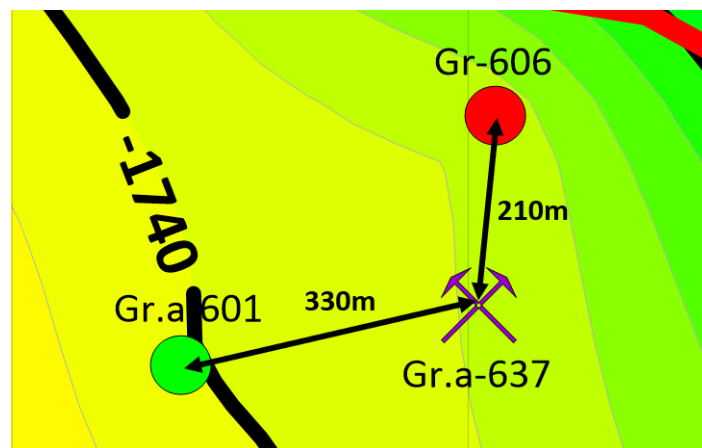


Figura 4.5.1.1 – Distanciamiento del pozo Gr.a-637 respecto de los pozos Gr.a-601 y Gr-606

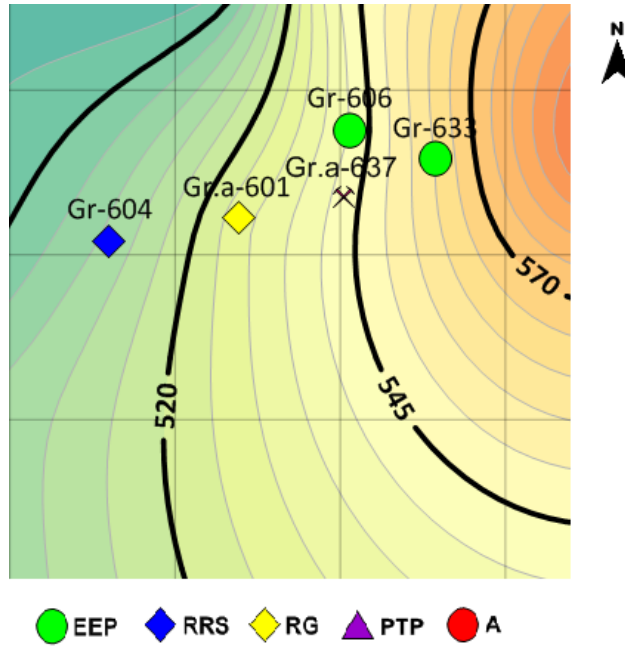


Figura 4.5.1.2 – Ubicación del pozo de primaria Gr.a-637

Zona	Pozo	X	Y	z	Profundidad (mbbp)	Clase	Tipo
2	Gr.a-637	4942176	2568510	542	2600	Avanzada	Productor

Tabla 4.5.1.1 – Coordenadas del pozo Gr.a-637

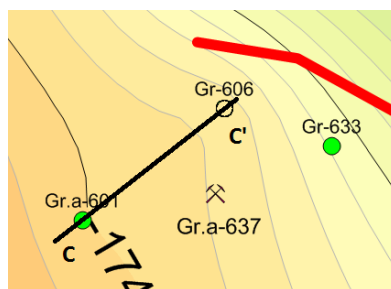
La propuesta de el pozo Gr.a-637 tiene por objetivo explotar principalmente las capas de arena B55, C20, C60 y C120, todas pertenecientes a los complejos III y IV, sin poder descartar la posibilidad de activar otras capas aledañas. Las capas de interés son:

Zona	Pozo	Clase	Punzar capa	Tope	Base	Metros punzado	Cantidad punzados	Metros punzados
2	Gr.a-637	Productor	B55	1749,4	1752,8	3,5	4	10,6
			C20	1806,1	1812,4	3,9		
			C60	2025,2	2026,5	1,0		
			C120	2550,5	2554,5	2,2		

Tabla 4.5.1.2 – Punzados de las capas de interés del pozo Gr.a-637

El método analítico de los posibles valores puntuales de topes y bases correspondiente a este pozo nuevo, se muestra en la sección 4.3.1, aplicando el método de interpolación geométrica. Además, en un marco cualitativo se realizaron los distintos mapas y el corte correspondiente para poder visualizar más detalladamente la ubicación en profundidad real de los distintos reservorios.

En el siguiente gráfico se muestra un corte estructural del tope de la capa B55 (corte C-C'):



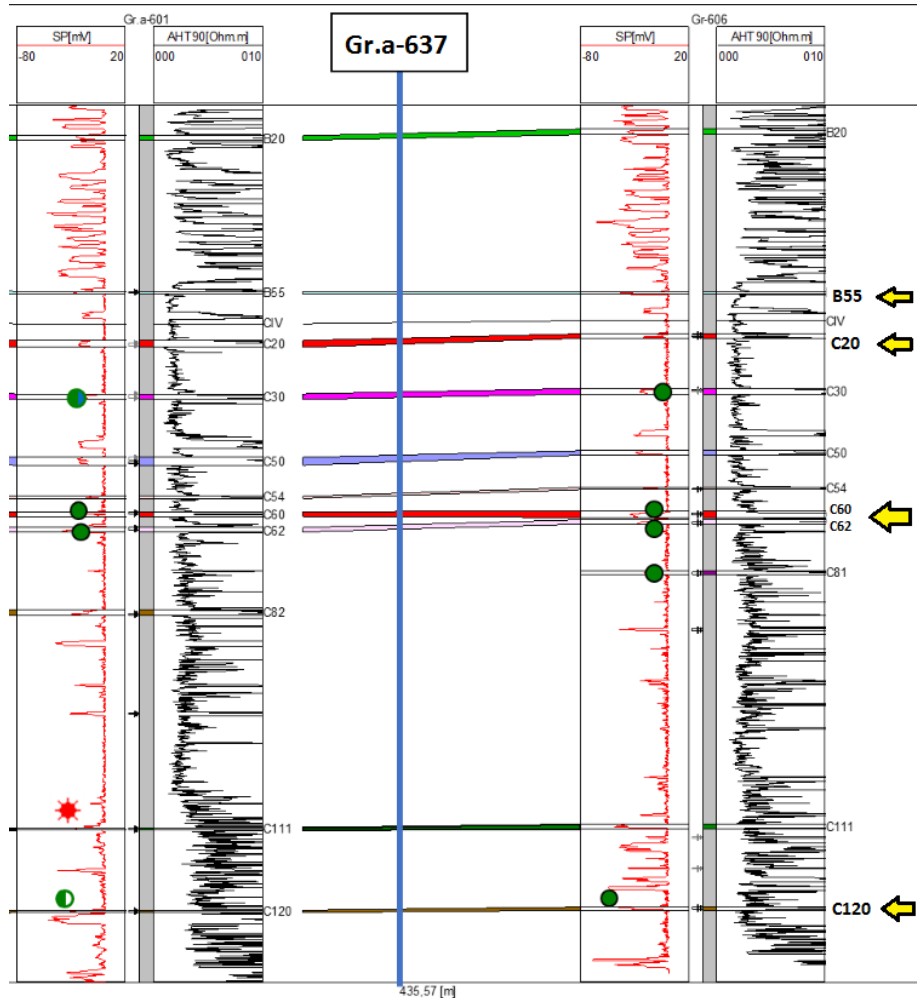
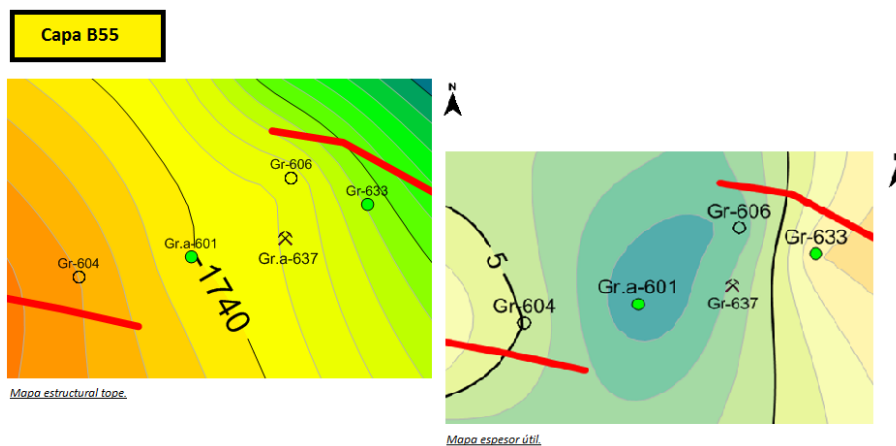


Figura 4.5.1.3 – Corte estructural C-C'

A continuación, se muestra con mayor grado de detalle los mapas estructurales y espesor útil de arenas de los reservorios que tienen factibilidad de ser contactados por el pozo propuesto. Como se puede observar en el corte presentado anteriormente, la mayoría de estos niveles se encuentran al tope y base del Complejo IV y la sección basal del CIII.



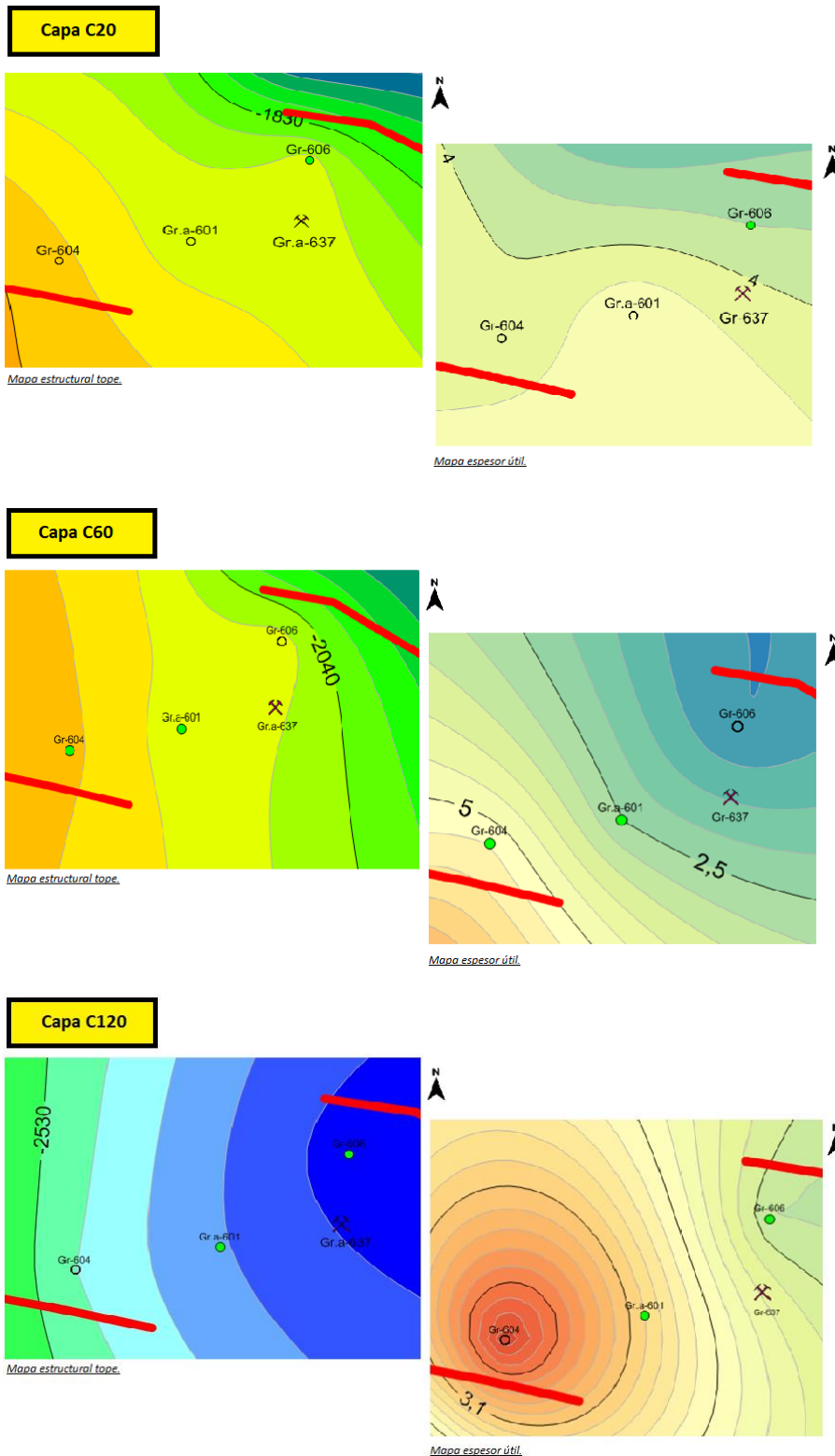


Figura 4.5.1.4 – Mapas estructurales y de espesor útil de las capas B55, C20, C60 y C120

4.5.2. Etapa de producción

Luego de hacer el análisis de producción del pozo tipo, se debe considerar la producción extra de agua que producirán las capas, dando como resultado un escenario tentativo como el de la figura siguiente:

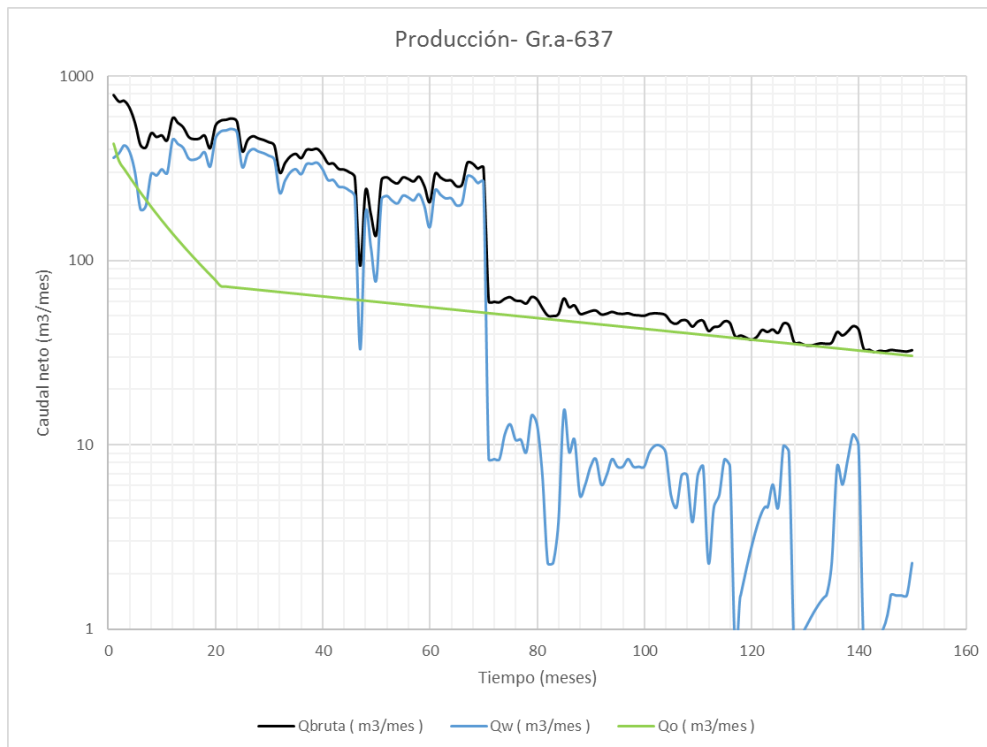


Figura 4.5.2.1 – Curva de producción estimada del pozo Gr.a-637

Incremental de petróleo

Se trabajó con los pozos Gr.a-601, Gr-604, Gr-606 y Gr-633 en conjunto, dando como resultado una prognosis de producción de petróleo. La selección de los mismos es debido al comportamiento de su sistema estructural. En el siguiente cuadro tenemos el resultado de la incorporación estimada de petróleo.

Qi bruta (m3/día):	36
EUR (m3) :	11702
Tiempo de vida del Pozo (meses) :	150

Incremental de agua

En el caso del incremental de agua, se descartó el caudal de producción de agua del pozo Gr-633 porque al ser un pozo nuevo y tener un corte elevado de agua en su etapa inicial, no sería relevante al momento de obtener una prognosis representativa de su caudal en el pozo propuesto.

En la incorporación del pozo Gr.a-637 es de suma importancia conocer los distintos incrementales de fluidos, ya que, al momento de diseñar las instalaciones de superficie, estos equipos deberían poder almacenar y soportar el tiempo de tránsito de los fluidos en las instalaciones de superficie (batería).

4.5.3. Cronograma de perforación

El cronograma de perforación inicia con fecha 2 de febrero del 2022, licitando un equipo perforador con el objetivo final de llegar a una profundidad de 2600 metros bajo boca de pozo.

Luego de la perforación continuamos con la terminación. En la terminación se correrán los perfiles necesarios para seguir estudiando con más detalle la zona II del yacimiento Granson y ampliar el horizonte de explotación. Continuando la etapa de cementación y finalmente punzado, apuntando a las capas propuestas.

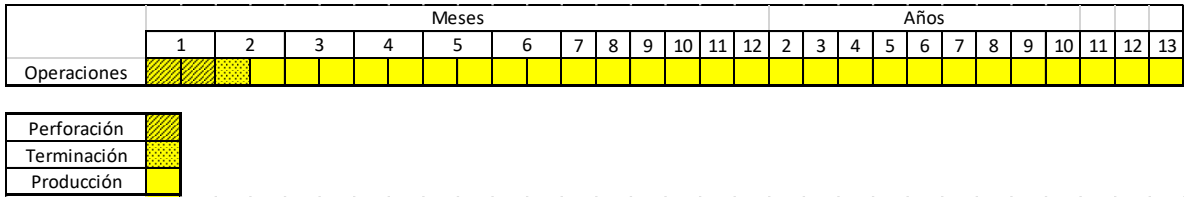


Tabla 4.5.3.1 – Diagrama de Gantt para el pozo Gr.a-637

Esquema del equipo de perforación

En la siguiente figura se muestra un esquema simple de un equipo perforador, identificando sus partes componentes presentes.

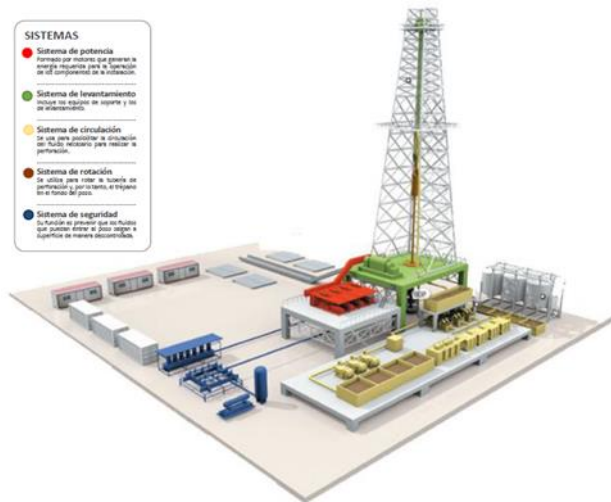


Figura 4.5.3.1 – Esquema de la torre de perforación

4.5.4. Incorporación de reservas por reparación de primaria

La incorporación de producción por primaria se refiere a los pozos que se encuentran en producción actual y que tienen capas que aún no fueron punzadas o perforadas. Estas capas de arena se encuentran en el rango de reservorios de estudio.

Zona	Pozo	Clase	Punzar capa	Tope	Base	Metros punzado (hu)	Cantidad punzados	Metros punzados por pozo
Primaria	Gr-604	Productor	B55	1709,5	1714,5	5	3	13
			C20	1787,5	1791,5	4		
			C120	2535	2539	4		
	Gr.a-601	Productor	C20	1806,5	1812	5	1	5
	Gr-606	Productor	B55	1752,5	1756	3,6	2	4,1
			C60	2025	2025,5	0,5		
	Gr.a-620	Productor	B55	1764	1771,5	5	1	5
	Gr-631	Productor	B55	1823	1827	4	2	7,5
C20			1878	1881,5	3,5			
Gr.a-625	Productor	B55	1866,5	1875	8	2	10	
		C20	1924,5	1926,5	2			

Tabla 4.5.4.1 – Reparaciones (punzados) que corresponden a pozos afectados por recuperación primaria

Para la realización de este cuadro se tuvo en cuenta:

- Espesores totales mayores a 4 metros.
- Ubicación geográfica del pozo (coordenadas XY)
- Tiempo en horas de equipo

Es relevante tener en cuenta estos ítems porque en su análisis económico se podrá saber si es rentable la ejecución del mismo.

Declinación de capas

Para el análisis de declinación de capas de arenas se tuvo en cuenta el caudal de producción de petróleo del pozo tipo correspondiente a su zona y en base a ese valor obtenido Q_0 (m^3/mes), la incorporación de petróleo de las capas será de un 30% del caudal del mismo. Por lo tanto, obtendremos un petróleo estimado a una fecha estipulada.

Para los pozos Gr.a-601, Gr-604 y Gr-606, que corresponde la Zona II de estudio, obtendremos un incremental total de petróleo gracias al aporte de las capas de arena B55, C20, C60 y C120.

Incremental de Petróleo (m3) :	3125
Tiempo (mese) :	17

El tiempo (meses) de explotación de las capas se ajusta al límite económico de extracción, en este caso será de 17 meses. La acumulada neta de petróleo se estima en un valor de $3125 m^3$.

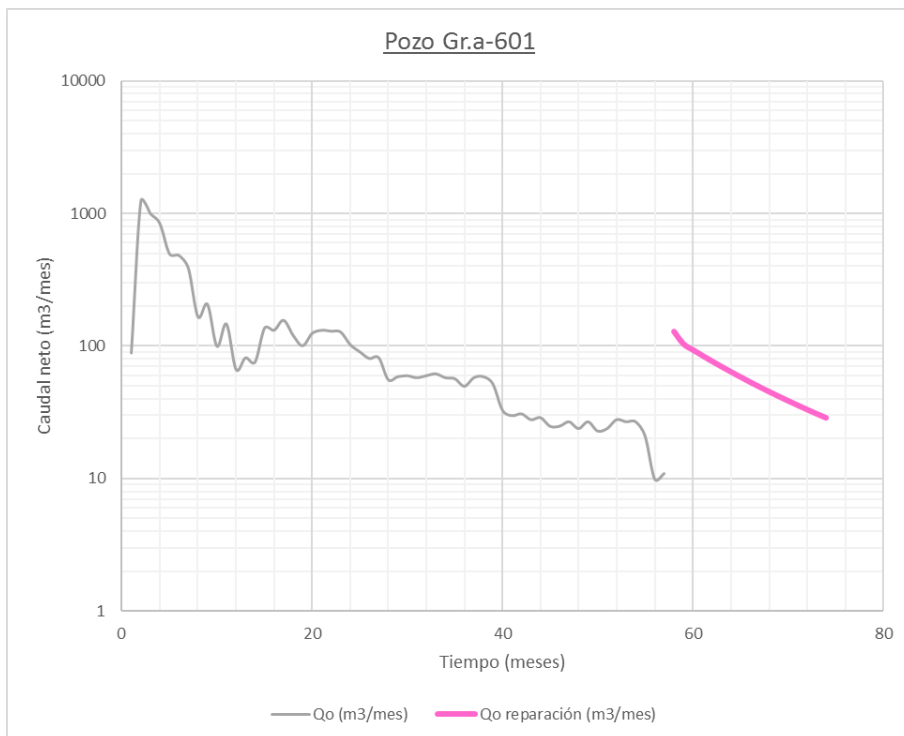


Figura 4.5.4.1 – Incremental de petróleo del pozo Gr.a-601

Análogamente, se trabajó de la misma forma para los pozos Gr.a-620, Gr-625 y Gr-631. El incremento estimado de petróleo será:

Incremental de Petróleo (m3):	3901
Tiempo (mese) :	38

El tiempo (meses) de explotación de las capas se ajusta al límite económico de extracción, en este caso será de 38 meses. La acumulada neta de petróleo se estima en un valor de 3901 m³.

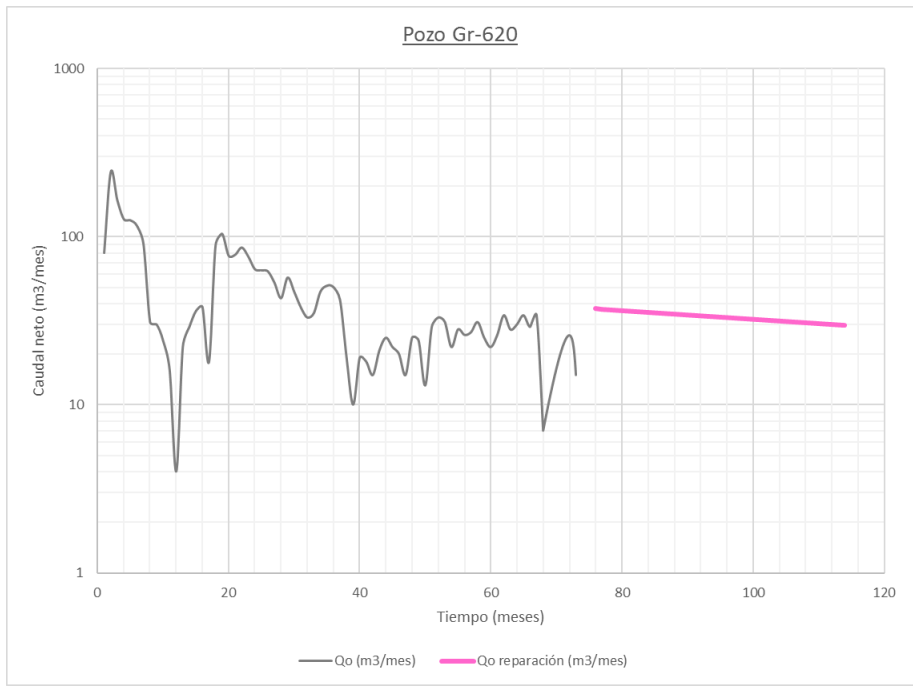


Figura 4.5.4.2 – Incremental de petróleo del pozo Gr.a-620

4.6. Propuesta de recuperación secundaria

4.6.1. Mallado de inyección

Los procesos de desplazamiento de yacimientos se realizan con frecuencia en patrones en los que se repite una configuración específica de inyección y pozos de producción en todo el campo. El propósito es atrapar petróleo dentro de un patrón de pozos de inyección y conducirlo a un pozo productor.

Eficiencia de área barrida

En los pozos de inyección de agua, se inyecta agua en algunos pozos y se produce en otros. Desde el punto de vista del área, la inyección y la producción ocurren en puntos determinados. Como resultado de esto, se desarrollan ciertas distribuciones de las presiones y líneas de flujo entre los pozos inyectoros y productores. En los arreglos o mallados simétricos de pozos, la línea de flujo más corta entre dos pozos es una línea recta que conecta el pozo inyector y el productor, por lo tanto, el gradiente a lo largo de esa línea es el máximo. Por consiguiente, el agua inyectada que se mueve en la superficie a lo largo de esta línea de flujo más corta, alcanza el pozo productor antes que el agua que se mueve a lo largo de cualquier otra línea de flujo. Por lo tanto, en el momento de la surgencia de agua, solamente una parte del área del yacimiento que queda entre estos dos pozos es tocada por el agua. esta fracción en contacto es la eficiencia de área barrida en el mallado en el momento de la surgencia.

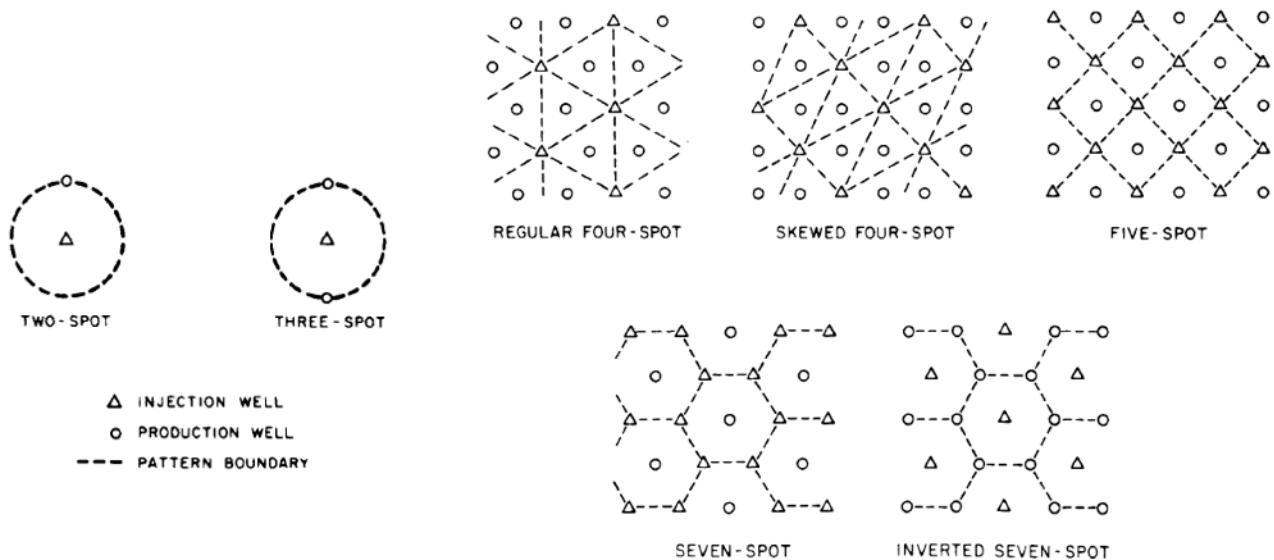


Figura 4.6.1.1 – Mallados o arreglos geométricos de pozos inyectores y productores (extraído del libro “Waterflooding” Willhite página 112)

Existen diferentes arreglos o mallados de pozos inyectores y productores, como se ilustra en la figura 4.6.1.1. En gran parte son porciones de mallas o arreglos repetidos de pozos de inyección y producción. Los mallados "invertidos" tienen solamente un pozo inyector por malla. Esta es la diferencia entre los mallados "normales" y los "invertidos".

Criterio de ubicación de pozos inyectores

La ubicación del pozo inyector es un parámetro importante a tener en cuenta, una buena ubicación del inyector permitirá tener una mayor eficiencia de barrido. El criterio que se elige principalmente es estructural: el pozo inyector debe inyectar agua desde un “bajo” estructural hacia un “alto” estructural. Esta geometría de inyección permite tener el mayor contacto posible de la capa, barriendo todo el petróleo desde la base de la capa hacia arriba. Otro criterio de selección del pozo inyector es de producción: el mejor pozo productor será el mejor pozo inyector.

Por lo tanto, según la posición estructural de los pozos, las geometrías de las mallas de inyección adoptadas en este proyecto de recuperación secundaria son:

- Three-spot invertido
- Four-spot invertido
- Five-spot invertido
- Seven-spot invertido

A continuación, se muestran los mapas de mallas de inyección de cada capa que va ser inyectada con agua. Cada mallado está representado con un polígono de color que identifica la malla de pozo inyector y sus pozos productores. La base del mapa son los mapas estructurales vistos en la sección 4.2.1.

Mallas de inyección B55

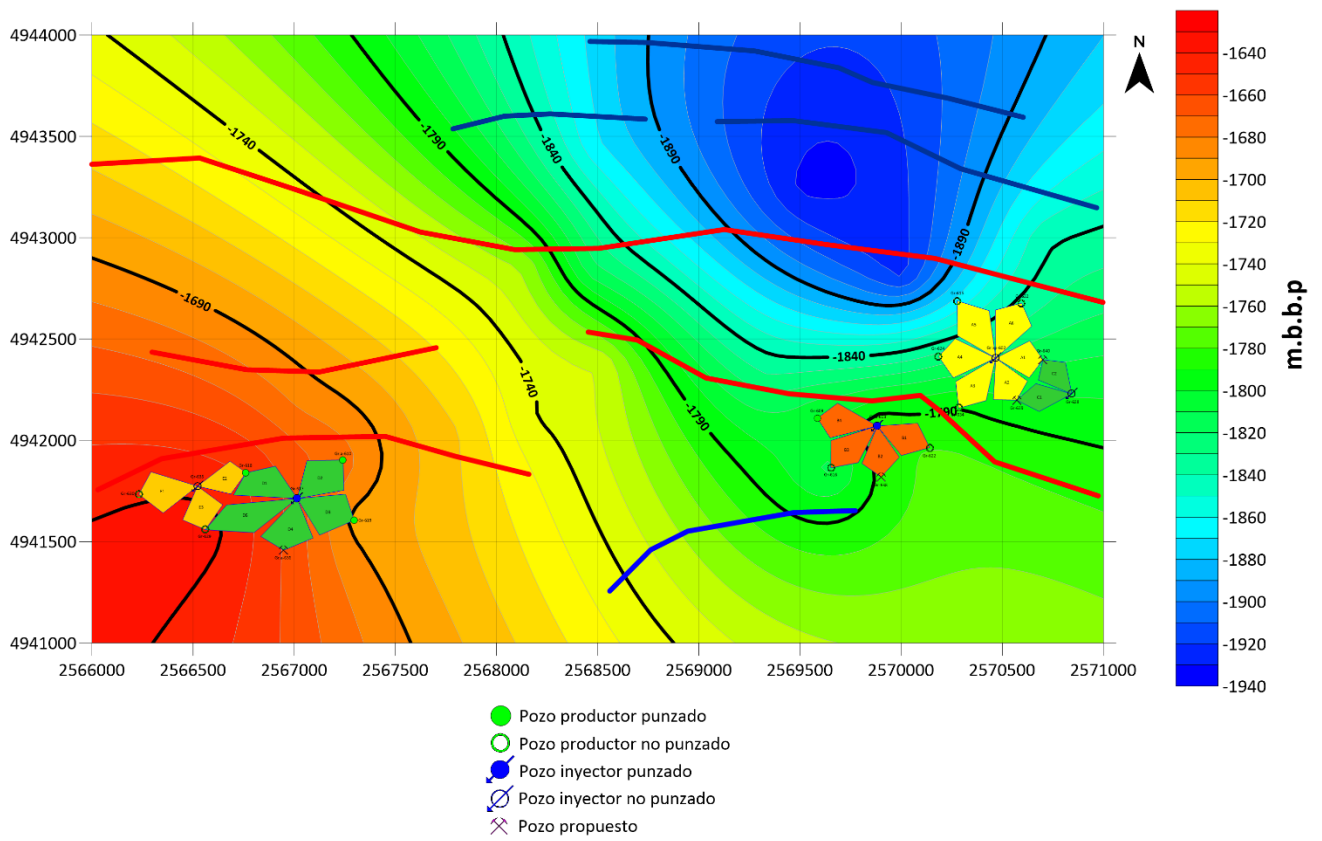


Figura 4.6.1.2 – Vista general del mallado de inyección de la capa B55

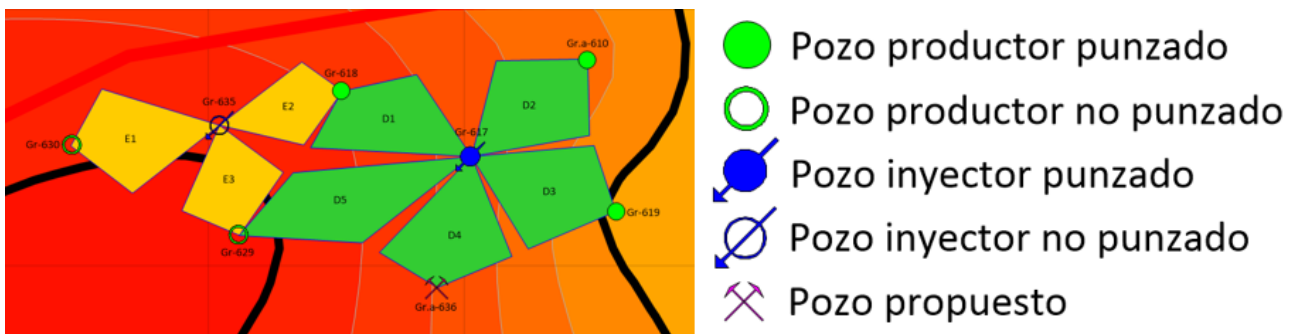
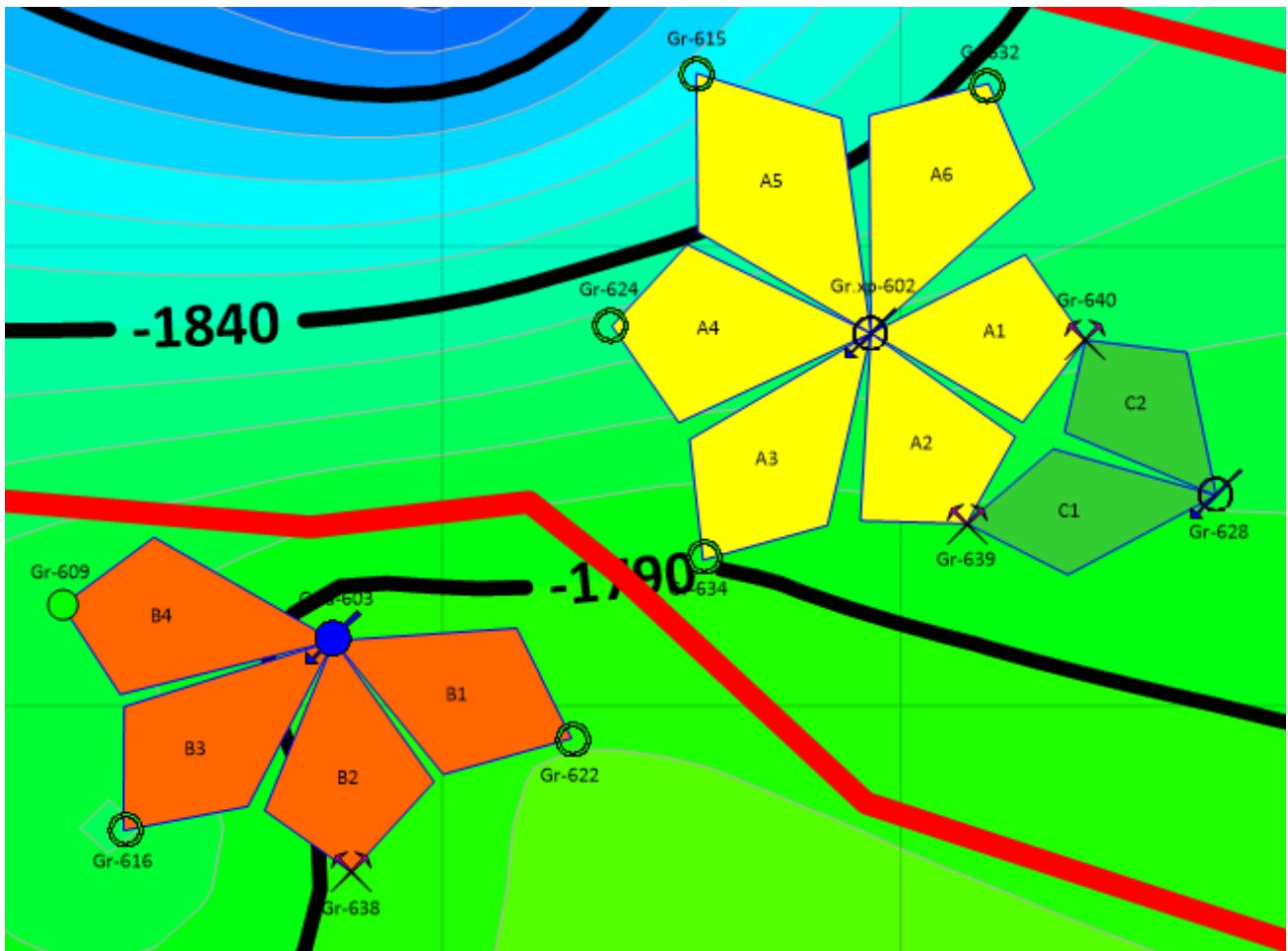


