



PROYECTO FINAL

Informe de Proyecto de Ingeniería en Petróleo

Presentado por:

XXXXXXXXXXXX

Morales, Emiliano

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1- Objetivos del Proyecto.....	5
1.2- Introducción a la Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge.....	5
1.2.1- Marco regional y estructural.....	6
1.2.2- Estratigrafía.....	9
1.2.3- Elementos del sistema petrolero de la CGSJ.....	11
1.3- Introducción al Yacimiento Mata Magallanes Oeste (MMO).....	14
1.3.1- Ubicación Geográfica.....	14
1.3.2- Consideraciones Generales.....	16
1.3.3- Historia de producción.....	19
1.3.4- Instalaciones de superficie.....	24
2. ÁREA DE ESTUDIO.....	29
3. MODELADO ESTÁTICO.....	31
3.1- Modelo Estructural.....	31
3.2- Modelo Estratigráfico.....	41
3.3- Modelo Petrofísico.....	47
3.3.1- Porosidad en capas seleccionadas.....	48
3.3.2- Saturación de agua (Sw).....	50
3.3.3- Espesor Útil.....	53
3.4- Cálculo del Original Oil in Place (OOIP).....	56
4. MODELADO DINÁMICO.....	58
4.1- Mecanismo de drenaje del yacimiento.....	58
4.2- Parámetros PVT y propiedades del reservorio.....	59
4.2.1- Presión estática por capa.....	60
4.2.2- Temperatura del reservorio.....	60
4.2.3- Viscosidad del petróleo.....	61
4.2.4- Permeabilidades efectivas.....	65
4.3- Pozo tipo del yacimiento.....	66
4.3.1- Curvas IPR.....	66
4.3.2- Análisis de declinación y estimación de EUR.....	78
4.4- Prorrato de la producción.....	80
5. DESARROLLO DEL YACIMIENTO.....	81
5.1- Análisis de declinación y estimación de EUR.....	82
5.1.1- Conversión del pozo MMO-35 de productor a inyector.....	84

5.2- Análisis de la producción esperada tras las intervenciones propuestas.....	86
6. PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....	91
6.1- Revisión del proyecto piloto de Recuperación Secundaria.....	91
6.1.1- Calidad del agua de inyección.....	92
6.2- Continuidad del piloto de Recuperación Secundaria.....	94
6.2.1- Esquemas de Inyección.....	95
6.2.2- Eficiencia de desplazamiento.....	99
6.2.3- Eficiencia volumétrica.....	99
6.2.4- Reservas asociadas.....	102
6.2.5- Determinación de presión de inyección y caudales.....	103
6.3- Pronósticos del proyecto.....	104
6.3.1- Fill up y tiempo de llenado.....	104
6.3.2- Pronósticos de producción.....	105
7. PROYECTO INTREGAL MATA MAGALLANES OESTE.....	107
7.1- Acumulada total del proyecto.....	108
7.2- Caudales estimados a lo largo del tiempo.....	110
7.3- Fuentes de agua para la etapa de inyección.....	111
7.4- Instalaciones de superficie.....	113
7.4.1- Capacidad del sistema de almacenamiento y tratamiento.....	114
8. SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE.....	117
8.1- Régimen legal de los hidrocarburos en Argentina.....	117
8.2- Legislación Nacional.....	117
8.3- Legislación Provincial.....	124
9. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	127
9.1- Inversiones (Capex).....	128
9.1.1- Inversión asociada a la etapa de reacondicionamiento.....	128
9.1.2- Inversión asociada a la etapa de estimulaciones.....	130
9.1.3- Inversión asociada a la etapa de recuperación secundaria.....	131
9.1.4- Inversión asociada a las instalaciones de superficie.....	132
9.1.5- Inversión total.....	134
9.2- Discriminación de costos (OPEX).....	135
9.2.1- Costos de producción.....	135
9.2.2- Lifting Cost.....	136
9.3- Evaluación económica.....	139
9.3.1- Cash Flow (Flujo de caja).....	139
9.3.2- Pay-off.....	141

9.3.3- VAN (Valor neto actual).....	142
9.3.4- TIR (Tasa interna de retorno).....	144
9.4- Análisis de sensibilidad.....	146
9.4.1- Sensibilidad de la TIR.....	147
9.4.2- Sensibilidad del VAN.....	148
10. CONCLUSIONES.....	148
11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	149

1. INTRODUCCIÓN

1.1- Objetivos del Proyecto

El presente proyecto tiene como objetivo evaluar las posibilidades de desarrollo y negocio del yacimiento Mata Magallanes Oeste, a partir de la visualización y caracterización integral de los reservorios, la evaluación del desempeño productivo actual y el diseño de un proyecto piloto de recuperación secundaria.

A partir del estudio y la generación de los modelos estático y dinámico, se desarrollarán distintas propuestas orientadas a incorporar nuevas reservas, incrementar y optimizar la producción del yacimiento, con el fin de establecer una base sólida para su desarrollo futuro.

En función del objetivo general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Generar un modelo estático que represente las características propias del yacimiento.
- Construir un modelo dinámico que permita cuantificar las reservas y determinar las condiciones actuales de explotación y eficiencia de recuperación.
- Generar propuestas de reparación y reactivación de pozos.
- Estudiar e implementar oportunidades de mejora del proyecto de recuperación secundaria existente.
- Determinar la viabilidad técnico-económica de las propuestas de desarrollo planteadas.

1.2-Introducción a la Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge

La Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ), situada en la porción central de la Patagonia argentina, constituye la cuenca productora de hidrocarburos más antigua y prolífica del país. Se desarrolla entre los paralelos 45° y 47° de latitud sur y los meridianos 65° y 71° de longitud oeste, abarcando amplias zonas de las provincias de Chubut y Santa Cruz, y extendiéndose hacia el este sobre la plataforma continental.

Con una superficie aproximada de 180.000 km², de los cuales un tercio corresponde al ámbito marino, la cuenca ha sido el escenario principal del desarrollo petrolero nacional desde el descubrimiento del primer pozo en 1907, en las cercanías de Comodoro Rivadavia. Desde entonces, se han perforado más de 25.000 pozos, de los cuales unos 1.650 son exploratorios onshore y apenas 25 offshore.

La producción acumulada de la CGSJ alcanza aproximadamente 473 millones de m³ de petróleo y 70.300 millones de m³ de gas, lo que

representa una contribución histórica de más del 30 % del total nacional. A pesar de su madurez productiva, la cuenca mantiene un potencial remanente significativo, con reservas probadas y probables superiores a 210 millones de m³ de petróleo y 34.700 millones de m³ de gas, contenidos en intervalos que van desde los 400 hasta los 3.000 m de profundidad, correspondientes al Cretácico Inferior-Paleoceno.

El relleno sedimentario supera los 8.000 m de espesor en la zona central, con registros exploratorios que alcanzan profundidades de hasta 5.160 m. Esta columna sedimentaria integra todos los elementos esenciales del sistema petrolero, lo que explica su alta productividad y complejidad estructural.



Figura 1: Mapa de la cuenca del Golfo San Jorge

1.2.1-Marco regional y estructural

La Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) se ubica en el sector central de la Patagonia Argentina, extendiéndose en dirección Oeste-Este entre los Macizos Norpatagónico y del Deseado, dentro del denominado *Patagonia Terrane*. Es una cuenca intracratónica desarrollada sobre corteza continental de edad paleozoica, en el margen sur de la Placa Sudamericana, al este de la triple unión con las placas de Nazca y Antártica. Su evolución estuvo dominada por procesos extensionales y posteriormente compresivos, que definieron su configuración actual.

El origen de la cuenca está controlado por lineamientos paleozoicos NNO-SSE, reactivados durante el Mesozoico, que favorecieron la formación

de depocentros tipo hemigraben rellenos por sedimentos volcaniclasticos y lacustres. Durante el Jurásico y Cretácico Inferior, la disgregación de Gondwana y la apertura del Atlántico generaron un sistema extensional de tipo *basin and range*. Posteriormente, hacia el Cretácico Superior-Paleógeno, la aceleración de la subducción de la placa de Nazca produjo un nuevo campo de esfuerzos extensional-transtensional asociado a condiciones de back-arc, que originó el Ciclo Chubutiano y definió los principales depocentros sedimentarios. De esta manera, la CGSJ registra la superposición de dos sistemas evolutivos principales, el Neocomiano y el Chubutiano, con diferencias en su control tectónico, geometría y relleno sedimentario, lo que explica la existencia de múltiples sistemas petroleros dentro de la misma cuenca.

Desde el punto de vista estructural, la cuenca presenta un marcado contraste entre sectores extensionales y compresivos. En el sector oriental, donde se ubican los yacimientos más antiguos y productivos (Escalante, El Trébol, Campamento Central, Tordillo, entre otros), predomina un estilo extensional ONO-ESE con fallas normales lítricas que afectan al basamento y generan bloques rotados y pliegues rollover. Este patrón controla la compartimentación de los reservorios y la migración de hidrocarburos.

Hacia el centro de la cuenca, el régimen cambia a compresivo, con la presencia de la Faja Plegada Subandina, donde la inversión tectónica de antiguos depocentros formó anticlinales y fallas inversas de gran escala (Perales, Lomas del Cuy, Las Mesetas). La profundidad de despegue se estima en unos 14 km, y las estructuras resultantes muestran vergencias tanto hacia el este como al oeste.

Finalmente, en el sector occidental, próximo a la Cordillera Andina, vuelve a dominar un patrón extensional ONO-ESE, con una asimetría inversa respecto del sector oriental. En este ámbito se desarrollaron las subcuencas neocomianas, donde se ubican yacimientos menores como Mata Magallanes, Río Mayo y El Pluma.

En conjunto, la Cuenca del Golfo San Jorge presenta una arquitectura tectónica compleja, resultado de la interacción entre fases extensionales mesozoicas y compresivas cenozoicas. Estos procesos condicionaron la distribución de los depocentros sedimentarios, la geometría de las trampas y la evolución de los sistemas petroleros que la convierten en la cuenca más prolífica del país.