Figura 4.6.1.3 – Mallas de inyección capa B55

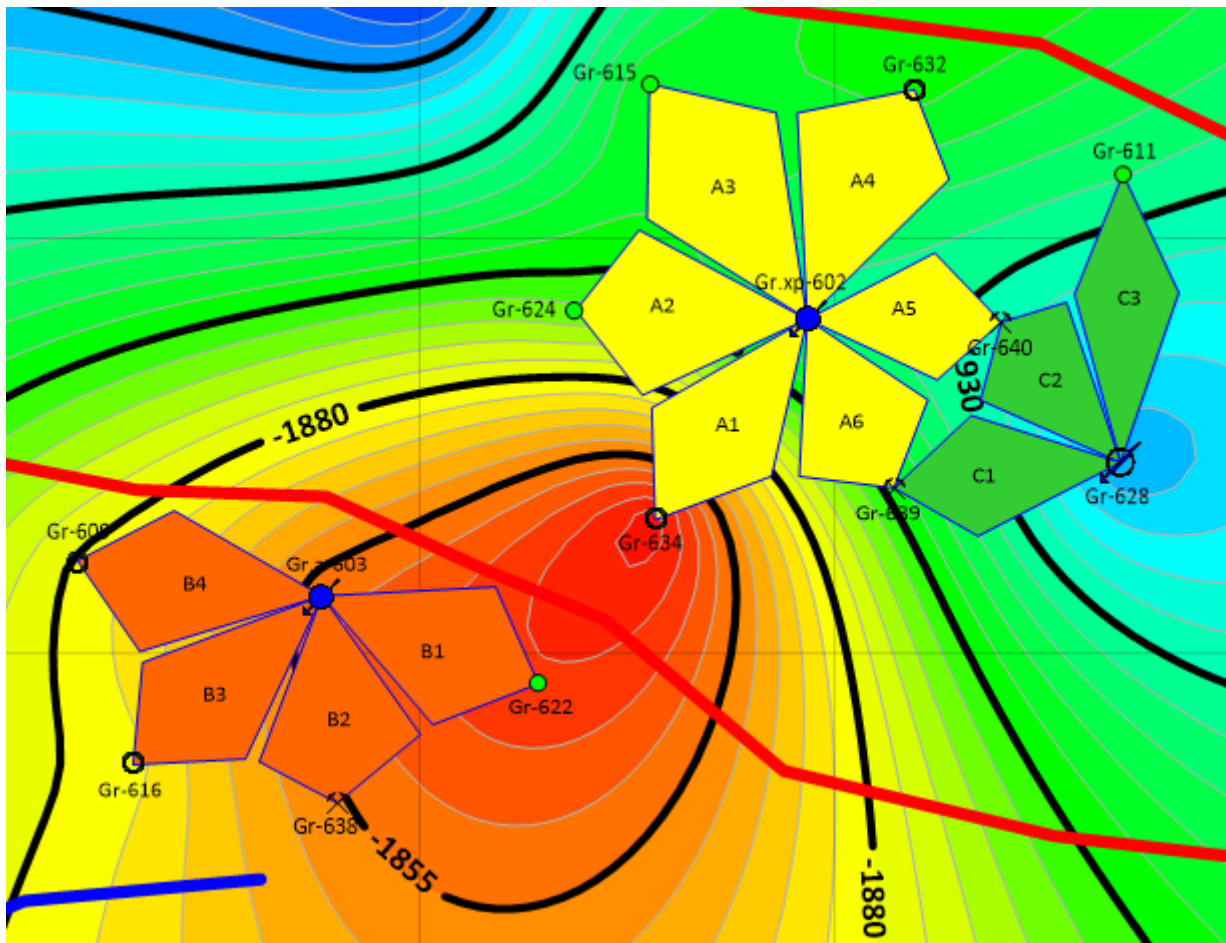


Figura 4.6.1.4 – Mallas de inyección capa C19

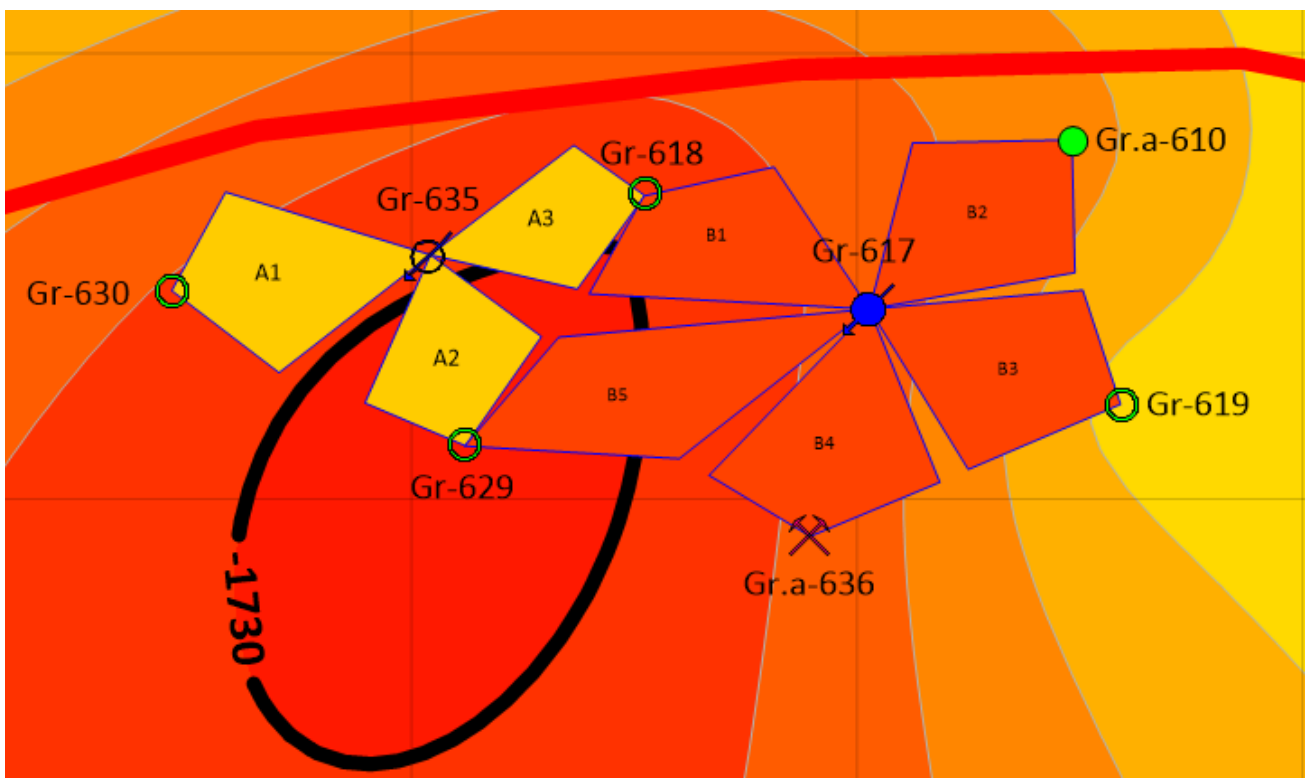


Figura 4.6.1.5 – Mallas de inyección capa C20

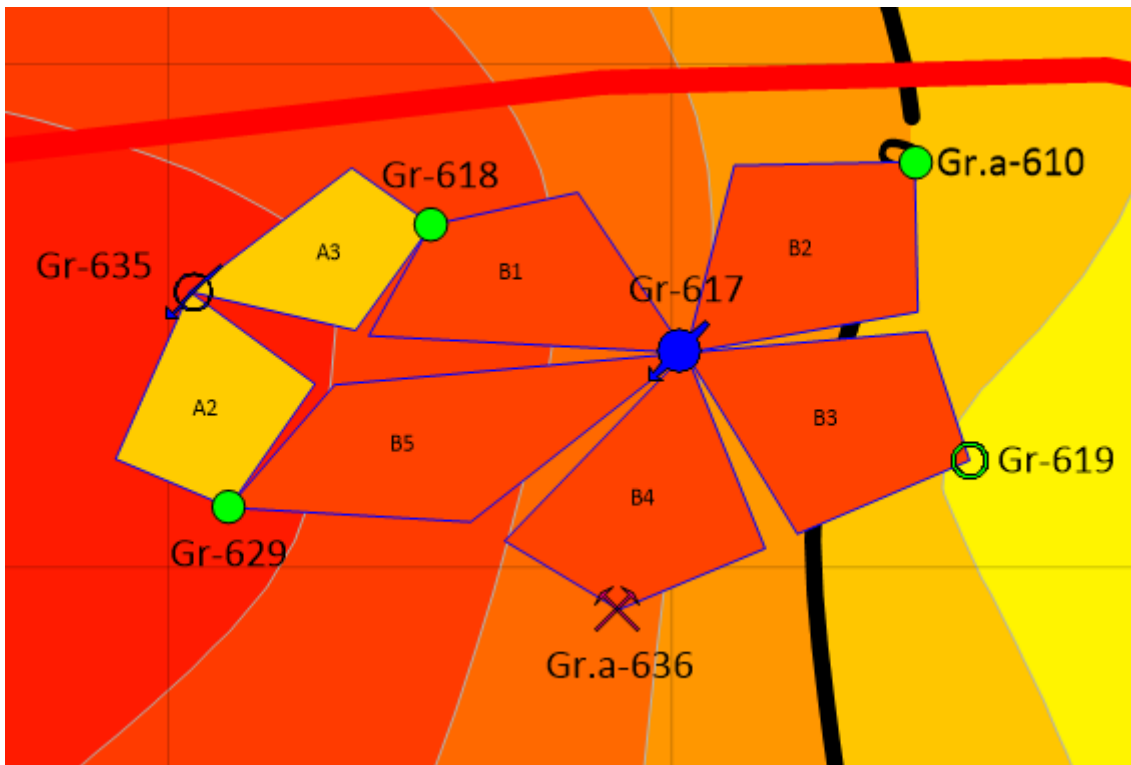


Figura 4.6.1.6 – Mallas de inyección capa C60

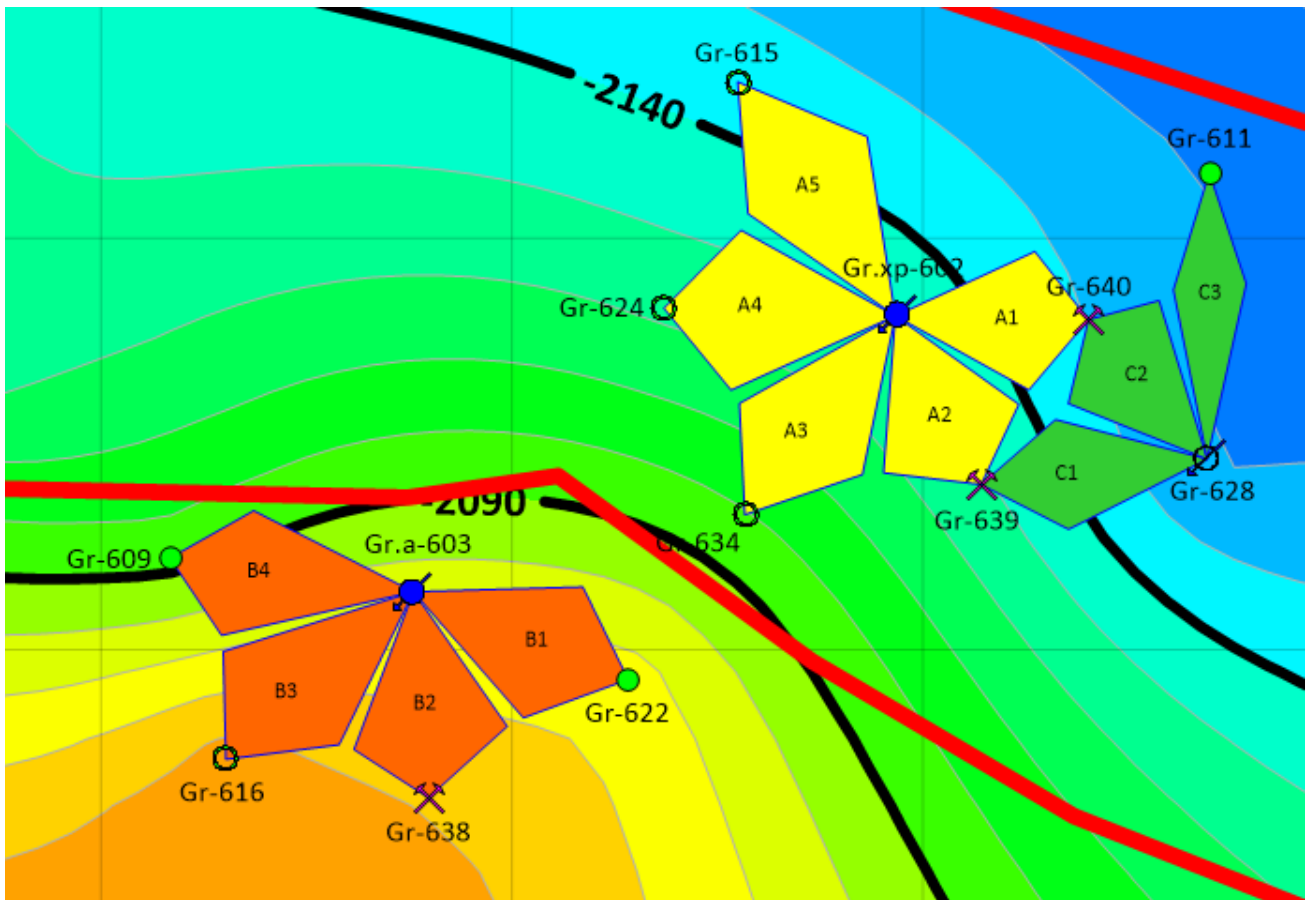


Figura 4.6.1.7 – Mallas de inyección capa C62

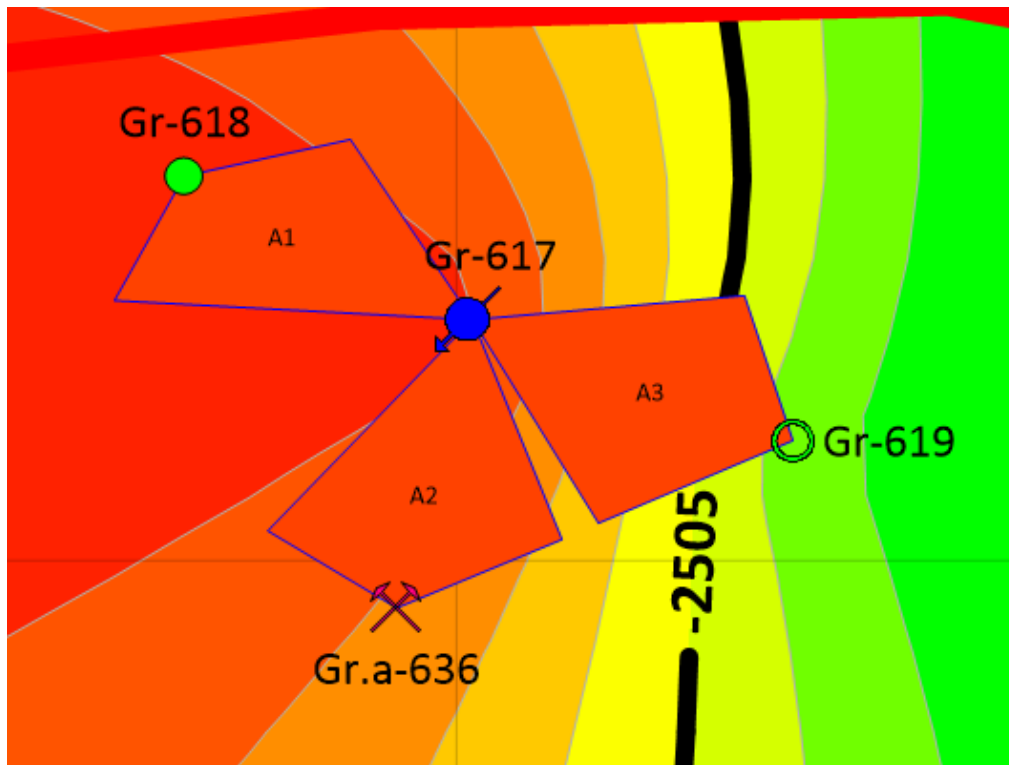


Figura 4.6.1.8 – Mallas de inyección capa C120

4.7. Modelado dinámico aplicado a recuperación secundaria

4.7.1. Volumen poral contactable

Una vez definidos los patrones de inyección, el cual corresponde al modelado estático, se deberá calcular cuánto será el volumen poral a contactar por cada pozo inyector. Para ello, deberá conocerse cuanto son las áreas de los mallados de inyección en m². El software Surfer no tiene la herramienta para medir el área en m², sino que mide el área en pulgadas cuadradas, es una cuestión de escalas debido al tamaño del área de trabajo del programa. Por lo tanto, se sugiere aplicar un método de conversión de áreas, aplicando equivalencias de escalas.

Dicho método corresponde en comparar las áreas de la zona de trabajo, es decir, la del mapa en la escala original en pulgadas, y el área “real” del mapa en m², que es el valor verdadero. En una tabla Excel se trabajó con este método, teniendo como datos de entrada el área de los polígonos en in², el área del mapa en in² y el área real del mapa en m².

Capa	Inyector	Productores	Area malla (in ²)	Area hoja (in ²)	Ap/Ah	Area mapa (in ²)	Am/Ah	Area mapa (m ²)	Area hoja (m ²)	Area poligono (m ²)	hu promedio (m)	Volumen roca (m ³)
B55	Gr.xp-602	Gr-640	0,030815	93,5	0,00032957	21,6	0,23101604	15000000	64930556	21399	3,5	74898
		Gr-639	0,032066	93,5	0,00034295	21,6	0,23101604	15000000	64930556	22268	3,7	82392
		Gr-634	0,039087	93,5	0,00041804	21,6	0,23101604	15000000	64930556	27144	4,1	111289
		Gr-624	0,039477	93,5	0,00042221	21,6	0,23101604	15000000	64930556	27415	3,9	106917
		Gr-615	0,048929	93,5	0,0005233	21,6	0,23101604	15000000	64930556	33978	3,6	122323
	Gr.a-603	Gr-632	0,042594	93,5	0,00045555	21,6	0,23101604	15000000	64930556	29579	3,5	103527
		Gr-622	0,035823	93,5	0,00038313	21,6	0,23101604	15000000	64930556	24877	3,2	79607
		Gr-638	0,033937	93,5	0,00036296	21,6	0,23101604	15000000	64930556	23567	4	94269
		Gr-616	0,038041	93,5	0,00040686	21,6	0,23101604	15000000	64930556	26417	4,5	118878
		Gr-609	0,037569	93,5	0,00040181	21,6	0,23101604	15000000	64930556	26090	4,1	106967
	Gr-628	Gr-639	0,027302	93,5	0,000292	21,6	0,23101604	15000000	64930556	18960	3,4	64463
		Gr-640	0,025216	93,5	0,00026969	21,6	0,23101604	15000000	64930556	17511	3,3	57787
	Gr-617	Gr-618	0,04493	93,5	0,00048053	21,6	0,23101604	15000000	64930556	31201	5	156007
		Gr.a-610	0,04872	93,5	0,00052107	21,6	0,23101604	15000000	64930556	33833	6,5	219917
		Gr-619	0,0507	93,5	0,00054225	21,6	0,23101604	15000000	64930556	35208	4,9	172521
		Gr.a-636	0,04786	93,5	0,00051187	21,6	0,23101604	15000000	64930556	33236	5,8	192769
		Gr-629	0,05951	93,5	0,00063647	21,6	0,23101604	15000000	64930556	41326	6,2	256224
	Gr-635	Gr-630	0,04408	93,5	0,00047144	21,6	0,23101604	15000000	64930556	30611	4,2	128567
		Gr-629	0,03261	93,5	0,00034877	21,6	0,23101604	15000000	64930556	22646	6,5	147198
		Gr-618	0,02812	93,5	0,00030075	21,6	0,23101604	15000000	64930556	19528	4,2	82017

Tabla 4.7.1.1 – Determinación de las áreas de inyección por cada malla de cada capa

Una vez determinadas estas áreas, se procede a calcular el volumen total de roca contactable en cada patrón de inyección, multiplicando el área que corresponde a una malla desde pozo inyector a productor, por el espesor útil promedio de esa malla. El espesor útil de cada malla de inyección se lee directamente de los mapas de espesor útil elaborados en la sección 4.2.3.

Por último, este volumen total de roca es multiplicado por la porosidad promedio de cada capa en cuestión, de esta forma se obtiene el volumen poral contactable (V_{pc}) de cada capa, tal como se observa en la siguiente tabla:

Capa	V_r contactable (m^3)	Φ (%)	V_{pc} (m^3)
B55	2478535	21%	520492
C19	1030967	22%	226813
C20	1180371	20%	236074
C60	860550	21%	180716
C62	1111820	16%	177891
C120	299417	16%	47907

Tabla 4.7.1.2 – Volumen poral contactable correspondiente a cada capa

4.7.2. Curvas de permeabilidad relativa

Las características de permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

La permeabilidad relativa se define como la permeabilidad efectiva a un fluido específico, dividida entre una cierta permeabilidad base. Generalmente se utilizan tres diferentes permeabilidades base: la permeabilidad absoluta al aire, la permeabilidad absoluta al agua y la permeabilidad al petróleo a la saturación de agua irreductible.

La permeabilidad relativa del fluido que moja la superficie, solamente es función de su propia saturación.

Se deben conocer como es el comportamiento de las permeabilidades relativas de cada capa. No hay suficiente información de permeabilidades por capa, por lo cual se opta en utilizar correlaciones empíricas. Se utiliza la correlación que proponen William y Cobb, los cuales las ecuaciones y las constantes utilizadas son las que propone el autor, tal como se ve en la figura 4.7.2.1.

Dado que el comportamiento de las capas es similar en cada complejo de la cuenca, se decide analizar las curvas de permeabilidad relativa para los complejos III y IV, estos complejos incluyen la totalidad de las capas de estudio.

Apéndice A: Datos y cálculos utilizados para la realización de los gráficos

Datos

	Roca mojable al agua	Roca mojable al petróleo
k_{rw}^*	0.3	0.6
k_{ro}^*	0.9	0.9
n_w	2	2
n_o	2	2
S_{wc}	0.25	0.10
S_{or}	0.20	0.30

$$k_{rw} = k_{rw}^* \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right]^{n_w}, \quad k_{ro} = k_{ro}^* \left[\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right]^{n_o}$$

μ_w	=	1 cp
μ_o	=	10 cp
ρ_w	=	1 g/cm ³
ρ_o	=	0.8 g/cm ³
q_t/A	=	0.01 B/D ft ²
k	=	400mD

Figura 4.7.2.1 – Correlación para hallar las curvas de permeabilidad relativa según William Cobb

A continuación, se confeccionan las curvas y los valores característicos de permeabilidad relativa para los complejos III y IV por separado.

Complejo III

Las rocas clásticas de la cuenca del Golfo San Jorge son mayoritariamente mojables al agua. Consideramos como valores extremos de las curvas de permeabilidad relativa, los que propone el autor, dado que hay carencia de ensayos de laboratorio y de testigos laterales o coronas en el yacimiento.

La Swirr (Swc) del yacimiento Granson se considera en 0,35 porque se trata de una zona con petróleos pesados. Aplica tanto para el complejo III como para el complejo IV.

La viscosidad del agua se considera en 0,94 cP, es un valor típico de la cuenca, mientras que la viscosidad del petróleo se estima un valor de 2,98 cP, en las condiciones de reservorio.

Krw*	0,3
Kro*	0,9
nw	2
no	2
Swirr	0,35
Sor	0,22
μo	2,98
μw	0,94

Saturación de agua		Permeabilidades relativas		
Sw (fracción)	Sw (%)	Petróleo Kro	Agua Krw	Flujo fraccional
0,35	35%	0,900	0,000	0,000
0,4	40%	0,703	0,004	0,018
0,45	45%	0,530	0,016	0,088
0,5	50%	0,382	0,037	0,233
0,55	55%	0,257	0,065	0,444
0,6	60%	0,158	0,101	0,671
0,65	65%	0,082	0,146	0,849
0,7	70%	0,031	0,199	0,953
0,75	75%	0,004	0,260	0,995
0,78	78%	0,000	0,300	1,000

Tabla 4.7.2.1 – Correlación de las permeabilidades relativas para el complejo III

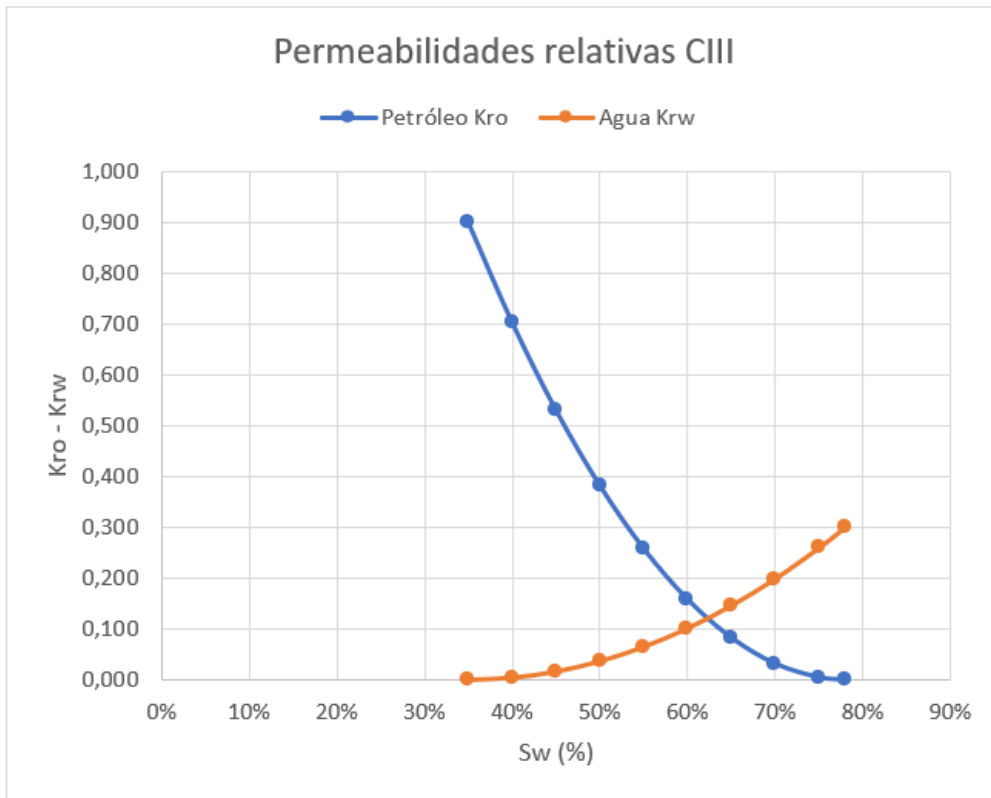


Figura 4.7.2.2 – Curvas de permeabilidad relativa para el complejo III

Como se observa en la figura 4.7.2.2, el corte de las curvas de petróleo (Kro) y la curva de agua (Krw) se encuentra para una saturación de agua mayor al 50% (cortan en 63% aproximadamente) lo cual indica que las rocas del complejo III son mojables al agua.

Complejo IV

Krw*	0,3
Kro*	0,9
nw	2
no	2
Swirr	0,35
Sor	0,2
μo	2,97
μw	0,94

Saturación de agua		Permeabilidades relativas		
Sw (fracción)	Sw (%)	Petróleo Kro	Agua Krw	Flujo fraccional
0,35	35%	0,900	0,000	0,000
0,4	40%	0,711	0,004	0,016
0,45	45%	0,544	0,015	0,079
0,5	50%	0,400	0,033	0,208
0,55	55%	0,278	0,059	0,402
0,6	60%	0,178	0,093	0,622
0,65	65%	0,100	0,133	0,808
0,7	70%	0,044	0,181	0,928
0,75	75%	0,011	0,237	0,985
0,8	80%	0,000	0,300	1,000

Tabla 4.7.2.2 – Correlación de las permeabilidades relativas para el complejo IV

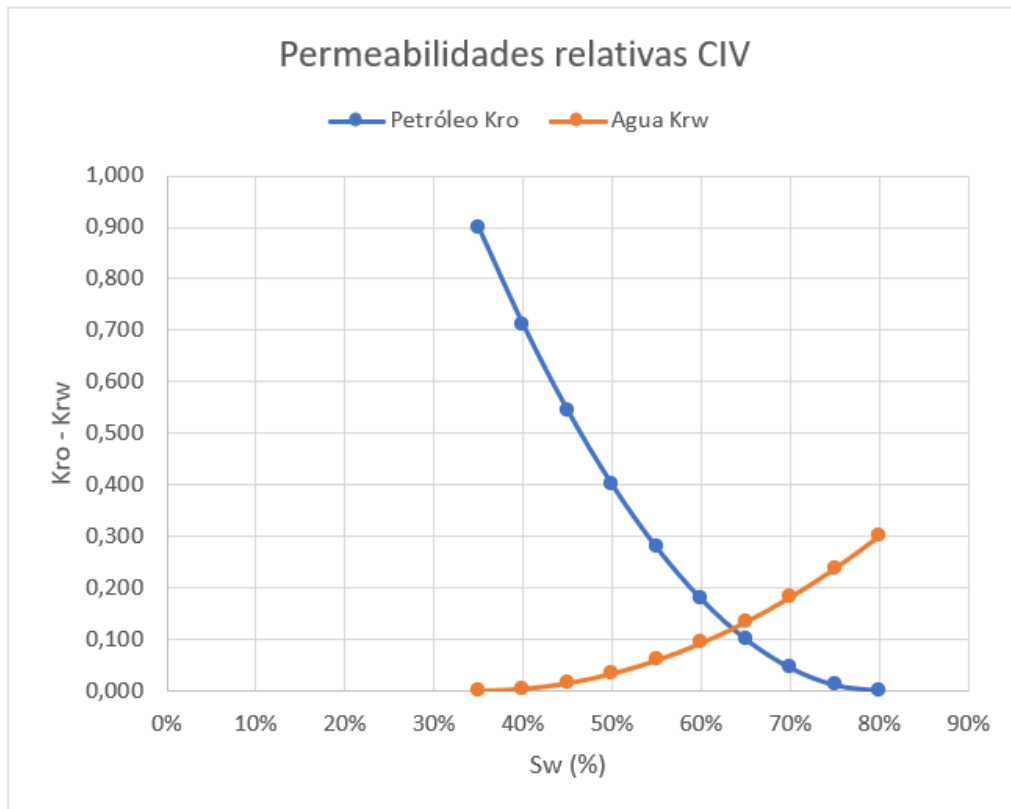


Figura 4.7.2.3 – Curvas de permeabilidad relativa para el complejo IV

Como se observa en la figura 4.7.2.3, el corte de las curvas de petróleo (K_{ro}) y la curva de agua (K_{rw}) se encuentra para una saturación de agua mayor al 50% (cortan en 65% aproximadamente) lo cual indica que las rocas del complejo IV también son mojables al agua.

4.7.3. Flujo fraccional

Se define el flujo fraccional (FF) como la cantidad de agua que hay en el flujo total de líquido en condiciones de reservorio.

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_T} = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o}$$

Se debe tener en cuenta que los Q representan caudales en condiciones de reservorio. Reemplazando los caudales por sus expresiones según Darcy para un reservorio horizontal y despreciando el gradiente de presión capilar se obtiene:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}$$

K_o y K_w están definidas al mismo valor de S_w y por esto el cociente del denominador no representa una relación de movilidades.

Se grafican las curvas de flujo fraccional para los complejos III y IV. En la sección 4.7.2 se hicieron los cálculos correspondientes. De las curvas interesa conocer las saturaciones de agua en dos etapas de la inyección de agua: en el break-through y en el water cut.

Complejo III

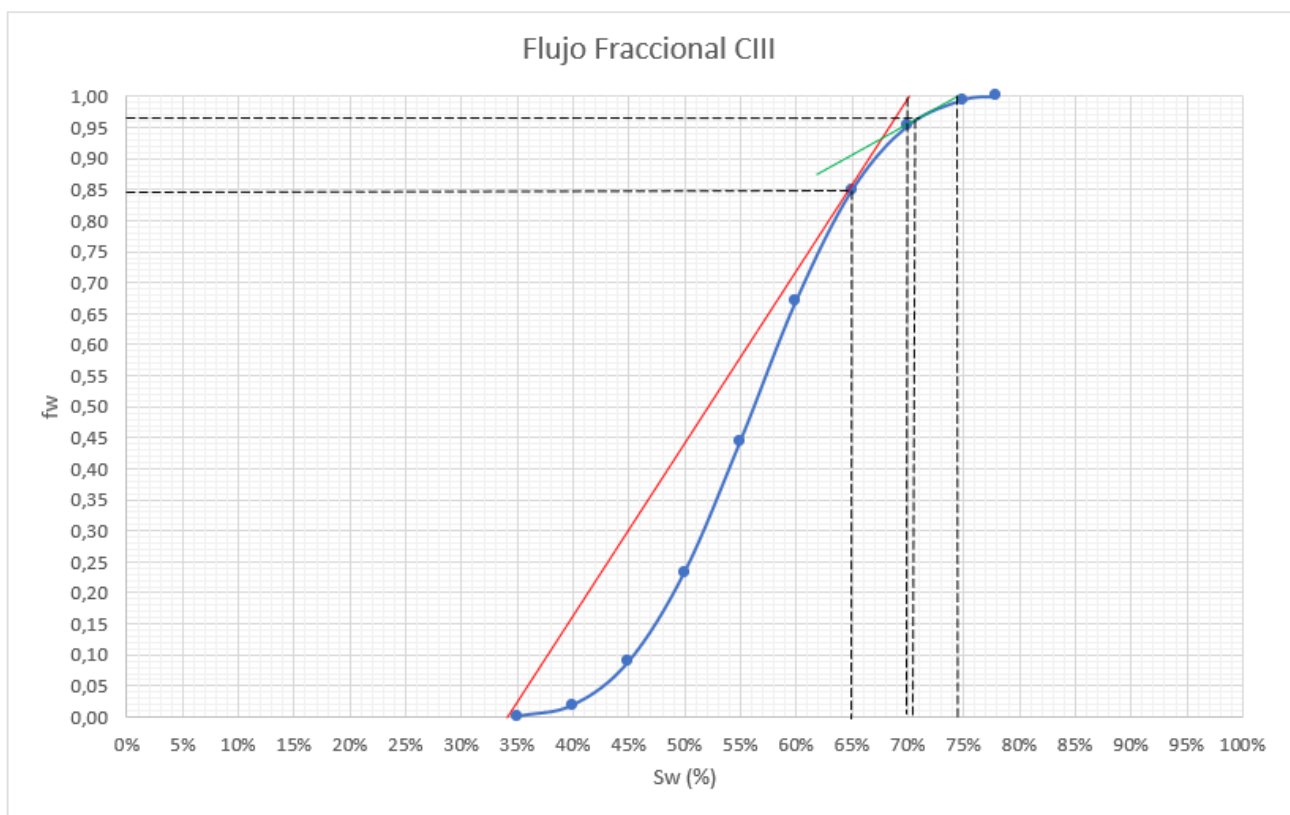


Figura 4.7.3.1 – Flujo fraccional correspondiente al complejo III

Saturaciones de agua durante el barrido

SwBT =	0,65	Saturacion de agua en el frente
SwBT' =	0,7	Saturacion de agua promedio (detrás del frente)
SwWC =	0,71	Saturacion de agua al final del sistema
SwWC' =	0,74	Saturacion de agua promedio despues de la ruptura

Flujo fraccional

fwBT =	0,85	Flujo fraccional al break - through
fwWC =	0,97	Flujo fraccional al water cut - RAP de corte

Tabla 4.7.3.1 – Saturaciones al break-through y al water cut

Complejo IV

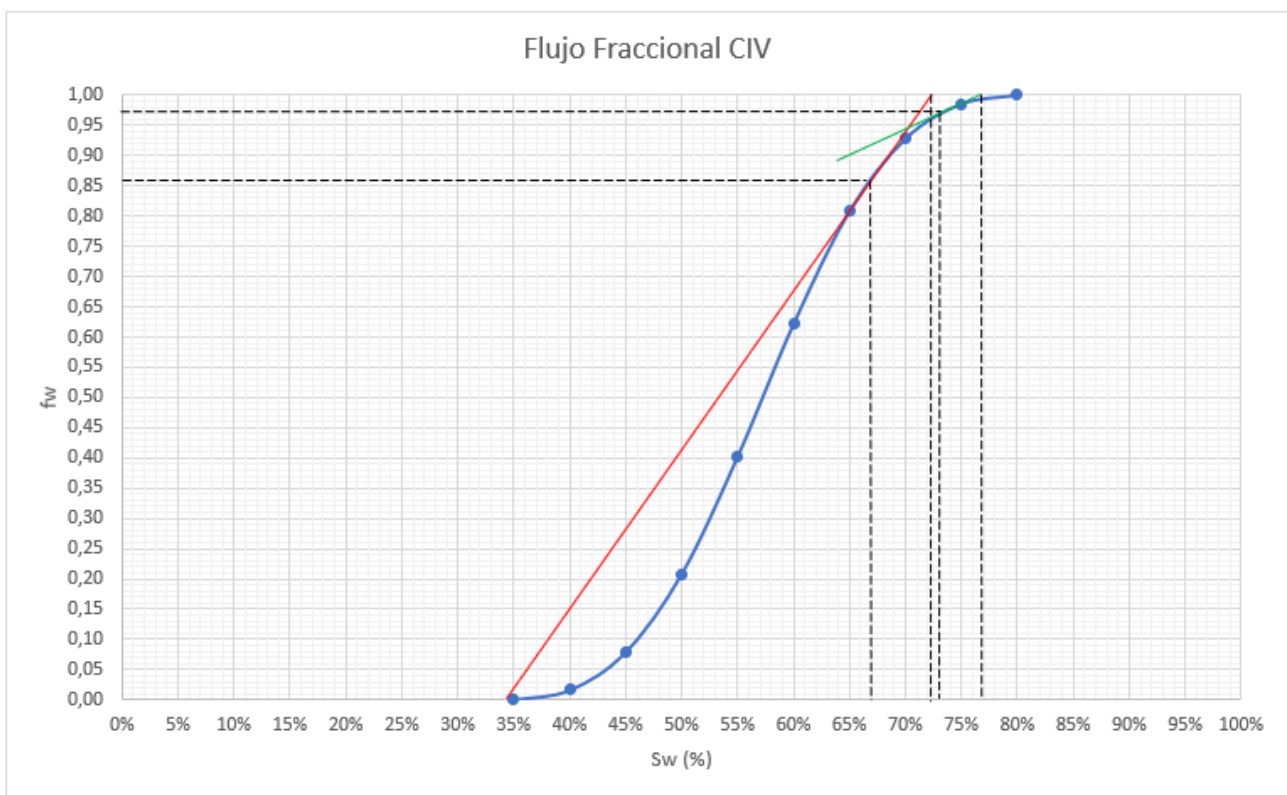


Figura 4.7.3.2 – Flujo fraccional correspondiente al complejo IV

Saturaciones de agua durante el barrido

SwBT =	0,67	Saturacion de agua en el frente
SwBT' =	0,72	Saturacion de agua promedio (detrás del frente)
SwWC =	0,73	Saturacion de agua al final del sistema
SwWC' =	0,77	Saturacion de agua promedio despues de la ruptura

Flujo fraccional

fwBT =	0,86	Flujo fraccional al break - through
fwWC =	0,975	Flujo fraccional al water cut - RAP de corte

Tabla 4.7.3.2 – Saturaciones al break-through y al water cut

4.7.4. Distribución de probabilidades de la permeabilidad

La permeabilidad y la porosidad de un reservorio varían verticalmente y arealmente. Es usual extraer un testigo de roca, denominado testigo corona de la formación productiva de un pozo con el objeto de medir su porosidad y permeabilidad en el laboratorio. De todos los datos presentes del yacimiento Granson, no se tiene ninguna información acerca de ensayos sobre testigos, por ende, no se tienen datos de medición de permeabilidades absolutas (k) ni mucho menos de curvas de permeabilidades relativas. Por lo tanto, ante esta situación, se deben optar por otra fuente de datos.

Los perfiles de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) tienen la característica de medir las propiedades de la roca y los fluidos, sin la influencia de la litología de los reservorios. Esto permite poder trabajar con propiedades como la permeabilidad con mayor exactitud. Si bien, la lectura de permeabilidades desde un perfil RMN es una medición indirecta, es útil cuando es la única fuente de datos.

El perfil de RMN utilizado corresponde al pozo Gr-616. Es el único pozo del cual se tienen datos de permeabilidad mediante perfil. Se opta por tomar lecturas de las permeabilidades de los complejos III y IV en conjunto. Esto se debe a que el perfil de permeabilidad solo posee datos en algunos sectores de ambos complejos, es imposible poder discriminar capa por capa, además tiene la ventaja de poseer una mayor concentración de valores de permeabilidad por complejo.

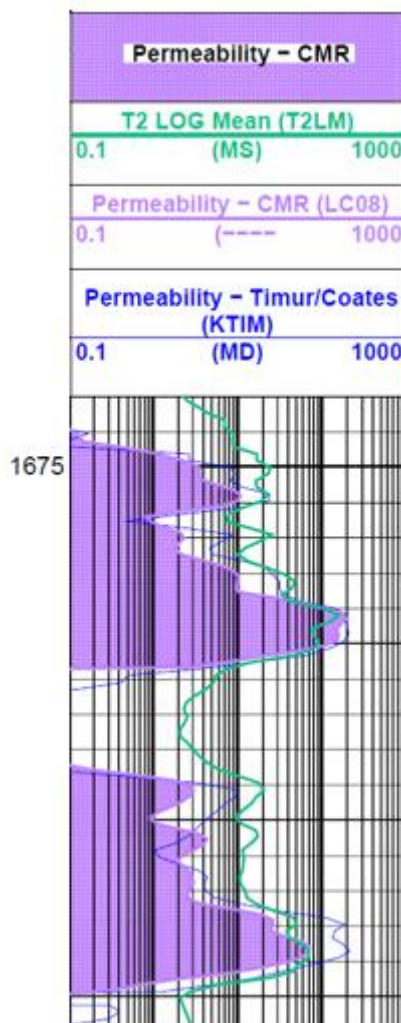


Figura 4.7.4.1 – Perfil de permeabilidades por RMN del pozo Gr-616

Como procedimiento de lectura, se toman puntos de permeabilidad por cada metro de perfil, esto se debe porque es la mínima resolución vertical que posee el perfil RMN. En una tabla Excel se separan las lecturas que corresponden al complejo III y al complejo IV. La escala de permeabilidad varía desde 0,1 milidarcys hasta los 1000 milidarcys.