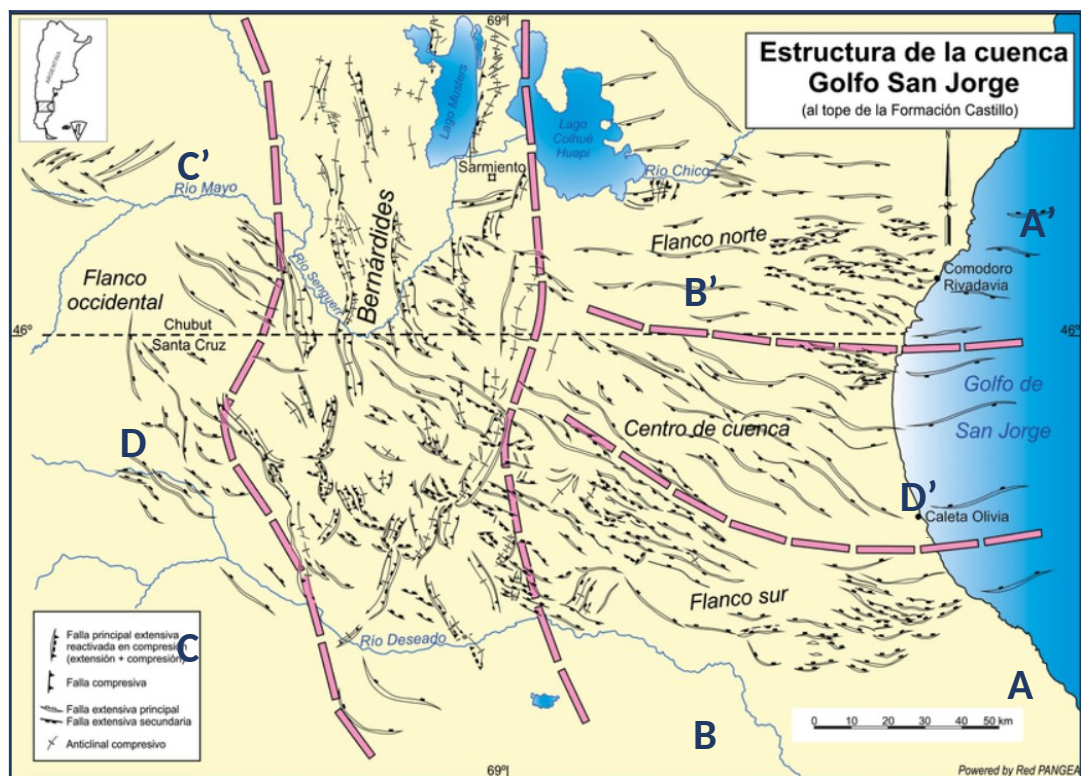


Figura 2: Estructura de la cuenca del Golfo San Jorge

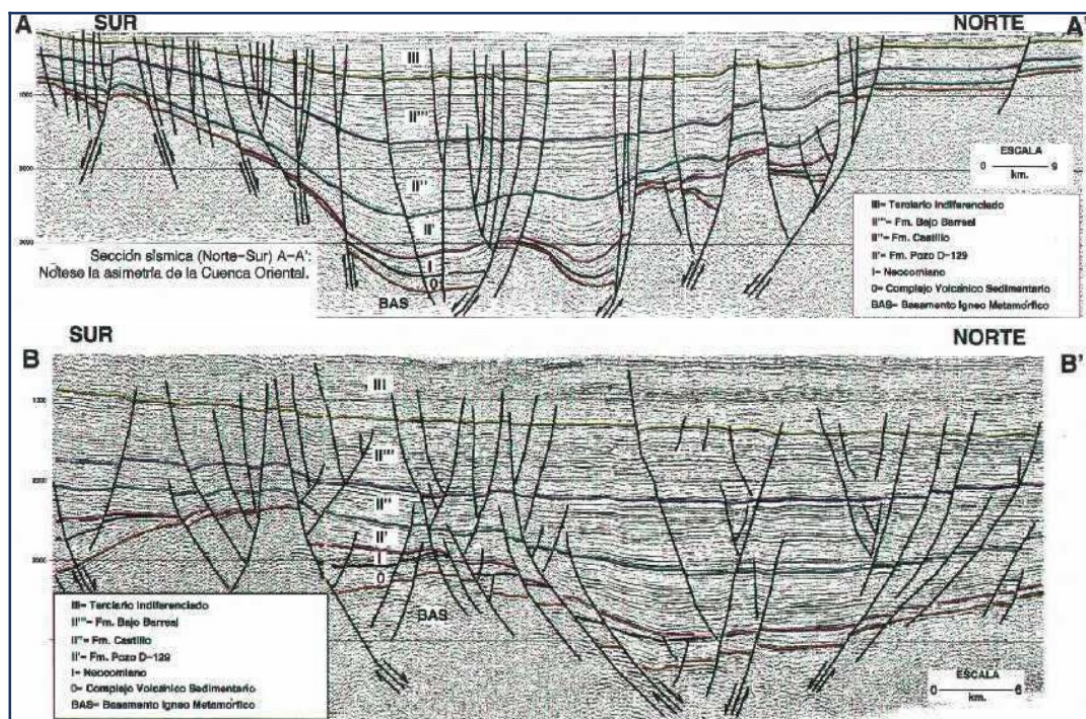


Figura 3: Cortes estructurales A-A' y B-B'

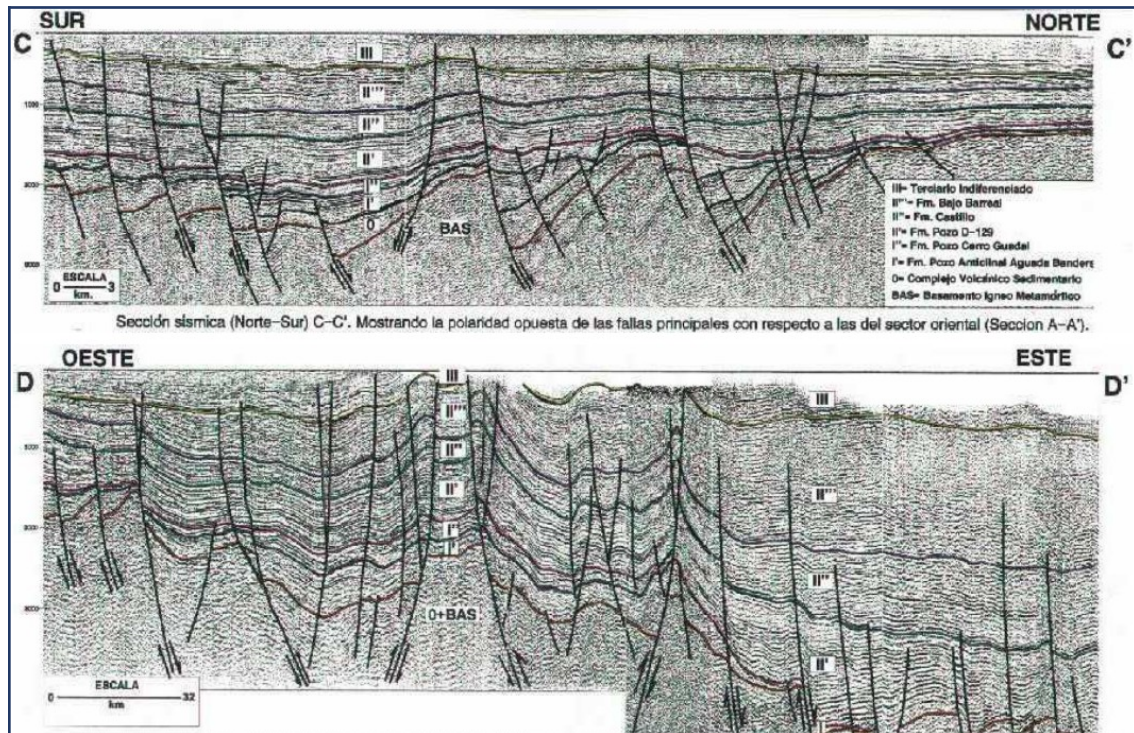


Figura 4: Cortes estructurales C-C' y D-D'

1.2.2-Estratigrafía

La evolución estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge refleja una compleja historia tectosedimentaria asociada a procesos de rifting mesozoico, reactivaciones extensionales y ajustes térmicos posteriores, que controlaron la generación de espacio de acomodación y la distribución de ambientes depositacionales.

El basamento está constituido por rocas metamórficas y sedimentarias paleozoicas, sobre las que se apoyan depósitos volcanoclásticos y epiclásticos del Jurásico Inferior agrupados en el Complejo Volcánico-Sedimentario (CVS). Este conjunto, equivalente a las formaciones Lago La Plata, Lonco Trapial y Bahía Laura, representa el registro inicial del estadio de hemigraben juvenil vinculado al rifting temprano y la ruptura de Gondwana (Megasecuencia 0).

Sobre este basamento se desarrolla la Megasecuencia I (Neocomiana), compuesta por las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal, que reflejan una etapa de hemigraben maduro. La primera unidad, predominantemente pelítica, representa condiciones lacustres con subsidencia dominante, mientras que la segunda, de carácter arenoso, marca un máximo transgresivo con influencia marina pacífica. Los principales depocentros de este ciclo se localizan hacia el oeste de la cuenca, donde alcanzan mayores espesores.

La Megasecuencia II (Cretácico Superior) comprende el Grupo Chubut, integrado por las Formaciones Pozo D-129, Castillo y Bajo Barreal. Durante este ciclo, el depocentro se desplaza hacia el sector oriental, desaparece la conexión marina y se desarrollan depósitos continentales fluviales y lacustres de varios miles de metros de espesor. Las unidades basales evidencian fuerte control tectónico extensional y transtensional, mientras que las superiores responden a una subsidencia térmica más estable. Estas formaciones constituyen los principales reservorios de hidrocarburos de la cuenca, caracterizados por areniscas finas a medianas con buena porosidad y permeabilidad.

La Megasecuencia III (Terciaria) incluye las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz, que registran alternancias de episodios extensivos y fluctuaciones eustáticas con sucesivas transgresiones y regresiones de orientación atlántica. Las unidades inferiores (Salamanca y Río Chico) representan condiciones transicionales marino-continentales, mientras que las superiores (Sarmiento y Santa Cruz) reflejan ambientes fluviales, eólicos y volcánicos, asociados al ascenso del orógeno andino y a un progresivo cierre del sistema cuencal.