La determinación de la distribución de la permeabilidad por complejo se hace desde un punto de vista estadístico. Para ello, se recurre a los conceptos de frecuencias relativas, probabilidades y varianzas de la distribución. Interesa conocer cómo se comporta la varianza de la permeabilidad, esto se logra mediante el concepto de varianza de Dysktra-Parsons.

Una manera simple de visualizar la distribución de una propiedad, es dividir el rango total de variaciones en intervalos de menor rango de variación, contar el número de observaciones que caen en cada intervalo y escribir toda esa información en una tabla de frecuencias.

El número de valores que cae dentro de cada intervalo se denomina número de observaciones y coincide con la frecuencia absoluta. La frecuencia relativa se encuentra dividiendo la frecuencia absoluta por el número total de observaciones. La frecuencia relativa de un intervalo es la probabilidad de ocurrencia de los valores en dicho intervalo.

A continuación, se hallan las distribuciones de permeabilidad y su varianza Dykstra-Parsons por complejo:

Complejo III

Intervalo (mD)	N° observaciones	Frecuencia relativa	Intervalo log K	N° observaciones	Frecuencia relativa
0,2-29	117	0,88	(-0,699);(-0,27)	12	0,09
29-58	5	0,04	(-0,27);(0,159)	13	0,10
58-87	6	0,05	(0,159);(0,588)	29	0,22
87-116	2	0,02	(0,588);(1,017)	44	0,33
116-145	0	0,00	(1,017);(1,446)	19	0,14
145-174	0	0,00	(1,446);(1,875)	11	0,08
174-200	3	0,02	(1,875);(2,301)	5	0,04

Tabla 4.7.4.1 – Tabla de frecuencias relativas complejo III

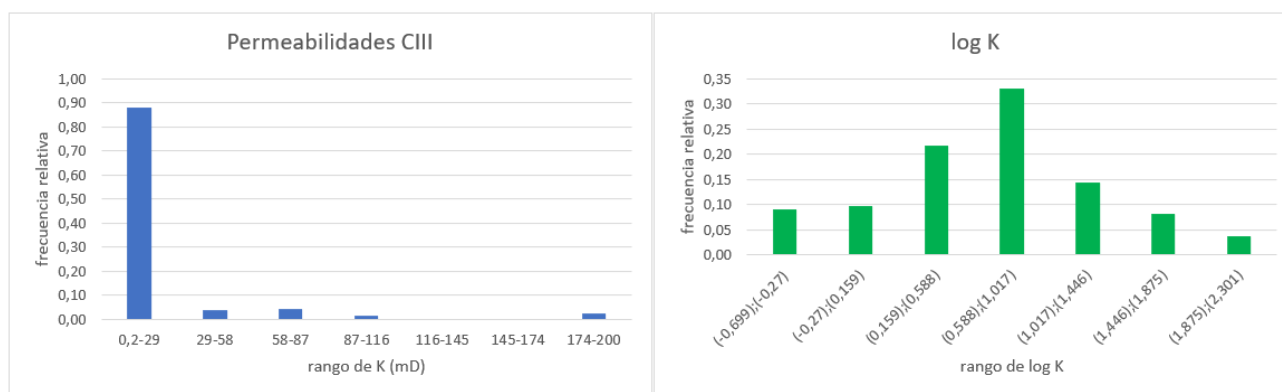


Figura 4.7.4.2 – Histograma de permeabilidades y logaritmo de permeabilidad

En la figura anterior se representa en ordenadas la frecuencia relativa y en abscisas el intervalo de variación para cada frecuencia. Se nota que el mayor número de observaciones se da para las bajas permeabilidades. El histograma de los logaritmos de permeabilidades muestra mejor como es la distribución. Los histogramas se denominan también gráficos de distribución de frecuencias.

De manera de representar la distribución de permeabilidades en función de la permeabilidad, se representa los datos en un gráfico semilogarítmico, tal como se muestra en las figuras 4.7.4.3 y 4.7.4.5. Los puntos de estos gráficos corresponden a las medidas de permeabilidad en abscisas. En ordenadas se calcula la probabilidad acumulada, contando el número de observaciones que tienen una permeabilidad mayor o igual a “k” y expresando esta cuenta en términos de frecuencia relativa acumulada.

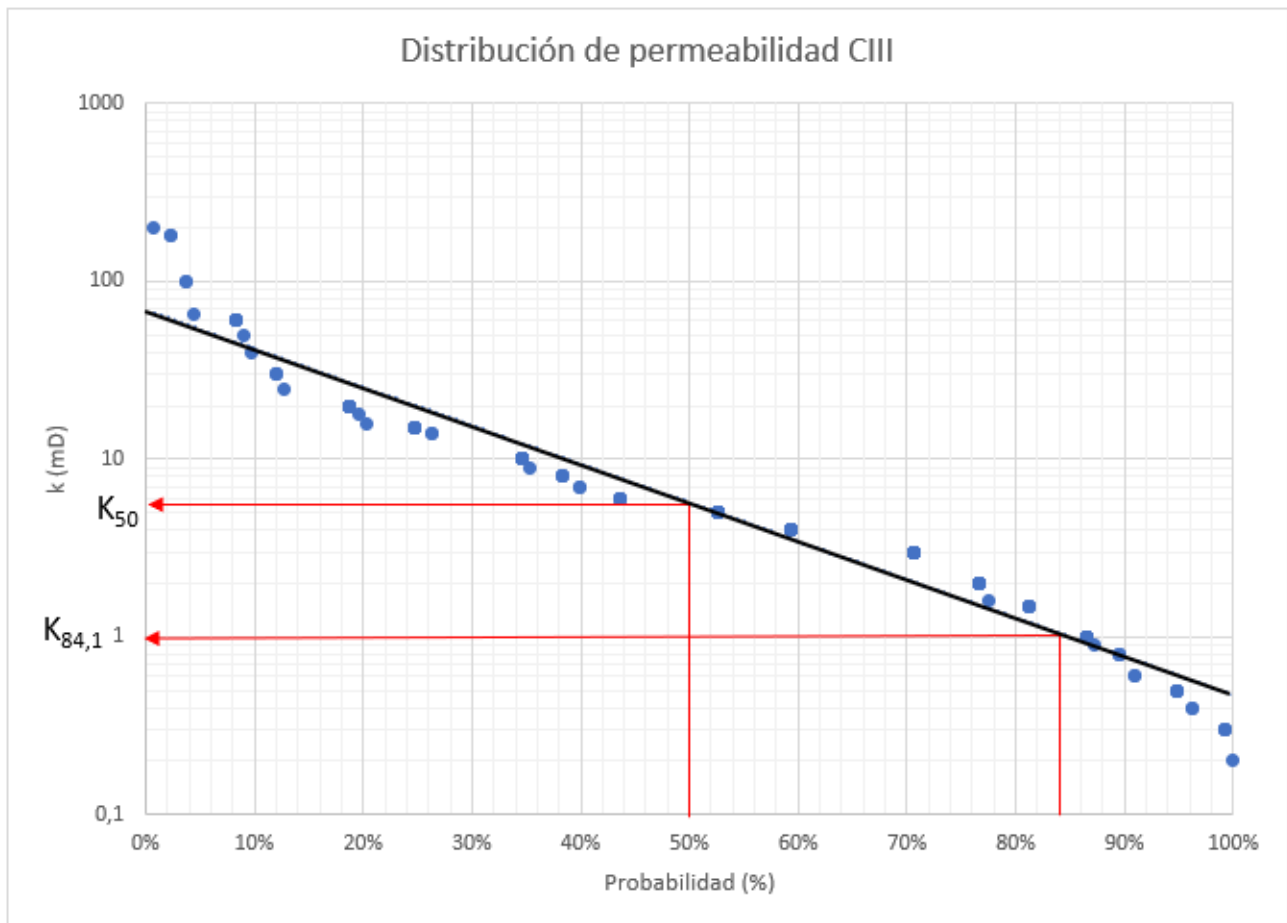


Figura 4.7.4.3 – Distribución de permeabilidades del complejo III

El método más simple de evaluar la heterogeneidad de un reservorio es aplicar el coeficiente de variación a las mediciones de permeabilidad. El coeficiente de Dykstra-Parsons varía entre 0 (homogéneo y uniforme) y 1 (infinitamente heterogéneo), se denomina V_{DP} o Varianza Dykstra-Parsons y es:

$$V_{DP} = \frac{K_{50} - K_{84,1}}{K_{50}}$$

Donde K_{50} y $K_{84,1}$ se obtienen de la representación de la distribución de permeabilidades en un gráfico semilogarítmico. K_{50} y $K_{84,1}$ son los valores de permeabilidades con probabilidades de 50% y 84,1% respectivamente. La recta que se traza en las figuras 4.7.4.3 y 4.7.4.5 se logra aplicando el método de los mínimos cuadrados o regresión lineal. Si los datos de permeabilidad siguieran una distribución perfectamente normal, los puntos estarían alineados sobre la recta. Esto no ocurre debido a la heterogeneidad en la permeabilidad, es una característica de las rocas reservorio.

Complejo III	
K 50% (mD)	5,5
K 84,1% (mD)	1
Varianza Dykstra Parson	0,82

Tabla 4.7.4.2 – Varianza de Dykstra-Parsons en el complejo III

Como se observa en la tabla 4.7.4.2 la varianza de Dykstra-Parsons para el complejo III corresponde a un valor de 0,82.

Complejo IV

Para hallar la distribución de permeabilidades y su varianza Dykstra-Parsons en el complejo IV, se trabaja exactamente igual como lo descripto para el complejo III.

Intervalo (mD)	N° observaciones	Frecuencia relativa	Intervalo log K	N° observaciones	Frecuencia relativa
0,15-2,15	25	0,76	(-0,824);(-0,538)	3	0,09
2,15-4,15	5	0,15	(-0,538);(-0,252)	9	0,27
4,15-6,15	2	0,06	(-0,252);(0,034)	7	0,21
6,15-8,15	0	0,00	(0,034);(0,320)	6	0,18
8,15-10,15	0	0,00	(0,320);(0,606)	5	0,15
10,15-12,15	0	0,00	(0,606);(0,892)	2	0,06
12,15-15	1	0,03	(0,892);(1,176)	1	0,03

Tabla 4.7.4.3 – Tabla de frecuencias relativas complejo III

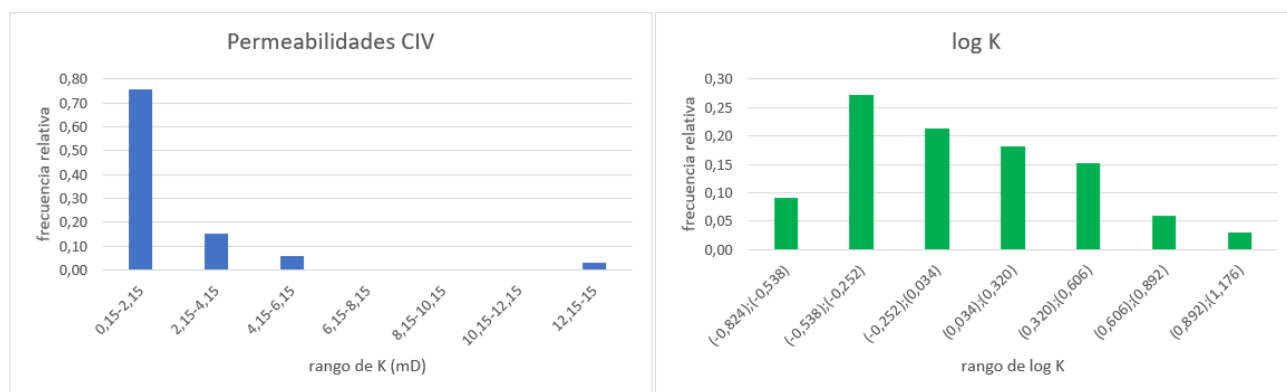


Figura 4.7.4.4 - Histograma de permeabilidades y logaritmo de permeabilidad

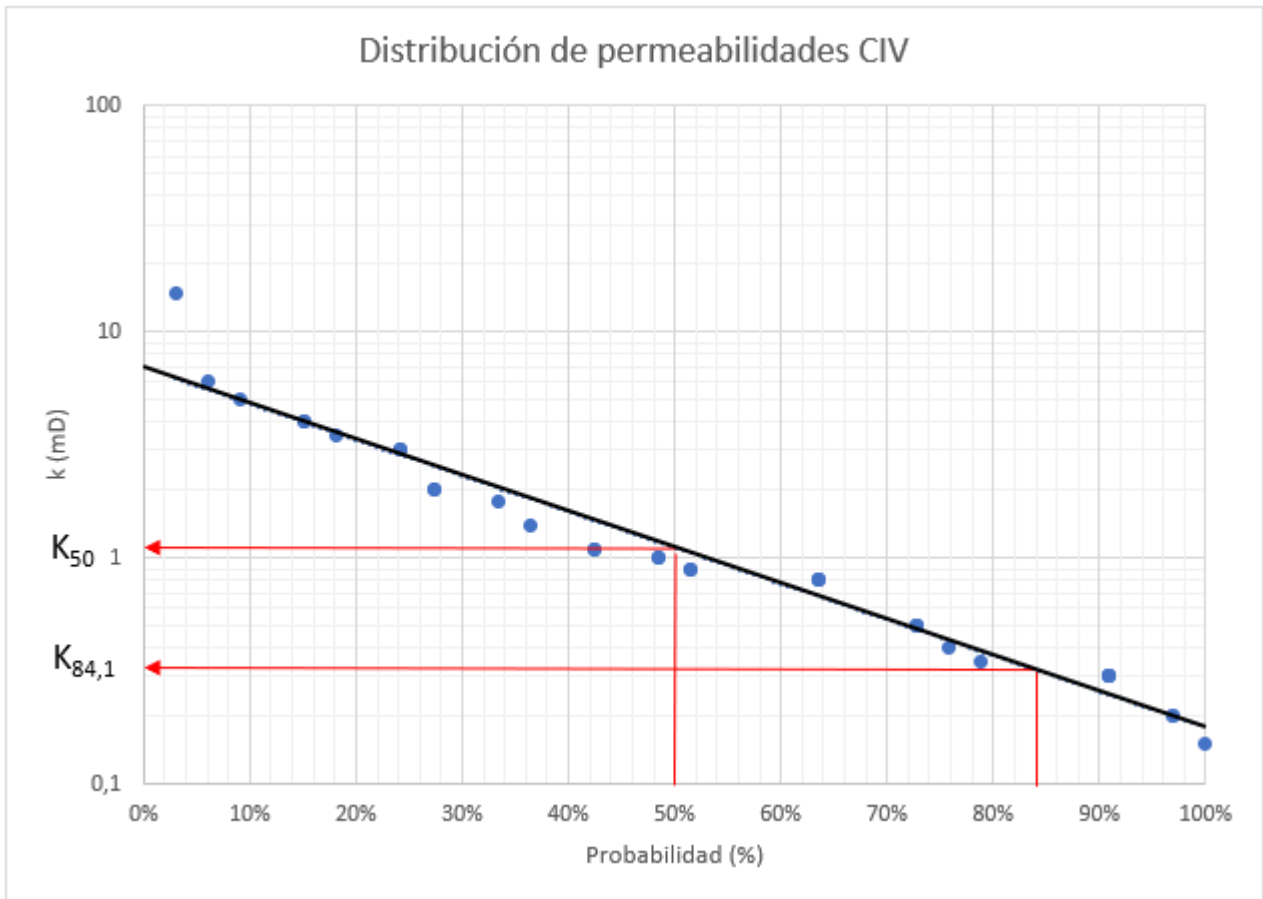


Figura 4.7.4.5 – Distribución de permeabilidades del complejo IV

Complejo IV	
K 50% (mD)	1,15
K 84,1% (mD)	0,33
Varianza Dykstra Parson	0,71

Tabla 4.7.4.4 – Varianza de Dykstra-Parsons en el complejo IV

Como se observa en la tabla 4.7.4.4 la varianza de Dykstra-Parsons para el complejo IV corresponde a un valor de 0,71.

4.7.5. Presiones de capa

Interesa conocer cuáles son las condiciones actuales de presión en cada capa seleccionada. Es evidente que la presión actual de capa debe ser menor a la presión inicial medida en los ensayos RFT después de la perforación, debido principalmente a la declinación natural de los reservorios, condición estudiada en la sección 3.3.

Los ensayos RFT se hacen cuando se termina de perforar un pozo, se evalúa la presión por capa. Como los pozos no se perforaron en simultáneo, cuando un pozo contacta una capa se mide su presión a esa fecha. Cuando se perfora otro pozo en otro momento y contacta esa misma capa, se toma la lectura de la presión a esa fecha, lo normal sería que la presión sea menor, porque la capa fue contactada y puesta en producción en otro pozo anteriormente. Puede haber diferencia de meses o años entre distintos pozos perforados que contactaban la misma capa.

Sabiendo esto, se confecciona una tabla de capa y fecha, donde se vuelvan los datos leídos de presión por RFT en cada capa, tomadas a distintas fechas, debido a que se han incorporado en el tiempo nuevos pozos que contactan dichas capas.

Capa	Fecha	Pozo	Presión (psi)
C19	3/10/2002	Gr.a-614	2182,97
	10/4/2002	Gr-611	2377
	4/8/2002	Gr-616	1919,49
	31/7/2003	Gr-622	1488,62
	10/7/2002	Gr-615	1884
	26/8/2012	Gr-634	1163,58
B55	4/8/2002	Gr-616	1869,48
	26/8/2012	Gr-634	2616,94
	10/7/2002	Gr-615	2111,2
	4/10/2003	Gr-624	1961,4
	15/9/2003	Gr-623	2505,91
	12/4/2004	Gr-629	1796,37
	4/11/2002	Gr-617	1823,3
C60	16/6/2002	Gr.a-610	2293,79
	13/3/2003	Gr-618	2228,22
	12/4/2004	Gr-629	2253,27
C62	10/4/2002	Gr-611	2421,37
	31/7/2003	Gr-622	1183,72
C20	15/9/2003	Gr-623	2112,85
	13/3/2003	Gr-618	1745,65
C120	4/11/2002	Gr-617	3002,51

Tabla 4.7.5.1 – Presiones RFT por capa a distintas fechas

Capa	Última presión (psi)	Última presión (kg/cm ²)
B55	1796,37	126
C19	1163,58	82
C62	1183,72	83
C60	2228,22	157
C20	1745,65	123
C120	3002,51	211

Tabla 4.7.5.2 – Última presión leída en cada capa

De todos los datos que se tienen de presión por fecha, se toma el último valor de presión por cada capa. Se elige el último valor porque se entiende que la capa ha sido depletada, lo normal es que la presión decline y no que aumente, suponiendo que no existe aporte de un acuífero. Este valor de presión actual servirá principalmente para luego evaluar las reservas por recuperar con la inyección de agua.

En la figura 4.7.5.1 se grafican los puntos de presión de capa tomados en distintas fechas. Se traza una línea recta que indica el valor de la última presión leída en cada capa, es decir, la más reciente. A modo de simplificación, el último valor leído de presión será la presión actual del reservorio.

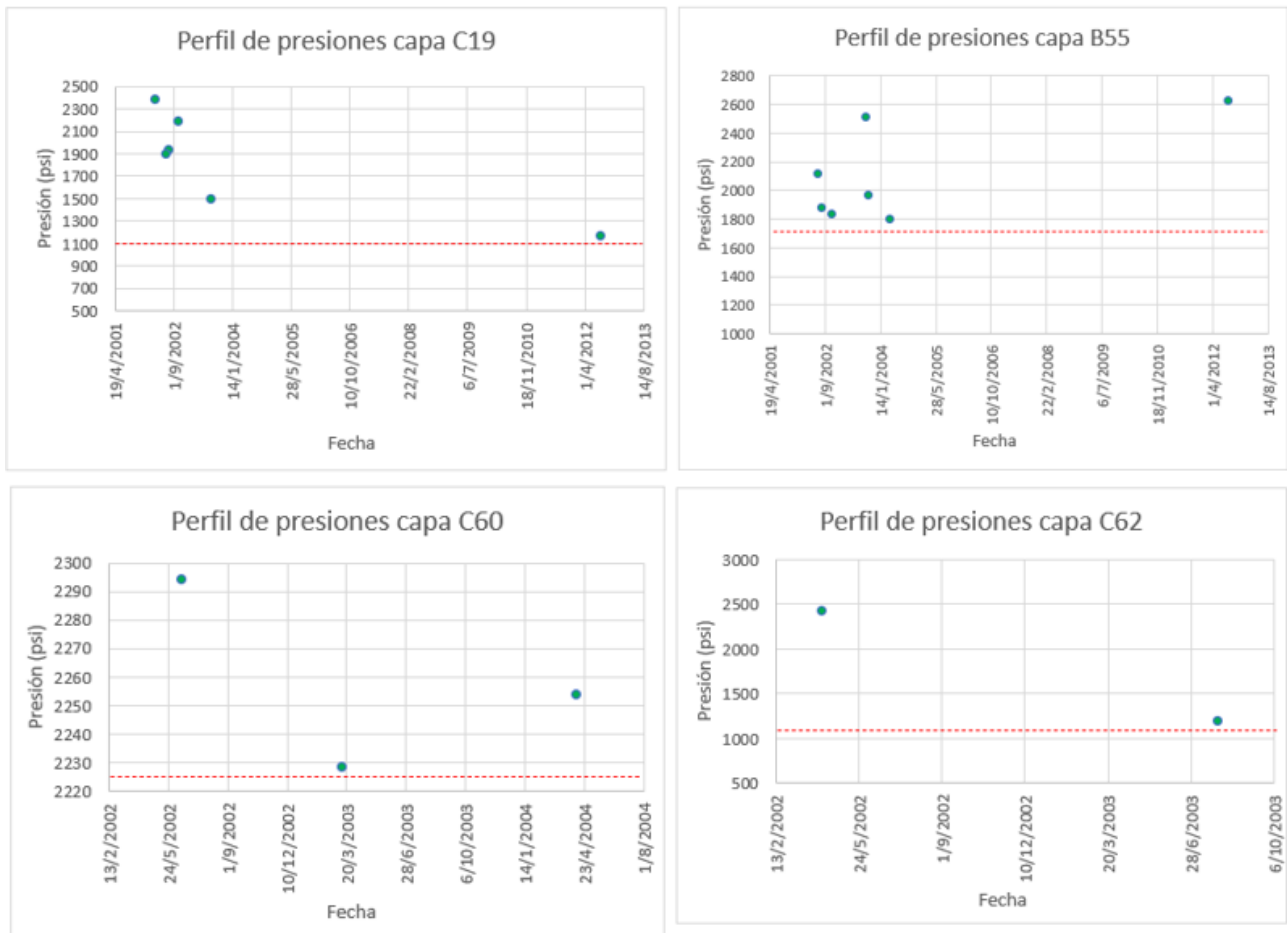


Figura 4.7.5.1 – Evolución de la presión de capa en el tiempo

4.7.6. Movilidades

En la ley de Darcy, existe un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Este factor de proporcionalidad, denominado movilidad del fluido, es la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido dividida por la viscosidad del fluido. Por lo tanto, la movilidad del agua es K_w/μ_w y la movilidad del petróleo es K_o/μ_o . El valor de la movilidad depende de la saturación del fluido.

En 1937, Muskat trató por primera vez sobre el término que actualmente se conoce como relación de movilidad. El concepto de relación de movilidad (M) se conoce como la relación de la movilidad del agua respecto a la movilidad del petróleo, y se expresa como:

$$M = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right) S_{or}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right) S_{iw}}$$

Donde K_{RW} es la permeabilidad relativa al agua evaluada en la S_{or} , K_{RO} es la permeabilidad relativa del petróleo evaluada en la S_{iw} , μ_o y μ_w son las viscosidades del petróleo y del agua respectivamente. La ecuación se la puede reescribir como:

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

Del concepto de la relación de movilidades, surgen las siguientes conclusiones cuando este parámetro es evaluado dentro de un patrón de inyección, el cual estará relacionado con la eficiencia areal de barrido:

- **M<1**: La movilidad de los fluidos por detrás del frente será menor que la movilidad del petróleo y el desplazamiento será más eficiente.
- **M=1**: Las movilidades son las mismas y el desplazamiento es eficiente.
- **M>1**: La movilidad de los fluidos por detrás del frente supera a la del petróleo y el desplazamiento es ineficiente.

El efecto de la variación de la relación de movilidades durante la inyección de agua, se puede ver en la siguiente figura. Los valores de movilidades más bajos corresponden a una eficiencia de barrido más alta, mientras que los valores de movilidad más alto, el agua tiende a “canalizarse” y como consecuencia la eficiencia de barrido será menor.

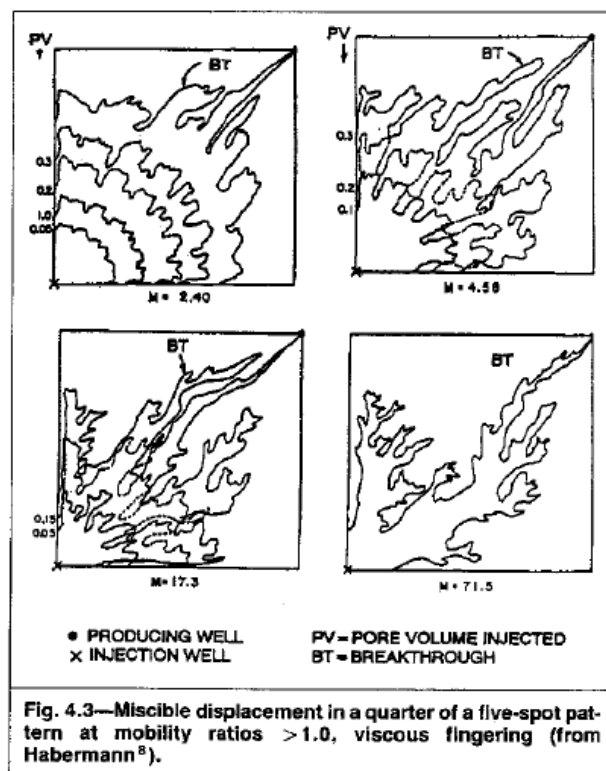


Figura 4.7.6.1 – Desplazamiento del agua en un patrón de inyección según la relación de movilidades (Extraído del libro “Enhanced Oil Recovery” Willhite página 76)

A continuación, se busca obtener la relación de movilidades (M) de cada capa seleccionada. Para ello, se toman como datos, la viscosidad del petróleo y del agua. Esta viscosidad corresponde al petróleo “muerto”, es decir, el que se encuentra en condiciones de superficie. Estos datos se obtienen de ensayos de laboratorio, se elige la lectura de viscosidad a una temperatura de 50°C. Con el PVT estadístico, tal como se vio en la sección 3.5.3, se calcula la viscosidad del petróleo en condiciones de reservorio. Las permeabilidades relativas del agua y del petróleo corresponden a los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa, tal como fue calculado en la sección 4.7.2.

La viscosidad del agua debe ser en condiciones de reservorio. Es sabido que la viscosidad disminuye con el aumento de temperatura y el aumento de la salinidad. Se usa una viscosidad del agua de 0,94 cP, este valor es aceptado en la cuenca del Golfo San Jorge.

En la tabla siguiente se identifican los valores de movilidad para cada capa seleccionada.

Complejo	Capa	Viscosidad petróleo dehid @50°C (cP)	Viscosidad petróleo en cond PVT (cP)	Viscosidad del agua (cP)	K _{rw}	K _{ro}	Movilidad
CIII	B55	337	14,8	0,94	0,300	0,900	5,25
	C20	596	20,6	0,94	0,300	0,900	7,30
CIV	C19	396	20,3	0,94	0,300	0,900	7,20
	C60	415	11,97	0,94	0,300	0,900	4,24
	C62	544	26,8	0,94	0,300	0,900	9,50
	C120	258	7,7	0,94	0,300	0,900	2,73

Tabla 4.7.6.1 – Movilidades de las capas a inyectar agua

4.7.7. Eficiencia volumétrica

La eficiencia de desplazamiento volumétrico (E_V) es la medida del efecto adimensional de las heterogeneidades del yacimiento. Es equivalente al producto de la eficiencia areal (E_A) por la eficiencia de desplazamiento vertical (E_D).

$$E_V = E_A \times E_D$$

La eficiencia volumétrica puede definirse también como el volumen de poros que hace contacto con el fluido inyectado, dividido entre el volumen total de poros del mallado de inyección.

Para el cálculo de la eficiencia volumétrica, se utiliza la correlación propuesta por Willhite. Esta correlación tiene como datos de entrada, la varianza Dykstra-Parsons de la permeabilidad, y la relación de movilidades. Son dos gráficos, uno se aplica para un WOR de 25 bbl/bbl y el otro se aplica para un WOR de 50 bbl/bbl. Se utiliza el primer grafico para un WOR=25. Para cada capa, se entra con el valor de movilidad de la capa y la varianza Dykstra-Parsons correspondiente al complejo III o IV, depende de donde se ubique la capa. La correlación da directamente el valor de la eficiencia volumétrica.

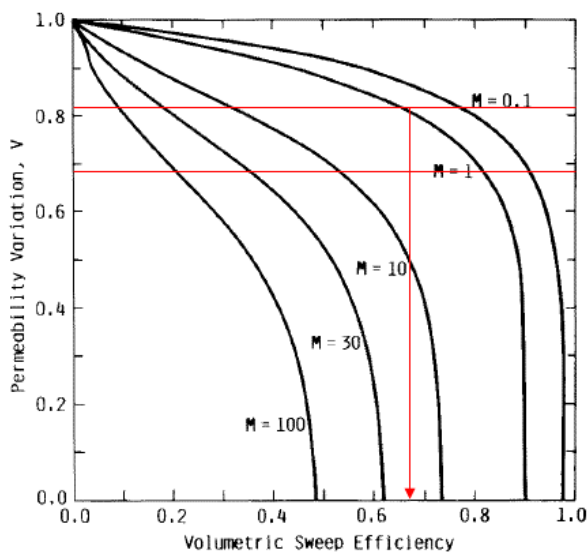


Fig. 6.22—Correlation of volumetric sweep and permeability variation for WOR = 25.³⁹

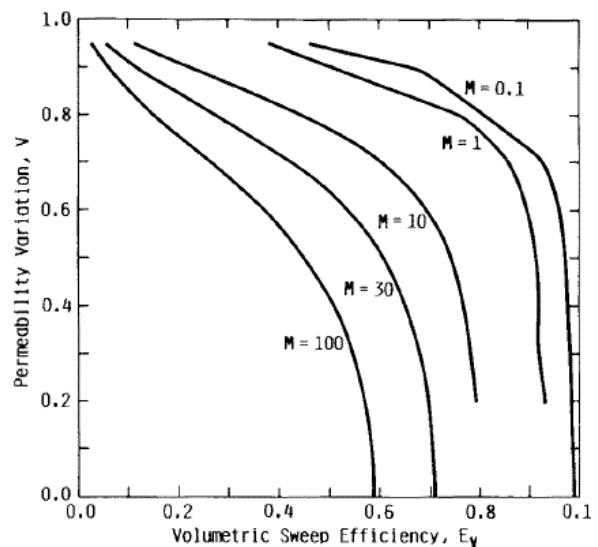


Fig. 6.23—Correlation of volumetric sweep and permeability variation for WOR = 50.³⁹

Figura 4.7.7.1 - Correlación para eficiencia volumétrica en función de la varianza de permeabilidad y la movilidad (Willhite "Waterflooding" página 206)

A continuación, se observan los valores de eficiencia volumétrica correspondiente a cada capa, como así también, los datos necesarios para poder usar la correlación de Willhite.

Complejo	CIII		CIV			
	B55	C20	C19	C60	C62	C120
Capa						
Profundidad (m)	1763	1813	1892	1984	2081	2553
Swi (%)	0,43	0,53	0,43	0,43	0,41	0,43
Temperatura (°C)	90	90	95	100	100	120
Presión de saturación (kg/cm ²)	150	150	150	150	150	150
Presión actual (kg/cm ²)	126	123	82	157	83	211
Densidad en superficie (g/cm ³)	0,9302	0,9564	0,9569	0,9287	0,9454	0,9202
Viscosidad petróleo deshidratado @50°C (cP)	337	596	396	415	544	258
Viscosidad petróleo en condiciones PVT (cP)	14,8	20,6	20,3	11,97	26,8	7,7
Viscosidad del agua (cP)	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Krw	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
Movilidad	5,25	7,30	7,20	4,24	9,50	2,73
Varianza Dykstra Parson	0,82	0,82	0,71	0,71	0,71	0,71
Eficiencia volumétrica	0,48	0,41	0,58	0,67	0,52	0,73

Tabla 4.7.7.1 – Eficiencias volumétricas de cada capa

La eficiencia volumétrica promedio para todas las capas es de 0,55. Una aclaración respecto a la capa C62: el alto valor de la movilidad ($M=9,5$) se debe a que la capa se ha depletado por la pérdida del gas disuelto. Esto se hace evidente porque la presión actual de la capa ($P=83 \text{ kg/cm}^2$) es más baja respecto a las capas aledañas. Lo mismo sucede con la capa C19, donde la presión ha disminuido y la movilidad es más alta.

4.7.8. Reserva estimada

Uno de los objetivos del modelado dinámico es poder estimar cuantas serán las reservas de petróleo por recuperar mediante el método de inyección de agua. Para ello, se debe tener bien en claro la geometría de las mallas de inyección, ya que de esto depende el volumen poral contactable de cada capa a inyectar.

De todo el volumen de roca de cada capa en particular, solo se puede contactar una pequeña parte con agua. Como se ha visto en la sección 4.6.1, las mallas de inyección solo contactan una parte de los reservorios. Este valor de volumen poral contactable será determinante para estimar las reservas a recuperar por secundaria.

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

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

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

La determinación de las reservas de petróleo recuperable (N) por recuperación secundaria se evalúa con la siguiente expresión:

$$N_{iny} = V_{Pcontactable} (S_{of \text{ primaria}} - S_{or}) \frac{E_{volumétrica}}{B_{oa}}$$

Nótese que las reservas por recuperación secundaria están afectadas por la eficiencia volumétrica, el factor volumétrico de petróleo actual y dependen del volumen poral contactable.

A continuación, se resumen en una tabla todos los cálculos y datos necesarios para estimar los volúmenes de las reservas por recuperación secundaria de cada capa, como así también, los factores de recuperación por secundaria, por primaria, y el factor de recuperación total.

	B55	C20	C19	C60	C62	C120
Area de la capa (m ²)	7863819	2075661	3110000	2532449	3984533	520448
hu capa promedio (m)	4,4	5,5	3,5	4,5	4,2	3,8
Volumen de roca (m ³)	34600806	11416136	10885000	11396023	16735040	1977704
Swi (%)	43%	53%	43%	43%	41%	43%
Boi (m ³ /m ³)	1,2	1,2	1,22	1,21	1,25	1,26
Porosidad (%)	21%	22%	20%	21%	16%	16%
OOIP Capa (m ³)	3451430	983690	1017123	1127359	1263830	143148
Np Capa (m ³)	49240	25229	47085	34062	66268	6297
EUR Capa (m ³)	61750	36011	63928	40968	103606	26768
fr primaria (%)	1,4%	2,6%	4,6%	3,0%	5,2%	4,4%
Sof (%)	49%	40%	46%	48%	46%	39%
Sgf (%)	8%	7%	11%	9%	13%	18%
Area contactable (m ²)	546796	247528	317518	216896	273688	112167
Volumen de roca contactabe (m ³)	2478535	1030967	1180371	860550	1111820	299417
Volumen poral contactable (m ³)	520492	226813	236074	180716	177891	47907
OOIP Contactable (m ³)	247234	88835	110297	85130	83965	21672
Presión actual (psi)	1796	1745	1163	2228	1183	3002
Presión actual (kg/cm ²)	126	123	82	157	83	211
Temperatura actual (°C)	89	91	94	98	102	122
Densidad de fluido (g/cm ³)	0,88	0,89	0,91	0,88	0,86	0,85
Boa (m ³ /m ³)	1,18	1,17	1,12	1,22	1,15	1,26
Sor (%)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Eficiencia volumétrica	0,48	0,41	0,58	0,67	0,52	0,73
Reserva por secundaria (m ³)	61561	15654	31861	27547	20579	5188
fr secundaria (%)	1,8%	1,6%	3,1%	2,4%	1,6%	3,6%
fr primaria + secundaria (%)	3,2%	4,2%	7,8%	5,5%	6,9%	8,0%

Tabla 4.7.8.1 – Estimación de las reservas recuperables de petróleo por secundaria

Capa	Reserva por secundaria (m ³)	fr primaria (%)	fr secundaria (%)	fr primaria + secundaria (%)
B55	61561	1,4%	1,8%	3,2%
C20	15654	2,6%	1,6%	4,2%
C19	31861	4,6%	3,1%	7,8%
C60	27547	3,0%	2,4%	5,5%
C62	20579	5,2%	1,6%	6,9%
C120	5188	4,4%	3,6%	8,0%
TOTAL	162390	3,5%	2,4%	5,9%

Tabla 4.7.8.2 – Reservas por capa y factores de recuperación

4.7.9. Parámetros de inyección

Presión de inyección

Como primera instancia, se debe conocer a priori cual es la presión de inyección ideal en el pozo, el cual debe cumplir ciertas condiciones. No debe ser superior al gradiente de fractura (GF) ya que una presión superior implicaría el fracturamiento de la roca y es una situación no deseada, ya que el objetivo de la inyección de agua es barrer matricialmente los reservorios.

Para estimar el gradiente de fractura dominante en el yacimiento Granson, se utilizan los datos de "Frac Plan" o esquema de bombeo en pozos donde fue necesario aplicar una estimulación hidráulica. De estos gradientes se eligen los que corresponden a la arena. Se establece el gradiente de fractura promedio de todos los pozos donde se tiene información.

Gradiente de fractura en arenas		
Pozo	Profundidad (m)	GF (psi/ft)
Gr-609	2099	0,67
	1787	0,75
	1805	0,65
Gr-616	1880	0,7
Gr-622	1626	0,7
	1842	0,7
Gr-611	2235	0,67
	1931	0,65
Gr-615	1870	0,72
Gr.a-625	2286	0,7
	1805	0,7
	1358	0,7

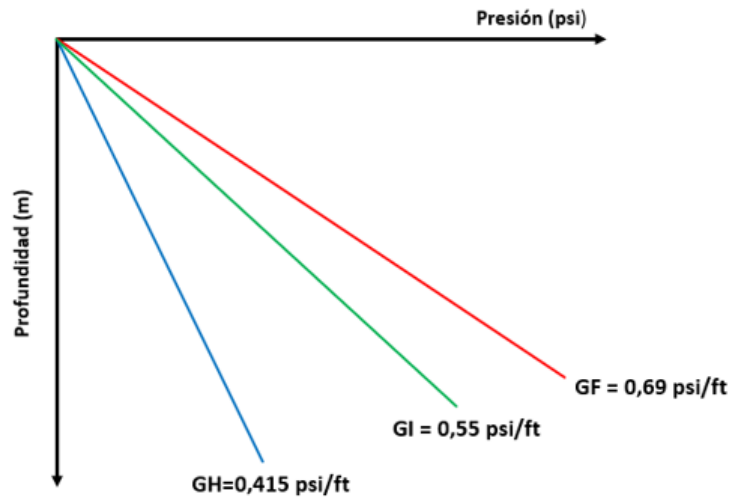


Figura 4.7.9.1 – Gradientes de fractura en cada pozo

Para estimar el gradiente de inyección (GI) 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.

Gradiente de fractura (psi/ft)	0,69
Coefficiente de inyección	0,8
Gradiente de inyección (psi/ft)	0,55
Gradiente hidrostático (psi/ft)	0,415

Tabla 4.7.9.1 – Gradientes principales del yacimiento

Por lo tanto, el gradiente de fractura promedio del yacimiento (GF) es de 0,69 psi/ft, mientras que el gradiente de inyección estimado (GI) es de 0,55 psi/ft. En la figura 4.7.9.1 se observa el comportamiento de los 3 gradientes principales en un gráfico presión-profundidad.

La determinación de la presión de inyección es muy importante ya que de ella depende el valor del caudal de inyección. A continuación, se evalúa cuáles deberían ser las presiones de inyección por capa y la presión en boca de pozo.

La presión en boca de pozo (P_{BP}) se puede estimar con la siguiente expresión, que surge de hacer un análisis de presiones a lo largo del pozo:

$$P_{BP} = P_{INY} + P_F - P_H$$

Las pérdidas por fricción (P_F) se calculan aplicado la ecuación de Hazen-Williams, considerando un tubing 2 7/8" 6,5 lb/ft y el caudal de inyección necesario por pozo, valor que se calcula más adelante.

$$F = 2.083 \cdot \left[\frac{100}{C} \right]^{1.85} \cdot \left[\frac{Q}{34.3} \right]^{1.85} \cdot \frac{1}{ID^{4.8655}}$$

La ecuación (F) da el valor de pérdida por fricción en ft/1000 ft de columna de agua. Es necesario convertirlo a unidades de presión en kg/cm². La presión hidrostática (P_H) se estima con el gradiente hidrostático de la tabla 4.7.9.1.

La presión de inyección (P_{INY}) se calcula aplicando el gradiente de inyección estimado en la tabla 4.7.9.1, multiplicando este valor por la profundidad de la capa en pies.