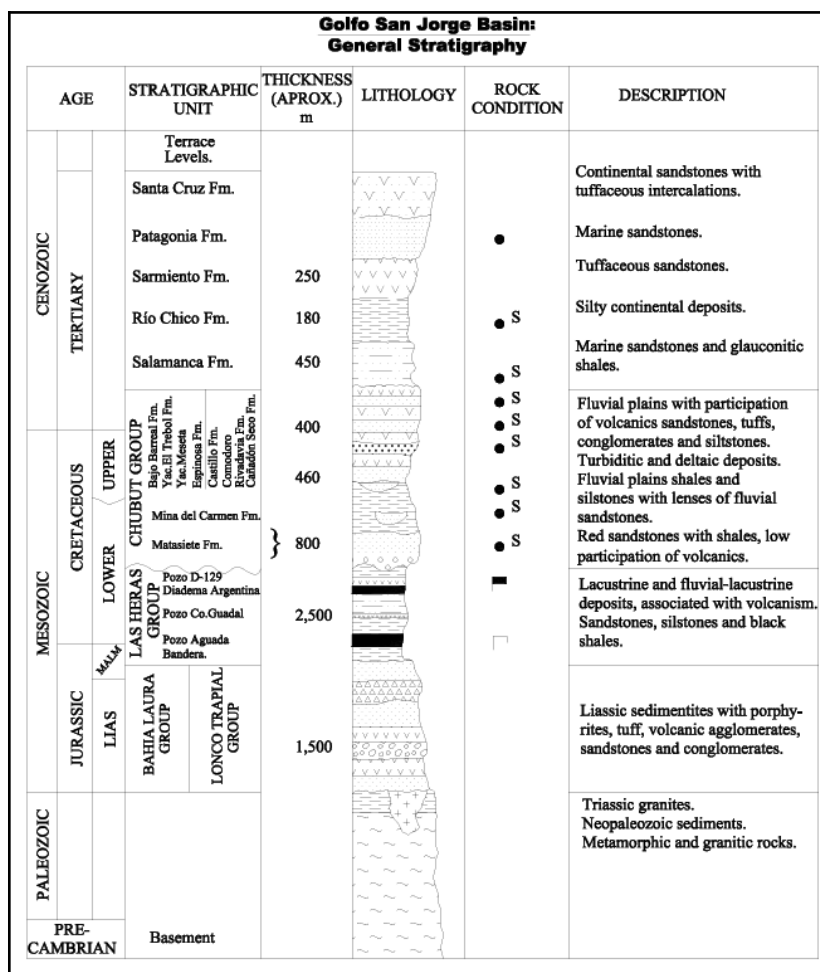


Figura 5: Columna estratigráfica de la cuenca del Golfo San Jorge

1.2.3-Elementos del sistema petrolero de la CGSJ

La roca Madre: La roca generadora principal de la Cuenca del Golfo San Jorge se encuentra en las unidades pelíticas de las Megasecuencias I y II, que concentran los mayores contenidos de materia orgánica y han sido clave en la generación de hidrocarburos líquidos.

En la Megasecuencia I (Neocomiana), las pelitas lacustres de la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera presentan los valores más altos de carbono orgánico total (COT), superando en algunos casos el 2 %, con picos de pirólisis Rock-Eval S_2 de hasta 10 mg HC/g roca e índices de hidrógeno (IH) del orden de 400 mg HC/g COT. Estas características reflejan un ambiente lacustre distal y anóxico, con querógeno tipo I/II de origen predominantemente algal, altamente favorable para la generación de hidrocarburos líquidos. En cambio, la Formación Pozo Cerro Guadal, de carácter más progradacional, contiene querógeno tipo III con mayor aporte terrestre, por lo que presenta un menor potencial generador. Los mapas isopáquicos de la Fm. Aguada Bandera evidencian espesas columnas de pelitas negras concentradas en los depocentros occidentales, donde se desarrollaron las condiciones más reductoras y favorables para la generación. En los bordes y altos estructurales, las facies equivalentes muestran baja o nula capacidad generadora.

La Megasecuencia II (Cretácico Superior) contiene su principal unidad generadora en la Formación Pozo D-129, compuesta por espesos paquetes de pelitas negras de gran extensión areal y alta riqueza orgánica. Estos depósitos se formaron en un ambiente lacustre estratificado, somero y con fluctuaciones en la salinidad, donde las partes más profundas acumularon materia orgánica algal, mientras que hacia los flancos predominó el aporte continental. Estudios geoquímicos documentan valores de COT de hasta 3 %, picos S_2 de 2 a 10, e índices de hidrógeno entre 200 y 500 mg HC/g COT, lo que confirma un querógeno tipo I-II/III con excelente potencial generador. En conjunto, las formaciones Aguada Bandera y Pozo D-129 constituyen las principales rocas madres del sistema petrolero de la Cuenca del Golfo San Jorge, responsables de la generación de los hidrocarburos acumulados en las formaciones Castillo, Bajo Barreal y otras unidades productivas del Cretácico Superior.

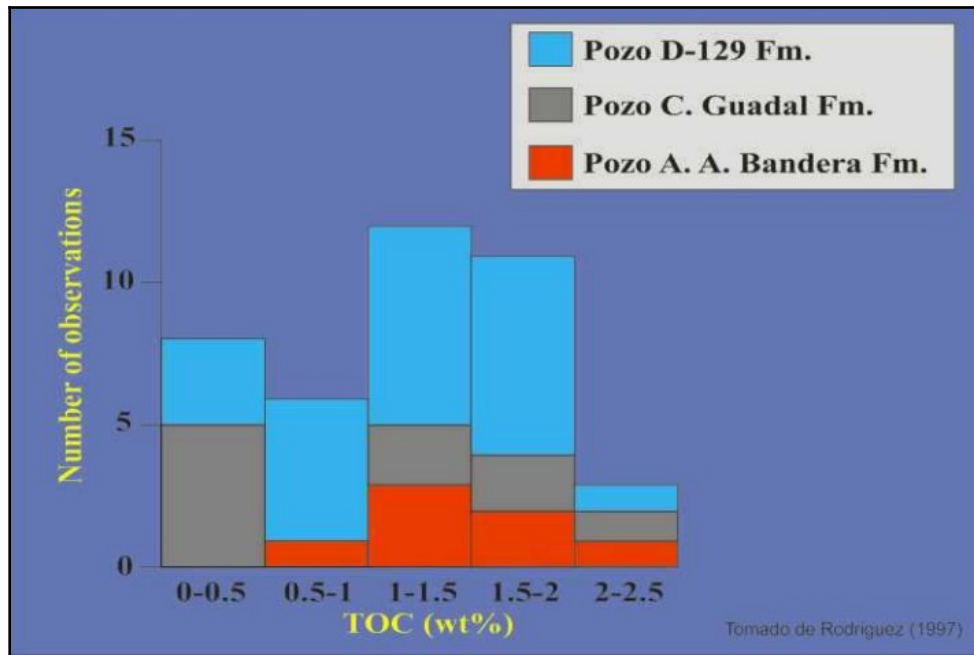


Figura 6: Histograma mostrando las variaciones de COT dentro de las principales unidades pelíticas.

Los reservorios: Los principales reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge se localizan en la Formación Bajo Barreal, con espesores que superan los 2000 m en el depocentro chubutiano y menos de 400 m en los bordes. Esta unidad se depositó durante un estadio de subsidencia térmica, con disminución de la actividad de fallas y expansión de sistemas sedimentarios continentales. Los depósitos son fluvio-lacustres, con abanicos aluviales en los bordes y ríos de alta sinuosidad, barreales y lagos someros en la parte central, formando cuerpos arenosos en lóbulos, mantos y lentes, que constituyen los principales reservorios.

El Miembro Inferior de la formación es el más productivo y presenta un paleodrenaje centrípeto con dos esquemas principales de transporte: transversal y longitudinal al sistema de fallas ONO-ESE. En el Flanco Norte, predominan paleocorrientes transversales hacia el SO, influenciadas por el Macizo Norpatagónico, mientras que en el Flanco Sur coexisten ambos modelos, con predominancia transversal hacia el NO, controlada por el Macizo del Deseado. Esta configuración genera zonas con bajo contenido arenoso en los bordes y una concentración de arenas en los quiebres de pendiente, donde se desarrollan los reservorios más importantes.

Un conjunto de unidades genéticas menores, equivalentes a parasecuencias y secuencias depositacionales, refleja fluctuaciones del nivel de base local: niveles bajos con cuerpos arenosos amalgamados y niveles altos con depósitos arcillosos extensos y desarrollo de paleosuelos, representando lagos someros o barreales.

En el Flanco Norte, se identifican reservorios adicionales en las formaciones Comodoro Rivadavia, Yacimiento El Trébol y Salamanca. Estos incluyen areniscas de canales fluviales de baja a moderada energía, depósitos fluviodeltaicos y horizontes lacustres o estuarinos, con areniscas glauconíticas transgresivas que actúan como reservorios importantes en yacimientos como Caleta Córdova y Restinga Alf.

También se destacan reservorios en la Formación Mina El Carmen, asociados a cuerpos lenticulares fluviales de alta sinuosidad en zonas de quiebre de pendiente, así como reservorios no convencionales fracturados en la sección piroclástica inferior, localizados principalmente en zonas de transferencia de los lineamientos extensivos ONO-ESE (ejemplos: yacimientos Tordillo y Mesetas).

Sello: Los sellos de la Cuenca del Golfo San Jorge dependen de la formación y del sector de la cuenca. En la Formación Mina El Carmen, los intervalos pelíticos entre los cuerpos arenosos lenticulares fluviales actúan como sellos locales, manteniendo su efectividad a lo largo de la cuenca debido a la baja pendiente y nivelación durante la depositación.

En la Formación Bajo Barreal y sus equivalentes, la eficacia de los sellos varía según la ubicación. En el sector centro-occidental (yacimientos Cañadón Escondida, Las Heras, Cerro Doce Grande), las arcilitas tobáceas de la sección media (espesor >150 m) constituyen los principales sellos, impidiendo acumulaciones de hidrocarburos por encima. En la faja plegada, este sello se encuentra parcial o totalmente erosionado, dependiendo de sellos menores o de la presencia de arenas con petróleos residuales.

En los flancos, las secuencias se condensan, aumentando la interconectividad de los cuerpos arenosos. Por ejemplo, en el Flanco Sur, los complejos arenosos de los Miembros CS1 y CO de la Fm. Cañadón Seco están limitados por dos niveles pelíticos semiregionales (Mbro. O12 de la Fm. Cañadón Seco y la base de la Fm. Meseta Espinosa). De manera análoga, en el Flanco Norte, una sección pelítica semiregional en la porción media de la Fm. Comodoro Rivadavia delimita dos plays principales, mientras que los plays superiores se asocian a secciones pelíticas similares. Hacia el Oeste, la erosión de la discordancia de la base del Terciario reduce progresivamente la sección superior de Bajo Barreal y su capacidad como sello.

1.3-Introducción al Yacimiento Mata Magallanes Oeste (MMO)

1.3.1-Ubicación Geográfica

El yacimiento Mata Magallanes Oeste (MMO) se encuentra emplazado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro de la provincia de Chubut, Argentina. Está situado aproximadamente a 255 km al sudoeste de Comodoro Rivadavia por la Ruta Provincial N.º 26 y a 40 km al sudeste de la localidad de Río Mayo. Administrativamente, el área abarca una superficie de 48,28 km² y se ubica en cercanías del límite interprovincial entre Chubut y Santa Cruz.

Geográficamente, el área limita al norte y oeste con el bloque Cañadón Ramírez (operado por APCO/Roch), al sur con las áreas Sierra del Carril (EhrenCap S.A.) y Mata Magallanes Este (Misahar Argentina S.A.), y al este con el bloque Mata Magallanes Norte. Esta posición estratégica coloca al yacimiento dentro del sector occidental de la faja plegada de San Bernardo, donde los sistemas estructurales controlan la distribución de los reservorios y la geometría del basamento.

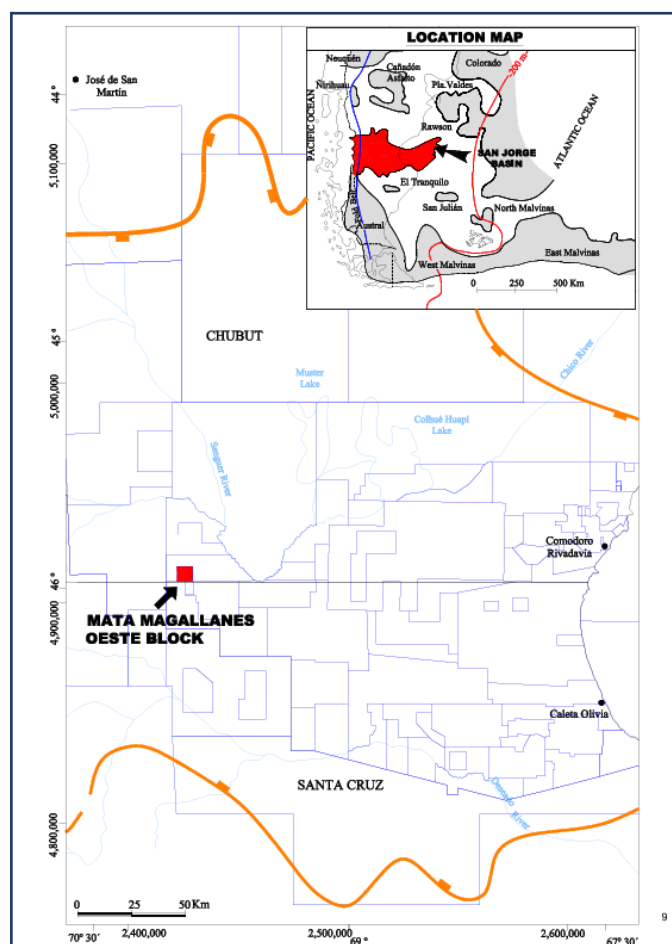


Figura 7: Ubicación geográfica del yacimiento Mata Magallanes Oeste.

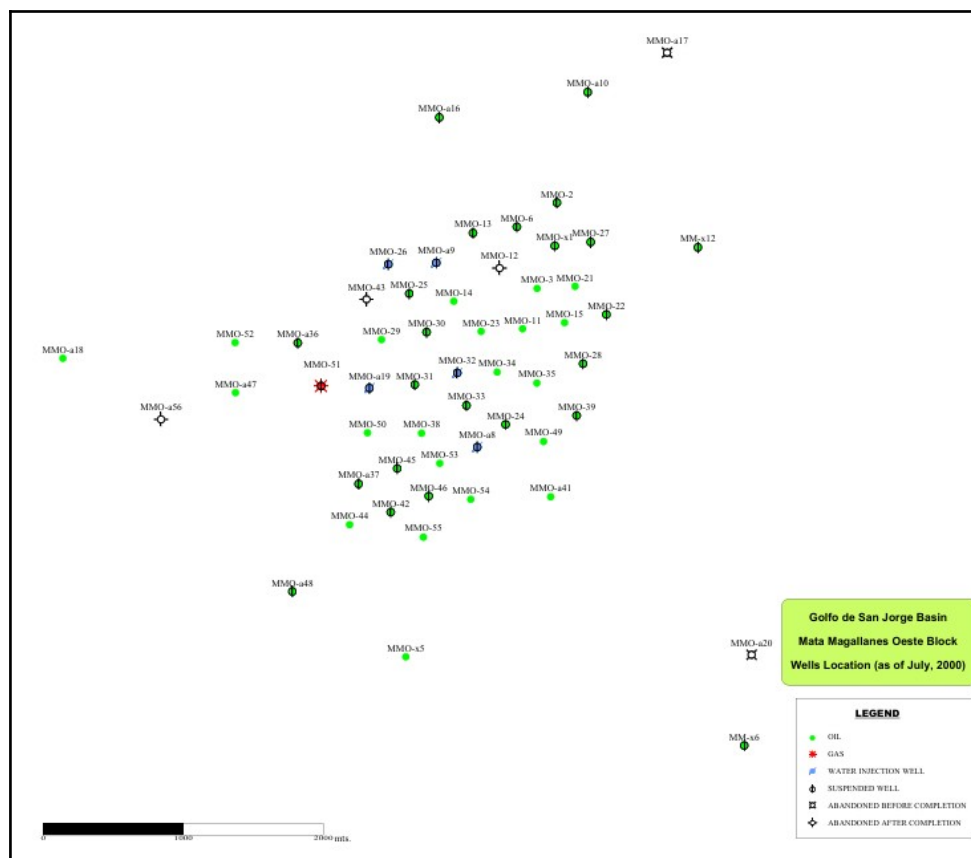


Figura 8: Distribución y ubicación de los pozos.

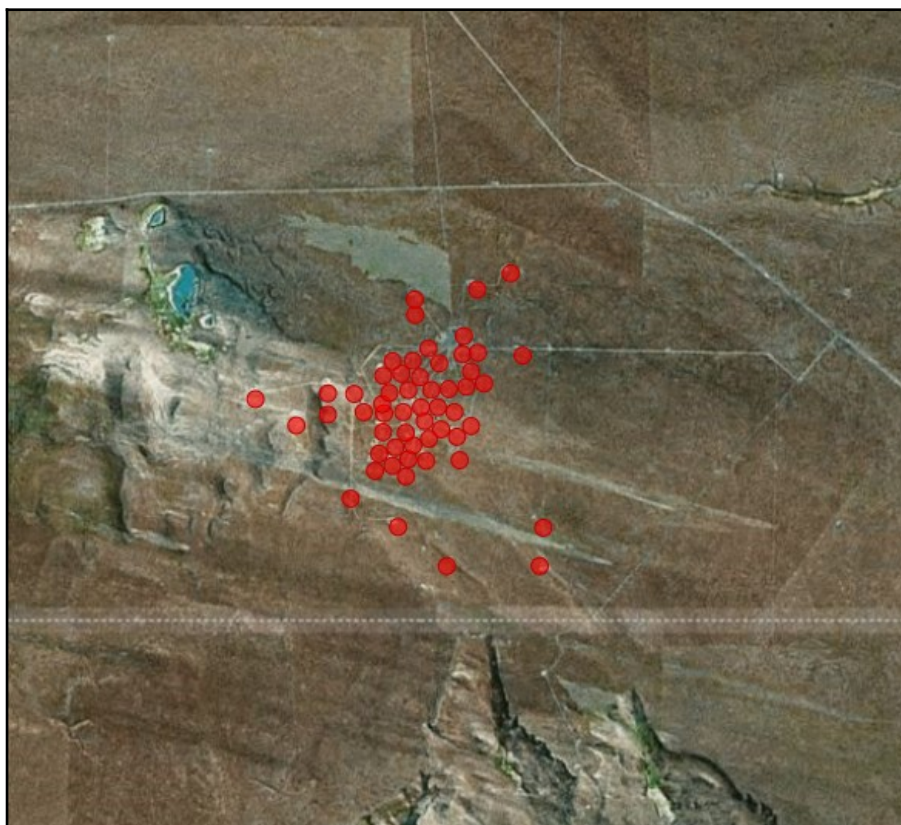


Figura 9: Imagen satelital del yacimiento Mata Magallanes Oeste.

1.3.2-Consideraciones Generales

El área de Mata Magallanes Oeste posee un solo sector actualmente desarrollado, concentrado en la parte central del bloque, donde se distribuye la mayoría de los pozos productores. El yacimiento fue descubierto en 1972 mediante el pozo MMO.x-1, que alcanzó la Formación Cerro Guadal a una profundidad de 1.760 m, y su desarrollo principal se realizó entre 1984 y 1988, con un total de 55 pozos perforados, de los cuales 51 resultaron petrolíferos.

Las formaciones productivas principales corresponden a las Formaciones Matasiete, Castillo y Bajo Barreal, pertenecientes al Grupo Chubut, de edad Cretácica. Estas unidades consisten en areniscas fluviales y deltaicas intercaladas con niveles pelíticos que actúan como sellos locales. La Fm. Castillo aporta cerca del 80 % de la producción total, mientras que la Fm. Bajo Barreal contribuye con el 20 % restante, predominando las litologías de granulometría fina a media y buena calidad de reservorio.