Inyector	Capa	Profundidad (m)	P_{iny} (kg/cm ²)	P_{hid} (kg/cm ²)	P_{fricc} (kg/cm ²)	P_{bp} (kg/cm ²)
Gr.xp-602	B55	1822	233	174	0,43	69
	C19	1926	246	184		
	C62	2131	272	204		
Gr-628	B55	1798	230	172	0,26	70
	C62	2161	276	207		
Gr.a-603	B55	1782	228	171	1,70	68
	C19	1851	237	177		
	C62	2074	265	199		
Gr-617	B55	1665	213	159	0,64	80
	C20	1745	223	167		
	C60	1978	253	189		
	C120	2483	317	238		
Gr-635	B55	1645	210	158	0,42	63
	C20	1735	222	166		
	C60	1960	251	188		

Tabla 4.7.9.2 – Presiones de inyección y de boca de pozo

Se debe tener un solo valor de presión de inyección (P_{INY}) y presión en boca de pozo (P_{BP}) por cada pozo. Como criterio, se utiliza la presión correspondiente a la última capa inyectable en cada pozo, ya que debemos asegurarnos la inyectividad de dicha capa. Si no se llega con presión suficiente, se corre el riesgo de no tener un buen volumen de llenado en la capa más profunda.

Por lo tanto, en cada pozo se toma el valor de P_{INY} y de P_{BP} correspondiente a la capa más profunda. Como se ve en la tabla 4.7.9.2, el promedio de la presión en boca de pozo es aproximadamente 70 kg/cm², la bomba que se instale en la batería debe llegar con esta presión al pozo. Es un parámetro para dimensionar la bomba de inyección.

Caudal de inyección

Existen muchos métodos para determinar el caudal de inyección necesario por capa. La mayoría de ellos son solo aplicables para petróleos livianos, con relaciones de movilidad bajas cercanos a 1. Dichos métodos corresponden al caudal estimado por Darcy y la correlación de Guerrero-Earlougher. Otros métodos, como el de Willhite, considera la geometría de los patrones de inyección.

El yacimiento Granson posee petróleos pesados. Las relaciones de movilidad son altas, en el orden de 5 a 9. Si bien no son valores tan altos de movilidad, es preferible considerar un método empírico para la determinación del caudal de inyección. Los métodos mencionados podrían aplicarse al yacimiento Granson, pero darían altos caudales que pueden generar futuras canalizaciones en el reservorio. Esta es una situación no deseada, lo que se busca es barrer las capas en forma eficiente, es decir matricialmente, esto se logra con caudales más bien bajos.

De la experiencia surge que el caudal de inyección aplicable a reservorios de petróleo pesado en los yacimientos Manantiales Behr y Los Perales (yacimiento en Santa Cruz con características similares de petróleo pesado) varía entre 5 a 7 m³/día por metro de espesor útil.

Por lo tanto, se optó por elegir un caudal de inyección de 7 m³/día por metro de espesor útil en este proyecto, ya que, debido a la característica de la relación de movilidades no muy alta, esto permitiría tener un caudal mayor sin que se formen canalizaciones.

El método para hallar el caudal de inyección por pozo y capa consiste en primero multiplicar el valor de $7 \text{ m}^3/\text{d}/\text{hu}$ 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). La suma de todos los caudales inyectados por capa en cada pozo, será el caudal de inyección del pozo.

$I (\text{m}^3/\text{d}.\text{hu})$	7					$I \text{ total } (\text{m}^3/\text{d})$	407
Inyector	Capa	Profundidad (m)	hu (m)	$I (\text{m}^3/\text{d})$	$I (\text{m}^3/\text{d}.\text{pozo})$	$P_{\text{iny}} (\text{kg}/\text{cm}^2)$	$P_{\text{bp}} (\text{kg}/\text{cm}^2)$
Gr.xp-602	B55	1822	4,6	32	67	233	69
	C19	1926	3	21		246	
	C62	2131	2	14		272	
Gr-628	B55	1798	3,2	22	50	230	70
	C62	2161	4	28		276	
Gr.a-603	B55	1782	4,5	32	144	228	68
	C19	1851	5,5	39		237	
	C62	2074	10,5	74		265	
Gr-617	B55	1665	3,5	25	77	213	80
	C20	1745	2	14		223	
	C60	1978	3	21		253	
	C120	2483	2,5	18		317	
Gr-635	B55	1645	3	21	69	210	63
	C20	1735	3,9	27		222	
	C60	1960	3	21		251	

Tabla 4.7.9.3 – Caudales de inyección por capa y pozo

Como se observa en la tabla, los caudales de inyección por pozo corresponden a la contribución de todas las capas que se inyectan. El valor del caudal varía entre 50 y $150 \text{ m}^3/\text{día}$ por pozo, depende de cuanto espesor útil se inyectará. La suma de todos los caudales de inyección por pozo dará el caudal de inyección necesario de todo el yacimiento, en este caso es de $407 \text{ m}^3/\text{día}$ de agua. Este parámetro es muy importante para estimar luego como será el comportamiento de la producción por secundaria a lo largo del tiempo (curvas características) como así también dimensionar los tanques de agua y las bombas en la batería.

4.7.10. 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, tal como se esquematiza en la figura 4.7.10.1. 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 (V_{PC}) por la saturación de gas final (S_{gf}) después de la recuperación primaria.

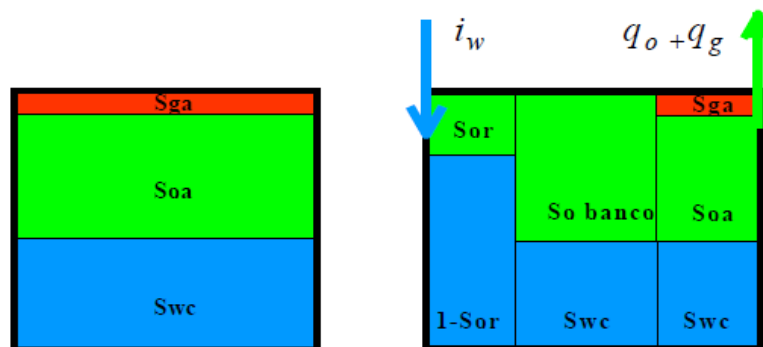


Figura 4.7.10.1 – Esquema de la distribución de saturaciones antes y durante la inyección de agua

El tiempo de llenado surge de hacer el cociente entre el volumen de llenado (fill up) y el caudal de inyección. Este valor sirve para saber cuándo se comenzará a tener respuesta de producción de petróleo en los pozos productores. También sirve conocer el tiempo de llenado para armar la curva característica del yacimiento, ya que en los primeros meses solo hay inyección de agua y no existe ninguna producción de petróleo por secundaria.

Inyector	Capa	V _{pc} (m ³)	S _{gf} (%)	V _{fill up} (m ³)	V _{fill up pozo} (m ³)	I (m ³ /d)	T _{fill up} (días)
Gr.xp-602	B55	126282	8%	10103	30309	67	452
	C19	115609	11%	12717			
	C62	57609	13%	7489			
Gr-628	B55	25672	8%	2054	8907	50	178
	C19	30804	11%	3388			
	C62	26651	13%	3465			
Gr.a-603	B55	83942	8%	6715	28750	144	200
	C19	89660	11%	9863			
	C62	93631	13%	12172			
Gr-617	B55	209462	8%	16757	50914	77	661
	C20	165341	7%	11574			
	C60	155106	9%	13960			
	C120	47907	18%	8623			
Gr-635	B55	75134	8%	6011	12619	69	183
	C20	61472	7%	4303			
	C60	25610	9%	2305			

Tabla 4.7.10.1 – Volumen y tiempo de llenado por pozo

Como se observa en la tabla, se comenzará a tener respuesta en los pozos productores pasado cierto tiempo de llenado. Este tiempo varía entre 200 y 600 días, dependiendo del volumen de llenado por cada patrón de inyección. En conclusión, es muy variable el tiempo de llenado a lo largo de todos los pozos y capas, lo cual este parámetro se debe tomar con precaución, ya que probablemente la respuesta de petróleo podrá ocurrir antes o después, dependerá de las heterogeneidades de cada reservorio, es solo una interpretación cualitativa.

4.7.11. Curvas características

Ahora llega el momento de estimar como se comportará la producción de petróleo por recuperación secundaria a lo largo del tiempo. Es de gran utilidad poder predecir la producción por secundaria, ya que permite tener en claro cómo será la producción, cuando se producirá el pico de producción y principalmente nos permite estimar cuando se producirá el pay-off del proyecto, situación que se analizará en la sección de Evaluación Económica del proyecto.

Existe una correlación que permite trazar las curvas características de producción diaria en m³/día, y la acumulada de petróleo por secundaria en m³. Dicha correlación fue confeccionada por YPF para sus yacimientos de petróleo y considera tanto los casos para yacimientos de petróleo liviano como los de petróleo pesado. A fin de evaluar la curva característica del yacimiento Granson se utiliza la correlación para petróleos pesados, esta se ajusta a la zona de Los Perales – Las Mesetas, donde también hay petróleos pesados.

Los datos de entrada para dicha correlación corresponden al caudal de inyección total del yacimiento (407 m³/d), el volumen poral contactable total de todas las capas (V_{PC} total), la reserva estimada por recuperación secundaria (N secundaria) y el promedio de la eficiencia volumétrica de todas las capas.

Las limitaciones de esta correlación son: en el pronóstico los caudales de petróleo no dependen de la inyección, el tiempo de duración del proyecto es fijo y el tiempo de respuesta es fijo.

A continuación, se muestran los datos de entrada de la correlación y las curvas características obtenidas por medio de este método.

Inyección	407	m ³ /d
Reservas	162390	m ³
volumen poral contactable barrido	778340,08	
volumen poral contactable	1389893	Vpc total
Eficiencia volumetrica	0,56	Promedio

Figura 4.7.11.1 – Datos de entrada de la correlación

La correlación estima un pronóstico de la producción a lo largo de 107 meses, a partir de la cual se debe fijar una fecha donde comienza la inyección. Se fija el inicio de la inyección de agua en octubre de 2022, fecha donde todas las operaciones de perforación, terminación y reparación hayan culminado, tal como se verá en la sección 5.5.

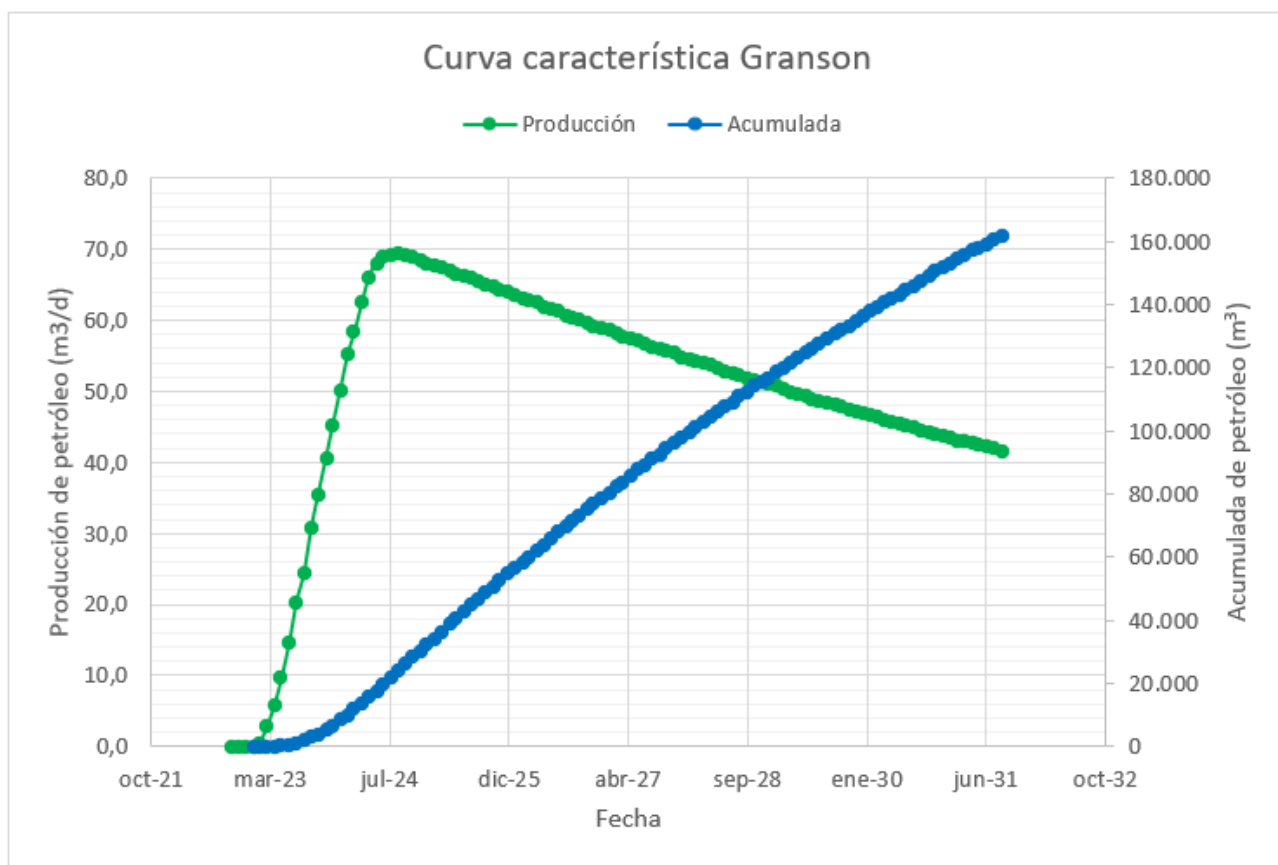


Figura 4.7.11.2 – Curvas características del yacimiento Granson

De las curvas características se observa que el pico de producción de petróleo por recuperación secundaria se produciría en julio de 2024, con un caudal estimado de 70 m³/día. A partir de ese entonces comienza una leve declinación de la producción por secundaria hasta el año 2031. La acumulada final de petróleo corresponde al valor de la reserva de petróleo recuperable (162390 m³), estimado en la sección 4.7.8.

4.8. Pronóstico de producción

En esta sección se analiza cómo se comportará la producción de petróleo a lo largo de todo el ciclo de vida de este proyecto de desarrollo. El proyecto tendrá comienzo en el año 2022 y durará 10 años, hasta el año 2032. Como ya se ha visto en las secciones 4.5 y 4.6, el proyecto de desarrollo del yacimiento Granson involucra recuperación primaria, con la incorporación de un pozo nuevo y reparaciones de pozos productores existentes, y también recuperación secundaria, donde es necesario la incorporación de pozo inyectores y patrones de inyección.

Interesa saber cómo será la producción por separado asociado a la recuperación primaria actual, es decir, teniendo en cuenta solo la declinación natural de los pozos productores. La reparación de pozos de primaria generará un incremento adicional en la recuperación primaria. La inyección de agua también generará un incremento asociado a la recuperación secundaria. Este incremento por secundaria permite un mejor barrido de los reservorios, dando como resultado mayor recuperada final.

4.8.1. Producción futura de primaria

Para evaluar la producción por primaria estimada a partir del año 2022, se trabaja con los datos actuales de producción de petróleo de todos los pozos en conjunto. Se declina exponencialmente la curva de caudal de petróleo (suma de todos los caudales) vs. tiempo (meses).

Se obtienen los caudales de producción total del yacimiento para los siguientes años, hasta el año 2032. Cabe aclarar que de la curva de pozo tipo solo se estaría evaluando el comportamiento de producción de un solo pozo, no del yacimiento en conjunto.

Debemos ahora estimar cual será el caudal de producción mensual, desde que se tiene el último dato de producción (marzo 2019) hasta finalizar el proyecto (año 2032). Con estos datos extrapolados podremos saber cuál será la acumulada anual solo por recuperación primaria desde el año 2022 hasta el año 2032.

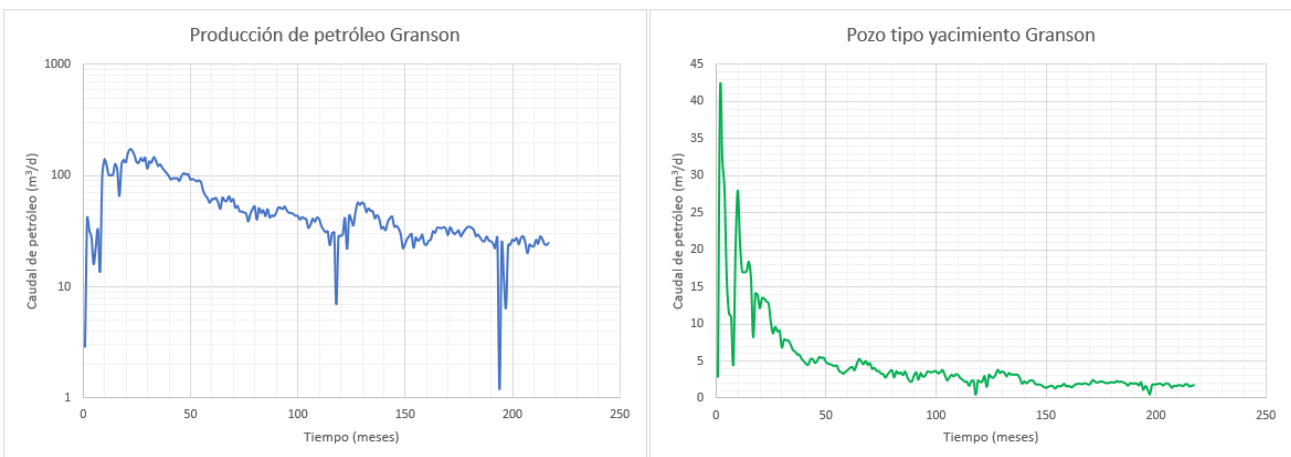


Figura 4.8.1.1 – Curva de producción por primaria del yacimiento y curva de pozo tipo

El último dato de producción que se tiene de la base de datos, es decir hasta marzo 2019, es un caudal de petróleo de 25 m³/d. A continuación, se grafica la curva de producción futura de primaria.

Se aclara que existe un lapso de tiempo de 20 meses desde marzo 2019 hasta octubre 2021, en donde no se tienen datos actualizados de producción. Esta parte de la curva de producción se lo estima con la curva de producción futura de primaria, haciendo una declinación exponencial y empalmando la producción esperada a partir de enero 2022, donde comienza el proyecto de desarrollo.

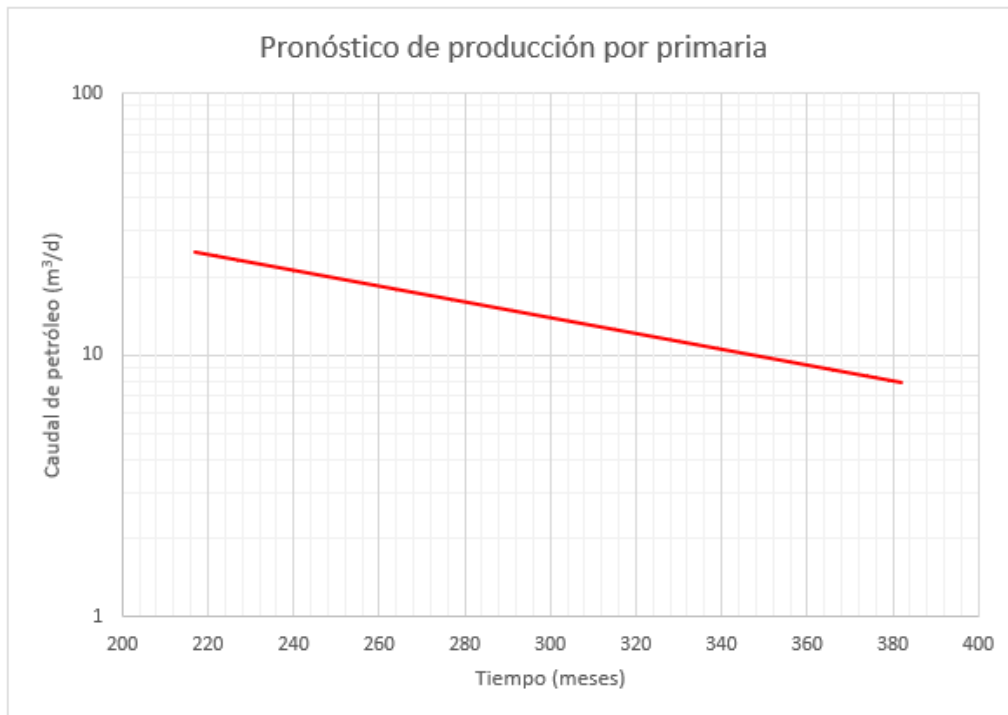


Figura 4.8.1.2 – Curva de producción futura de recuperación primaria

La curva roja de la figura anterior representa la producción futura estimada por recuperación primaria. Es decir, se considera la declinación natural de los reservorios, sin hacer ninguna reparación y/o estimulación. El límite económico se fija en 1 m³/d. La producción de petróleo a octubre 2021 es de 20 m³/d según esta extrapolación.

Se aclara que para construir este gráfico se debió ordenar cronológicamente todos los datos de producción mensual de todos los pozos desde que se puso en marcha el primer pozo en marzo 2001, hasta el día de la fecha.

Para el año 2032 se estima que el caudal de producción por primaria caerá hasta los 8 m³/d.

4.8.2. Incremento de producción por reparaciones de primaria

Como se ha visto en la sección 4.5, se propone perforar un pozo nuevo de primaria, el Gr.a-637; como así también se propone reparar algunos pozos de primaria en las zonas I y II. Estas reparaciones generan un incremento adicional a la curva de producción futura de primaria.

Las reparaciones de pozos de primaria y la incorporación de un pozo de primaria, sumará un incremento de producción a la ya existente producción actual por primaria. Se evaluó el incremento de producción en las zonas I y II, considerando el 30% de la producción del pozo tipo de cada zona.

Se suma la producción estimada del pozo Gr.a-637, el cual se obtuvo a partir del pozo tipo de la zona II. El incremento por reparaciones de primaria comienza en el mes 253 (marzo 2022) momento donde se terminan las primeras reparaciones, tal como se verá en la sección 5.5.

En la curva de pronóstico de producción, la curva de incremento de producción de primaria estará por encima de la curva de producción futura de primaria.

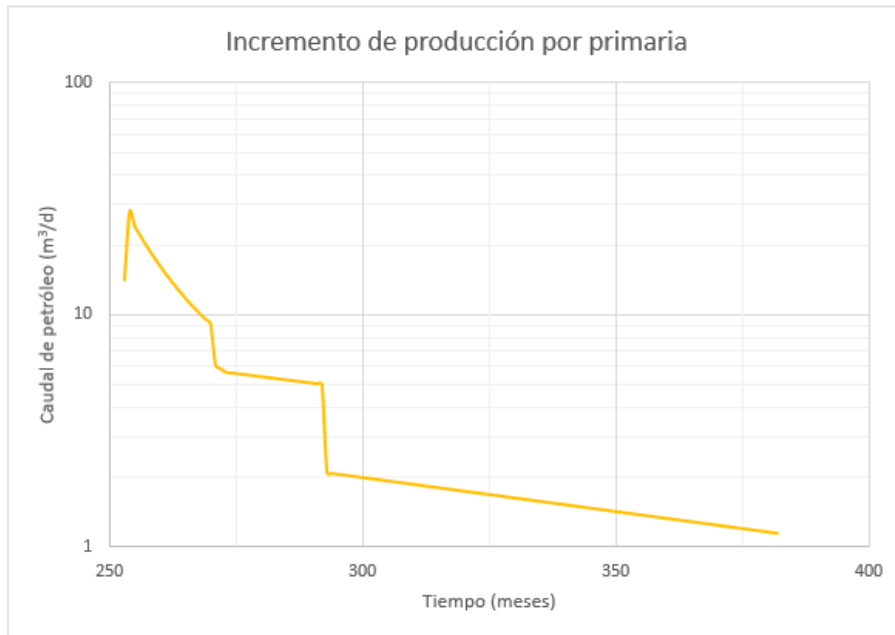


Figura 4.8.2.1 – Curva de incremento de producción por primaria

Inicialmente se espera un incremento adicional de 16 m³/d en los primeros meses comenzados las reparaciones de pozo y la perforación del pozo Gr.a-637.

4.8.3. Incremento de producción por recuperación secundaria

Esta curva ya se ha analizado en la sección 4.7.11 de curvas características. La inyección de agua comienza en octubre 2022 (mes 260), donde se espera la primera acumulada por secundaria en el mes 263.

Con la correlación de curvas características para petróleos pesados, se estiman los caudales diarios de producción a lo largo de la vida del proyecto de secundaria, hasta el año 2032. Los primeros 4 meses corresponden al tiempo de llenado de los reservorios, tal como se analizó en la sección 4.7.10.

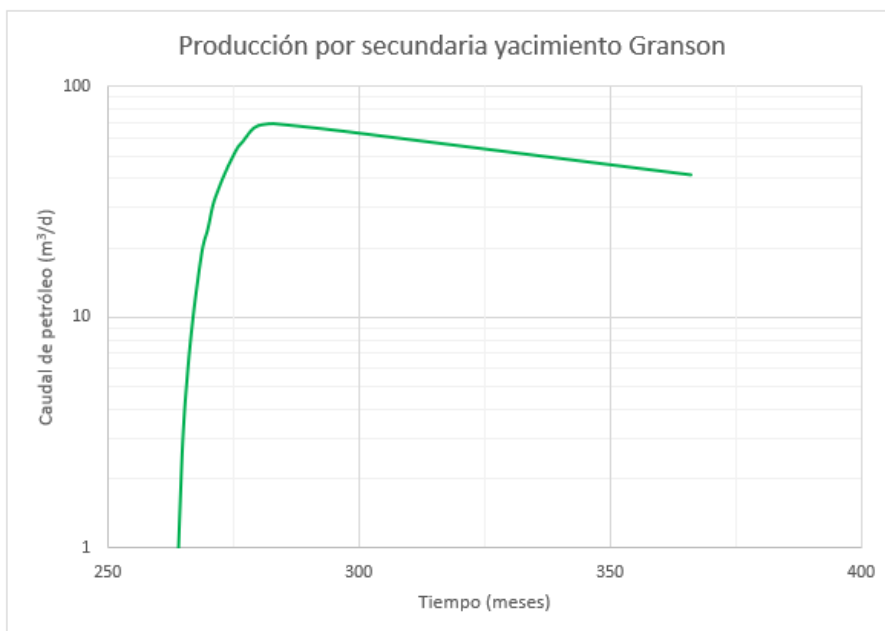


Figura 4.8.3.1 – Curva de incremento de producción por recuperación secundaria

La curva de recuperación secundaria estará ubicada por encima de las curvas de producción futura y de incremento por primaria. La inyección de agua genera un incremento adicional de hasta 70 m³/d de petróleo, y ocurrirá en septiembre de 2024.

4.8.4. Curva de pronóstico y acumuladas finales

Por último, se deben sumar las contribuciones de caudales de petróleo por primaria, los incrementos por reparación de primaria, y el incremento de producción por recuperación secundaria. Como resultado, se obtiene una curva de pronóstico de producción como la siguiente:



Figura 4.8.4.1 – Curva de pronóstico de producción para el yacimiento Granson

En este gráfico se encuentran sumadas las producciones reales de petróleo desde marzo 2001, y las producciones estimadas a lograr con la incorporación de pozos nuevos de primaria y de secundaria. El mes 250 representa el comienzo del año 2022, año donde comienza la inyección de agua, se representa con una línea violeta en la figura 4.8.4.1.

El máximo caudal de petróleo esperado es de 90 m³/d y se logra en el mes de septiembre de 2024. A finalizar el año 2031 la producción de primaria más secundaria cae hasta los 50 m³/d.

A continuación, se muestra cómo sería la acumulada por año de petróleo, ya sea por producción futura de primaria, por incremento de reparaciones de primaria o por el incremento de recuperación secundaria. Se suman todas las acumuladas por año.

Interesa saber también cuánta acumulada se obtendrá en total por primaria y cuánto por secundaria, en los 10 años que dure el proyecto.

Año	Producción primaria		Producción reparaciones primaria		Producción secundaria		Producción total anual	
	m ³ /año	bbl/año	m ³ /año	bbl/año	m ³ /año	bbl/año	m ³ /año	bbl/año
2022	6919	43514	5811	36545	0	0	12730	80059
2023	6361	40004	3398	21370	7039	44268	16798	105643
2024	5849	36784	1976	12427	23596	148395	31421	197607
2025	5378	33822	1309	8232	24169	151999	30856	194053
2026	4944	31093	707	4446	22467	141295	28118	176834
2027	4546	28590	652	4100	20830	131000	26028	163690
2028	4180	26288	601	3780	19313	121459	24094	151527
2029	3843	24169	554	3484	17906	112611	22303	140264
2030	3533	22219	511	3214	16601	104404	20645	129836
2031	3249	20433	472	2968	10390	65343	14111	88744
2032	2987	18785	435	2736	0	0	3422	21521

Tabla 4.8.4.1 – Producciones acumuladas anuales por primaria y por secundaria

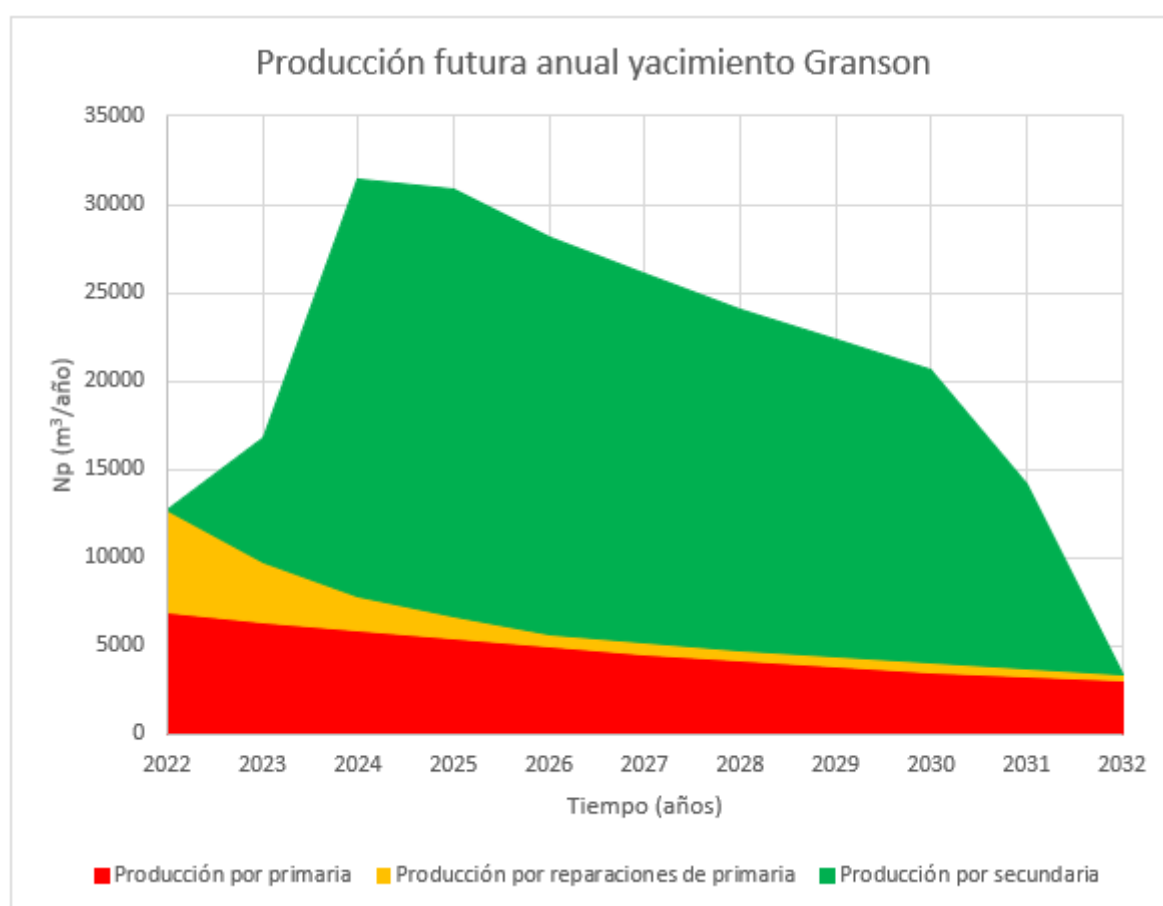


Figura 4.8.4.2 – Producción acumulada anual por primaria y por secundaria

La figura anterior esquematiza la contribución a la producción acumulada total que corresponde a la recuperación primaria (áreas sombreadas de color rojo y naranja) y la recuperación secundaria (área sombreada en verde). Nótese que el comportamiento es similar a la curva del gráfico 4.8.4.1.

Período 2022-2032	m ³	bbl
Np por primaria	51789	325701
Np por incremento de primaria	16426	103303
Np por recuperación secundaria	162311	1020774
Np total futura	230526	1449778

Tabla 4.8.4.2 – Producciones acumuladas totales del período 2022-2032

La tabla anterior discrimina durante el período 2022-2032 cuanto es la producción acumulada por recuperación primaria y cuánto por recuperación secundaria, como así también cuanto será la Np futura recuperada durante los 10 años del proyecto, el cual se ubica en 230526 m³ aproximadamente.

4.8.5. Pronóstico de producción de agua

Tal cual como se analizó la producción futura del petróleo, se debe hacer con el agua. La finalidad es conocer cuanto será el aporte de agua a futuro, el WOR futuro y el corte de agua futuro. La inyección de agua estará en base al caudal de agua producido, el agua producida debe ser mayor que el volumen a inyectar, debido a que toda el agua de inyección que se utilizará proviene de los mismos pozos, sin necesidad de traerla desde otro yacimiento.

Se deben sumar los aportes de agua de la recuperación primaria a futuro, el aporte debido a las reparaciones de primaria, y el aporte de agua debido a la recuperación secundaria.

Producción actual de agua por primaria

Con los datos históricos de producción de agua desde marzo 2001 hasta marzo 2019, se traza la curva de producción de agua por primaria. Esto corresponden a datos reales de producción, y permite conocer el comportamiento del yacimiento respecto al agua.

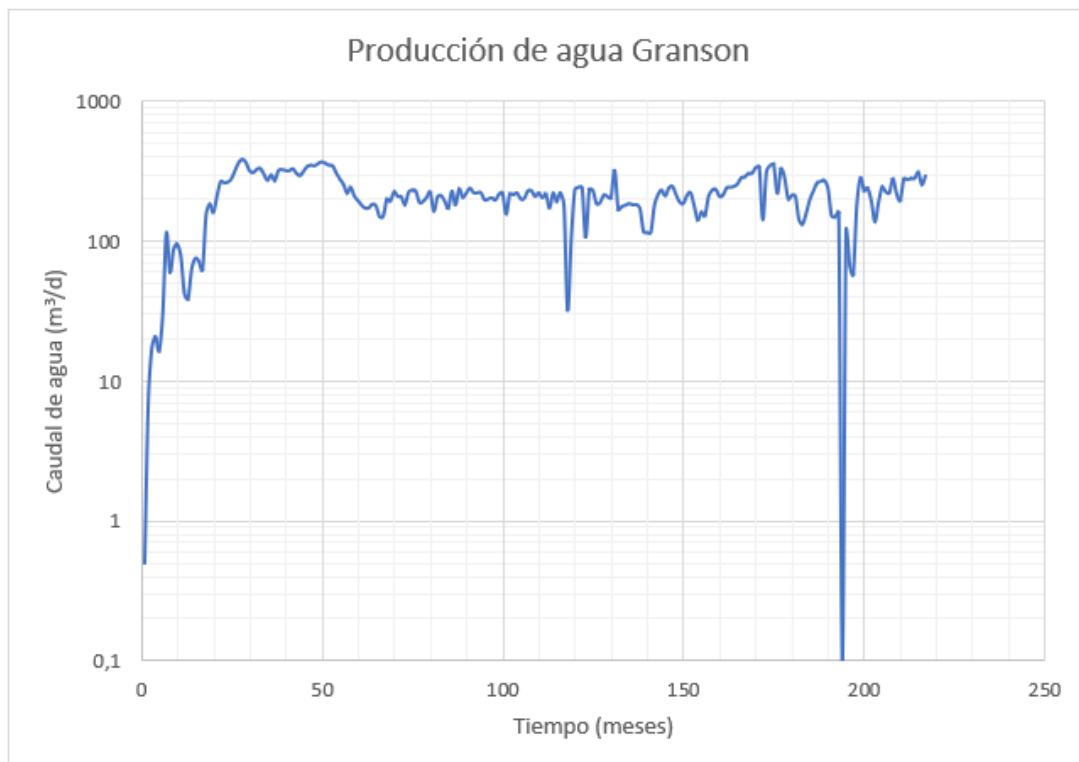


Figura 4.8.5.1 – Curva de producción de agua del yacimiento

Como se aprecia en el grafico anterior, la tendencia es al aumento del caudal de agua respecto al tiempo. Es de esperar que a futuro el caudal de agua sea mayor al actual. La producción de agua a marzo 2019 fue de 300 m³/d.

Producción futura de agua de primaria

Tomando de referencia los datos de producción real de la figura 4.8.5.1, se hace una extrapolación exponencial hasta el año 2032. La pendiente, a diferencia de lo que sucede con el petróleo que declina, es positiva.

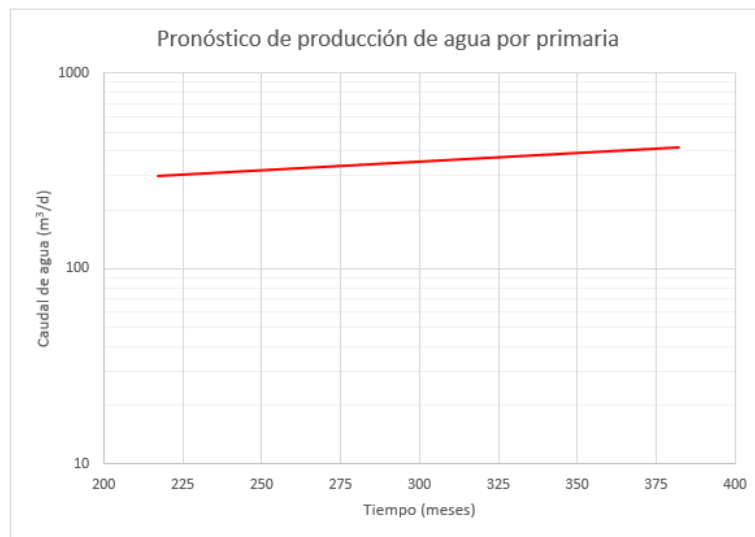


Figura 4.8.5.2 – Curva de producción futura de agua del yacimiento

Se aprecia el comportamiento del aumento de caudal de agua en el tiempo. La producción estimada a octubre 2021 es de 320 m³/d.

Incremento de agua debido a las reparaciones por primaria

El aporte de fluido del pozo Gr.a.637 y las reparaciones de los pozos de primaria, generaran un incremento adicional de la producción de agua mensual a futuro. Se tomaron en cuenta la producción del pozo tipo de las zonas I y II, y el caudal de agua esperado para el pozo Gr.a-637.

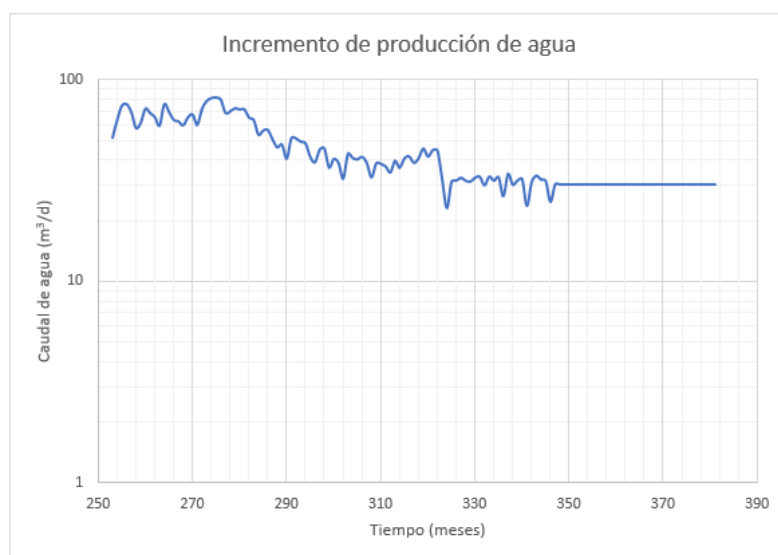


Figura 4.8.5.3 – Curva de incremento de producción de agua debido a las reparaciones

El incremento del caudal de agua debido a las reparaciones de primaria y el pozo nuevo de primaria es de 40 m³/d aproximadamente.

Incremento de agua debido a la recuperación secundaria

La inyección de agua trae como consecuencia, el incremento de la producción de agua en los pozos productores. De la correlación de curva característica aplicada a petróleos pesados, se calcula también el caudal de agua producida mensual del yacimiento, hasta el año 2031.



Figura 4.8.5.4 – Incremento de producción de agua debido a la recuperación secundaria

Como se observa en el gráfico, los primeros meses de inyección provocan un gran aumento del caudal de agua producida en los pozos productores, hasta estabilizarse a un valor de 300 m³/d.