Stratigraphic Unit			Thickness	Lithology and Paleoenvironment	Source Rock	Reservoir	Seal
TERCIARIO			900 - 1000 m.	Marine Shelf Fluvial-Estuarine-Marine Litoral - Eolian			
Upper Cretaceous	CHUBUT Group	Fm. Bajo Barreal Mbros. Superior <u>Eg.:</u> Fm. Yac. El Trébol y Fm. Yac. Meseta Espinosa	700 - 1000	Deltaic Fluvial			
		Fm. Bajo Barreal Mbros. Inferior <u>Eg.:</u> Fm. C. Rivadavia y Formación Cañadón Seco	700 - 1000	Fluvial - Braided Fluvial - Lacustrine			
		Fm. Castillo <u>Eg.:</u> Fm. Mina del Carmen	400 - 1500	Fluvial - high sinuosity Fluvial - Lacustrine			
Lower Cretaceous		Fm. Matasiete + Fm. Pozo D-129	900 - 2500	Fluvial - Lacustrine Lacustrine			
		Neocomian	Fm. Pozo Cerro Guadal	100 - 1500	Lacustrine - Deltaic		
	Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera			Lacustrine			
Jurassic BAHIA LAURA Group				Volcaniclastic			

Figura 10: Cuadro Estratigrafico enfocado a las Fm. productivas del yacimiento.

Desde un punto de vista estructural, el campo se desarrolla sobre un alto del basamento jurásico volcánico-clástico, afectado por una falla de orientación NO-SE, interpretada como una falla de transcurrancia dextral con estructura en flor. Este rasgo tectónico principal controla la disposición de los reservorios y define la compartimentación del campo, generando sub-bloques con ligeros desniveles de presión. El entrapamiento de hidrocarburos es, por tanto, de tipo mixto estructural y estratigráfico.

Terminación del Yacimiento Mata Magallanes Oeste:

PERFORADOS	55
PETROLÍFEROS	51
GASÍFEROS	0
SUSPENDIDOS	0
GASÍFERO	0
ABANDONADOS POR IMPRODUCTIVOS	1 (MMO-56)
ABANDONADO SIN ENTUBAR	2 (MMO.a-20 – MMO.a-17)
PROFUNDIDAD PROMEDIO PERFORACION	1.760 mbbp.
PROFUNDIDAD PROMEDIO ENTUBACION	1.694 mbbp.
FORM. MAS PROFUNDA ALCANZADA	Fm. Cerro Guadal (MMO.x-6)
FORMACIONES PRODUCTIVAS	Matasiete-Castillo-Bajo Barreal

Figura 11: Estado de terminación.

AÑO	PERFORADOS	POZOS
1971	1	MMO.x-6
1973	1	MMO.x-12
1983	1	MMO.x-1
1984	7	MMO: 2, 3, x.5, 6, a.9, 12, 13.
1985	13	MMO: a-8, a-10, 11, 14, 15, a-16, a-18, a-19, 21, 22, 23, 24, 25.
1986	5	MMO: a-17, a-20, 26, 27, 28.
1987	15	MMO: 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, a-36, a-37, 38, 39, 41, 42, 46, 49.
1988	12	MMO: 43, 44, 45, a-47, a-48, 50, 51, 52, 53, 54, 55, a-56.
TOTAL	55	

Figura 12: Evolución de la perforación en el Yacimiento.

▲ Sigla	Sist.Extrac.	Profundidad	Fm. Productiva	Est.Pozo	Suma de Prod.Acum.Pet.(m3)
YPF.Ch.MMO-11	BM	1800	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	23.663,22
YPF.Ch.MMO-12	OTE	1807	FIMP	OTRA SITUACION INACTIVO (OCI)	0,00
YPF.Ch.MMO-13	SSE	1900	CAST	EN INYECCION EFECTIVA (EIE)	1.097,10
YPF.Ch.MMO-14	BM	2454	CAST	EXTRACCION EFECTIVA (EEF)	23.845,35
YPF.Ch.MMO-15	BM	1802	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	45.373,86
YPF.Ch.MMO-2	BM	2202	CAST	A ABANDONAR (AA)	964,00
YPF.Ch.MMO-21	OTE	1596	CAST	EN REPARACION (ER)	19.892,73
YPF.Ch.MMO-22	BM	1624	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	22.252,98
YPF.Ch.MMO-23	BM	1654	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	29.361,98
YPF.Ch.MMO-24	BM	1602	CAST	A ABANDONAR (AA)	28.314,31
YPF.Ch.MMO-25	BM	1763	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	16.006,59
YPF.Ch.MMO-26	BM	1752	CAST	A ABANDONAR (AA)	5.266,20
YPF.Ch.MMO-27	BM	1570	CAST	A ABANDONAR (AA)	4.242,00
YPF.Ch.MMO-28	BM	1570	CAST	A ABANDONAR (AA)	12.505,00
YPF.Ch.MMO-29	BM	1591	CAST	EXTRACCION EFECTIVA (EEF)	14.836,49
YPF.Ch.MMO-3	BM	2254	CAST	EXTRACCION EFECTIVA (EEF)	27.415,03
YPF.Ch.MMO-30	BM	1587	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	15.290,28
YPF.Ch.MMO-31	BM	1624	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	32.968,21
YPF.Ch.MMO-32	BM	1591	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	17.558,00
YPF.Ch.MMO-33	BM	1571	CAST	EN REPARACION (ER)	13.857,52
YPF.Ch.MMO-34	BM	1584	CAST	A ABANDONAR (AA)	20.631,00
YPF.Ch.MMO-35	BM	1621	CAST	A ABANDONAR (AA)	15.590,27
YPF.Ch.MMO-38	OTE	1516	CAST	EN REPARACION (ER)	20.662,52
YPF.Ch.MMO-39	BM	1506	CAST	A ABANDONAR (AA)	11.532,70
YPF.Ch.MMO-42	BM	1511	CAST	EN REPARACION (ER)	25.703,71
YPF.Ch.MMO-43	BM	1763	CAST	A ABANDONAR (AA)	0,00
YPF.Ch.MMO-44	BM	1510	CAST	EN REPARACION (ER)	697,20

Figura 13: Pozos del yacimiento y sus características actuales.

▲ Sigla	Sist.Extrac.	Profundidad	Fm. Productiva	Est.Pozo	Suma de Prod.Acum.Pet.(m3)
YPF.Ch.MMO-45	BM	1514	CAST	EN REPARACION (ER)	7.251,07
YPF.Ch.MMO-46	BM	1506	CAST	EN REPARACION (ER)	12.972,65
YPF.Ch.MMO-49	BM	1537	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	10.426,33
YPF.Ch.MMO-50	BM	1542	CAST	A ABANDONAR (AA)	8.515,05
YPF.Ch.MMO-51	BM	1561	CAST	A ABANDONAR (AA)	1.221,00
YPF.Ch.MMO-52	BM	1664	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	12.720,49
YPF.Ch.MMO-53	BM	1546	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	6.865,89
YPF.Ch.MMO-54	BM	1549	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	4.744,07
YPF.Ch.MMO-55	OTE	1535	CAST	OTRA SITUACION INACTIVO (OCI)	16.913,67
YPF.Ch.MMO-6	BM	1840	CAST	ABANDONADO (A)	6.195,00
YPF.Ch.MMO-a10	SSE	1907	CAST	EN INYECCION EFECTIVA (EIE)	6.492,30
YPF.Ch.MMO-a16	SSE	1748	CAST	EN INYECCION EFECTIVA (EIE)	2.933,10
YPF.Ch.MMO-a17	BM	1704	FIMP	ABANDONADO TRANSITORIAMENTE (AT)	0,00
YPF.Ch.MMO-a18	BM	1900	CAST	EN REPARACION (ER)	906,33
YPF.Ch.MMO-a19	BM	1752	CAST	ABANDONADO TRANSITORIAMENTE (AT)	22.638,20
YPF.Ch.MMO-a20	BM	1701	FIMP	ABANDONADO TRANSITORIAMENTE (AT)	0,00
YPF.Ch.MMO-a36	BM	1795	CAST	ABANDONADO TRANSITORIAMENTE (AT)	10.150,00
YPF.Ch.MMO-a37	BM	1759	CAST	EN REPARACION (ER)	15.637,57
YPF.Ch.MMO-a41	BM	1775	CAST	EN REPARACION (ER)	4.429,78
YPF.Ch.MMO-a47	BM	1813	CAST	PARADO TRANSITORIAMENTE (PT)	20.181,96
YPF.Ch.MMO-a48	BM	1802	CAST	A ABANDONAR (AA)	330,00
YPF.Ch.MMO-a56	BM	1806	CAST	EN REPARACION (ER)	0,00
YPF.Ch.MMO-a8	BM	1902	CAST	ABANDONADO (A)	9.494,00
YPF.Ch.MMO-a9	BM	1900	CAST	EN REPARACION (ER)	14.270,35
YPF.Ch.MMO-x1	BM	2454	CAST	ABANDONADO (A)	16.679,00
YPF.Ch.MMO-x12	SSE	1880	BBAR	EN INYECCION EFECTIVA (EIE)	8.277,00
YPF.Ch.MMO-x5	BM	2198	CAST	ABANDONADO (A)	11.162,53
YPF.Ch.MMO-x6	BM	2854	CAST	ABANDONADO (A)	6.647,00

Figura 14: Pozos del yacimiento y sus características actuales.

1.3.3-Historia de producción

El yacimiento Mata Magallanes Oeste inició su producción en el año 1984, desarrollando principalmente las formaciones Matasiete, Castillo y Bajo Barreal, pertenecientes a la Cuenca del Golfo San Jorge.

Durante los primeros años, la producción total mostró un rápido incremento, alcanzando valores cercanos a los 100 m³/día, impulsada por la puesta en producción de los reservorios más someros (Matasiete y Castillo). Posteriormente, a medida que avanzó la explotación, se observó una estabilización seguida de una tendencia de declinación progresiva, característica de yacimientos maduros de la cuenca.

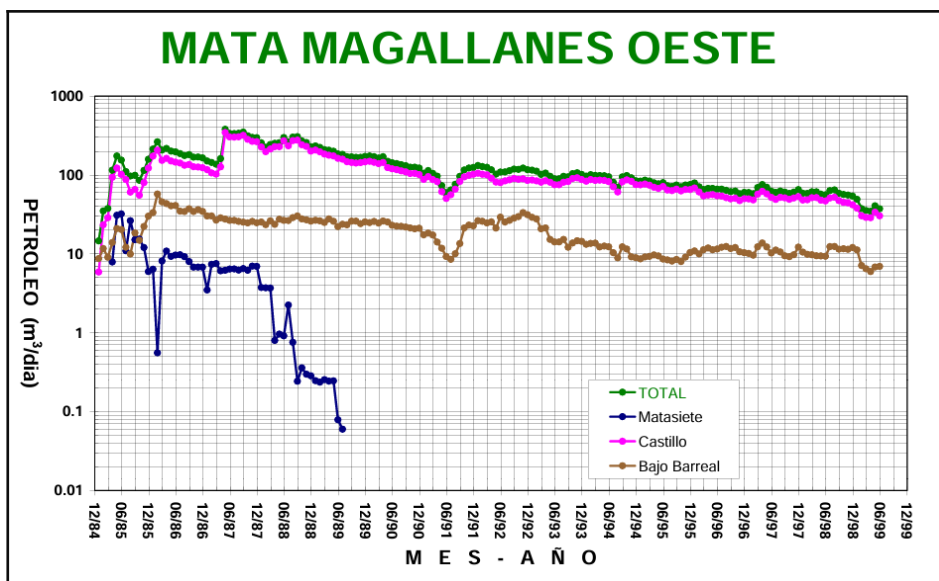


Figura 15: Historia de producción del Yacimiento..

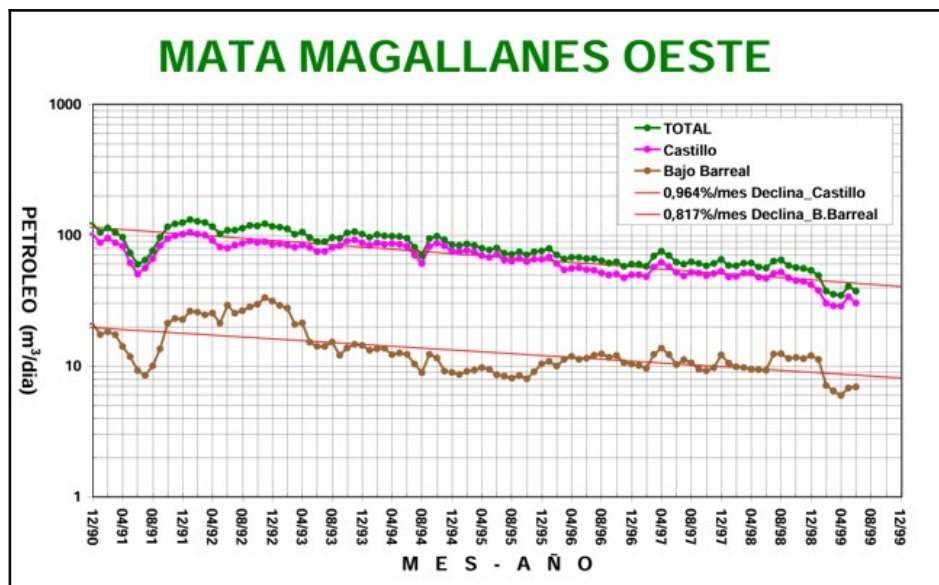


Figura 16: Historia de producción del Yacimiento y una estimación de su declinacion..

A partir de estos registros históricos se identifican tres etapas productivas principales:

Etapla inicial (1984-1987): Corresponde al desarrollo primario del campo. Se observa un rápido aumento de la producción total, con predominio del aporte del reservorio Castillo, mientras que Matasiete aporta volúmenes menores y con marcada variabilidad. La energía del yacimiento estaba dominada por expansión de gas disuelto y escaso soporte de acuífero.

Etapla de estabilización (1988-1994): Durante este período, la producción se mantiene relativamente estable en torno a los 80-100 m³/día, principalmente sostenida por el reservorio Castillo, mientras que Bajo Barreal presenta una declinación más moderada. En esta etapa se implementaron acciones de mantenimiento y optimización de pozos productores.

Etapla de declinación (1995-actualidad): Las curvas de producción muestran una caída sostenida, con tasas de declinación promedio de 0,96 % mensual para la formación Castillo y 0,82 % mensual para Bajo Barreal, según la tendencia exponencial ajustada. Esta reducción está asociada al agotamiento de la energía natural, al incremento del corte de agua y a la disminución de la productividad de los pozos.

Actualmente, la producción total del yacimiento se mantiene por debajo de los 50 m³/día, evidenciando una etapa madura con alto grado de explotación. La continuidad de la operación requiere evaluar estrategias de recuperación secundaria o terciaria, orientadas a optimizar la producción remanente y mejorar el factor de recobro.

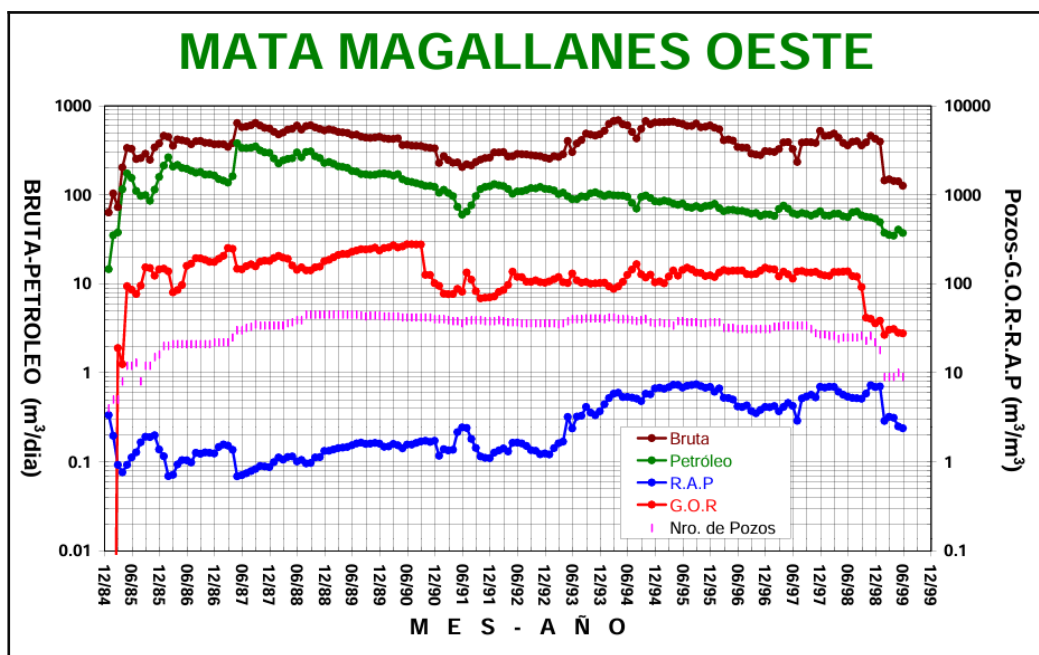


Figura 17: Producción bruta, RAP y GOR

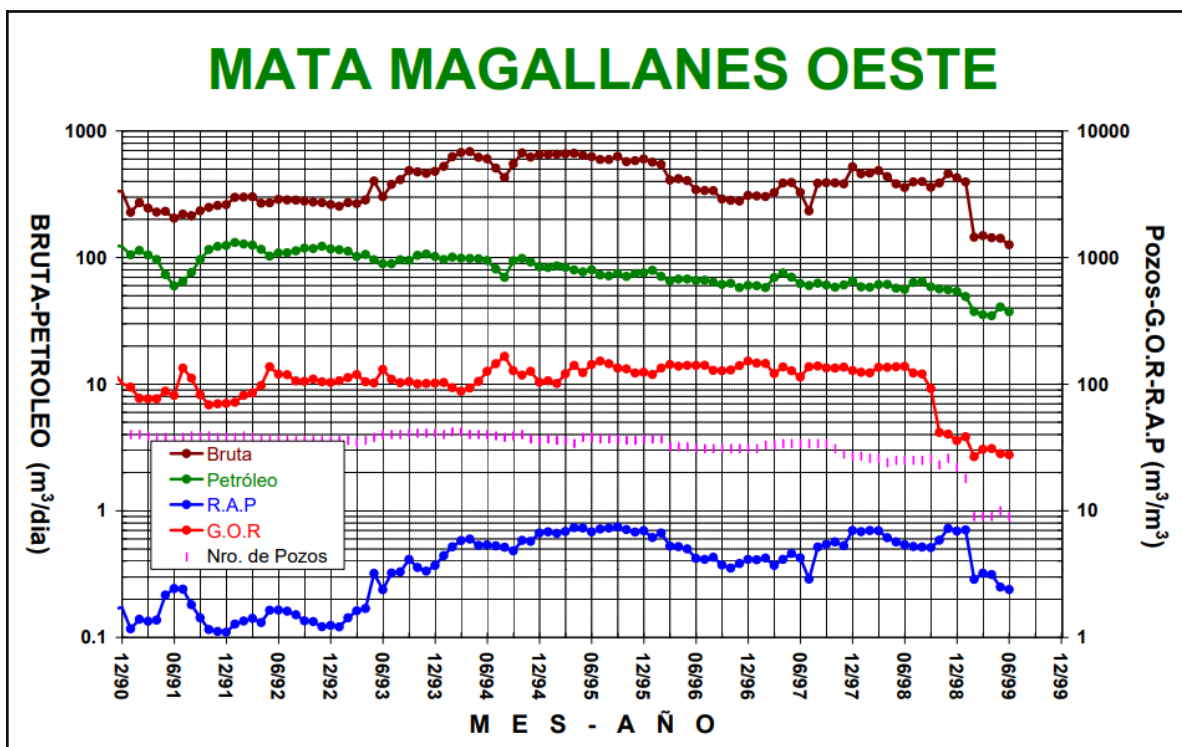


Figura 18: Producción bruta, RAP y GOR . Enfoque en los últimos años

La figura 17 muestra la evolución temporal de la producción bruta, de petróleo, R.A.P (relación agua-petróleo) y G.O.R (relación gas-petróleo) desde 1984 hasta 1999.