Curva de pronóstico de agua

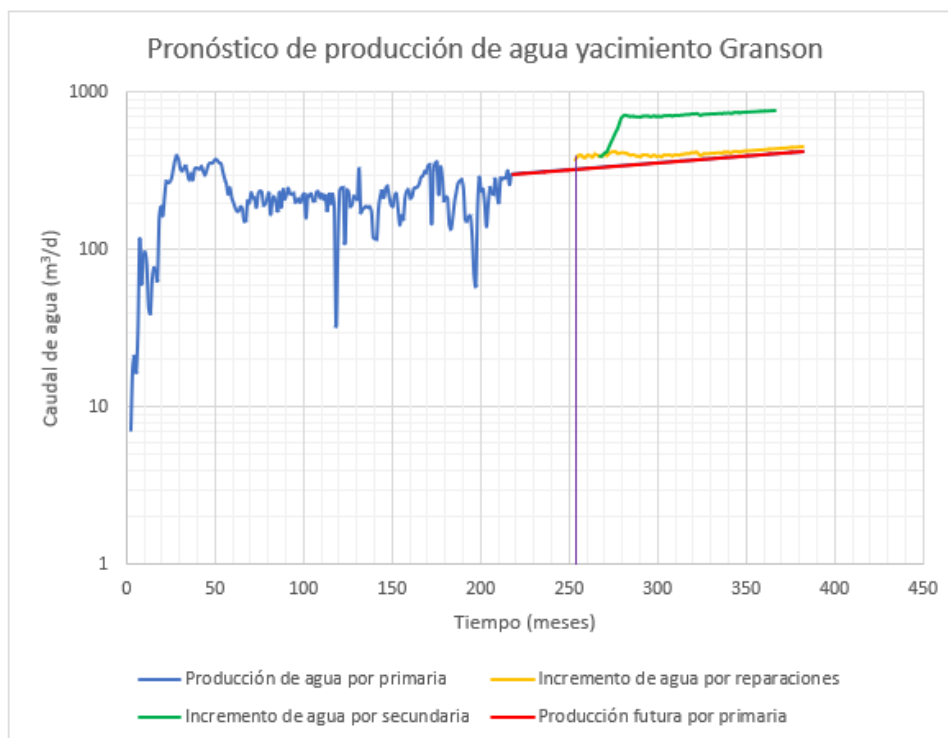


Figura 4.8.5.5 – Curva de pronóstico de agua para el yacimiento Granson

Como se ve en la figura anterior, se grafican todas las contribuciones de agua desde que comienza estar operativo el yacimiento en 2001. La curva violeta representa el momento donde comienza el proyecto de desarrollo y la inyección de agua. A partir del año 2022 se observa cómo va aumentando el caudal de agua debido a las reparaciones por primaria y el aporte por recuperación secundaria.

El caudal de agua promedio para el periodo 2022-2032 es de 660 m³/d. Este valor es aceptable, ya que parte de ese caudal será reinyectado en los reservorios, con un caudal de 407 m³/d.

4.8.6. Curva de WOR y corte de agua

Un parámetro que surge del análisis de la producción bruta, es la relación agua-petróleo o WOR, de las siglas “*water oil relation*”. El WOR indica cuanto volumen de agua se produce por un volumen unitario de petróleo.

$$WOR = \frac{\text{Volumen de agua producida (m}^3 \text{ o bbl)}}{\text{Volumen de petróleo producido (m}^3 \text{ o bbl)}}$$

En los proyectos de recuperación secundaria, generalmente el límite del WOR es de 50 bbl/bbl o 50 m³/m³, en este estado el corte de agua es cercano al 98%.

A continuación, se muestra como varía el WOR y el corte de agua a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto, incluyendo la curva actual y las curvas futuras de producción hasta el año 2032.

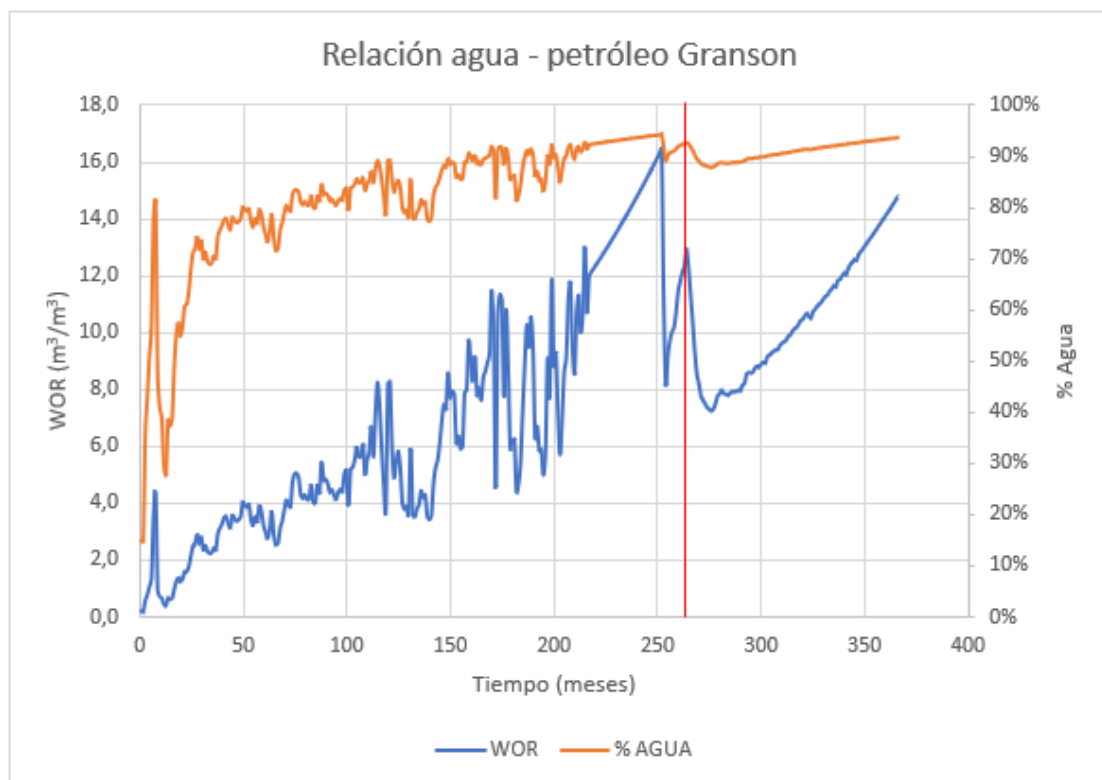


Figura 4.8.6.1 – Comportamiento del WOR y el corte de agua del yacimiento

Como se observa en el gráfico, el WOR y el corte de agua siempre se encuentra en aumento, desde que se pone en marcha el yacimiento en el año 2001 (mes 0). La línea roja indica el comienzo del proyecto propuesto en el año 2022 (mes 260).

La inyección de agua provoca un aumento del WOR y del corte de agua. Al finalizar el proyecto el corte de agua será de 94% aproximadamente y el WOR tendrá un valor de 15 m³/m³.

4.9. Instalaciones de superficie

Es necesario acondicionar las instalaciones de superficie para que estas puedan ser tanto aptas para la inyección de agua como para recibir el incremento adicional de producción de petróleo. Las actuales instalaciones están destinadas solo a la recepción de la producción de petróleo, la batería solamente recibe la producción de los 14 pozos en extracción efectiva de petróleo.

La batería necesita una adecuación para aprovechar el agua producida de todos los pozos, y bombearla a los pozos inyectoros. También se deberá hacer un tendido nuevo de cañerías para inyección de agua, y un nuevo tendido de cañería de conducción de petróleo desde los pozos nuevos productores hacia la batería.

4.9.1. Batería Granson

La batería se encuentra ubicada a 40 metros del pozo Gr.a-603. Posee una superficie de 8000 m² aproximadamente.



Figura 4.9.1.1 – Vista satelital de la batería Granson

La imagen satelital de la batería se obtuvo de los mapas de la Secretaría de Energía de la Nación. Desde el cual se obtiene dimensión de la batería y se aprecian los elementos que la componen.

La batería está formada por los siguientes elementos:

- Un tanque tipo J de almacenamiento y despacho de 160 m³
- Un tanque tipo B de control de 40 m³
- Parque de bombas, compuesto por 2 bombas STORK
- Dos calentadores de fuego indirecto
- Separadores horizontales
- Manifold de entrada
- Puente de medición
- Tableros eléctricos
- Pileta de emergencia de 15 metros por 10 metros

El tanque de almacenamiento y despacho y el tanque de control se encuentran elevados sobre el terreno, con el fin de asegurar una ANPA disponible alto en el parque de bombas.



Figura 4.9.1.2 – Parque de bombas, tanques de almacenamiento y control y separadores

Capacidad instalada

La batería debe tener una capacidad instalada tal que pueda recibir la producción de los pozos en extracción efectiva, más los 5 nuevos pozos productores que se incorporan. Para ello, se debe conocer cuál es la capacidad instalada y las dimensiones de los equipos. En la figura siguiente se esquematiza los límites operativos y la producción recibida en el tiempo.

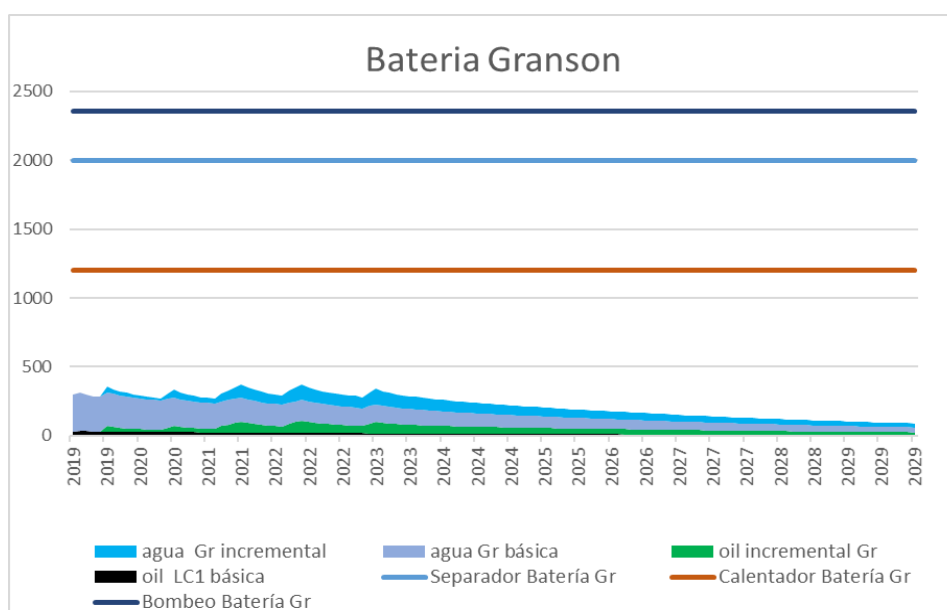


Figura 4.9.1.3 – Límites operativos de calentador, separador y bombas

Los límites operativos de cada elemento son:

- Calentadores de fuego indirecto: 1200 m³/d
- Separadores horizontales: 2000 m³/d
- Bombas de desplazamiento positivo: 2400 m³/d

El caudal bruto promedio para el período 2022-2032 que debe soportar la batería es de 720 m³/d aproximadamente, con los valores de caudal de trabajo de los equipos estamos en un rango aceptable.

Esto quiere decir que la batería tiene capacidad de manejar esos caudales de bruta sin ningún inconveniente. Del gráfico anterior, se podría decir que la batería aún se encuentra sobredimensionada para los caudales que debe producir.

4.9.2. Satélite de inyección

Como los pozos inyectoros se encuentran distantes entre sí, y sabiendo que no existe un tendido de cañería de conducción para el agua de inyección, es necesario diseñar y ubicar un satélite de inyección. Este satélite cumple la función de recibir el agua a presión y redistribuirlo por todo el yacimiento, a fin de optimizar la longitud de cañería necesaria.

Serán necesarios 2 satélites de inyección, dado que los patrones de inyección de las zonas I y III se encuentran distantes entre sí, quedando la batería en el medio de ambas. Por lo tanto, el satélite N°1 (SAT-1) se ubicará entre los pozos inyectoros Gr.xp-602 y Gr-628, mientras que el satélite N°2 (SAT-2) se ubicará entre los pozos inyectoros Gr-617 y Gr-635.

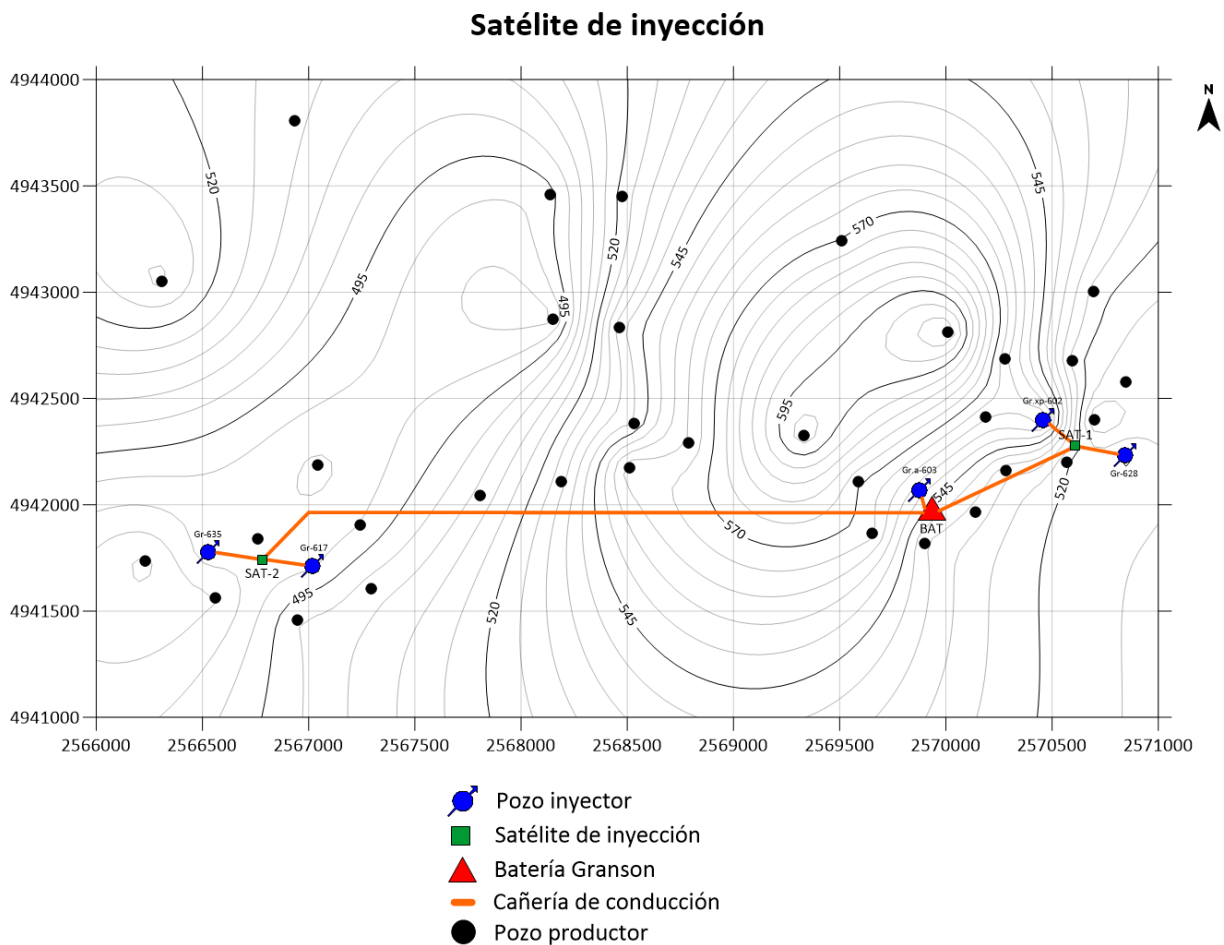


Figura 4.9.2.1 – Esquema de la ubicación de los satélites de inyección de agua

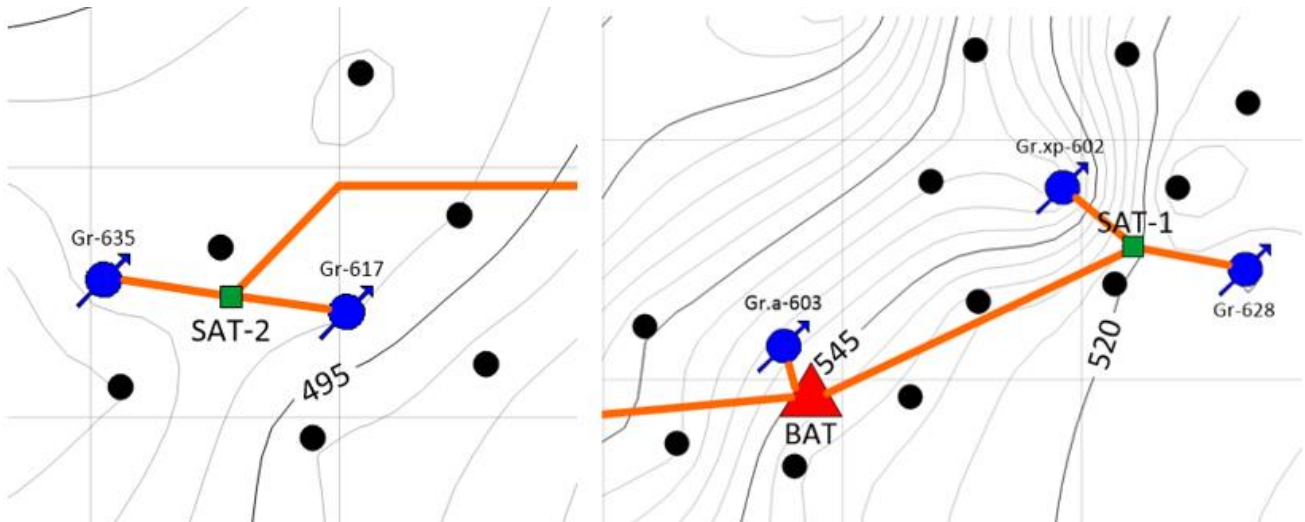


Figura 4.9.2.2 – Detalle de la ubicación de los satélites y la batería de producción

La longitud aproximada de todas las cañerías de conducción necesarias entre baterías, satélites y pozos es de 5000 metros.

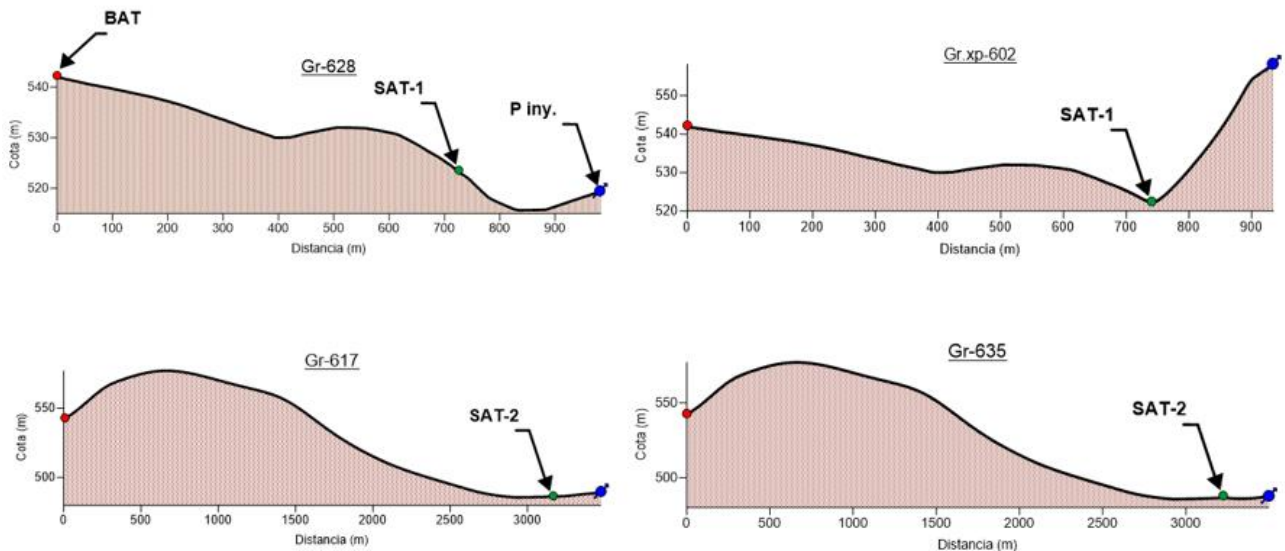


Figura 4.9.2.3 – Perfiles altimétricos del yacimiento para los satélites de inyección

La figura anterior muestra las distintas diferencias de cota que debe viajar el agua de inyección a través de las cañerías de inyección, desde la batería hacia los satélites de inyección, y por último hasta los pozos. Estas diferencias de nivel o de altura se deben tener en cuenta para estimar las pérdidas de carga de fluido y dimensionar el tamaño y modelo de bomba de inyección, tema que se aborda en la sección 4.9.4.

4.9.3. Colectores de petróleo

Los pozos nuevos productores, tanto de primaria como de secundaria, deberán estar vinculados a la batería Granson con el objetivo de enviar toda la producción a través de cañerías de conducción. El yacimiento posee una serie de colectores de petróleo distribuidos en toda su extensión, por lo cual, se deberán tender nuevas cañerías de conducción desde los pozos nuevos hacia estos colectores, ya que no es necesario tender nuevas cañerías hacia la batería. Los colectores actuales ya están vinculados con la batería, se deben aprovechar las instalaciones actuales.

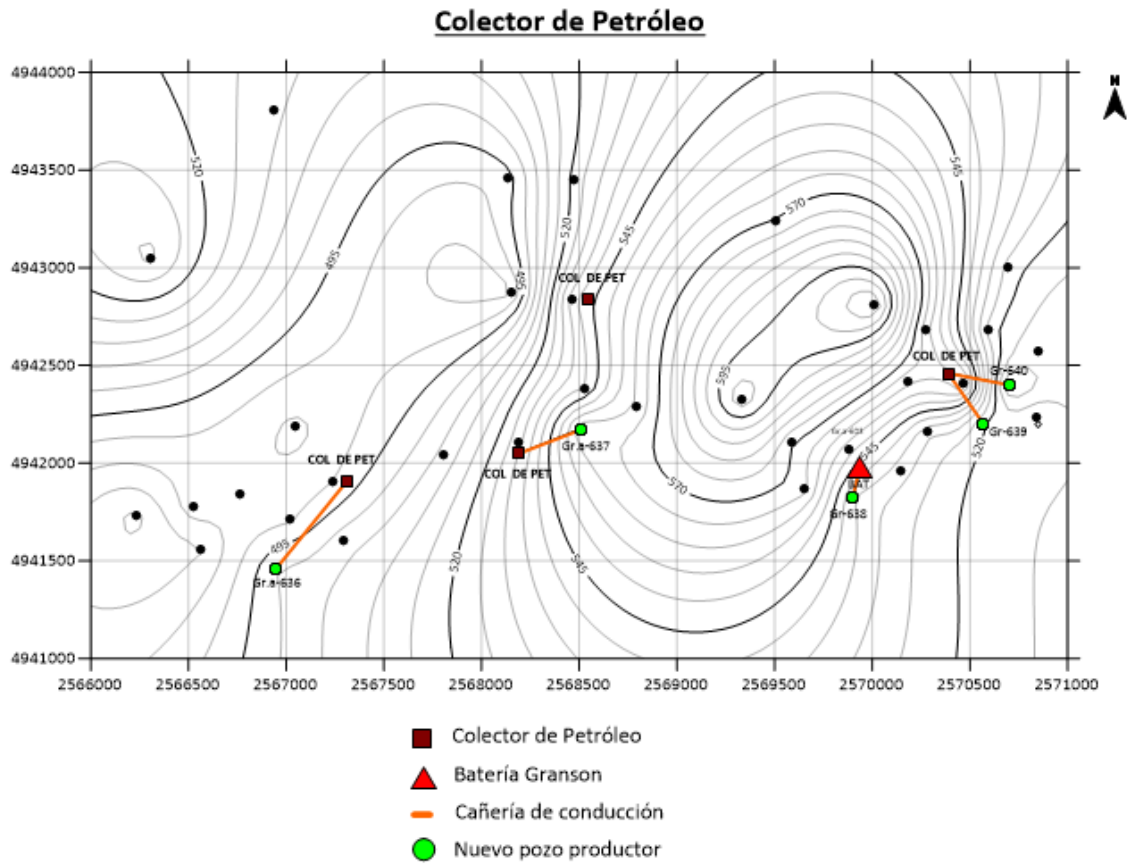


Figura 4.9.3.1 – Esquema de la instalación de nuevas cañerías de conducción hacia los colectores

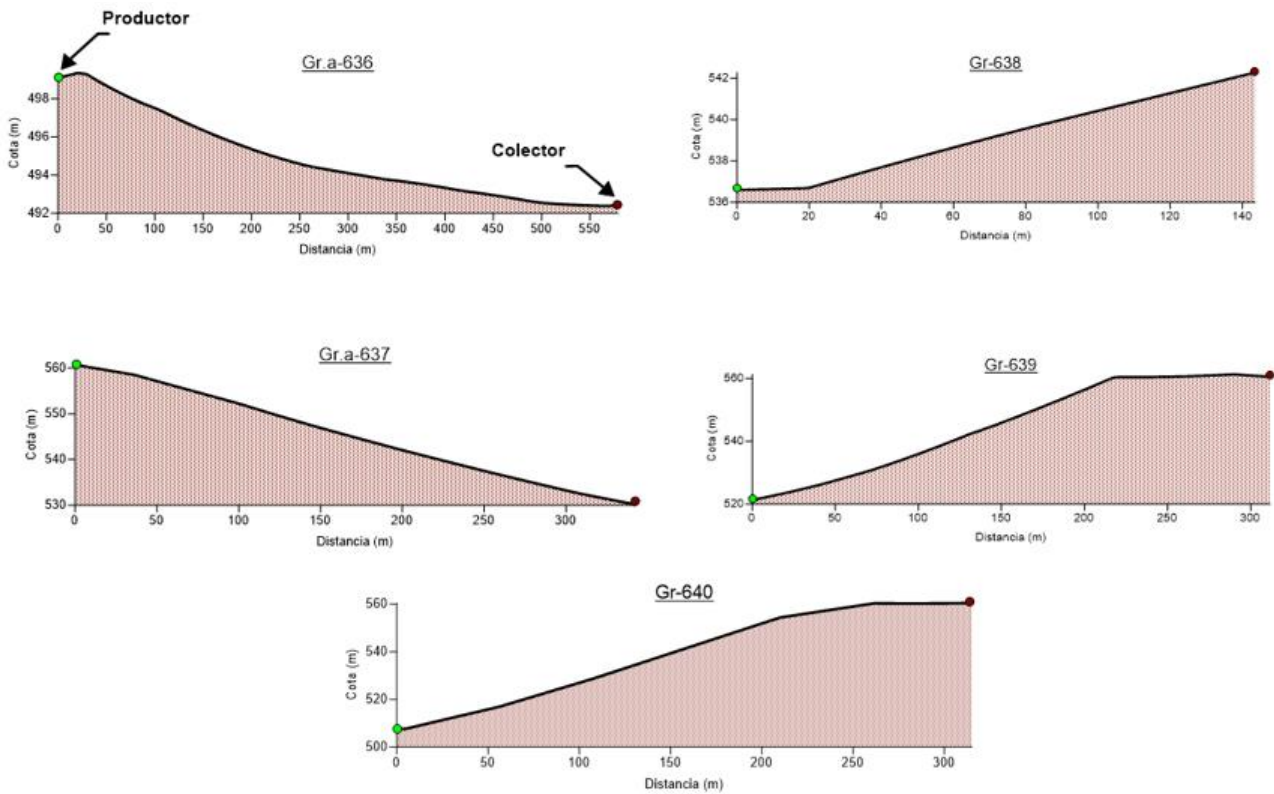


Figura 4.9.3.2 - Perfiles altimétricos del yacimiento para los colectores de petróleo

4.9.4. Acondicionamiento de la batería

La instalación de almacenamiento e inyección de agua conviene ubicarlo cerca del parque de bombas, ya que acá también ingresa la energía eléctrica a la batería. Además, según la distribución de la batería, existe suficiente lugar para instalar un nuevo tanque y un nuevo parque bombas.

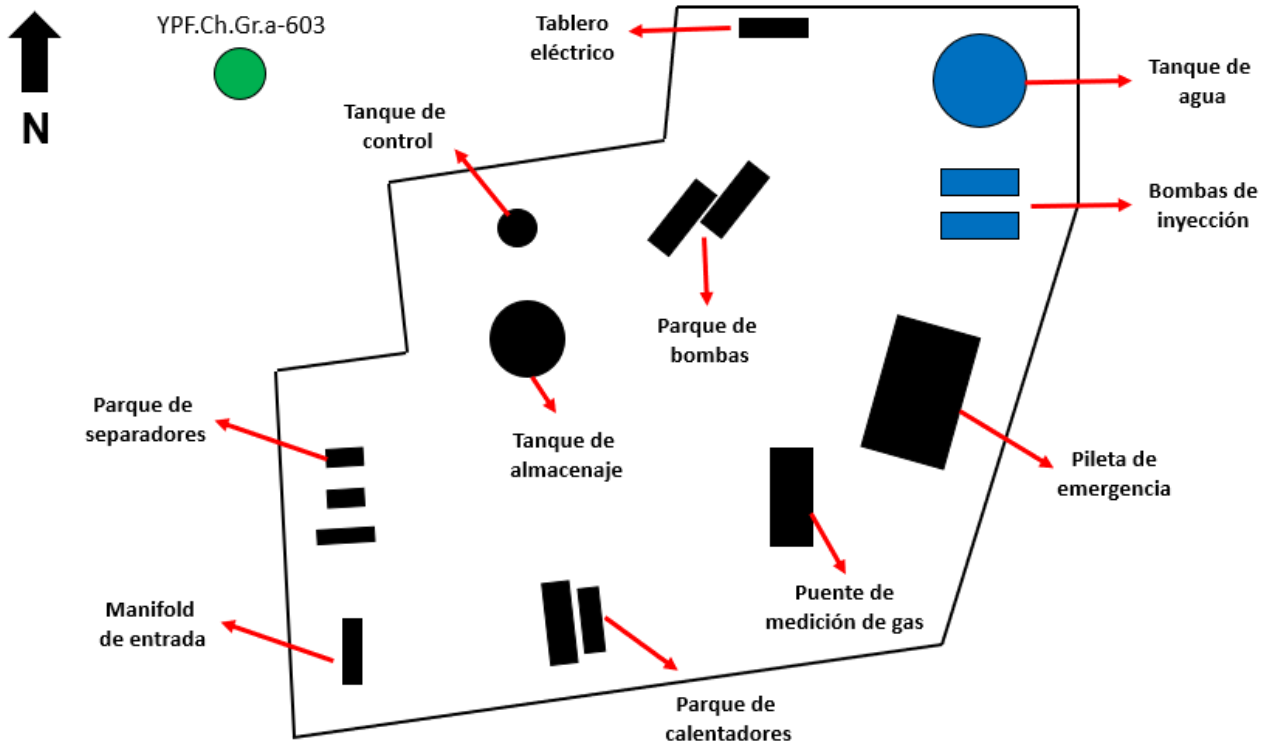


Figura 4.9.4.1 – Esquema de estudio de la batería Granson. Ubicación de las instalaciones de inyección

Cañerías de conducción

Se necesitan aproximadamente 1700 metros de cañería de conducción. La cañería utilizada será tubing 2 7/8" grado J55. Las cañerías de conducción se instalarán desde los pozos nuevos productores hacia los colectores de petróleo más cercano, tal como se ve en la figura 4.9.3.1.

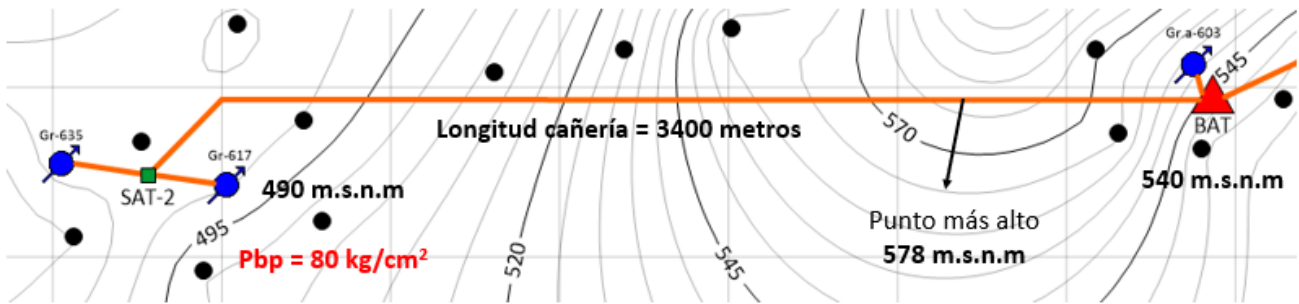
Cañerías de inyección de agua

Se necesitan aproximadamente 5000 metros de cañería de fibra de vidrio ERFV de 3" de diámetro, con un espesor de 0,254 pulgadas. Esta cañería soporta una presión de 123 kg/cm², lo cual está en un rango aceptable, ya que la máxima presión que debe soportar es la presión de salida de la batería, que es de 100 kg/cm² aproximadamente.

Es necesario calcular la caída de presión desde la batería hasta el pozo Gr-617 para dimensionar la bomba de inyección, dado que este pozo tiene las condiciones más desfavorables, posee la mayor presión de boca de pozo y existe mayor cantidad de pérdidas de energía en el trayecto de la cañería de conducción debido a la longitud del tramo, además que debe sobrepasar una cota mayor de la cota de referencia de la batería.

La caída de presión en este tramo es de 5 kg/cm² aproximadamente, lo cual se deben sumar a los 80 kg/cm² de la presión de boca de pozo del pozo Gr-617, dando una presión de descarga en la batería de 85 kg/cm² como mínimo.

Para hallar estas pérdidas de presión se hace un balance de energía del fluido, las pérdidas por fricción se encuentran mediante la ecuación de Darcy-Weisbach.



$$\frac{\Delta P}{\rho g} + \frac{\Delta v^2}{2g} + \Delta Z = H_W - (h_f + h_m) \quad \frac{\Delta v^2}{2g} = 0 \text{ por ec. continuidad y } h_m = 0$$

$$\therefore P_{BBA} = P_{BP} + P_{FRICC} + \Delta Z$$

$$\Delta Z = 578 \text{ m} - 540 \text{ m} = 38 \text{ m} \times \frac{1 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}}{10 \text{ m}} \cong 4 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \text{ considerando } \rho_{AGUA} = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$\text{Cañería ERFV OD} = 3,54 \text{ in ID} = 3,01 \text{ in} = 76,5 \text{ mm} \quad A = 0,004596 \text{ m}^2$$

$$Q = Q_{INyGr617} + Q_{INyGr635} = 146 \frac{\text{m}^3}{\text{d}} = 0,0016898 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad V = \frac{Q}{A} = 0,368 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} = \frac{1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 0,368 \frac{\text{m}}{\text{s}} \times 0,0765 \text{ m}}{0,001 \text{ Pa} \cdot \text{s}} = 28152 \text{ (Flujo turbulento)}$$

$$\frac{\epsilon}{D} = \frac{0,0015 \text{ mm (vidrio)}}{76,5 \text{ mm}} = 0,00002 \quad f = 0,0235 \text{ del diagrama de Moody}$$

$$h_f = f \frac{L v^2}{D 2g} = 0,0235 \times \frac{3400 \text{ m}}{0,0765 \text{ m}} \times \frac{(0,368)^2 \text{ m}^2/\text{s}^2}{2 \times 9,81 \text{ m/s}^2} = 7,2 \text{ m}$$

$$P_{FRICC} = 7,2 \text{ m} \times \frac{1 \text{ kg/cm}^2}{10 \text{ m}} \cong 1 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

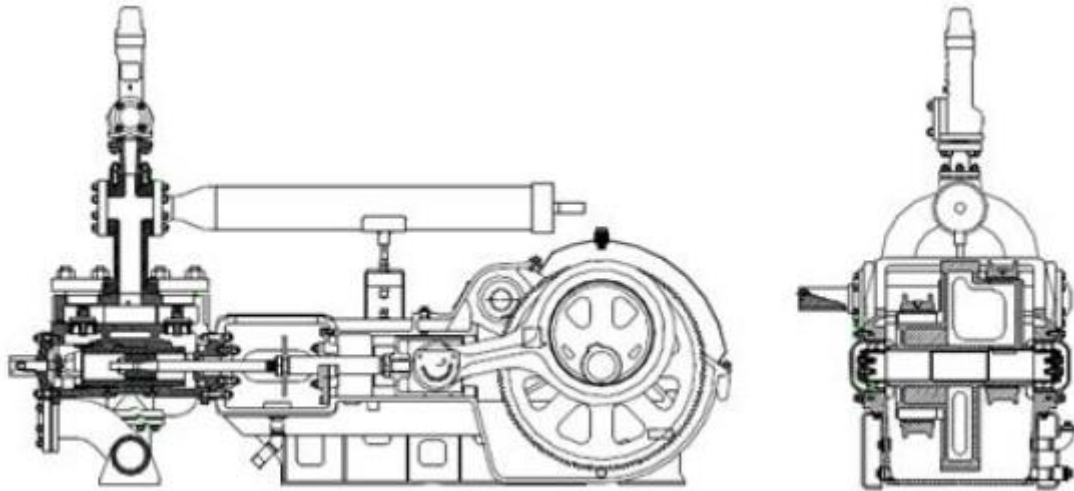
$$\therefore P_{BBA} = 80 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} + 1 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} + 4 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 85 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

Las cañerías que se bajan a los pozos inyectores serán tubing 2 7/8" grado J55. Se opta por un J55 debido a que soporta bien la presión de estallido requerida, teniendo en cuenta que la máxima presión en la boca de pozo es de 80 kg/cm². Un tubing 2 7/8" 6,5 lb/ft J55 tiene una presión de estallido de 7260 psi o 510 kg/cm², lo cual está sobredimensionado en este parámetro.

Selección de las bombas de inyección

La bomba de inyección deberá aumentar la presión del agua de inyección almacenada en el tanque, de tal manera que la presión disponible en cada boca de pozo inyector sea la requerida según las presiones de boca de pozo calculado en la sección 4.7.9, superando todas las pérdidas de energía que podrá encontrarse.

Las bombas serán de desplazamiento positivo dúplex, marca STORK. Se opta por tener 2 bombas en paralelo, ya que, en caso de falla de una bomba, la otra entrará en funcionamiento.



Condiciones operativas	Dia. pistón [mm]	Dia. pistón ["]	Presión máx. [kg/cm ²]	Caudal unit. [dm ³ /RPM]	Veloc. 40 epm			Veloc. 60 epm			Veloc. 85 epm		
					[m ³ /h]	[m ³ /d]	[KW]	[m ³ /h]	[m ³ /d]	[KW]	[m ³ /h]	[m ³ /d]	[KW]
SP 50100P	76	3	125	3,84	9	221	37	14	332	55	20	470	79
	89	3 1/2	111	5,52	13	318	47	20	477	70	28	675	100
	102	4	85	7,45	18	429	49	27	643	73	38	912	103
	114	4 1/2	66	9,63	23	555	49	35	832	74	49	1179	105
	127	5	53	12,08	29	696	49	43	1044	74	62	1479	105

Figura 4.9.4.2 – Especificaciones técnicas de la bomba STORK SP 50100P

Por lo tanto, la bomba seleccionada será:

- 2 bombas STORK modelo SP 50100P, con un diámetro de pistón de 3 1/2" y velocidad de 60 emboladas por minuto. Esta configuración entrega un caudal máximo de 477 m³/d a una presión máxima de 111 kg/cm². Cumple con los requerimientos necesarios. Cada bomba consume una potencia de 70 kW. La presión requerida a la salida de la batería es de 85 kg/cm², la bomba de 85 kg/cm² estaría sobre el límite de su capacidad, por eso se adopta la bomba con una presión de descarga de 111 kg/cm².

Dimensionamiento del tanque de agua

Se debe tener en cuenta el tiempo de residencia mínimo de este tanque para dimensionarlo. Un tanque de 500 m³ satisface esta condición, teniendo en cuenta que el caudal requerido es de 407 m³/d, quiere decir que se necesitan como mínimo 407 m³ de agua en el tanque por día. El tiempo de residencia para este tanque es de un 1 día.

Sin embargo, se prefiere seleccionar un tanque de 1000 m³ y no uno de 500 m³, con el fin de asegurar un nivel de agua adecuado y una ANPA disponible alta para la bomba de inyección. El tiempo de residencia de este tanque será de 2 días.

El tanque deberá estar elevado para asegurar un ANPA disponible alto en la succión de la bomba.

5. Planificación de la ejecución del proyecto

Se analizan a continuación los programas de perforación y de terminación para un pozo genérico del yacimiento. Estos programas corresponderán al programa típico del yacimiento Granson. Se aplicarán para la perforación de los 6 nuevos pozos productores e inyectoros.

5.1. Equipos de torre

Se necesitarán como mínimo, 4 equipos de torre para la ejecución de todas las operaciones de campo (perforación, terminación, reparación, conversión a inyector) los cuales son:

- 1 equipo perforador (D). Contrato de 3 meses con la empresa perforadora.
- 1 equipo de workover (WO). Contrato de 6 meses con la empresa de servicios.
- 1 equipo de pulling (PU). Contrato de 9 meses con la empresa de servicios.
- 1 equipo de wireline (WL). Contrato de 9 meses con la empresa de servicios.

5.2. Programa de perforación

A continuación, se resume como sería un programa de perforación genérico para los 6 pozos que se perforarán en el yacimiento Granson. Dicho programa sirve de guía para todos los pozos.

	Tramo	
	GUÍA	AISLACIÓN
Profundidad promedio	300 - 500 metros	2300 metros
Sistema de lodos base agua	Lodo bentonítico	Lodo polimérico PHPA + Inhibidor de arcillas (KCI)
Densidad lodo	8,6 a 8,9 ppg	8,9 - 9,1 ppg
Tipo de trépano	Tricono 12 1/4"	PDC 8 3/4"
Tipo de BHA	Portamechas lisos - Barras de sondeo	Portamechas - HWDP (Heavy Weight Drill Pipes) - Barras de sondeo
Perfilaje "open hole"	Sin perfilaje	SP - Resistividad - Sónico - GR - Caliper
Entubación	Casing 9 5/8" K55 36 lb/ft	Casing 5 1/2" K55 17 lb/ft
Cementación	Cemento clase B	Cemento clase G
Ensayos y maniobras	Frague y montaje BOP prueba de hermeticidad y de BOP	Rotación del cemento (limpieza del interior de casing)

Tabla 5.2.1 – Programa de perforación yacimiento Granson

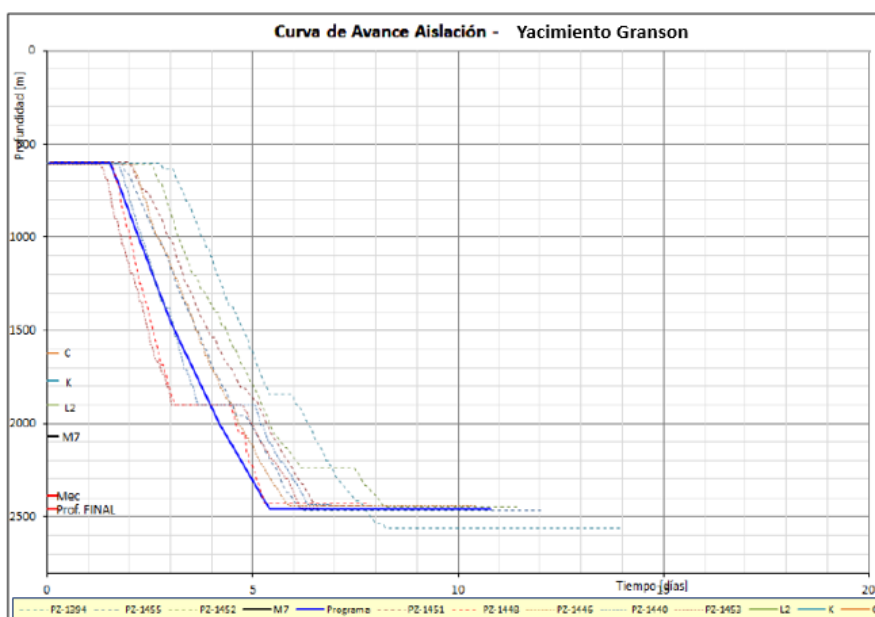


Figura 5.2.1 – Curva de avance de la perforación

En la figura anterior se muestra una curva de avance de la perforación típica de la zona, donde las curvas con pendiente indica que se está perforando o avanzando en profundidad, mientras que las líneas horizontales representan maniobras tales como calibración, entubación, cementación o perfilaje. Del gráfico surge que una operación de perforación puede durar de 10 a 15 días. Se considera un tiempo promedio de 15 días para la perforación de cada pozo.

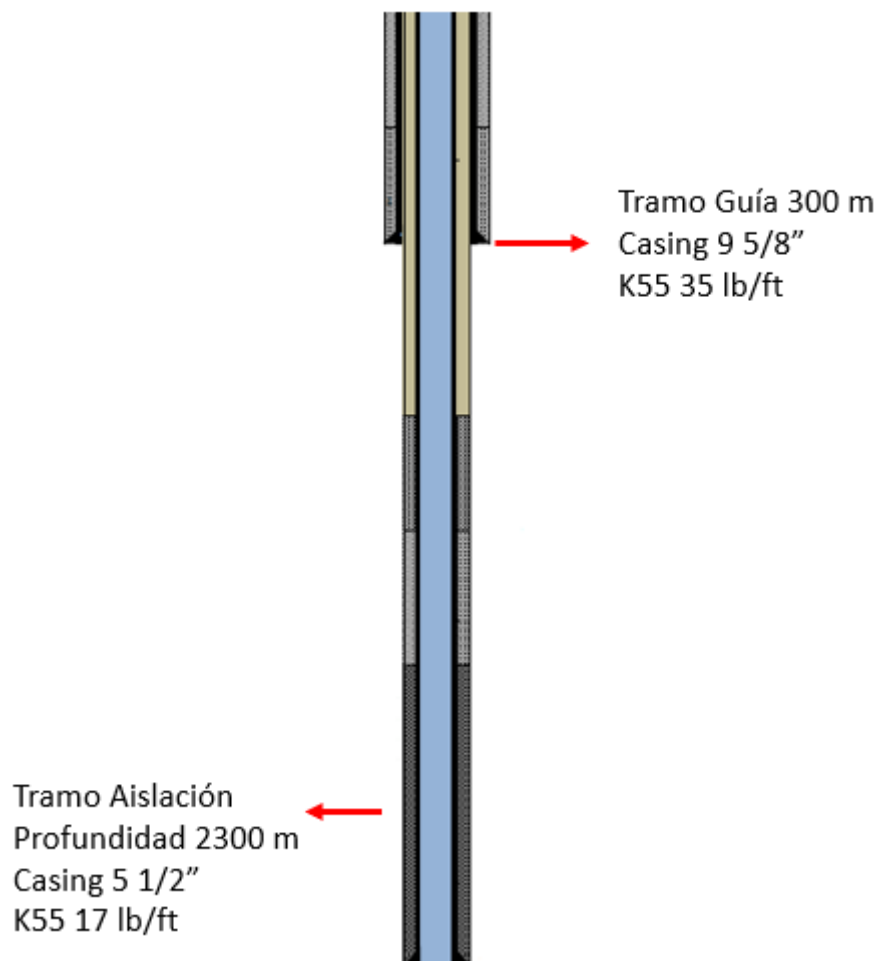


Figura 5.2.2 – Esquema de pozo perforado y entubado

La figura 5.2.2 esquematiza como es la geometría de los pozos que se perforan en el yacimiento. El tramo guía puede variar entre 300 y 500 metros, el objetivo es aislar las capas de la Fm. Patagonia, es un acuífero para consumo humano. La profundidad promedio del tramo aislamiento es de 2300 metros para los 6 pozos que se perforan.

Perforación Tramo Guía

Perforación con trépano 12 1/4" (0 – 300 m)

- Armar BHA según esquema del programa.
- Perforar desde cero metros con portamechas de 8" con mesa rotaria a 18 minutos por vástago y teniendo la precaución de centrar la herramienta. Utilizar el nivel en primer vástago y primer PM de 8" Comenzar con bajo caudal, 340 gpm.
- Continuar con ROP de 15 m/h los primeros 40 m.
- En los primeros 30 m se espera encontrar canto rodado, prepara 20 m³ de volumen viscosificado con bentonita a 120 kg/m³ y proceder según expuesto en riesgos y mitigaciones.
- Mantener la verticalidad durante el tramo guía en los primeros 30 m del pozo.

- Controlar caudal por posible canalización en Cellar. Iniciar a bajo caudal e ir aumentando en función a la condición del hueco.
- Perforar con trepano 12 ¼” hasta 600 m. Ir incrementando gradualmente en función de la performance de perforación. Se recomienda perforar con máximo caudal disponible caudal entre 550-570 gpm a fin de maximizar la potencia hidráulica del trepano. Seguir recomendaciones de la sección de hidráulica.
- Una vez en TD, realizar maniobra de calibre total.
- En la zona se observan pérdidas de circulación parciales. En caso de encontrar pérdida intentar enviar material obturante y estar previsto para perforar con pérdida a TD. Contar con volumen de contingencia en superficie.
- Asegurar ubicación de zapato en formación competente. Controlar ROP últimos metros para dejar zapato en arcilla, verificando cutting en zaranda.
- Con cañería en fondo, asegurar circular al menos un fondo arriba.
- Realizar registro de verticalidad con TOTCO.
- Realizar maniobra de calibre.

Trépano: El modelo del trépano a utilizar será definido por el superintendente del perforador en función a asignación por cronograma de equipo. Se deja en este caso por programa el modelo de Baker de 12 ¼”. Se utilizará modelo de Baker GT-C1.



Bit Specifications

Features	XL, JF, J, CJ	Bearing / Seal Package	Journal / Shrouded O-ring
Inner Row	N/A	Nozzle Type	Standard
Heel Row	N/A	Center Jet Nozzle	FK or VF
Gauge Trimmers	N/A	Connection	6-5/8 REG API
Gauge Row	N/A	Makeup Torque	28.0 - 32.0 kilb (38.0 - 43.4 tn or kdaN)
Tooth Hardfacing	Endura	Approx. Shipping Weight	235 lbs (106.6 kg)
OD Hardfacing	Shirttail		

Operating Recommendations*

Rotation Speed; For Rotary and Motor Applications. Max. Weight On Bit: 20 - 50 kilb (9 - 22 tn or kdaN)

Perforación Aislación

- No requiere control geológico.
- Mantener un lodo bajo en sólidos garantizando el buen funcionamiento del equipamiento de control de sólidos.

Perforación con trépano 8 3/4” 300 – 2300 m

Tramo 300 – 1600 m

- Circular y acondicionar lodo para asegurarse que el peso sea igual entrando y saliendo. Se debe tener el valor de densidad, PH y densidad solicitada en programa de lodo antes de comenzar a perforar 8 ¾”.
- Toda herramienta a introducirse en el pozo debe fotografiarse antes y al extraerse del pozo.
- Una vez realizado el FIT y evaluado sus resultados continuar perforando con el BHA N° 2.
- Establezca circulación y mida las SPR (tasas de bombeo reducido) con las dos bombas, incremente el caudal a 450 GPM y tome pesos arriba, abajo y rotando, tome torque fuera de fondo (Registre valores en OW).
- Configure el perforador automático inicialmente en 20 m/h y 5,000 lbs de peso. Rote la sarta entre 100 RPM y perfore 3 barras.
- Ir incrementando el caudal en forma matricial hasta 670 gpm. Se recomienda perforar una barra completa cada 100 gpm de incremento. Se debe ir aumentando los settings del

perforador automático buscando maximizar performance dentro de los rangos operativos y a fin de minimizar las posibilidades de admisiones por anillamiento.

- Se recomienda repasar cada barra perforada o barra por medio, una sola vez, para evitar anillamientos durante la conexión.
- Circular pozo en caso de observar síntomas de anillamientos, poco cutting por zaranda y/o una presión de circulación creciente. Perdidas parciales inducidas 800 m - 1100 m. Observar los retornos en zaranda y reportar volúmenes de cutting en Open Wells. Es fundamental tener un lodo bajo en sólidos de formación, para evitar inducir pérdidas.
- Por análisis de pozos offset's, la zona de admisiones parciales se encuentra a partir de 1500 /1600 m se ha identificado otra zona en donde la tasa de pérdidas se puede incrementar severamente hasta los 1600 m. Mantener el hueco limpio en todo el tramo. Si se presentan admisiones y la misma es menor a 8 m³/hs no se deben modificar los parámetros de perforación propuestos. No se debe sacrificar caudal de perforación. En caso de tener que bajar el caudal, recuerde ajustar la ROP.
- Se esperan presiones normales durante todo el tramo.
- En caso de observarse incremento de inclinación anormales, modificar parámetros (aumentar las RPM y disminuir el WOB) y dar aviso al WR. Realizar registros cada 50 m y realizar proyecciones con Ingeniería.

Tramo 1600 m – 2300 m (Fm. Comodoro Rivadavia – Intercalaciones de Toba - MEC)

- Hacia los 1600 m se ingresa la sección de intercalaciones tobáceas de Fm. Comodoro Rivadavia, la cual se caracteriza por contener matriz de mayor resistencia. A los 1900 m se ingresa a la formación MEC. Aproximadamente 20 m antes de dichas profundidades, modificar los parámetros de perforación disminuyendo WOB y RPM un 30 %.
- En este tramo se encuentran intercalaciones de toba gruesa. Al notar baja en ROP significativa, no continuar aplicando peso. Levantar herramienta y realizar drill test buscando parámetros óptimos de perforación.
- Se esperan presiones normales durante todo el tramo.
- Circular pozo en caso de observar síntomas de anillamientos, poco cutting por zaranda y/o una presión de circulación creciente. Observar los retornos en zaranda y reportar volúmenes de cutting en Open Wells. Es fundamental tener un lodo bajo en sólidos de formación, para evitar inducir pérdidas.
- 100 m antes de alcanzar la TD del pozo se debe tener el tally cargado en OW y validado por Ingeniería.

Trépano: Se utilizará trépano de PDC de 8 3/4" de Baker Hughes.



5.3. Programa de terminación

El programa de terminación aplica para todos los pozos nuevos perforados y representa un programa genérico, pudiendo tener variaciones en las operaciones según la zona y los antecedentes de los pozos cercanos. En líneas generales, un programa típico para el yacimiento Granson consiste en:

Programa de Terminación	
Perfilaje	CBL/VDL/CCL/Neutron compensado/RPM (pulsos neutrón)/XMAC (pluma)
Punzado	Cañón 4", 6 TPP, 32 gr, 0-60°
Fluido de completación	Agua dulce con Marcat 0,4%(Marbar)
Ensayos	Ensayar hasta estabilizar caudal, nivel y % agua, aprox 10 horas por capa.

Tabla 5.3.1 – Programa de terminación yacimiento Granson

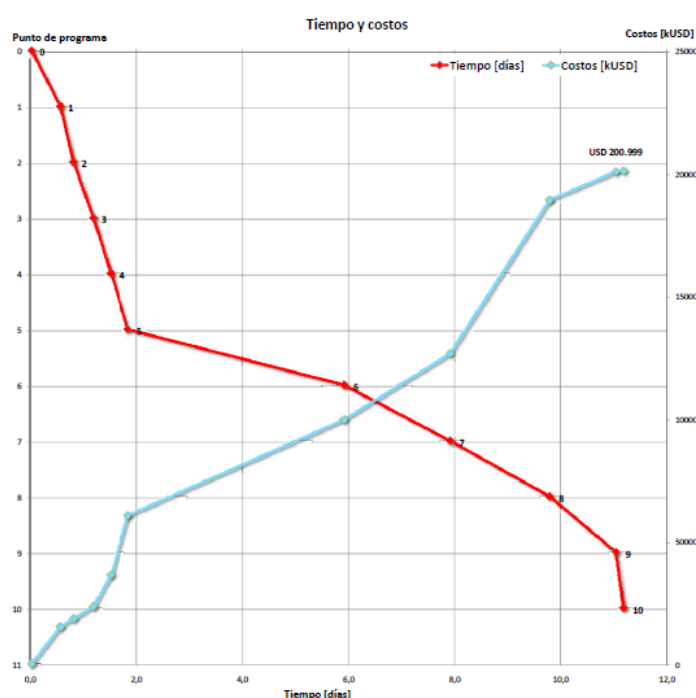


Figura 5.3.1 – Curva de avance de terminación típico del yacimiento

La figura anterior representa la curva de avance de la terminación del pozo Gr-631, el cual se toma como testigo para los demás pozos del yacimiento. El tiempo promedio de terminación de un pozo es de 15 días aproximadamente. A continuación, se enumeran las operaciones típicas de terminación en el yacimiento:

Secuencia programa de terminación

- 1) **Transporte y montaje (DTM):** Transportar equipo, acondicionar boca de pozo y montar equipo. Chequear estado y dimensión de la locación. Transportar equipo y distribuir cargas. Montar y acondicionar campamento. Acondicionar boca de pozo e instalación en general (controlar estado de los componentes, normalizar de ser necesario antes de iniciar las operaciones). Montar piletas, armar circuito, montar línea de venteo y conectar bomba. Probar anclajes. Atracar y nivelar subestructura y planchada. Montar mástil de equipo.
- 2) **Acondicionamiento del pozo:** Montar BOP. Descargar y acondicionar materiales. Acondicionar área de trabajo. Instalar stack BOP. Conectar circuito hidráulico de BOP y probar la misma según procedimientos en mínima y máxima. Bajar nivel para punzar. Acondicionar piso de trabajo. Realizar reunión de seguridad / Coordinar tareas.

- 3) **Perfilaje a pozo entubado:** Acondicionar piso de trabajo. Realizar perfilaje CBL/VDL/CCL/Ncorr, desde tope collar hasta tope de anillo teórico y hasta encontrar 50 metros de cañería libre. Registrar fondo encontrado.
- 4) **Punzado:** Punzar zonas de interés. Acondicionar piso de trabajo. Realizar reunión de seguridad / Coordinar tareas. Montar y probar lubricador según procedimientos. Armar y bajar cañón de 4", con cargas de 32 gr, 6 tpp, 0-60° Punzar capas definidas según el proyecto.
- 5) **Ensayos de pozo:** Ensayar zonas punzadas. Acondicionar piso de trabajo. Realizar reunión de seguridad / Coordinar tareas. Armar y bajar conjunto TPN / PKR. Ensayar capas de acuerdo a la secuencia indicada desde el fondo a superficie. Realizar ensayos individuales y en conjunto.
- 6) **Cementación secundaria:** Sólo si es necesario en el pozo por problemas en la cementación primaria. Acondicionar piso de trabajo. Realizar reunión de seguridad / Coordinar tareas. Armar y bajar conjunto TPN / PKR para cementar.
- 7) **Estimulación:** Sólo si es necesario en la capa donde se presume haya un daño a la formación. Fracturar y ensayo post fractura. Bajar conjunto nuevo de TPN y PKR para fractura, fijar TPN, probar hermeticidad de TPN, PKR y tubing. Posicionar PKR. Realizar reunión de seguridad / Coordinar tareas. Realizar fractura según programa consensuado entre Cía. de Servicio y Productividad. Ensayar Zona Fracturada, hasta tener valores de formación (consultar con geología antes de cortar ensayo).
- 8) **Bajar instalación:** Bajar instalación final de producción. Acondicionar piso de trabajo. Realizar reunión de seguridad / Coordinar tareas. Bajar IF de acuerdo al diseño definido por Ing. de Producción.
- 9) **Desmontaje:** Desmontar equipo. Desmontar BOP. Montar cabeza de pozo + puente de producción. Desmontar equipo total para transportar. Acondicionar locación y entregar a Producción.

Las operaciones de terminación se realizarán con un equipo workover, del cual se hará un contrato con la empresa de servicios por una duración de 9 meses (desde enero hasta octubre 2022). El diagrama de ubicación del equipo en la locación se muestra a continuación:

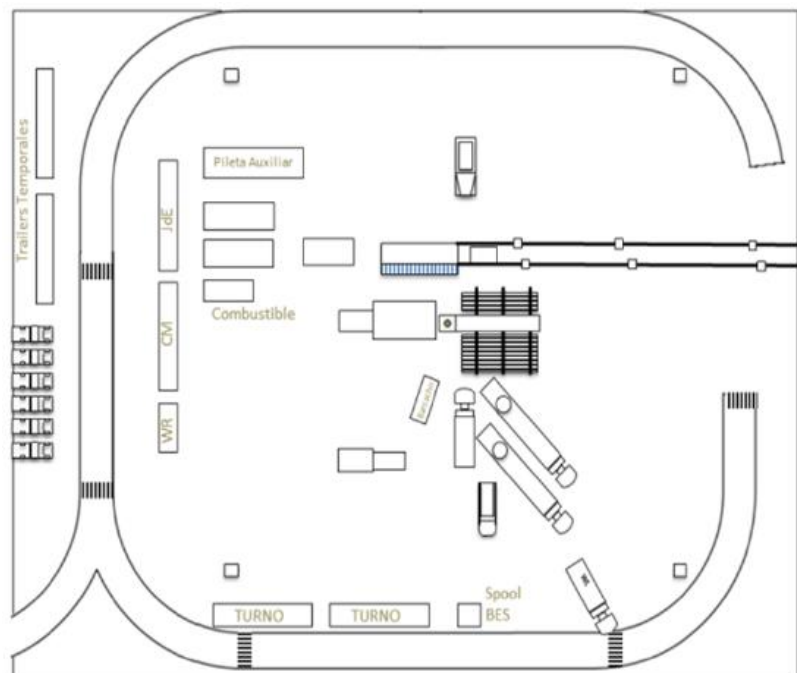


Figura 5.3.2 – Layout del equipo de workover en el yacimiento Granson

5.4. Programa de reparación y conversión a inyector

Las reparaciones de pozo se harán tanto con equipo de pulling como con equipo de wireline. Mientras que la conversión de pozo productor a pozo inyector se realizarán con un equipo de workover o pulling pesado.

A continuación, se enumera las etapas de conversión de pozo productor a inyector, considerando las operaciones más típicas en esta maniobra y los tiempos promedio por intervención y por pozo. Debe tenerse en cuenta que se trata de un programa genérico, pudiendo tener modificaciones.

Maniobras de conversión de productor a inyector con equipo de pulling

Tareas de DTM

Realiza check list de transporte y transporta equipo desde pozo X hasta pozo Y sobre Z kilómetros. (el promedio es 20 km/hora). Atraca, nivela y monta equipo completo. Desmonta equipo completo, incluye retirar elevador y gancho de varillas.

Duración de esta etapa: 4,75 horas

Tareas contractuales y de SSA

Refrigerio del personal por contrato (4,5 días)

Charlas de seguridad, cambios de turno, simulacros, capacitaciones (4,5 días)

Duración de esta etapa: 15,75 horas

Tareas necesarias para la operación

Coloca manómetro controla presiones, despresuriza pozo (se deben asentar las presiones medidas). Chequea consigna de AIB, consigna tablero eléctrico, retira cerco perimetral AIB. Coloca gancho y grillete para varillas controla seguro de carrera de aparejo. Desconecta puente, desengancha pozo y retira cabeza de AIB. Levanta vástago, desclava bomba y retira vástago bombeo (con tee prensa completo y con válvulas laterales). Coloca economizador, BOP de varillas, baja planchada, instala llave hidráulica y caballetes. Lava herramientas operativas acondiciona boca de pozo y equipamiento para bajar. Retira economizador, BOP de varillas, levanta planchada, retira llave hidráulica. Desempaqueta cabeza de pozo bridada, coloca niple, retira cuñas (se debe anotar medidas de cuñas de asentamiento con o sin cupla). Monta BOP de tubing (incluye colocar mangueras y prueba de cierre). Monta piso de trabajo, instala llave de tubing coloca tabloncillos de apoyo. Libra ancla /packer, invertir mordazas de llave de tubing (se debe asentar tensión de asentamiento sobre peso de herramienta y el peso de herramienta). Lava herramientas operativas acondiciona boca de pozo y equipamiento para bajar. Desmonta BOP de tubing con cable. Desmonta llave hidráulica levanta piso de trabajo. Fija selectiva. Opera wire line. Empaqueta cabeza de pozo bridada, coloca niple, retira cuñas (se debe anotar medidas de cuñas de asentamiento con o sin cupla). Arma puente de inyección.

Duración de esta etapa: 21,5 horas

Tareas netamente de operación

Saca 280 varillas de bombeo en single (incluye retirar bomba de boca de pozo) (se deben anotar parciales y totales de cada diámetro, estado del material número de bomba y características) Saca 230 tubing en doble, desarma diseño (se deben anotar parciales y totales, diámetro, estado del material, etc.) Arma calibre selectiva. Baja 230 tubing en doble (midiendo lubricando con torque, con dos pruebas de hermeticidad con motobomba). Recupera probador de tubing. Saca 230 tubing en doble, con calibre (se deben anotar parciales y totales, diámetro, estado del material, etc.). Desarma

calibre selectiva lava y encajona. Acondiciona y arma selectiva. Baja 230 tubing en doble (midiendo, lubricando, calibrando, con torque.)

Duración de esta etapa: 37 horas

Tiempos NPT del equipo

NPT diaria por equipo por todo concepto (4,5 días)

Duración de esta etapa: 29 horas

Se requieren de 108 horas de equipo de pulling en total para convertir un pozo productor de bombeo mecánico a inyector, lo cual equivale a 4,5 días. Sin embargo, considerando tiempos NPT mayores y dificultades en la operación, se optó por estimar la duración de esta operación en 15 días.

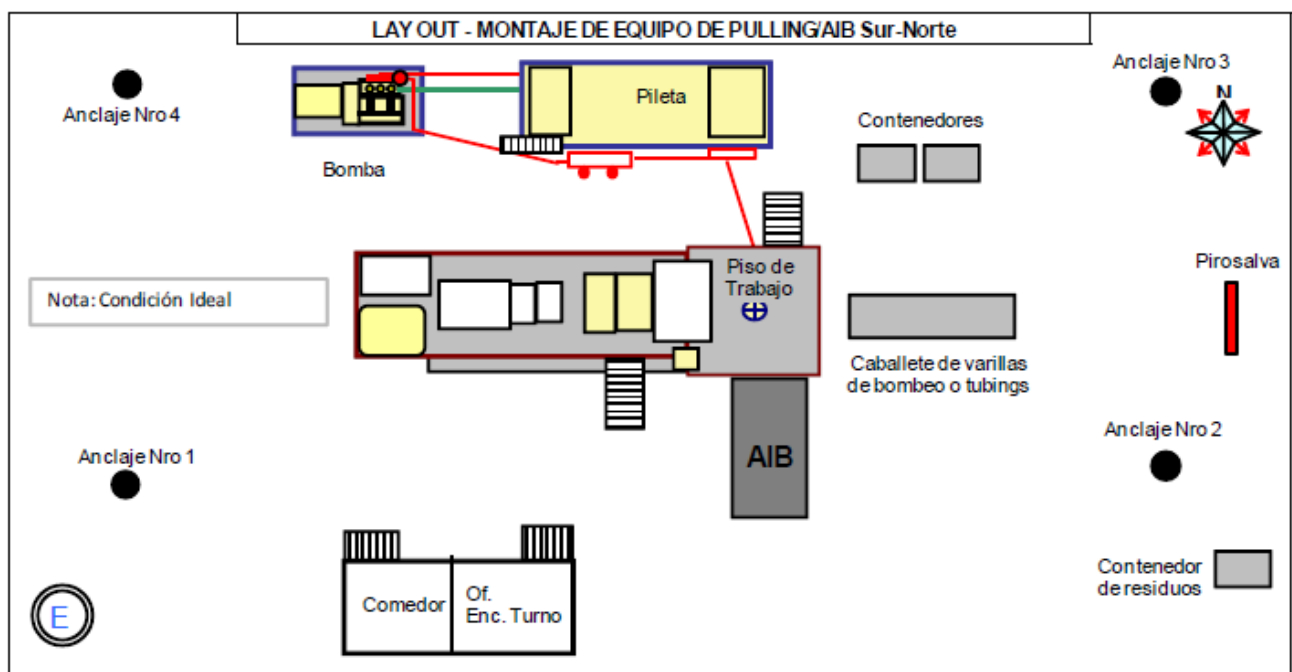


Figura 5.4.1 – Dimensiones de una locación con equipo de pulling en el yacimiento Granson

5.5. Diagrama de Gantt

El diagrama de Gantt es un método de programación y control de la producción que resulta muy adecuado para realizar planificación y programación de un proceso simple y repetitivo. Es de fácil comprensión y universalidad.

El diagrama calendario consiste en representar la red lógica dentro de un calendario que va a contemplar los días hábiles. El camino crítico aparece en el centro como una sucesión de tareas donde no hay margen. La fecha de iniciación del proyecto estará definida en función de la aprobación de realización del proyecto.

Esta representación, donde los vectores que representan a las tareas son proporcionales al tiempo de duración de las mismas, es ideal para la función de controlar la ejecución del proyecto, ya que una línea vertical trazada en un momento cualquiera, indica cuáles tareas están en ejecución y qué grado de avance tiene cada una, cuáles han sido realizadas, y cuáles serán emprendidas en el futuro.

Se identifican las intervenciones según sea por perforación y terminación de pozos nuevos, reparación de pozos de primaria, reparación de pozos de secundaria, conversión de productor a inyector, adecuación de la batería, tendido de cañerías y armado de locaciones.

La escala mínima de tiempo del diagrama de Gantt es de 15 días. Se considera que las operaciones de perforación, terminación y reparación dura en promedio 15 días cada uno.

Los meses de invierno se suspenden todas las actividades de campo debido a las inclemencias climáticas. Se estiman 2 meses de paro, entre la segunda quincena de junio y la primera quincena de agosto.

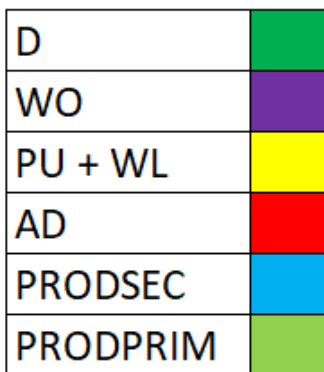
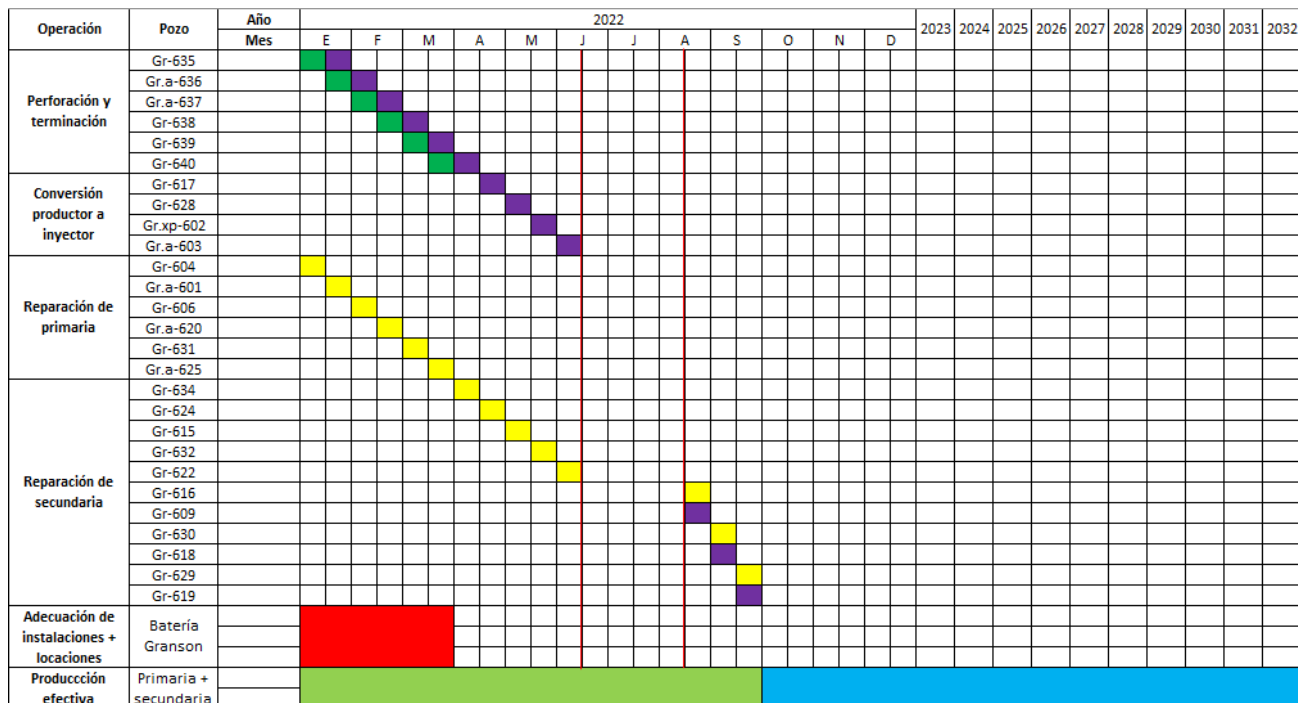


Figura 5.5.1 – Diagrama de Gantt del proyecto Granson

Referencias del diagrama de Gantt:

- D: Drilling o perforación
- WO: Workover o terminación
- PU + WL: Pulling y Wireline o reparación
- AD: Adecuación de batería y locaciones
- PRODSEC: Tiempo efectivo de extracción de petróleo por secundaria + primaria
- PRODPRIM: Tiempo efectivo de extracción de petróleo solo por primaria

Durante los primeros 3 meses del año (enero, febrero y marzo) se perforarán los 6 pozos propuestos. En simultaneo, se deben construir las locaciones de los nuevos pozos, como así también acondicionar las instalaciones de superficie (batería y tendido de cañerías de conducción).

El acondicionamiento de la batería, que implica la construcción de un tanque de 1000 m³ y la instalación de bombas y cañerías, se realiza con una duración estimada de 3 meses.

Con un equipo de pulling se realizarán todas las reparaciones necesarias ya sea en pozos de primaria como de secundaria. Se considera un tiempo promedio de intervención de 15 días, considerando NPT. Después del invierno estarán disponibles un equipo de pulling y un equipo de workover, lo cual permite intervenir 2 pozos en simultáneo. Se estima que todas las operaciones culminan en la segunda quincena de septiembre 2022, lo cual implica que en octubre de 2022 ya se está en condiciones de poner en marcha los pozos inyectoros.

5.6. Estudios de impacto ambiental

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es el procedimiento obligatorio que permite identificar, predecir, evaluar y mitigar los potenciales impactos que un proyecto de obra o actividad puede causar al ambiente en el corto, mediano y largo plazo; siendo un instrumento que se aplica previamente a la toma de decisión sobre la ejecución de un proyecto.

Se trata de un procedimiento técnico-administrativo con carácter preventivo, previsto en la Ley N° 25675, la Ley General del Ambiente, que permite una toma de decisión informada por parte de la autoridad ambiental competente respecto de la viabilidad ambiental de un proyecto y su gestión ambiental. La autoridad se expide a través de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o Certificado de Aptitud Ambiental (CAA) según la norma particular de cada jurisdicción.

El documento técnico central de la EIA es el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) que realiza la persona proponente del proyecto (sea pública o privada) y contiene: una descripción del proyecto, su línea de base ambiental y social, el marco legal de cumplimiento, un análisis de alternativas, la identificación y valoración de los potenciales impactos ambientales y sociales que el proyecto (en todas sus etapas) puede causar en el corto, mediano y largo plazo, así como la previsión de la gestión ambiental para abordarlos (prevención, mitigación y compensación), que se concreta a través del Plan de Gestión Ambiental dentro del EIA.

Los principales objetivos de la EIA son:

- Determinar la viabilidad ambiental de un proyecto para la toma de una decisión informada.
- Promover la transparencia y la participación pública en el proceso de planificación y toma de decisiones.
- Propiciar la prevención y adecuada gestión de los potenciales impactos ambientales y sociales asociados a determinados proyectos.

En cuanto a los estudios de impacto ambiental, no se tendrán en cuenta en este proyecto en la parte económica. Si bien se debe saber que los estudios de impacto ambiental son necesarios para garantizar que las operaciones de campo tengan el menor impacto sobre la naturaleza, hay ciertas operaciones que requieren de un estudio de impacto ambiental y otros que no.

Debería hacerse un EIA para las operaciones de perforación de los 6 pozos nuevos proyectados, un EIA para todos los pozos que serán convertidos a inyector, ya que debemos asegurar la hermeticidad de la inyección de las capas someras de agua de la Formación Patagonia. También se deberá hacer un EIA debido a la adecuación de la batería Granson.

6. Evaluación económica del proyecto

La evaluación de proyectos se trata de una técnica ingenieril que permite determinar y expresar matemáticamente la bondad de determinado proyecto, a los efectos de aceptar o rechazar el mismo, previa comparación con otras alternativas de inversión posibles.

La cuantificación se realiza mediante los indicadores económicos o parámetros económicos de decisión. Estos indicadores califican de alguna manera determinada una propiedad del proyecto, por lo que el análisis en conjunto de los mismos permitirá la elección de las alternativas de inversión que en ese momento resulten más convenientes para la compañía, de acuerdo a los objetivos fijados por su política empresarial.

Es importante tener presente esta clasificación pues en algunos casos un indicador económico o un criterio, resulta hábil para calificar un proyecto en determinado escenario o circunstancia, e inhábil en otras.

El objetivo de las inversiones es maximizar la utilidad empresarial, expresada en unidades monetarias o en poder adquisitivo, según se trate de una economía estable o inflacionaria.

¿Qué es un proyecto de desarrollo?

Existen diferentes tipos de proyectos. Llamaremos proyectos de desarrollo a aquellos donde una determinada inversión posibilita la obtención de una corriente de ingresos que provendrá de la venta de ciertos bienes o servicios, los que no se obtendrían si la inversión no se realizase.

Definiremos como proyectos de aceleración aquellos donde la inversión tiene por objetivo básico adelantar la producción de bienes o servicios, los cuales o parte de los cuales habrían de obtenerse de todas formas, aunque la inversión no se realizase. Un proyecto de aceleración, por lo tanto, modificará la distribución en el tiempo del flujo de ingresos de un proyecto de desarrollo. Ambos tipos tienen elementos en común.

Proyecto: Inversión realizada con el objetivo de lograr una futura corriente de ingresos, o de acelerar la obtención de los mismos.

Proyectos de desarrollo

- Desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos.
- Ejecución de un programa de recuperación secundaria.
- Ejecución de un programa de recuperación asistida.

Proyectos de aceleración

- Campaña de estimulación de pozos.
- Perforación de pozos intermedios.
- Cambio del equipamiento de extracción.

Elementos comunes a los distintos tipos de proyectos

Existe siempre una inversión que posibilitará un beneficio económico derivado de la producción de un bien o servicio, o de la aceleración en la producción del mismo.

Existen siempre distintas alternativas para la ejecución del proyecto (ejemplo: distinta cantidad de pozos a perforar, diferentes caudales de inyección de agua, etc.) Cada alternativa diferirá en los montos a invertir, en los gastos necesarios para el mantenimiento de la estructura productiva y en la distribución del flujo de ingresos.

Tanto los proyectos de desarrollo como los de aceleración se pueden evaluar con los mismos indicadores económicos, aunque estos parámetros en el caso de proyectos de aceleración, habrán de sufrir aclaraciones y variaciones en su formulación.

6.1. Costos de inversión (CAPEX)

Los costos de inversión o CAPEX involucran todos aquellos costos asociados a la puesta en marcha del proyecto. Dichos costos incluyen los costos de la perforación de los pozos propuestos, la terminación de estos pozos, la conversión de pozos productores a inyectores, como así también el acondicionamiento de las instalaciones de superficie y de fondo.

6.1.1. Inversiones asociadas a la recuperación primaria

Perforación de pozos

Se detallan a continuación, los costos asociados a la perforación y terminación de los pozos Gr-635, Gr.a-636, Gr.a-637, Gr.a-638, Gr-639 y Gr-640.

PERFORACION

Tarea	Costo (U\$s)
Lodo de perforacion	\$ 283.104,14
Cementacion del pozo	\$ 109.904,91
Materiales varios	\$ 286.914,65
Equipo de perforacion	\$ 544.288,93
Perfilaje a Pozo abierto	\$ 81.852,61
Otros	\$ 352.784,36

Total =	\$ 1.700.000,00
----------------	------------------------

TERMINACION

Tarea	Costo (U\$s)
Equipo de WO	\$ 113.037,78
Materiales varios	\$ 3.248,62
Punzados	\$ 18.592,83
Perfilaje a Pozo entubado	\$ 10.289,93
Otros	\$ 12.526,11

Total =	\$ 160.000,00
----------------	----------------------

	U\$s /pozo	U\$s /pozo oil	U\$s /pozo iny	U\$s/6 pozos
Perforacion	\$ 1.700.000,00	\$ 8.500.000,00	\$ 1.700.000,00	\$ 10.200.000,00
Terminacion	\$ 160.000,00	\$ 800.000,00	\$ 160.000,00	\$ 960.000,00
Sub Total	\$ 1.860.000,00	\$ 9.300.000,00	\$ 1.860.000,00	\$ 11.160.000,00

Tabla 6.1.1.1 – Costos de inversión asociado a la perforación y terminación

Los costos totales para la construcción de todos pozos ascienden a un total de 11160000 USD.

Pozos reparados

Los costos que incurren en la reactivación de pozos productores de primaria, secundaria y productores de agua, son los de intervenciones de pulling, equipos de wireline para repunzados y medición de presión estática, y una gran variedad de materiales que se detallan a continuación.

- Pozos reactivados.
- Pozo perforado.
- Pozos productores de agua.
- Cañerías de conducción de agua y petróleo.
- Ampliación de colector.