Se observa que:

- *Producción bruta y de petróleo:* Mantienen una tendencia general estable hasta mediados de los 90, con leves fluctuaciones y una disminución hacia el final del período.
- *R.A.P:* Tiende a incrementarse gradualmente, lo que indica un aumento en la proporción de agua en la producción total, asociado al envejecimiento del yacimiento.
- *G.O.R:* Presenta oscilaciones, con valores crecientes que sugieren mayor liberación de gas en ciertos periodos.
- *Número de pozos:* Muestra variaciones controladas, con una actividad sostenida de perforación y mantenimiento.

Producción acumulada por pozo:

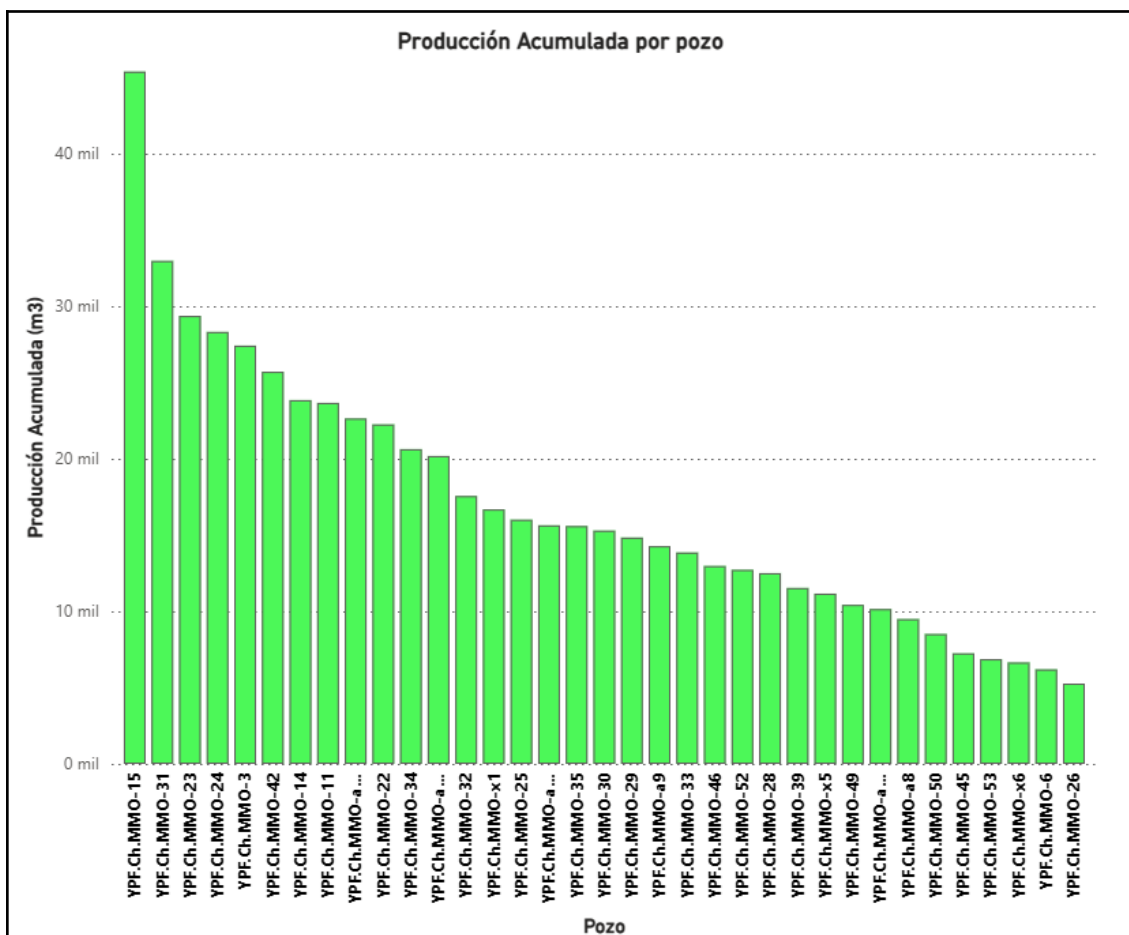


Figura 19: Pozos con mayor producción acumulada de petróleo.

La Figura 19 presenta los pozos con mayor producción de petróleo acumulado en el yacimiento Mata Magallanes Oeste. Se observa una distribución heterogénea de los volúmenes producidos, con algunos pozos que han contribuido significativamente al total acumulado y otros con una producción marginal.

El pozo MMO-15 destaca como el de mayor producción acumulada, superando los 40.000 m³, seguido por los pozos MMO-31, MMO-23 y MMO-24, cuyos valores oscilan entre 25.000 y 35.000 m³. Estos pozos se ubican principalmente en la zona central del campo, coincidiendo con los sectores previamente identificados como de mayor productividad en el análisis espacial.

En contraste, pozos como MMO-26, MMO-6 y MMO-45 presentan los menores volúmenes acumulados, inferiores a los 10.000 m³, lo que podría estar asociado a baja permeabilidad local, problemas mecánicos, o a una rápida caída de presión que limitó la recuperación.

El análisis de la producción acumulada permite identificar claramente las áreas más productivas del yacimiento, y constituye una herramienta fundamental para la planificación de estrategias de recuperación mejorada, priorizando aquellos sectores que han demostrado un buen desempeño histórico y que aún podrían contener hidrocarburos remanentes.

A continuación, se muestran los gráficos de burbujas con la producción acumulada de petróleo y gas de todos los pozos y su distribución dentro del yacimiento.



Figura 20: Gráfico de burbujas con la producción acumulada de petróleo por pozo.

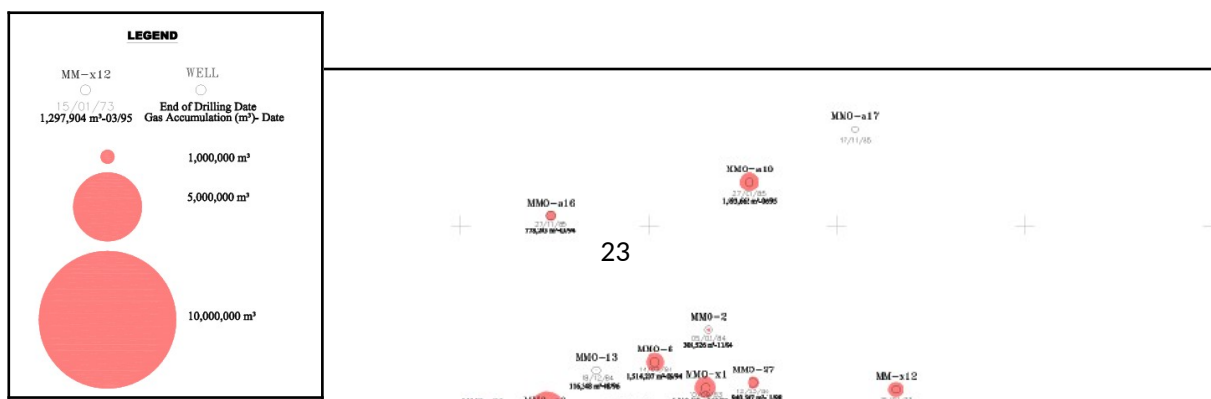


Figura 21: Gráfico de burbujas con la producción acumulada de gas por pozo.

1.3.4-Instalaciones de superficie

La producción del yacimiento se lleva a cabo mediante sistemas de bombeo mecánico, actualmente en operación en 32 pozos productores. Los equipos instalados poseen una capacidad nominal de 22800 lb/pulgadas y un diseño de varillas constituidas por diámetros de 3/4" y 7/8". Los modelos utilizados corresponden a SIAM 228, Pinione, Welfell y SKH 10.

El accionamiento de las unidades se realiza mediante motores Deutz a gas de 4 y 5 cilindros, empleando como combustible el gas separado en planta.

Líneas de conducción: Las líneas de conducción de petróleo provenientes de los pozos son de 2 7/8" de diámetro, se encuentran enterradas, sin revestimiento y sin protección catódica. La producción es dirigida hacia dos manifolds auxiliares distribuidos en el yacimiento, desde los cuales se envía

el fluido hacia un separador general ubicado en la planta de tratamiento. En este equipo se realiza la separación del gas, el cual es utilizado como combustible para los motores que accionan las unidades de bombeo. El líquido producido es conducido posteriormente a tanques de almacenamiento, donde tiene lugar la separación gravitacional entre petróleo y agua.

El sistema cuenta con tres calentadores de línea a fuego directo, ubicados estratégicamente para facilitar el movimiento y acondicionamiento de los fluidos.

El agua separada es inyectada en un pozo sumidero (MMO.x-1), disponiéndose además del pozo MMO.x-12 como alternativa operativa.

Por otro lado, las líneas de conducción para la captación de gas de baja presión están conformadas por cañerías de acero de 2 7/8" y por líneas de Aldyl de 2". En resumen:

- 3 Calentadores a Fuego directo de 20 m³/hora.
- 1 Calentador a fuego directo de 1.150.000 cal. Ubicado a la salida de manifold.
- 1 Línea de conducción de petróleo de acero de 2 7/8".
- 1 Línea de captación de Gas de acero de 2 7/8" y Aldyl de 2".



Figura 22: Zona de calentadores.

Planta de Tratamiento: En la planta de tratamiento se realiza la separación de fases, estabilización del crudo, control de contenidos de agua y almacenamiento temporal.

Las instalaciones de la planta de tratamiento constan de:

- 1 Manifold de 26 bocas.
 - 2 Calentadores de Fuego Directo de 1.150.000 Cal.
 - 1 Calentador a fuego indirecto para control de 350.000 Cal.
 - 1 Tanque Cortador de 500 m³.
 - 1 Tanque de Purga de 1.000 m³.
 - 3 Tanques de Almacenamiento y Despacho de 160 m³ cada uno.
 - 2 Tanques de Control de 40 m³.
 - 2 Separadores General.
 - 1 Separador de Control.
 - 1 Bomba de transferencia.
 - 1 Bomba de Inyección del agua de purga marca Kobe con motor a Gas 5 Cil. Whauquesa
 - 1 Grupo Electrogenerador de 65 Kva con motor Deutz 6 cil. a gas.
 - 2 Piletas API de 15 x 10 m.
 - 1 Pileta API DE 6 x 4 m.
-
- 1 Sistema de iluminación.



Figura 23: Vista de la Planta de tratamiento.