Reactivación pozo de primaria en verde y en azul es por secundaria	Operación		COSTO [U\$S]		Cant. 1°	Costo total 1°	Cant. 2°	Costo total 2°
	Unidad	Unitario						
	Equipo Wireline - Amerada y T°	Medicion	2805	\$	6	16.830,00	14	\$ 39.270,00
	Equipo Wireline - Punzados	USD/mt	1800	\$	44,6	80.280,00	110,2	\$ 198.360,00
	Equipo Pulling	USD/día	10338,5	\$	48,0	496.246,15	112	\$ 1.157.907,69
	Total					\$ 593.356,15		\$ 1.395.537,69
	Materiales		Unidad	Metros	Costo U\$S /unidad	Cantidad	Costo total (U\$S)	
	Ancla tubin 2.7/8" EU x 5.1/2"		Pieza	-	\$ 349,80	1	\$ 349,80	
	Tubing 2.7/8" _6,5_J55_R2 EU C/CUPLA		metro	2320	\$ 31,15	258	\$ 8.030,29	
	Varilla de bombeo 3/4" GR D x 25'		metros	1532,4	\$ 147,84	201	\$ 29.730,97	
Varilla de bombeo 7/8" GR D x 25'		metros	710,1	\$ 178,80	93	\$ 16.662,19		
Cupla reduccion V/B TFS_7/8 x 3/4		Pieza	-	\$ 2,90	1	\$ 2,90		
Cupla reduccion V/B TSH_1 x 7/8		Pieza	-	\$ 2,90	1	\$ 2,90		
Vast.bombeo 1.1/2" x 24' cromado		Pieza	-	\$ 660,00	1	\$ 660,00		
Bomba de profundidad 25-175-RW		Pieza	-	\$ 2.016,96	1	\$ 2.016,96		
Subtotal						\$ 57.456,02		
Total						\$ 57.456,02		
RECUPERACION PRIMARIA					20%	RECUPERACION SECUNDARIA		
Costo Equipo WL + Pulling	\$	593.356,15		Inflacion	1,2	Costo Equipo WL + Pulling	\$ 1.395.537,69	
Costo Equipo fondo	\$	344.736,14				Costo Equipo fondo	\$ 804.384,33	
Costo total reactivacion primaria	\$	938.092,30				Costo total reactivacion SECUNDARIA	\$ 2.199.922,02	

Tabla 6.1.1.2 – Costos asociados a la reparación de pozos productores de primaria y de secundaria

Instalaciones de fondo

Materiales	Unidad	Metros	Costo U\$S /unidad	Cantidad	Costo total (U\$S)
Ancla Tubing 2.7/8EUx5½"	Pieza	-	\$ 349,80	1	\$ 349,80
Tubing 2.7/8" 6.5 J55 R2 EU C/CUPLA	Metros	2320	\$ 31,15	258	\$ 8.030,29
Trozo Varilla de bombeo 1"x 2'	Pieza	-	25,08	1	\$ 25,08
Trozo Varilla de bombeo 1"x 4'	Pieza	-	26,4	1	\$ 26,40
Trozo Varilla de bombeo 1"x 6'	Pieza	-	\$ 31,15	1	\$ 31,15
Varilla de bombeo 3/4" GR D x 25	Metros	1532,4	\$ 147,84	201	\$ 29.730,97
Varilla de bombeo 7/8" GR D x 25	Metros	710,1	\$ 178,80	93	\$ 16.662,19
Cupla 3/4" - FS - Grado T	Pieza	-	9,108	123	\$ 1.120,28
Cupla 7/8" - FS - Grado T	Pieza	-	9,9	57	\$ 564,30
Cupla reducción V/B T FS 7/8 x 3/4	Pieza	-	\$ 2,90	1	\$ 2,90
Cupla Reducción v/b T SH 1 X 7/8	Pieza	-	\$ 2,90	1	\$ 2,90
Vast.Bombeo 1.1/2" x 24' Cromado	Pieza	-	\$ 660,00	1	\$ 660,00
Bomba de Profundidad 25 - 175 - RW	Pieza	-	\$ 2.016,96	1	\$ 2.016,96
Cabeza colgadora de tbg 5.1/2CSG	Pieza	-	6177,12	1	\$ 6.177,12
Puente de producción 2000 psi	Pieza	-	9240	1	\$ 9.240,00
Subtotal [U\$S]					\$ 74.640,36
Total (U\$S)					\$ 373.201,80

Tabla 6.1.1.3 – Costos de inversión asociados a las instalaciones de fondo en pozos productores

Los costos totales involucrados en la puesta en producción de los pozos productores reparados son de 3138014 USD.

6.1.2. Inversiones asociadas a la recuperación secundaria

Pozos inyectoros

Para el acondicionamiento de pozos inyectoros se llevarán a cabo con equipo de workover, y también se hará uso de ciertos materiales.

- Intervención en pozos inyectoros con WO.
- Operaciones de punzado con equipo de wireline.
- Materiales.

EQUIPO WORKOVER		
Precio x hora		Dólar
		\$ 550,00
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/diagnostico	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

REACTIVACION y CONVERSION DE INYECTOR / Workover

POZOS INYECTORES

Pozo	Tiempo (dia)	Costo (U\$D)
Gr-617	8,7	\$ 114.840,00
Gr-635	8,7	\$ 114.840,00
Gr.xp-602	8,7	\$ 114.840,00
Gr-628	8,7	\$ 114.840,00
Gr.a-603	8,7	\$ 114.840,00
TOTAL	43,5	\$ 574.200,00

Tabla 6.1.2.1 – Costo de equipo workover para conversión de pozo productor a inyector

POZOS INYECTORES								
	Gr-617		Gr.xp-602		Gr-628		Gr.a-603	
MATERIALES	Cant.	Costo (U\$S)	Cant.	Costo (U\$S)	Cant.	Costo (U\$S)	Cant.	Costo (U\$S)
Tapon T. 2.7/8"	1	\$ 701	1	\$ 701	1	\$ 701	1	\$ 701
Tapon C. 5.1/2"	1	\$ 720	1	\$ 720	1	\$ 720	1	\$ 720
Tubing 2 7/8"	1664,5	\$ 45.940	1822	\$ 50.287	1798	\$ 49.625	1782	\$ 49.183
Packer Tandem	4	\$ 13.872	3	\$ 10.404	3	\$ 10.404	3	\$ 10.404
Mandril	4	\$ 240	3	\$ 180	3	\$ 180	3	\$ 180
Puente Iny.	1	\$ 3.000	1	\$ 3.000	1	\$ 3.000	1	\$ 3.000
Subtotal		\$ 64.473		\$ 65.292		\$ 64.630		\$ 64.188

POZOS INYECTORES NUEVO		
Gr-635		
MATERIALES	Cant.	Costo (U\$S)
Tapon T. 2.7/8"	1	\$ 701
Tapon C. 5.1/2"	1	\$ 720
Tubing 2 7/8"	1644,5	\$ 45.388
Packer Tandem	3	\$ 10.404
Mandril	3	\$ 180
Puente Iny.	1	\$ 3.000
Subtotal		\$ 60.393

EQUIPAMIENTO: INSTALACION SELECTIVA

Tabla 6.1.2.2 – Costos de instalaciones de fondo para pozos inyectoros

EQUIPO WIRELINE				
Inyector	Unidad	Unitario	Espesor k (mt)	Costo (U\$S)
Gr-617	U\$S/mt	12980	11	\$ 142.780,00
Gr-635	U\$S/mt	12980	9,9	\$ 128.502,00
Gr.xp-602	U\$S/mt	12980	9,6	\$ 124.608,00
Gr-628	U\$S/mt	12980	9,2	\$ 119.416,00
Gr.a-603	U\$S/mt	12980	20,5	\$ 266.090,00
TOTAL				\$ 781.396,00

Tabla 6.1.2.3 – Costos de punzado en pozos inyectoros con equipo de wireline

Los costos totales involucrados en la intervención de pozos inyectoros es de 1614178 USD aproximadamente.

6.1.3. Inversiones asociadas a las instalaciones de superficie

La incorporación de nuevas instalaciones y acondicionamiento de las existentes incluyen, instalación de tanques, construcción de líneas de conducción, bombas, instalación de satélites de inyección e inspección de tanques.

- Cañerías de conducción.
- Satélites de inyección.
- Incorporación de bombas.
- Construcción de tanques.

Pozo	Longitud (m)	Funcion	Tipo	Costo unitario cañeria (U\$S/metro)	Costo unitario montaje de cañeria (\$/km)	Costo total (U\$S)
Gr.a-636	566	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	50000	\$ 15.891,77
Gr.a-637	342	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	50000	\$ 9.602,45
Gr-638	155	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	50000	\$ 4.351,99
Gr-639	320	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	50000	\$ 8.984,74
Gr-640	315	Productor oil	Tubing 2 7/8"	27,6	50000	\$ 8.844,36
Gr-617	3400	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 222.622,91
Gr-635	260	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 17.024,11
Gr.xp-602	930	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 60.893,91
Gr-628	238	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 15.583,60
Gr.a-603	100	inyector	3" ERFV	65	50000	\$ 6.547,73

Tabla 6.1.3.1 – Costos de tendido de cañerías de conducción e inyección

Extension satellite y colector

Bocas extras	Tipo	Costo unitario (U\$S/unidad)	Costo (U\$S)
2	Satélite	600	1200
5	Colector	600	3000
TOTAL			4200

Incorporacion de equipos

Equipo	Cantidad	Costo (U\$S)
Tanque 1000m	1	\$ 150.000,00
Bomba triplex stork	2	\$ 30.000,00
TOTAL		\$ 180.000,00

Inspeccion en tanques

Mantenimiento	
Item	Costo (u\$S)
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

Tabla 6.1.3.2 – Costos de acondicionamiento de la batería e instalaciones de superficie

6.1.4. Inversiones totales

A continuación, se discriminan cuantas serán las inversiones totales asociadas a la recuperación primaria y a la recuperación secundaria. La suma de ambas inversiones dará como resultado la inversión total del proyecto o CAPEX. Los precios de la tabla siguiente figuran en dólares.

	PRIMARIA	SECUNDARIA	Total
Perforación	\$ 9.300.000,00	\$ 1.860.000,00	\$ 11.160.000,00
Pulling + WL (Reactivación)	\$ 593.356,15	\$ 1.395.537,69	\$ 1.988.893,85
Instalaciones de Fondo (Reactivación)	\$ 344.736,14	\$ 804.384,33	\$ 1.149.120,47
Instalaciones de Fondo (Pozo Nuevos)	\$ 373.201,80	\$ 60.393,00	\$ 433.594,80
Instalaciones de Fondo (Eq. Inyector)		\$ 258.582,60	\$ 258.582,60
WO		\$ 574.200,00	\$ 574.200,00
WL		\$ 781.396,00	\$ 781.396,00
Instalaciones de Superficie (Cañerías)	\$ 47.675,30	\$ 322.672,27	\$ 370.347,57
Instalaciones de Superficie (Col./Inyect.)	\$ 3.000,00	\$ 1.200,00	\$ 4.200,00
Instalaciones de Superficie (TK/BMB)		\$ 180.000,00	\$ 180.000,00
Instalaciones de Superficie (Mantenimiento)		\$ 125.000,00	\$ 125.000,00
	\$ 10.661.969,39	\$ 6.363.365,89	\$ 17.025.335,3

Tabla 6.1.4.1 – Inversiones totales (CAPEX) del proyecto

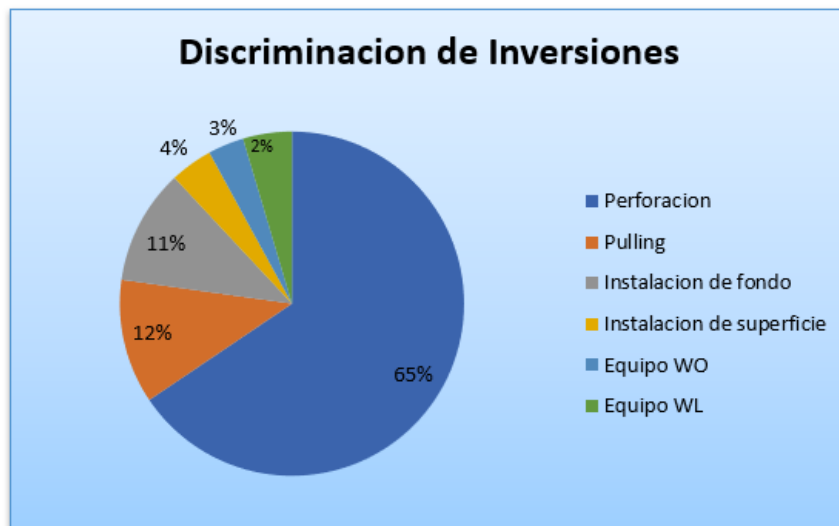


Figura 6.1.4.1 – Discriminación de las inversiones

El gráfico de torta de la figura anterior muestra cómo se distribuyen las inversiones. Parte del dinero invertido estará repartido entre las operaciones de perforación, de pulling, de workover y todo lo inherente a las instalaciones de fondo y de superficie. Como se observa, el 65% del total de inversiones estará destinando a la perforación de los 6 nuevos pozos, lo cual contribuye el mayor costo.

6.2. Costos operativos (OPEX)

Los costos operativos u OPEX, hacen referencia a todos aquellos costos relacionados con el mantenimiento de la producción de petróleo a lo largo de toda la vida del proyecto. Estos costos involucran tanto a los costos variables como a los costos fijos. Dentro de los primeros, los productos químicos que deben inyectarse tanto en pozos productores como en pozos inyectoros. Los costos fijos hacen referencia a los gastos administrativos, los sueldos del personal abocado al proyecto en sí, los costos de alquiler y el mantenimiento de vehículos. Se detallan a continuación cuáles son los costos fijos y variables asociados a la puesta en marcha del proyecto de desarrollo Granson.

6.2.1. Costos fijos

Los costos asociados a la actividad que no dependen de la cantidad de pozos o cantidad de producción, son discriminados como costos fijos. En el yacimiento se dispone de una estructura económica anterior que sustenta dichas partidas salientes de dinero con la producción de los pozos activos a la fecha.

Algunos y más importantes costos fijos que se encuentran dentro de esta categoría son:

- Sueldos del personal.
- Mantenimiento de vehículos.
- Insumos varios para oficinas.
- Servicio de comida.
- Combustible.

Detalles	Valor
Remuneración al personal	\$ 922.500
Mantenimiento Vehículos	\$ 53.770
Papelería y útiles	\$ 19.000
Artículos de Limpieza	\$ 13.300
Electricidad	\$ 17.100
videocable	\$ 4.750
Telefonía	\$ 10.000
Internet	\$ 6.000
Servicios contables	\$ 38.000
Servicios de informática	\$ 16.500
Alquiler camioneta	\$ 56.600
Combustible	\$ 28.500
Servidumbre	\$ 38.000
Total [\$/mes]	\$ 1.224.020
Total [u\$s/mes]	\$ 11.685
Total anual [u\$s/año]	\$ 140.222

Puesto	Sueldo
Ingeniero de Reservorios	\$ 250.000,00
Ingeniero de Producción	\$ 270.000,00
Encargado de Mantenimiento	\$ 120.000,00
Supervisor	\$ 110.000,00
Supervisor	\$ 110.000,00
Limpieza	\$ 62.500,00
SUMA [\$/mes]	\$ 922.500,00
SUMA [u\$s/mes]	\$ 8.806,68
Total anual [u\$s/año]	\$ 105.680,19

Tabla 6.2.1.1 – Costos fijos del proyecto de desarrollo

6.2.2. Costos variables

Los costos variables se encuentran estrictamente asociados al número de pozos en producción o inyectando, y también en función del volumen de fluidos que se van moviendo en el yacimiento. Se detalla a continuación cada una de las variables que afectan a este costo:

Costos asociados a la cantidad de pozos inyectores y productores

- Intervención de pozos.
- Intervenciones de pozos – Materiales.
- Mantenimiento de superficie.
- Mediciones físicas.

Costos asociados a la producción incremental

- Desemulsionante – depende de incremental de petróleo.
- Inhibidor de incrustaciones – depende del incremental de bruta.
- Bactericida – depende del caudal inyectado.

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	m3/dia	105
	U\$\$/m3 agua/mes	1,59705

Tabla 6.2.2.1 – Costos variables del proyecto de desarrollo

6.3. Lifting cost

A partir de la determinación de costos variables y costos fijos, y con la curva de producción de petróleo asociada al plan de acción propuesto podemos estimar el lifting cost (LC) y su variación en la vida del proyecto.

$$LC = \frac{C_{FIJOS} - C_{VARIABLES}}{Q_{NETO}}$$

Año	Costos fijos (USD/año)	Costos variables (USD/año)	Producción petróleo (m ³)	Lifting cost (USD/bbl)
2022	116850	28878	7808	2,06
2023	154242	244256	12103	4,01
2024	169666	267365	26964	2,22
2025	186633	266910	26640	2,34
2026	205296	264151	24145	2,66
2027	225826	262380	22293	2,98
2028	248408	260698	20591	3,36
2029	273249	257432	19026	3,78
2030	300574	215809	17585	3,98
2031	330631	116871	11257	4,14
Total	2211375	2184750	188412	3,15

Figura 6.3.1 – Valor del lifting cost anual

Se puede observar que el valor del lifting cost varía entre 2 y 4 USD/bbl, siendo 3,15 USD/bbl el valor promedio del lifting cost durante todo el proyecto. Contrastando 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.

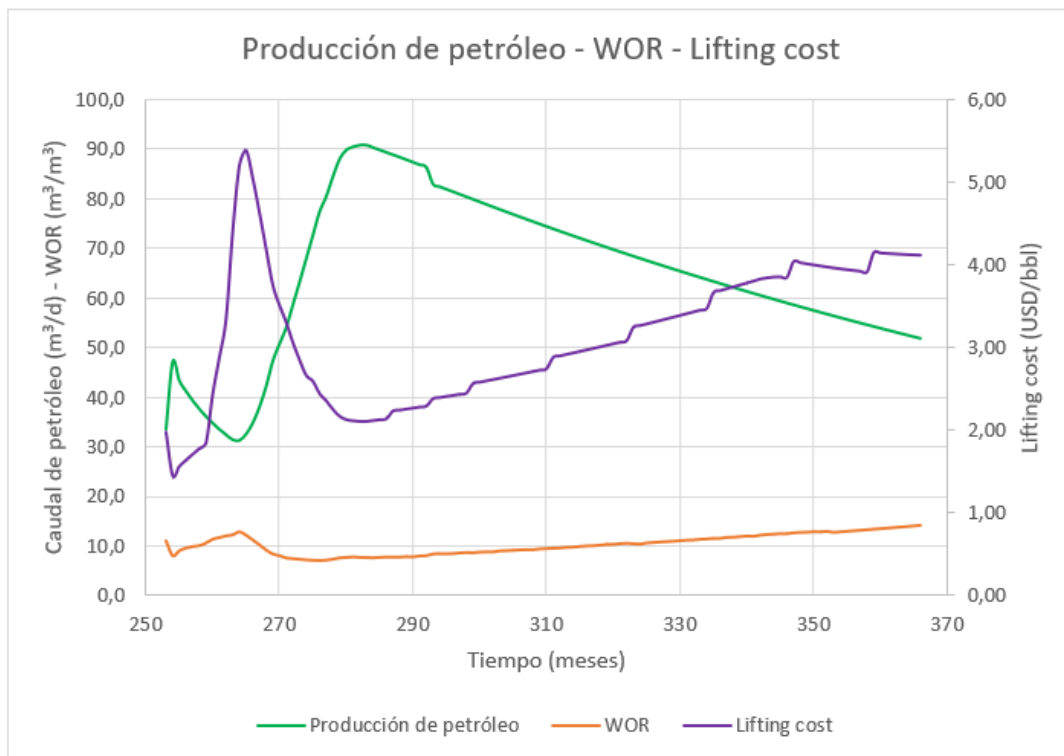


Figura 6.3.2 – Curvas de lifting cost, de producción de petróleo y el WOR

6.4. Costo de desarrollo

Incluye todos los costos incurridos al crearse un sistema de pozos productivos, equipos relacionados e instalaciones en reservas probadas, para que pueda producirse el petróleo y/o gas. Los costos de desarrollo se relacionan con las reservas probadas y los costos de exploración con reservas no probadas. El costo de construcción de caminos para ganar acceso a reservas probadas es un costo de desarrollo, como lo es también el costo de proveer instalaciones para la extracción, tratamiento, recolección y almacenaje de petróleo y/o gas.

$$\text{Costo de desarrollo} = \frac{\text{Costos de inversión}}{\text{Reserva incremental a recuperar}}$$

Acumulada total del proyecto (m³)	188412
Inversiones totales (USD)	17025335
Costo de desarrollo (USD/bbl)	14,4

Tabla 6.4.1 – Costo de desarrollo del yacimiento Granson

Con una acumulada final de petróleo de 188412 m³ e inversiones totales de 17025335 USD, el valor del costo de desarrollo para este proyecto es aproximadamente 14,4 USD/bbl.

6.5. Flujo de caja

Para proceder al análisis de un proyecto, se acostumbra a dividir al mismo en períodos. La duración de estos dependerá de las características del proyecto, del grado de precisión que se pretenda en la evaluación y de la confiabilidad que se tenga en la exactitud de los datos.

La elección de la duración de los períodos, especialmente de los primeros, es un valor crítico al que no siempre se le presta la debida atención. Habrá que asegurar la homogeneidad de los flujos de ingresos y desembolsos, evitando mezclar, en un mismo período, intervalos de alta inversión y baja o nula producción con otros de características opuestas.

En cada período habrá de calcularse el flujo de caja del proyecto, el que se define por una ecuación de tipo financiero, que tiene en cuenta las cantidades de dinero efectivamente recibidas y las cantidades de dinero efectivamente pagadas. El período elegido para este proyecto es un año.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Desembolsos}$$

El flujo de caja es una suma algebraica de carácter financiero donde figuran cantidades de dinero efectivamente cobradas o pagadas. Por tal razón figura la cantidad de dinero pagada en concepto de inversión y no figuran partidas destinadas a la amortización de las mismas.

El cuadro de resultados es de carácter económico y sustrae a las ventas y los gastos efectuados. La inversión, si bien es un desembolso, no puede ser considerada un gasto y por lo tanto no entra explícitamente en el cuadro de resultados. Pero en cambio se considera una partida destinada a posibilitar la reposición del bien en su estado original en el momento de ser necesario su recambio. Esta partida recibe el nombre de amortización y compensa la pérdida de valor o depreciación del bien original.

Una vez discriminados los diferentes costos que serán parte del proyecto, se determinará el flujo de caja (Cash Flow) para el proyecto de desarrollo y sus respectivos indicadores.

En el flujo de caja, como su nombre lo indica, se determinan las diferencias entre los montos de dinero que egresan e ingresan en nuestra caja para un periodo contable determinado. Para nuestro análisis se determinará un Cash Flow mensual, y se consideraran los siguientes conceptos para su cálculo:

- **Inversión Total (USD)**

La misma se encuentra compuesta por todos los costos de carácter fijo, que serán necesarios para iniciar el desarrollo integral del conjunto de subproyectos citados en este estudio. La inversión total se distribuye respetando el cronograma de actividades a llevar a cabo.

- **Producción Mensual (m³)**

Se utilizará para este análisis la curva de producción pronosticada a partir del plan de acción citado determinado para el proyecto.

- **Lifting Cost (USD/bbl)**

En este concepto, se encuentran ligados a la extracción el petróleo hasta la superficie, su procesamiento y tratamiento hasta el punto de entrega.

- **Precio de Venta del Barril (USD/bbl)**

El mismo se encuentra fijado para diferentes asociaciones de países productores de petróleo, y es altamente variable en función de la situación nacional e internacional de oferta y demanda. El precio del barril nos determinará los ingresos mensuales.

- **Amortización de Reservas (USD)**

El agotamiento de reservas avanza en función del tiempo, es por eso que se incluye una amortización para cada periodo contable. La misma es una proporción entre la reserva recuperada en el periodo y la reserva total a desarrollar al final del proyecto.

- **Regalías (USD)**

Una regalía provincial está determinada en función de la producción de petróleo, la misma es del 16% sobre el valor de venta.

- **Impuesto a las Ganancias (USD)**

Impuesto a las ganancias son de aplicación nacional y contabilizan 35% de los montos imponibles, es decir el monto de los ingresos netos, descontados gastos admitidos, regalías y amortizaciones contablemente admitidas para el período.

- **Impuesto a los Ingresos Brutos (USD)**

Cada provincia incluye un cobro a las ventas de petróleo con porcentajes variables entre el 1 y 5 %.

A continuación, se muestra el flujo de caja aplicado al proyecto de desarrollo Granson. En primera instancia, se deberá conocer cuál es la tasa de cambio actual del dólar, y principalmente, el precio de venta del barril de petróleo (PVBP). Se toma como referencia el barril WTI y se hace una corrección para ajustarlo al valor del crudo Escalante, el cual implica una quita por calidad de 3,5 USD/bbl.

Premisas económicas de la evaluación del proyecto de inyección de agua			
Tasa Cambio (24/10/2021)		104,75	\$ / u\$s
Precio venta internacional crudo WTI (24/10/2021)		83,76	u\$d / bl 527 u\$s / m ³
Quita por calidad (ajuste) Escalante		3,5	u\$d / bl 22 u\$s / m ³
Precio mercado externo	0%		u\$d / bl 0 u\$s / m ³
Precio mercado interno c/quita calidad	100%	80,26	u\$d / bl 505 u\$s / m ³
Precio promedio ponderado (MExt. y M.Int.)		80,26	u\$s / bl 505 u\$s / m ³
Retenciones Est. Nac. por unidad volumen		0,0	u\$s / bl 0 u\$s / m ³
midstream cost 1.5 % Pvbpb	1,5%	1,20	u\$s / bl 8 u\$s / m ³
Regalías hidrocarburificas 16 % Pvbpb	16%	12,8	u\$s / bl 81 u\$s / m ³

Tabla 6.5.1 – Valores de precio de venta del barril Escalante

En el anexo III se muestra el flujo de caja del yacimiento, en donde se consideran las inversiones totales, los ingresos generados por la venta de petróleo en cada año, el volumen de inyección de agua por año. Se considera un periodo de 10 años.

En lo que respecta a los egresos del proyecto, se consideran los costos operativos variables (OPEX) o lifting cost, el costo debido a la inyección de agua, el costo de transporte de petróleo (midstream cost) y las regalías hidrocarburíferas que corresponden el 16% del valor del precio de venta del barril. Los costos por “overhead” o mantenimiento de las instalaciones de la empresa fuera del yacimiento, no se consideran, dado que nuestro proyecto estará administrado por una empresa pequeña.

Se consideran también los impuestos que se deben abonar, los cuales se destacan el impuesto a las ganancias, el impuesto al cheque y el impuesto a los ingresos brutos.

Por último, se calculan el flujo de fondos actualizado, el flujo de fondos acumulado y el periodo de repago o pay-off del proyecto.

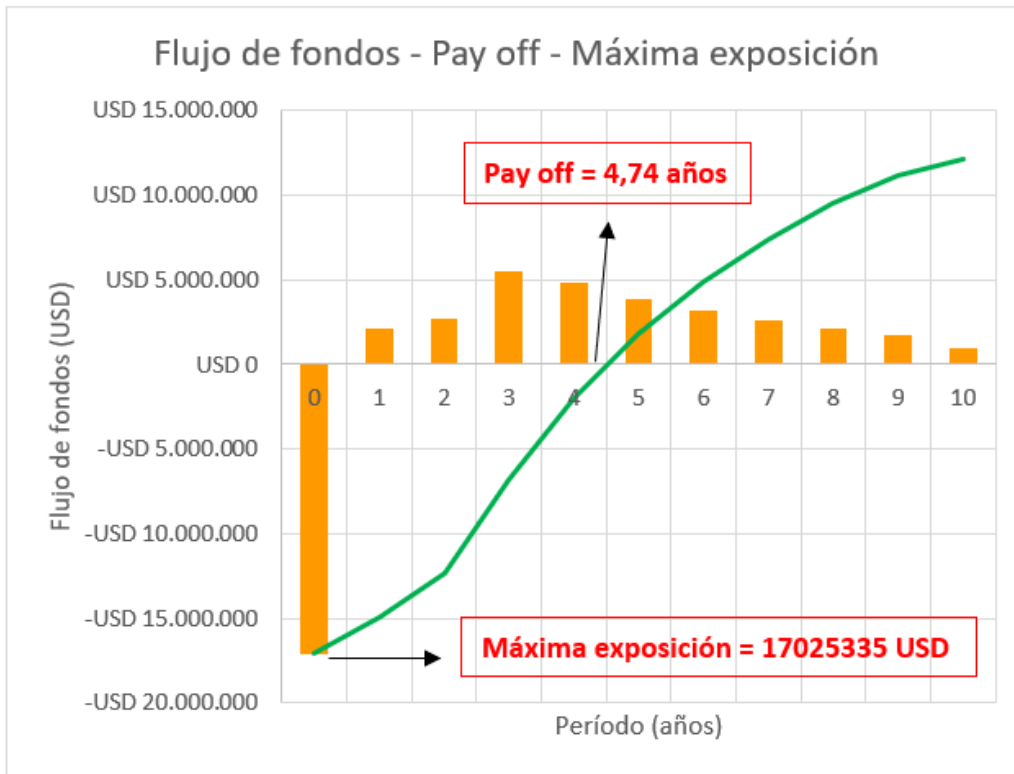


Figura 6.5.1 – Flujo de fondos del proyecto de desarrollo Granson

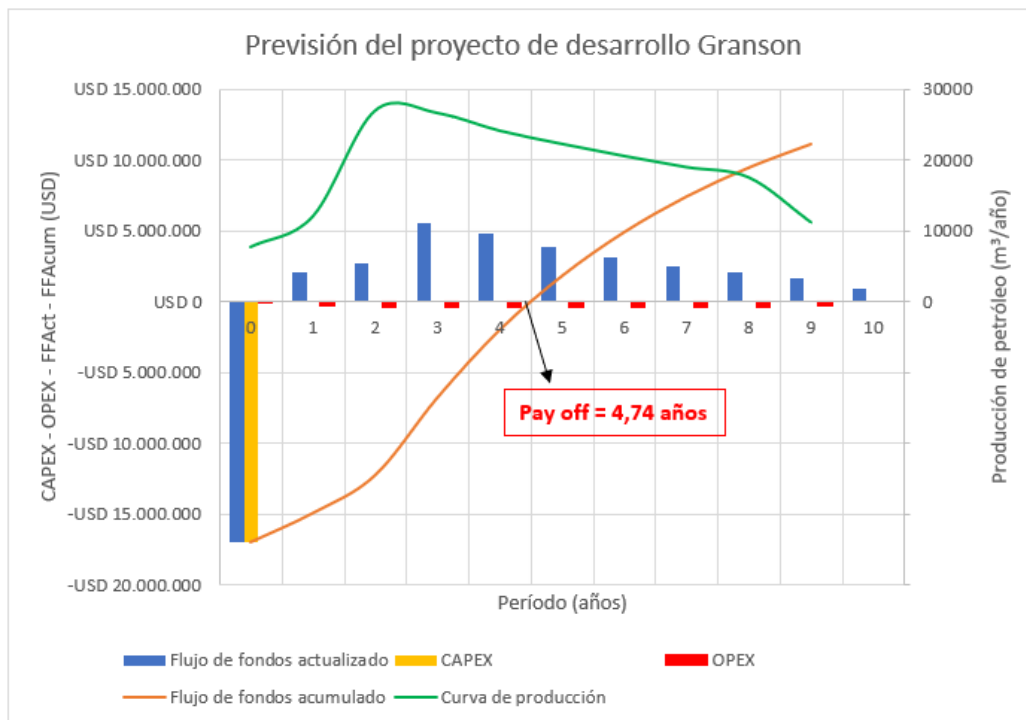


Figura 6.5.2 – Previsión del proyecto de desarrollo Granson

6.6. Indicadores económicos

Del flujo de caja surgen los principales indicadores económicos del proyecto, estos son el VAN (valor actual neto) y la TIR (tasa interna de retorno). Estos dos parámetros indican la rentabilidad del proyecto.

Indicadores económicos	
Duración del proyecto	10 años
Interés	0%
Tasa de corte	13,00%
VAN (0%)	USD 37.569.710
VAN (13%)	USD 12.104.269
TIR (%)	27,5%
IVAN	0,71
Máxima exposición	-USD 17.025.335
Periodo de repago	4,74

Indicadores de rendimiento

Indicadores de endeudamiento

Tabla 6.6.1 – Indicadores económicos del proyecto Granson

6.6.1. Máxima exposición y tiempo de repago

El tiempo de repago (pay out) es el instante al cual la acumulada de los flujos de caja del proyecto se hace cero, es decir el tiempo necesario para que la diferencia ingresos-gastos iguale la inversión realizada. Representa el período durante el cual la compañía estará endeudada a causa del proyecto.

La máxima exposición es el valor máximo negativo de los flujos de caja acumulados. Para su completa determinación debe indicarse en qué momento se produce. Representa el máximo endeudamiento de la compañía a causa del proyecto.

Un alto tiempo de repago redundará muy posiblemente en la necesidad de conseguir créditos a largo plazo. Una máxima exposición elevada puede resultar incompatible con la compañía, o redundar también en un alto costo del dinero.

El tiempo de repago y la máxima exposición son excelentes indicadores de endeudamiento y hasta cierto punto miden parte del riesgo del proyecto, dada la relación existente entre endeudamiento y riesgo. Sin embargo, no nos permiten conocer el rendimiento del capital invertido.

El tiempo de repago para este proyecto de desarrollo es de 4,74 años.

6.6.2. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto (VAN) es la suma de todos los flujos de caja descontados a una tasa de interés determinada para el proyecto, desde el año inicial al año final.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Flujo de Caja Neto}}{(1 + i)^n} - \text{Inversion inicial}$$

Se definen para esta ecuación:

- n= Período contable (años)
- i= Tasa de interés

El cálculo del valor actual neto de un proyecto implica la adopción de una tasa de descuento i. El VAN junto a la TIR, son excelentes indicadores de rendimiento del capital

A partir del flujo de caja para el proyecto y con una tasa de corte definida al 13%, el VAN calculado para nuestro proyecto es de 12104269 USD.

6.6.3. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, es la tasa de interés con la que el valor actual neto (VAN) es igual a cero, en la ecuación del VAN es el valor de la tasa de interés (i) que hace 0 el VAN. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad. Se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte. Si la tasa de rendimiento del proyecto, expresada por la TIR, supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

Para que un proyecto sea rentable, la TIR debe ser superior a la tasa de corte. Del flujo de caja surge que la TIR para el proyecto Granson es de 27,5%. Esto indica que el proyecto es altamente rentable, ya que la tasa de corte adoptado es de 13%.

6.7. Análisis de sensibilidad al VAN y a la TIR

En todo lo expuesto hasta ahora no se ha considerado la posibilidad que en el transcurso del proyecto se produzcan discrepancias entre los valores pronosticados y reales de producción, costos e inversiones.

Es práctica común presentar la influencia de estos apartamientos mediante las llamadas curvas de sensibilidad donde se grafica la variación de los diferentes indicadores en función de la desviación respecto de los valores básicos asumidos.

Para obtener estos gráficos se asumen como constantes todos los parámetros con excepción de aquel cuya influencia quiere estudiarse, el que se va variando en forma proporcional de modo tal que todos sus valores quedan multiplicados por un mismo factor, mayor o menor que uno según sea el caso de desviación en más o menos que se desee.

Estos gráficos, llamados en inglés "spider diagrams", permiten visualizar la o las variables a las que se deberá prestar mayor atención, siendo estas las que producen mayor variación en los resultados debido a relativamente pequeños apartamientos de sus valores.

Sensibilidad a la TIR

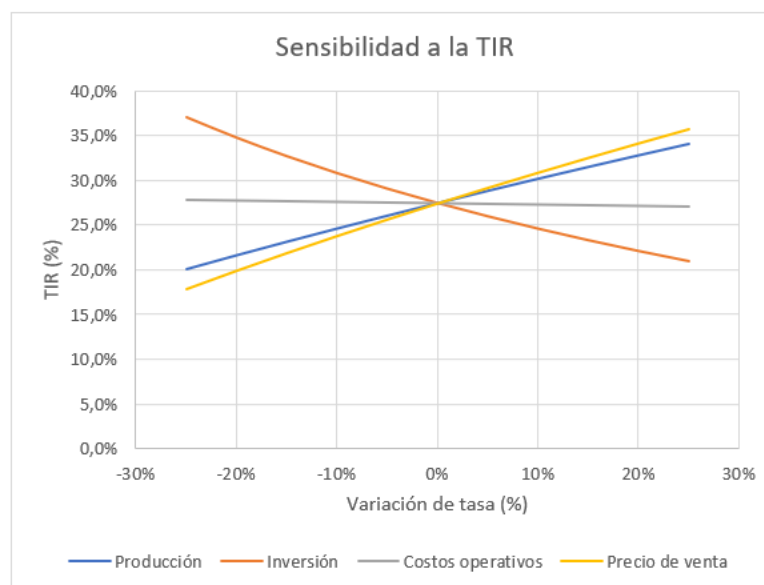


Figura 6.7.1 – Análisis de sensibilidad a la TIR

La sensibilidad a la TIR consiste en hacer variar cierto porcentaje la variable a la cual le deseamos medir la sensibilidad. Para este caso, vemos como varía la TIR en función de la variación, ya sea positiva o negativa, del volumen de producción, el precio de venta del barril, los costos de inversión y los costos operativos.

Este porcentaje de variación se define en un incremento del 25% de cada variable o en una reducción del 25%, respecto a un punto medio que se define en 0% para un valor de TIR igual al 27,5%. La figura 6.7.1 muestra que las variables más sensibles a la TIR son la inversión y el precio de venta del barril de petróleo. Una reducción del 25% o más del precio de venta implica que la TIR del proyecto baje al 16%, valor cercano a la tasa de corte, lo cual hace que el proyecto sea menos rentable. Mientras que un aumento del 25% o más de la inversión total hace que la TIR disminuya hasta el 21%, haciendo que el proyecto sea menos rentable. El parámetro más sensible es la reducción del precio de venta del barril, se debe tener en cuenta ya que a lo largo de los 10 años del proyecto la incertidumbre en el precio de venta en los mercados internacionales afectará de manera directa la rentabilidad de nuestro proyecto. Una disminución de la producción de petróleo del 25% o más, también provoca que la TIR disminuya, pero en menor medida que el precio de venta, sin embargo, igual se debe considerar que una reducción brusca de la producción a futuro puede poner en peligro la rentabilidad del proyecto.

Sensibilidad al VAN

De la misma manera que se estima la sensibilidad a la TIR, se lo replica para el valor actual neto (VAN). Se define un incremento del 25% de cada variable o en una reducción del 25%, respecto a un punto medio que se define en 0% para un valor de VAN igual al 12104269 USD. Las variables a medir la sensibilidad son el precio de venta del barril, los costos de inversión, los costos operativos y el volumen de producción de petróleo.

De la misma manera que la TIR, se concluye que las variables más sensibles al VAN son el precio de venta del barril y las inversiones totales. Los costos operativos (OPEX), al igual que en la TIR, prácticamente no registra ninguna variación considerable en la TIR y en el VAN, se concluye que los costos operativos no son sensibles ni a la TIR ni al VAN.

Una reducción del 25% o más del precio de venta hace que el VAN este por debajo de los 5000000 USD. De manera similar, con la producción de petróleo, el VAN puede bajar hasta los 5000000 USD o más. Un aumento del 25% o más de las inversiones totales, hace que el VAN esté por debajo de los 10000000 USD.

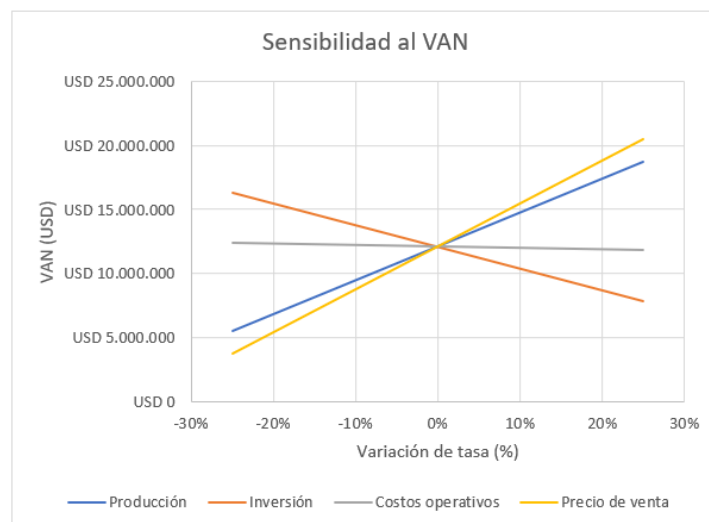


Figura 6.7.2 – Análisis de sensibilidad al VAN

Determinación de la TIR a partir del VAN

Existe un método analítico para determinar el valor de la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto, a partir de la variación del VAN en función de la tasa de corte del proyecto. Se sabe que la TIR es la tasa a la cual el VAN se hace cero.

Por lo tanto, partiendo del VAN calculado para una tasa de corte del 0%, se lo varía en función de esta tasa. En el momento que el VAN se hace cero, es decir, donde la curva corta al eje X en el gráfico, este valor de la tasa que hace 0 el VAN, se denomina tasa interna de retorno o TIR. Valores de tasa más altos hacen que el VAN obtenga valores negativos. De la figura 6.7.3 surge que la TIR del proyecto es del 27,5%.

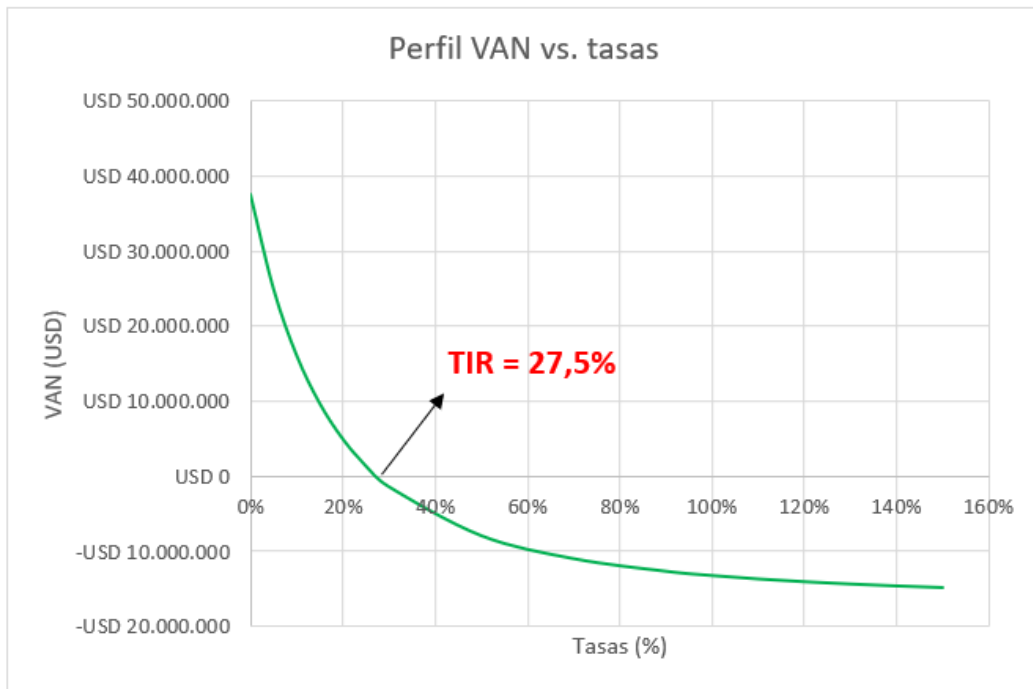


Figura 6.7.3 – Obtención de la TIR a partir del perfil del VAN

Conclusiones

La incorporación de reservas a partir de la recuperación secundaria permitirá extender la vida del yacimiento Granson unos 10 años a partir del año que se propone comenzar el proyecto.

La inyección de agua permitirá aumentar el factor de recobro total de petróleo. El factor de recuperación de primaria es de 3,5 % en promedio de todas las capas, y se producirá un incremento promedio del factor de recuperación por secundaria en un 2,4%, dando en total un factor de recobro de 5,9% en promedio para todas las capas.

El incremento de reservas a partir de la recuperación secundaria y las reparaciones de primaria es de 188412 m³ o 1184923 barriles.

El yacimiento Granson tiene la característica de producir petróleos pesados, lo cual hace que los cálculos de relación de movilidades puedan contener algún error. Este error puede dar una interpretación errónea de las reservas por secundaria, por lo cual, deberá considerarse esta incertidumbre.

En virtud de lo visto en la evaluación económica del proyecto, se concluye que el mismo es totalmente rentable, dado que la TIR es igual al 27,5% y el VAN es del 12104269 USD. El momento desde el cual se comienza a tener ganancias a partir de la producción por el incremento en las reservas de secundaria es a partir del año 4,7 comenzado el proyecto.

Agradecimientos

Damos un especial agradecimiento a Daniela Van Wyk y a Marcelo Hirschfeldt, ambos titulares de la cátedra de Proyecto de Ingeniería en Petróleo, por toda la ayuda brindada, asesoramiento y orientación en la realización de este proyecto.

Agradecemos también a nuestras compañeras de proyecto Noelia Oyarzun y Evelyn Mautz por su disponibilidad a ayudarnos en nuestro proyecto.

Bibliografía

Libros consultados

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

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

Stephen C. Rose, John F. Buckwalter, Robert J. Woodhall (1989) - The design engineering aspects of waterflooding - Society of Petroleum Engineers

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

Guías de estudio (2018). Pan American Energy

Artículos e informes consultados

Baigorria, Gabriel - Chevalier, Victoria - Van Wyk, Daniela (2018). Análisis de productividad sección Tobácea. Estrategias de desarrollo

Yacimiento El Cordón. Proyecto Secundaria Zona EC-E (2006). Estudio de factibilidad de inyección de agua en arenas de la Fm. Cañadón Seco y Mina el Carmen.

Proyecto de primaria Manantiales Behr Granson. YPF

Chevalier, Victoria - Van Wyk, Daniela - Minor, Luciano. Recuperación secundaria en reservorios multi-capa con petróleo viscoso. Éxitos, fracasos y recomendaciones.

Sciutto, J.C., O. Césari y N. Iantanos. Hoja Geológica 4569-IV, Escalante, provincia del Chubut. Instituto de Geología y Recursos Minerales. Servicio Geológico Minero Argentino, Boletín 351, 76 p. Buenos Aires.

Gamin, Héctor (2019). Workshop de recuperación asistida

Gamin, Héctor (2019). Workshop de evaluación de reservas

Apuntes de cátedra de las materias Proyecto de Ingeniería en Petróleo, Producción, Instalaciones de Gas y Petróleo, Geología II, Geofísica Aplicada, Evaluación y Estimulación de Formaciones, Optimización, Ingeniería Económica, Perforación.

Anexo I

Prorrato de producción de petróleo

Pozo	Fecha	Terminación/Reparación	Capa	Tope	Base	Promóstico fluido	Espesor útil (m)	Índice de producción (L/h)	Densidad fluido (g/cm ³)	Densidad fluido (ppg)	Nivel (m)	Sumergencia (m)	% Agua	
Gr-632	30/03/2011	X	C2n	2223.5	1826.5	1826.5	3	1800	43.2	0.86	7.17	280	1942	16
			C5En	2153.5	1826.5	1826.5	2	1800	43.2	0.855	7.13	1500	660	20
			B52En	1664	1826.5	1826.5	2	686	16.5	0.93	7.75	1000	571	35
Gr-633	23/08/2012	X	C1n	1204	1206	1206	2	1714	41.1	0.93	7.75	1000	571	35
			C1n	1220	1221	1221	1	333	8.0	0.91	7.58	1022	191	20
			C1n	1220	1221	1221	1	333	8.0	0.91	7.58	1022	191	20
Gr-634	2/9/2012	X	C15n	1826	1826.5	1826.5	2.5	750	18.0	0.93	7.75	1626	207	20
			C15n	1837	1840	1840	3	7.75	21.6	0.93	7.75	1626	207	20
			B52En	1535.5	1539	1539	3.5	300	7.2	0.92	7.67	1489	107	18
Gr-615	22/1/2002	X	C15n	1870.5	1873	1873	2.5	880	21.1	0.91	7.58	1653	153	35
			C19	1822.5	1825	1825	14.5	2245	53.9	0.94	7.83	1200	723	8
			C40n	1860.5	1861.5	1861.5	1.5	155	3.7	0.94	7.83	1200	761	8
Gr-622	6/6/2003	X	C40	2067	2069	2069	2	3000	72.0	0.91	7.58	600	1468	80
			B52En	1626	1628	1628	2	1850	33.6	0.9	7.50	1419	207	14
			C19	1642	1645	1645	3	1600	43.2	0.92	7.67	1300	542	8
Gr-628	30/11/2004	X	C62	2066	2070	2070	4	3600	8.64	0.91	7.58	1730	122	10
			C33	2037.5	2039.5	2039.5	2	2400	57.6	0.875	7.58	1500	538	10
			C19	1978.5	1982	1982	3.5	3000	72	0.88	7.33	800	1179	6
Gr-611	17/4/2002	X	C2n	1563.7	1565.2	1565.2	1.5	120	2.88	0.925	7.71	1506	58	56
			C19	1926.6	1929.6	1929.6	9	3000	72	0.9	7.50	1506	421	24
			C33	2019.7	2019.7	2019.7	1	125	3	0.9	7.50	1883	127	20
Gr-602	30/11/2001	X	C33	2016.7	2019.7	2019.7	3	2400	375	0.9	7.50	1883	184	20
			C56E	2128	2130	2130	2	2400	57.6	0.875	7.23	1400	728	10
			C62	2171.5	2174.5	2174.5	12.5	2400	57.6	0.833	6.98	1400	772	10
Gr-a-602	30/11/2001	X	C62n	2223.5	2232.5	2232.5	3	2400	57.6	0.875	7.23	1700	530	16
			C19	1927	1930	1930	3	2400	57.6	0.92	7.67	1400	527	20
			C33n	1973.5	1975	1975	2	1600	21.2	0.92	7.67	1620	160	10
Gr-624	17/3/2003	X	C49	2050	2053	2053	3	2400	57.6	0.9	7.5	1100	950	12
			B55	1806.6	1811	1811	15	2400	57.6	0.9	7.5	1400	407	12
			C18	1851.5	1853	1853	10	243	51.4	0.9	7.5	1652	200	20
Gr-a-603	24/1/2002	X	C18	1866	1869	1869	3	214	5.1	0.9	7.5	1668	200	20
			C33	1947	1949.5	1949.5	1.5	1460	36.0	0.9	7.5	1776	189	80
			C49	2002	2003.5	2003.5	13	2400	57.6	0.9	7.5	1300	702	88
Gr-616	10/6/2002	X	C62	2074.5	2076	2076	1.5	1171	28.1	0.88	7.33	2025	50	6
			B52En	1694.5	1698	1698	3.5	672	16.1	0.9	7.5	1200	495	62
			B52En	1702.5	1704	1704	1.5	288	6.9	0.9	7.5	1200	503	62
Gr-609	24/4/2002	X	B52En	1705	1707.5	1707.5	2.5	480	11.5	0.9	7.5	1200	505	62
			B52En	1720	1725	1725	5	960	23.0	0.9	7.5	1200	520	62
			B55	1800	1803.5	1803.5	22.5	2400	57.6	0.9	7.5	700	1100	12
Gr-631	3/1/2012	X	C	1335	1339	1339	4	1800	43.2	0.855	7.13	1100	237	12
			C	1272	1275.5	1275.5	3.5	350	8.4	0.9	7.50	1441	133	16
			C1	1904.5	1908.5	1908.5	4	400	9.6	0.9	7.50	1500	50	20
Gr-629	38/107	X	C2	1982	1985	1985	3	300	7.2	0.9	7.50	1751	181	60
			C50	1866	1870.1	1870.1	2.1	310	7.4	0.91	7.58	860	1267.6	34
			C60	1945.5	1947.6	1947.6	2.1	3000	72.0	0.87	7.42	950	517	68
Gr-627	39/453	X	C	1464.5	1467	1467	2.5	3000	72.0	0.89	7.42	1694	155	10
			C20	1846.5	1849	1849	2.5	420	10.1	0.89	7.42	1000	964	51
			C40	1960	1964	1964	4	3000	72.0	0.89	7.38	1868	162.5	60
Gr-626	38/561	X	C50	2028	2030.5	2030.5	2.5	300	21.6	0.885	7.50	1206	1212.5	73
			C1	1416	1418.5	1418.5	2.5	570	13.7	0.9	7.04	400	1249.5	10
			C2	1646	1649.5	1649.5	3.5	2400	57.6	0.845	7.04	1600	640	30
Gr-625	38/032	X	C3	2237	2240	2240	3	2400	57.6	0.9	7.50	500.5	68	68
			C1	1358.5	1360.5	1360.5	2	960	23.0	0.9	7.50	860	520	68
			C2	1376	1380	1380	2	960	23.0	0.9	7.50	860	520	68
Gr-623	38/218	X	C3	2081	2083	2083	2	2400	57.6	0.935	7.79	1200	883	16
			CIV	1817	1819	1819	2	422	10.1	0.8	6.67	1200	643	30
			CIV	1841	1843	1843	2	1600	43.2	0.91	7.58	1792	195	42
Gr-623	38/218	X	CIV	1899	1901	1901	2	280	6.7	0.92	7.67	1792	195	42
			C20	1933	1935	1935	2	3000	72.0	0.894	7.45	850	1250	30
			G	1933	1940	1940	7	3000	72.0	0.894	7.45	850	1250	30

Pozo	Caudal oil (m ³ /d)	P _{vs} (psig)	P _{vs} (kg/cm ²)	Tipo Presión	P _v (psig)	P (m ³ Id.psi)/P Total (m ³ Id.psi)	Coef. Profr.	Np (m ³)	EUR (m ³)	Np Capas (m ³)	EUR Capas (m ³)	Salinidad (g/L)	Baluidad (ppm)	Porosidad (%)	Tipo Porosidad
Gr-632	36.3	2602	183	RFT	2374	0.1933	0.74	10613	10344	7872	8188	2.9	2900	0.18	Sm.Daro
	34.6	2503	176	RFT	802	0.0203	0.09			1005	1036	2.3	3000	0.18	Sm.Daro
	10.7	1806	127	RFT	755	0.0102	0.05			503	519	4.6	4600	0.2	Densidad
	26.7	1827	129	RFT	755	0.0249	0.12			1233	1271	4.6	4600	0.18	Densidad
	12.8	1074	76	RFT	247	0.0155	0.0245	0.63	2479	2479	1565	1565	5.2	5200	0.3
Gr-633	6.4	955	67	RFT	247	0.0090	0.37			914	914	5.2	5200	0.28	Sónico
	14.4	1765	124	RFT	274	0.0097	0.0291	800	800	266	266	5.2	5200	0.26	Sónico
Gr-634	17.28	1863	82	RFT	274	0.0094	0.87			534	534	5.2	5200	0.25	Sónico
	5.9	1639	79	Correlación	139	0.0038	0.0560	9967	19431	515	830	8.7	8700	0.14	Densidad
Gr-615	13.7	2074	146	Correlación	197	0.0073	0.08			1605	1605	9.1	9100	0.21	Densidad
	49.6	2145	151	Correlación	966	0.0420	0.47			5718	4010	4.01	4010	0.22	Densidad
	3.4	2196	154	Correlación	1016	0.0029	0.03			635	4010	4.01	4010	0.22	Densidad
	14.4	2342	165	Correlación	1839	0.0326	0.0866	12048	4427	4427	7139	4.6	4600	0.23	Densidad
	34.1	1713	120	RFT	265	0.0235	0.1342			4777	5735	4.6	4600	0.3	RMN
Gr-622	39.7	1488	105	RFT	709	0.0510	0.38	27262	33072	10363	12572	8.7	8700	0.26	RMN
	7.8	1546	103	RFT	158	0.0056	0.04			1138	81	8.1	8100	0.17	RMN
	41.5	1885	83	RFT	418	0.0541	0.40			10384	13325	6.4	6400	0.22	RMN
Gr-628	51.8	2318	163	RFT	710	0.0322	0.0322	1060	1060	1060	1060	5.2	5200	0.23	Sónico
	67.7	2183	154	RFT	1474	0.0955	0.0955	4761	6130	4761	6130	5.8	5800	0.16	RMN
Gr-a-614	1.3	1655	116	Correlación	76	0.0008	0.1275			81	99	2.91	2910	0.18	Densidad
	54.7	2377	167	RFT	538	0.0298	0.233	3014	6360	3014	3659	6.38	6360	0.19	Densidad
	2.4	2176	195	RFT	162	0.0009	0.007			93	113	2.91	2910	0.21	Densidad
	7.2	2260	153	RFT	171	0.0034	0.027	12919	15682	349	424	2.91	2910	0.22	Densidad
	51.84	2421	170	RFT	906	0.0342	0.268			3465	4207	2.33	2330	0.18	Densidad
Gr-611	51.84	2484	175	Correlación	820	0.0331	0.280			3356	4076	2.33	2330	0.18	Densidad
	48.38	2575	181	RFT	659	0.0252	0.198			2958	3105	2.3	2300	0.19	Densidad
	46.08	2151	151	Correlación	689	0.0315	0.1160			3431	4440	5.81	5810	0.18	Densidad
	19.01	2222	156	Correlación	209	0.0094	0.080	12518	16554	1027	1320	4	4000	0.21	Densidad
	64.8	2262	159	Correlación	1137	0.0576	0.487			6267	8054	5.81	5810	0.19	Densidad
Gr-602	8.36	2339	164	Correlación	238	0.0043	0.036			484	596	11.05	11050	0.18	Sm.Daro
	27.76	2385	168	Correlación	277	0.0132	0.111			1433	1842	2.91	2910	0.18	Sm.Daro
	3.38	1518	107	Correlación	92	0.0024	0.020	12880		258	331	2.9	2900	0.26	Densidad
	25.19	2113	149	Correlación	191	0.0131	0.0591	1908	1908	423	423	9.3	9300	0.21	Densidad
	50.63	2318	163	Correlación	1216	0.0460	0.178			1485	1485	11.1	1100	0.22	Densidad
Gr-a-603	50.63	1886	140	Correlación	520	0.0346	0.1542			19645	26160	4.6	4600	0.21	Densidad
	41.94	2048	144	Correlación	255	0.0230	0.149			13044	16631	4.6	4600	0.22	Densidad
	12.34	2052	144	Correlación	256	0.0069	0.045			3504	5594	4.6	4600	0.23	Densidad
	4.11	2070	146	Correlación	256	0.0023	0.015	87652	125601	1269	1647	4.6	4600	0.25	Densidad
	7.01	2178	153	Correlación	216	0.0036	0.023			2030	2909	4.6	4600	0.2	Densidad
Gr-616	6.31	2253	158	Correlación	898	0.0051	0.033			2899	4195	4.6	4600	0.22	Densidad
	25.87	2352	165	Correlación	633	0.0113	0.073			6421	9200	4.6	4600	0.15	Densidad
	155.19	2358	166	Correlación	63	0.0676	0.438			38420	50055	4.6	4600	0.19	Densidad
	6.13	1772	125	RFT	633	0.0054	0.0195			53	53	3.4	3400	0.22	RMN
	2.63	1772	125	RFT	643	0.0023	0.019	192	192	23	23	3.4	3400	0.16	RMN
Gr-609	8.76	1772	125	RFT	646	0.0039	0.199			38	38	3.4	3400	0.18	RMN
	3.76	1772	125	RFT	665	0.0073	0.406			78	78	3.4	3400	0.21	RMN
	50.69	1977	139	Correlación	1407	0.0689	0.0913	14229	15856	13885	15451	3.8	3800	0.19	Sónico
	2.88	2380	167	Correlación	145	0.0023	0.026			364	405	6.76	6760	0.14	Sónico
	11.40	1224	86	RFT	288	0.0122	1.000	13002	38584	13002	38584			0.25	dent+son
Gr-630	7.06	1337	94	RFT	170	0.0060	0.0099	6583	8732	6583	8732			0.3	dent+son
	4.03	2217	156	RFT	142	0.0019	0.196	10807	14433	2115	2824			0.17	dent+son
	2.337	2037	164	RFT	256	0.0019	0.195			2109	2816			0.21	dent+son
	3.98	2080	146	RFT	154	0.0015	0.0769	16032	16032	314	314			0.21	dent+son
	47.82	2182	153	RFT	1568	0.0174	0.380			15718	15718			0.2	dent+son
Gr-627	23.04	1520	107	Correlación	654	0.0161	0.354			192	192			0.25	dent+sonico
	9.07	2041	144	Correlación	196	0.0037	0.0456	544	544	45	45			0.27	dent+sonico
	35.28	2196	154	Correlación	1220	0.0225	0.494			263	263			0.23	dent+sonico
	8.64	2288	161	Correlación	204	0.0032	0.071			38	38			0.23	dent+sonico
	3.63	1485	104	RFT	272	0.0030	0.1768	1238	1238	21	21			0.23	dent+son
Gr-626	51.84	1805	127	RFT	1501	0.1706	0.365			1194	1194			0.25	dent+son
	5.76	2629	185	RFT	619	0.0032	0.168			22	22			0.17	dent+son
	7.37	1890	88	RFT	640	0.0098	0.0621			1703	1703			0.22	dent+sonico
	3.27	1418	100	RFT	665	0.0098	0.158			1696	1696			0.25	dent+sonico
	3.69	1487	105	Correlación	743	0.0028	0.046	10756	10756	430	430			0.24	dent+sonico
Gr-623	48.38	2394	166	RFT	1174	0.0397	0.638			6866	6866			0.26	dent+sonico
	4.05	1564	110	RFT	43	0.0027	0.0454	894	894	48	48			0.17	sonico + den
	38.88	2037	143	RFT	832	0.0323	0.653			584	584			0.23	sonico + den
	3.30	2117	149	RFT	143	0.0020	0.040			36	36			0.17	sonico + den
	7.20	2166	152	RFT	1589	0.0125	0.253			226	226			0.19	sonico + den

Anexo II

Prorrato de producción de agua

Pozo	Fecha	Terminación/Reparación	Capa	Topo	Base	Espesor permeable (m)	audal ensayo (L)	Zágua Caudal agua (m³/d)	Nivel (m)	Emergencia (m)	Pes (psi)	Pes (psi)	Pes (psi)	P (m³/d, psf)	Total (m³/d, psf)	Coef. Pror.	Vp (m³)	Vp Capa (m³)	
Gr-622	30/3/2011	X	D	1626	1628	2	220	100	5.3	1540	87	1734	124	0.0017	0.06336	0.05	1446	605	
			F	1981	1983	2	164	100	3.7	1926	66	2231	94	0.0017	0.06336	0.03	605	1496	
			C	2016.5	2020	3.5	370	100	8.9	1884	134	2265	190	0.0043	0.0043	0.07	1496	10603	
			A	2226.5	2229.5	3	1800	16	6.9	2374	280	2602	2374	0.0303	0.0303	0.48	1776	1916	
			B	2169.5	2161.5	2	1800	20	8.6	1900	660	2503	802	0.0051	0.0051	0.08	1916	4834	
			E1	1664	1666	2	686	35	5.8	1000	571	1806	785	0.0065	0.0065	0.09	490	1929	
			E2	1674	1679	5	1474	35	10.1	2420	500	3015	213	0.0036	0.0230	0.01	346	1278	
			C	2568	2671	3	420	100	10.1	2420	500	3015	213	0.0036	0.0230	0.01	346	1278	
			F	1781.5	1788	6.5	960	100	4.1	1711	108	1946	108	0.0025	0.0025	0.02	61845	1935	
			G	1609	1611.5	2.5	170	100	4.1	1711	108	1946	108	0.0025	0.0025	0.02	61845	1935	
Gr-623	23/8/2012	X	H	1474.5	1476.5	2	500	100	12.0	1822	1023	2500	0.0094	0.0094	0.02	61845	1935		
			B	1220	1221	1	3000	100	7.20	14523	3000	1822	1023	2500	0.0094	0.0094	0.02	61845	1935
			A	1781	1788	7	1800	100	6.90	1926	221	1945	314	0.0221	0.0221	0.04	61845	1935	
			E	1631.5	1635	5	1800	100	7.6	1926	221	1945	314	0.0221	0.0221	0.04	61845	1935	
			E	1631.5	1637	5.5	260	100	6.6	1926	221	1945	314	0.0221	0.0221	0.04	61845	1935	
			D	1706	1709	3	500	100	21.6	1843	166	1843	222	0.0133	0.0133	0.16	1843	2644	
			B	2062	2064	2	160	100	3.6	1830	73	2314	104	0.0016	0.0016	0.02	323	323	
			A	2219	2222	3	160	100	10.3	2061	180	2541	227	0.0045	0.0045	0.05	885	885	
			H	1672.5	1673.5	1	200	100	4.8	1489	84	1662	119	0.0031	0.0128	0.24	9668	9668	
			F	1856	1857.5	1.5	200	100	4.8	1780	76	2047	108	0.0025	0.0128	0.24	9668	9668	
Gr-615	22/7/2002	X	F	2038	2039.5	1.5	220	100	6.3	2013	85	2376	121	0.0023	0.0023	0.18	7276	7276	
			A	1595	1599	4	300	100	7.2	1478	145	1632	206	0.0048	0.0048	0.38	15057	15057	
			B	1913	1916	3	360	100	4.8	1781	145	2125	206	0.0045	0.0070	0.65	23636	23636	
			H	1938.5	1940	1.5	200	100	4.8	1863	145	2169	206	0.0025	0.0025	0.35	8309	8309	
			G	1956.5	1968	2.5	530	100	12.7	1760	196	2182	278	0.0067	0.0094	0.71	1356	1356	
			C	2131	2133	2	260	100	6.2	2032	99	2421	141	0.0027	0.0027	0.21	394	394	
			A	1922.5	1934.5	2	720	100	17.3	1445	148	1689	210	0.0117	0.0133	0.88	834	834	
			I	2414	2417	3	180	100	4.3	2335	79	2606	112	0.0016	0.0016	0.12	946	946	
			A	2832	2834	2	400	100	9.6	2685	147	3375	209	0.0030	0.0030	0.01	166	166	
			F	1876.8	1880.6	2	340	100	8.2	1750	129	2078	183	0.0043	0.0043	1	9029	9029	
Gr-a-602	24/7/2002	X	J	2472	2473.5	1.5	400	100	9.78	2700	772	2855	1037	0.0322	0.0322	0.07	1766	1766	
			H	2567	2570	3	400	100	9.6	2690	477	3014	209	0.0034	0.0034	0.01	188	188	
			E1	1742	1743	2	300	100	8.4	1698	162	1916	218	0.0032	0.0032	0.01	2637	2637	
			E2	1764.2	1766.2	2	478	100	11.5	1588	166	1922	238	0.0068	0.0068	0.02	523	523	
			E3	1788.2	1788.2	1	480	100	11.5	1588	166	1922	238	0.0068	0.0068	0.02	523	523	
			I	1424	1425	1	340	100	8.2	1334	130	1460	185	0.0084	0.0084	0.02	49	49	
			H	1572	1573.5	1.5	480	100	11.5	1394	178	1661	253	0.0082	0.0082	0.02	63	63	
			G	1629	1631	2	3000	100	72.0	900	729	1738	1036	0.1025	0.1025	0.26	786	786	
			D	1785	1787	2	3000	100	72.0	1395	114	1926	162	0.0023	0.0023	0.00	2012	2012	
			C1	1814	1815	1	71	100	1.7	1700	117	1990	162	0.0009	0.0009	0.01	7	7	
Gr-616	10/8/2002	X	C2	1816.5	1819	2.5	178	100	4.3	1993	166	1993	166	0.0023	0.0023	0.01	18	18	
			C3	1820	1821	1	171	100	1.7	1998	171	1998	171	0.0009	0.0009	0.00	7	7	
			E1	1876.5	1880.5	4	240	100	5.8	1800	77	2075	109	0.0029	0.0029	0.01	22	22	
			E2	1882.8	1884.5	2	520	100	7.3	1800	83	2083	117	0.0015	0.0015	0.00	11	11	
			H	1841	1843	2	2400	100	97.8	1400	241	1995	342	0.0408	0.0408	0.28	1784	1784	
			G	1816	1818	2	300	100	6.3	1695	81	1995	115	0.0031	0.0031	0.01	639	639	
			C	2374	2377	3	240	100	57.6	850	1524	2762	2166	0.0983	0.0983	0.69	26368	26368	
			A	2483.5	2485	1.5	120	100	2.8	2445	63	2914	63	0.0010	0.0010	0.01	20	20	
			A	1620.0	1623.0	3.0	800	100	4.8	1635	47	1726	124	0.0028	0.0028	0.02	20	20	
			A	2121.5	2124.0	2.5	1000	100	24.0	1324	2409	1882	0.0466	0.0466	0.30	317	317		
Gr-631	24/4/2002	X	A	2250.0	2251.0	2.0	800	100	19.2	2413	1882	0.0361	0.0361	0.24	282	282			
			A	2250.0	2253.0	2.0	800	100	43.2	1200	1062	2684	1495	0.0397	0.0397	0.26	276	276	
			A	2276.0	2278.5	2.5	1800	100	43.2	1900	377	2618	536	0.0207	0.0207	0.14	144	144	
			A	2320.0	2323.0	3.0	730	100	17.5	2190	132	2678	188	0.0070	0.0070	0.05	49	49	
			A	1851	1856	4.0	220	100	6.3	1760	132	2040	132	0.0028	0.0028	0.01	185	185	
			A	2160	2162	2.0	253	100	6.1	2000	91	2461	0	0.0037	0.0037	0.31	221	221	
			A	2160.5	2163.5	3.0	379	100	9.1	2461	0	2461	0	0.0030	0.0030	0.25	182	182	
			A	2173.5	2181	2.5	216	100	7.8	2461	0	2461	0	0.0024	0.0024	0.20	146	146	
			A	2182	2184	2.0	233	100	6.1	2461	0	2461	0	0.0024	0.0024	0.20	146	146	
			A	1537.1	1537.1	2.1	176	100	4.2	1684	73.1	1539	184	0.0034	0.0034	0.00	8159	8159	
Gr-629	30/4/2004	X	A	1533.6	1533.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1347.6	1347.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1347.6	1347.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1467.6	1467.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1467.6	1467.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1467.6	1467.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1467.6	1467.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1467.6	1467.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1467.6	1467.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
			A	1467.6	1467.6	2.1	300	100	7.20	2000	463.6	1529	782	0.1636	0.1636	0.20	1689	1689	
Gr-627	19/4/2006	X	A	1482.6	1486.1	4.1	3000	100	22.0	730	756.1	1539	1075	0.1562	0.1562	0.18	1784	1784	
			A	1525.6	1525.6	1.6	180	100	4.3	1448	77.1	1595	110	0.0029	0.0029	0.00	33	33	
			A	1896	1890.1	4.1	3000	100	22.0										

Anexo III

Flujo de caja proyecto de desarrollo Granson

Análisis Proyecto de desarrollo mediante inyección de agua Granson												
Cuadro de resultados												
Años	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Períodos	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Producción de petróleo (m ³)		7808	12103	26964	26640	24145	22293	20591	19026	17585	11257	
Volumen de inyección de agua (m ³)		10917	142651	148474	148394	148155	148155	148156	147062	121923	63841	
Flujo de fondos del proyecto												
Ingresos												
Venta con precio ponderado (USD)		3941128	6109051	13610218	13446677	12187313	11252506	10393413	9603471	8876119	5682029	
Excesos (costos)												
Overhead regional												
Finding cost												
Development cost												
Lifting cost				14.4 USD/bbl								
Injection water cost				3.15 USD/bbl								
Midstream cost (2.5% del pvbp)				0.16 USD/bbl								
Regalías hidrocarbúricas (16% del pvbp)				1.20 USD/bbl								
- Amortización inversión				12.8 USD/bbl								
Σ Base Imponible = Ingresos - (costos fijos + costos variables + amortización)												
Impuestos												
Impuesto a las ganancias		2433521	3497924	8265689	8144869	7320359	6701450	6129534	5602774	5171361	3313407	
Impuesto al cheque		-730056	-1049377	-2479707	-2443461	-2196108	-2010435	-1838860	-1680832	-1551408	-994022	
Impuesto ingresos brutos		-14601	-20988	-49594	-48869	-43922	-40209	-36777	-33617	-31028	-19880	
		-73006	-104938	-247971	-244346	-219611	-201044	-183886	-168083	-155141	-99402	
Ingresos después de impuestos												
+ Amortización		1615858	2322621	5488417	5408193	4860719	4449763	4070011	3720242	3433784	2200103	
		705549	1093654	2436528	2407251	2181797	2014446	1860649	1719232	1589020	1017208	
Inversiones												
Inversión (USD)												
Capital propio (USD)												
Capital de trabajo (USD)												
Flujo de fondos del proyecto (1+i)ⁿ		2321407	3416276	7924945	7815444	7042515	6464209	5930660	5439475	5022804	3217311	
	1.0	1.1	1.3	1.4	1.6	1.8	2.1	2.4	2.7	3.0	3.4	
Flujo de fondos actualizado		2054342	2675445	5492385	4793358	3822395	3104879	2520890	2046112	1672015	947782	
Flujo de fondos acumulado		-14970993	-12295548	-6803163	-2009805	1812590	4917469	7438360	9484472	11156487	12104269	
Período de repago (Pay off)	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Cálculo del lifting cost y producciones totales futuras

Mes	Fecha	Producción por primaria				Producción incremental				Producción total				WOR	Costos fijos USD/mes	Costos variables USD/mes	Lifting cost USD/bbl
		Qo (m3/d)	Qw (m3/d)	Qb (m3/d)	Qo prim	Qo sec	Qw prim	Qw sec	Qb (m3/d)	Qo (m3/d)	Qw (m3/d)	Qb (m3/d)	Qo (m3/d)				
253	mar-22	19,4	322,4	341,8	14,1	61,5	51,5	65,7	33,6	373,9	407,5	11,1	11685	1022	1,98		
254	abr-22	19,3	323,0	342,3	27,8	63,2	63,2	91,0	47,1	386,2	433,4	8,2	11685	1388	1,45		
255	may-22	19,2	323,7	342,8	24,2	74,3	74,3	98,5	43,4	398,0	441,3	9,2	11685	1291	1,56		
256	jun-22	19,0	324,3	343,4	22,2	75,6	343,4	97,8	39,4	399,9	441,1	9,7	11685	1235	1,64		
257	jul-22	18,9	325,0	343,9	20,5	69,0	343,9	89,5	39,4	394,0	433,4	10,0	11685	1183	1,71		
258	ago-22	18,8	325,6	344,4	18,9	57,7	344,4	76,6	37,7	383,4	421,0	10,2	11685	1135	1,78		
259	sep-22	18,6	326,3	344,9	17,5	61,2	344,9	78,8	36,2	387,5	423,7	10,7	11685	1096	1,85		
260	oct-22	18,5	326,9	345,4	16,3	71,8	345,4	88,1	34,8	388,7	433,5	7,2	11685	455,1	2,44		
261	nov-22	18,4	327,6	346,0	15,2	68,3	346,0	83,5	33,6	395,9	429,5	12,0	11685	684,2	2,88		
262	dic-22	18,2	328,3	346,5	14,2	65,3	346,5	79,5	32,5	393,5	426,0	16,8	121,1	11685	913,6	3,35	
263	ene-23	18,1	328,9	347,0	13,4	0,0	59,4	72,7	31,5	388,3	419,8	26,3	123,9	12854	1375,8	4,42	
264	feb-23	18,0	329,6	347,6	12,6	0,8	75,5	88,9	31,4	405,1	436,4	35,9	123,9	12854	1840,9	5,21	
265	mar-23	17,9	330,2	348,1	11,9	2,9	69,3	84,0	32,6	399,5	432,1	40,7	121,2	12854	2076,5	5,39	
266	abr-23	17,7	330,9	348,6	11,2	5,9	63,3	80,4	34,9	394,1	429,0	40,7	111,3	12854	2082,3	5,05	
267	may-23	17,6	331,6	349,2	10,6	9,8	62,2	82,8	38,1	393,8	431,9	40,7	10,3	12854	2090,9	4,64	
268	jun-23	17,5	332,2	349,7	10,1	14,7	59,4	85,8	42,2	393,3	435,5	40,7	9,3	12854	2101,9	4,19	
269	jul-23	17,4	332,9	350,3	9,6	20,4	64,9	100,3	47,3	403,2	450,5	40,7	8,5	12854	2115,9	3,76	
270	ago-23	17,3	333,5	350,8	9,2	24,4	67,3	115,2	50,8	415,3	466,0	40,7	8,2	12854	2125,4	3,51	
271	sep-23	17,1	334,2	351,3	6,1	30,9	59,9	121,1	54,1	418,4	472,4	40,7	7,7	12854	2134,3	3,31	
272	oct-23	17,0	334,9	351,9	5,9	35,7	71,4	152,4	58,6	445,7	504,3	40,7	7,6	12854	2147,4	3,06	
273	nov-23	16,9	335,6	352,4	5,7	40,6	78,3	183,0	63,2	472,2	535,4	40,7	7,5	12854	2160,4	2,85	
274	dic-23	16,8	336,2	353,0	5,6	45,5	81,0	213,7	67,9	498,8	566,7	40,7	7,3	12854	2173,9	2,67	
275	ene-24	16,7	336,9	353,6	5,6	50,3	81,4	247,2	72,6	528,2	600,8	40,7	7,3	14139	2187,5	2,59	
276	feb-24	16,5	337,6	354,1	5,6	55,2	79,6	282,0	77,3	558,8	636,1	40,7	7,2	14139	2201,1	2,45	
277	mar-24	16,4	338,2	354,7	5,5	58,5	68,4	312,4	80,4	586,7	667,1	40,7	7,3	14139	2210,3	2,36	
278	abr-24	16,3	338,9	355,2	5,5	62,6	69,6	361,3	84,4	632,1	716,5	40,7	7,5	14139	2222,5	2,25	
279	may-24	16,2	339,6	355,8	5,5	66,3	72,1	413,7	87,9	681,6	769,5	40,7	7,8	14139	2233,5	2,17	
280	jun-24	16,1	340,3	356,4	5,4	68,2	71,2	456,0	89,7	702,7	792,4	40,7	7,8	14139	2239,0	2,13	
281	jul-24	16,0	341,0	356,9	5,4	69,0	71,3	504,8	90,4	807,4	807,4	40,7	7,9	14139	2243,3	2,12	
282	ago-24	15,9	341,6	357,5	5,4	69,5	64,9	550,3	90,7	710,8	801,6	40,7	7,8	14139	2242,0	2,11	
283	sep-24	15,8	342,3	358,1	5,3	69,7	63,0	604,1	90,7	709,5	800,2	40,7	7,8	14139	2242,0	2,11	
284	oct-24	15,6	343,0	358,7	5,3	69,3	53,5	663,6	90,3	701,0	791,2	40,7	7,8	14139	2240,4	2,12	
285	nov-24	15,5	343,7	359,2	5,3	69,0	56,0	716,5	89,8	704,5	794,3	40,7	7,8	14139	2239,2	2,13	
286	dic-24	15,4	344,4	359,8	5,2	68,6	56,4	795,2	89,3	705,9	795,2	40,7	7,9	14139	2237,9	2,14	
287	ene-25	15,3	345,1	360,4	5,2	68,3	50,6	888,0	88,8	701,2	790,0	40,7	7,9	15553	2236,5	2,23	
288	feb-25	15,2	345,8	361,0	5,2	67,9	46,3	1003,3	88,3	698,0	786,3	40,7	7,9	15553	2235,1	2,24	
289	mar-25	15,1	346,5	361,6	5,1	67,6	47,8	1152,4	87,8	700,5	788,3	40,7	8,0	15553	2233,8	2,26	
290	abr-25	15,0	347,2	362,2	5,1	67,2	40,9	1301,6	87,3	694,6	781,9	40,7	8,0	15553	2232,3	2,27	
291	may-25	14,9	347,9	362,7	5,1	66,8	51,5	1451,1	86,8	706,3	793,1	40,7	8,1	15553	2231,3	2,28	
292	jun-25	14,8	348,6	363,3	5,0	66,5	51,2	1600,6	86,3	707,1	793,4	40,7	8,2	15553	2230,0	2,29	
293	jul-25	14,7	349,2	363,9	2,1	66,1	49,3	1750,1	82,9	706,3	789,2	40,7	8,5	15553	2220,9	2,38	
294	ago-25	14,6	349,9	364,5	2,1	65,7	48,5	1900,1	82,4	706,5	788,9	40,7	8,6	15553	2219,5	2,40	
295	sep-25	14,5	350,6	365,1	2,1	65,3	41,6	2050,1	81,9	700,7	782,6	40,7	8,6	15553	2218,0	2,41	
296	oct-25	14,4	351,3	365,7	2,1	64,9	39,1	2200,1	81,4	699,4	780,2	40,7	8,6	15553	2217,4	2,42	
297	nov-25	14,3	352,1	366,3	2,0	64,5	45,1	2350,1	80,9	706,4	787,2	40,7	8,7	15553	2216,3	2,44	
298	dic-25	14,2	352,8	366,9	2,0	64,1	45,7	2500,1	80,4	708,1	788,5	40,7	8,8	15553	2215,0	2,45	
299	ene-26	14,1	353,5	367,5	2,0	63,7	36,9	2650,1	79,8	700,5	786,3	40,7	8,8	17108	2208,3	2,57	
300	feb-26	14,0	354,2	368,2	2,0	63,3	40,6	2800,1	79,3	705,3	784,6	40,7	8,9	17108	2207,1	2,58	
301	mar-26	13,9	354,9	368,8	2,0	62,9	38,8	2950,1	78,8	704,5	783,3	40,7	8,9	17108	2205,8	2,60	
302	abr-26	13,8	355,6	369,4	2,0	62,6	32,6	3100,1	78,3	699,4	777,8	40,7	8,9	17108	2204,2	2,61	
303	may-26	13,7	356,3	370,0	2,0	62,2	42,9	3250,1	77,8	710,8	788,6	40,7	9,1	17108	2203,3	2,63	
304	jun-26	13,6	357,0	370,6	1,9	61,8	41,1	3400,1	77,3	710,1	787,4	40,7	9,2	17108	2201,9	2,65	
305	jul-26	13,5	357,7	371,2	1,9	61,4	40,4	3550,1	76,8	710,5	787,4	40,7	9,3	17108	2200,6	2,66	
306	ago-26	13,4	358,4	371,9	1,9	61,0	41,6	3700,1	76,3	712,8	789,1	40,7	9,3	17108	2199,4	2,68	
307	sep-26	13,3	359,2	372,5	1,9	60,6	38,8	3850,1	75,8	711,2	787,0	40,7	9,4	17108	2198,0	2,70	
308	oct-26	13,2	359,9	373,1	1,9	60,2	33,0	4000,1	75,3	706,4	781,8	40,7	9,4	17108	2196,6	2,71	