Figura 24: Vista de la Planta de tratamiento (vista sector trasero).

Instalaciones en punto de entrega: El petróleo producido es transportado en camiones tanques, hasta el punto de recepción y entrega

en la batería *Las Mesetas* perteneciente a Repsol/YPF distante a 67 km del yacimiento.

Las Instalaciones de entrega constan de:

- 1 Tanque de 500 m³.
- 2 Tanques de 160 m³.
- 1 Bomba de recirculación marca Kobe impulsada por un motor Deutz de 6 cilindros.
- 1 Bomba de recirculación marca IEMA impulsada por un motor Deutz de 6 cilindros para entrega en oleoducto.



Figura 25: Planta de recepción y despacho Las Mesetas III.



Figura 26: Planta de recepción y despacho Las Mesetas III (vsta sector trasero).

Campamento Base: El yacimiento cuenta con un campamento base que reúne las instalaciones necesarias para la operación diaria y el soporte al personal en campo.

Las instalaciones de la base de operaciones en el yacimiento están constituidas por:

- 1 Oficinas,

- 2 Cocina,
- 1 Comedor
- 2 Dormitorios.
- 1 Laboratorio de Análisis de los Fluidos producidos.
- 1 Depósito de Insumos y herramientas.
- 1 Galpón de Reparaciones y Mantenimiento.

Comunicación:

- 1 Telefonía Celular.
- 1 BLU
- 4 BHF instalados en los móviles.



Figura 27: Galpón. Acopio de materiales.

2. ÁREA DE ESTUDIO

Para el desarrollo del modelado estático, dinámico y, en general, para el análisis integral del yacimiento realizado en este proyecto, se adoptó como criterio principal la selección de los pozos y de las unidades de mayor

contribución productiva. La mayor parte de la producción histórica del yacimiento se concentra en el sector central, donde las capas 22, 23, 24 y 25, pertenecientes a las Formaciones Castillo y Bajo Barreal, presentan mayores espesores efectivos, mejor continuidad lateral y una conectividad hidráulica favorable entre pozos. Por su parte, la Formación Matasiete fue desestimada como objetivo productivo, debido a su aporte marginal en el área y a su rol principalmente sellante dentro del sistema petrolero local.

Además de la selección orientada por productividad, se incluyeron los pozos que participaron en un proyecto piloto de recuperación secundaria previamente realizado en el yacimiento. Su consideración permite evaluar la respuesta del reservorio a la inyección y aporta información sobre la conectividad entre unidades drenadas. Esta información servirá de base para analizar, en secciones posteriores, la posible continuidad o reactivación del piloto.

Asimismo, se incorporaron ciertos pozos de baja producción actual, pero estratégicamente bien ubicados dentro del yacimiento, los cuales presentan potencial para ser convertidos en pozos inyectores en escenarios de desarrollo futuro.

ID Pozo	Sigla	Capa 22	Capa 23a	Capa 23b	Capa 24	Capa 25M	Capa 25R
472	YPF.Ch.MMO-11						
475	YPF.Ch.MMO-14						
476	YPF.Ch.MMO-15						
482	YPF.Ch.MMO-21						
483	YPF.Ch.MMO-22						
484	YPF.Ch.MMO-23						
485	YPF.Ch.MMO-24						
489	YPF.Ch.MMO-28						
387	YPF.Ch.MMO-29						
389	YPF.Ch.MMO-31						
490	YPF.Ch.MMO-32						
391	YPF.Ch.MMO-33						
392	YPF.Ch.MMO-34						
393	YPF.Ch.MMO-35						
396	YPF.Ch.MMO-38						
399	YPF.Ch.MMO-42						
417	YPF.Ch.MMO-54						
418	YPF.Ch.MMO-55						
480	YPF.Ch.MMO-a19						
469	YPF.Ch.MMO-a8						

Fluido	
	Gas
	Petróleo
	Agua
	P+A

Figura 28: Pozos seleccionados y su contribución por capas.

En consecuencia, el modelado estático y el posterior modelado dinámico que se presentan en este trabajo se apoyan en la representación detallada del sector central del yacimiento y de las unidades arenosas que han demostrado mayor continuidad, productividad e integración operativa en la historia de explotación del campo.

La distribución espacial de los pozos considerados, así como la localización del área de estudio dentro del yacimiento, se presenta en la *Figura 29*.

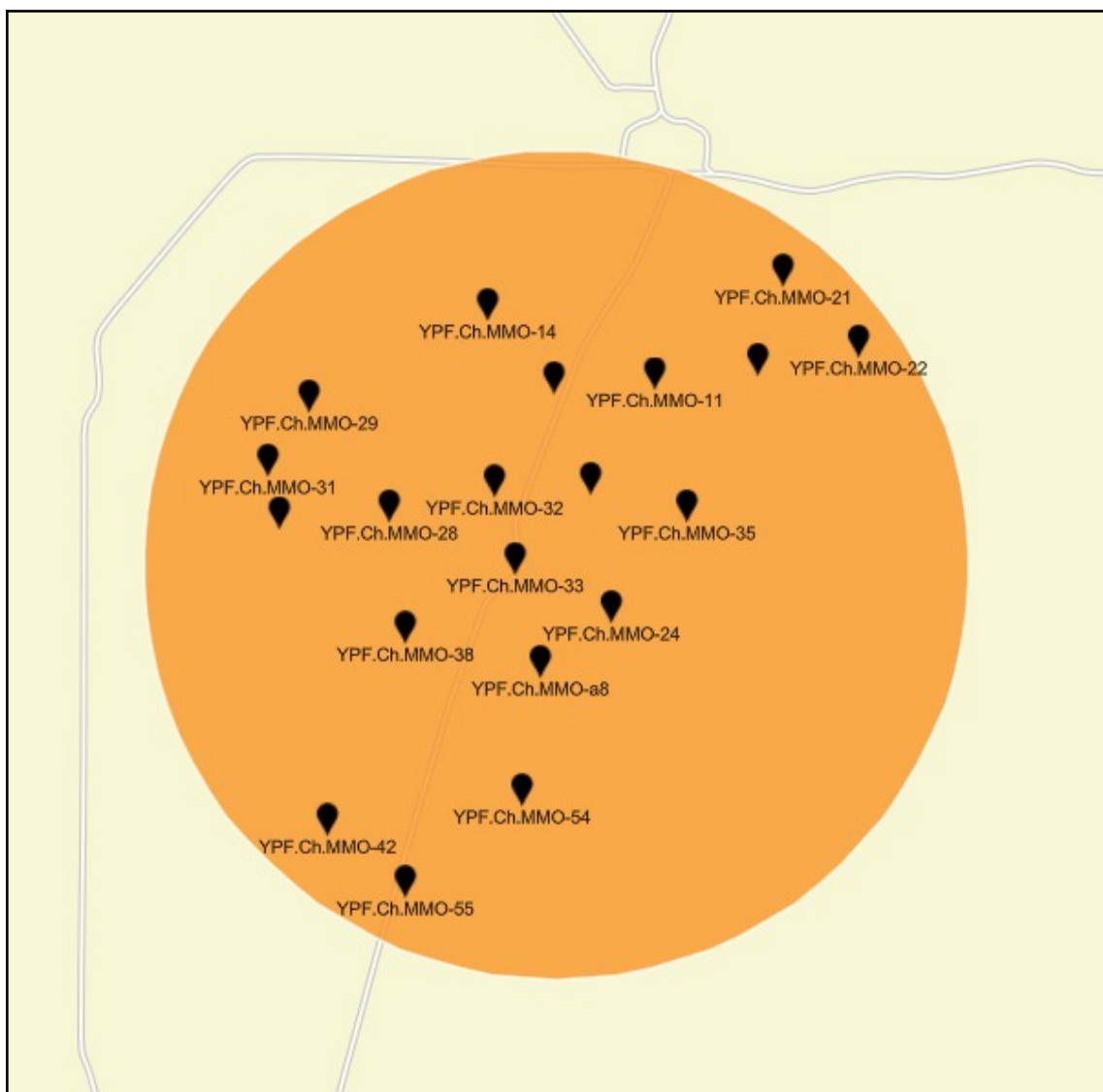


Figura 29: Distribución de pozos y área de estudio.

3. MODELADO ESTÁTICO

El modelado estático constituye una etapa fundamental en la caracterización integral del yacimiento, dado que permite integrar y representar en un único marco de análisis toda la información geológica, estructural y petrofísica disponible.

A partir del análisis previo del contexto geológico regional, la estratigrafía y la descripción de los sistemas de depósito asociados a las formaciones productivas, el modelado estático permite cuantificar la

variabilidad lateral y vertical del reservorio, identificar cuerpos que podrían contener hidrocarburos, y definir los volúmenes efectivamente conectados y almacenados. Este enfoque otorga una representación más realista del yacimiento que la obtenida mediante datos aislados, reduciendo la incertidumbre en la estimación del petróleo original in situ (OOIP) y en la predicción del comportamiento productivo futuro.

En resumen, es la representación tridimensional del subsuelo que integra datos geológicos, geofísicos y petrofísicos para caracterizar el yacimiento. Es la base para el modelado dinámico (simulación de flujo).

3.1- Modelo Estructural

El modelado estructural se desarrolló utilizando los pozos seleccionados en el capítulo anterior, correspondientes al sector central del yacimiento, donde las capas 22, 23, 24 y 25 de las Formaciones Castillo y Bajo Barreal presentan mayor productividad, continuidad y conectividad. A partir de la correlación estratigráfica entre estos pozos se definieron los topes y bases de cada una de las unidades consideradas para el modelado.

Con las cotas interpretadas de cada uno de los pozos, se procedió a la construcción de los mapas estructurales mediante el software Surfer, aplicando métodos de interpolación adecuados a la distribución espacial de los puntos de control. Esto permitió obtener las superficies de tope y base para cada capa, las cuales representan la geometría del reservorio en planta y en sección vertical.

Los mapas resultantes muestran una tendencia regional de buzamiento hacia el norte-noreste, con el desarrollo de un alto estructural moderado en la zona central, coincidente con los pozos de mayor aporte productivo. Esta configuración respalda la selección del sector central como área principal de modelado, ya que concentra los cuerpos arenosos de mejor calidad y mayor conectividad hidráulica.

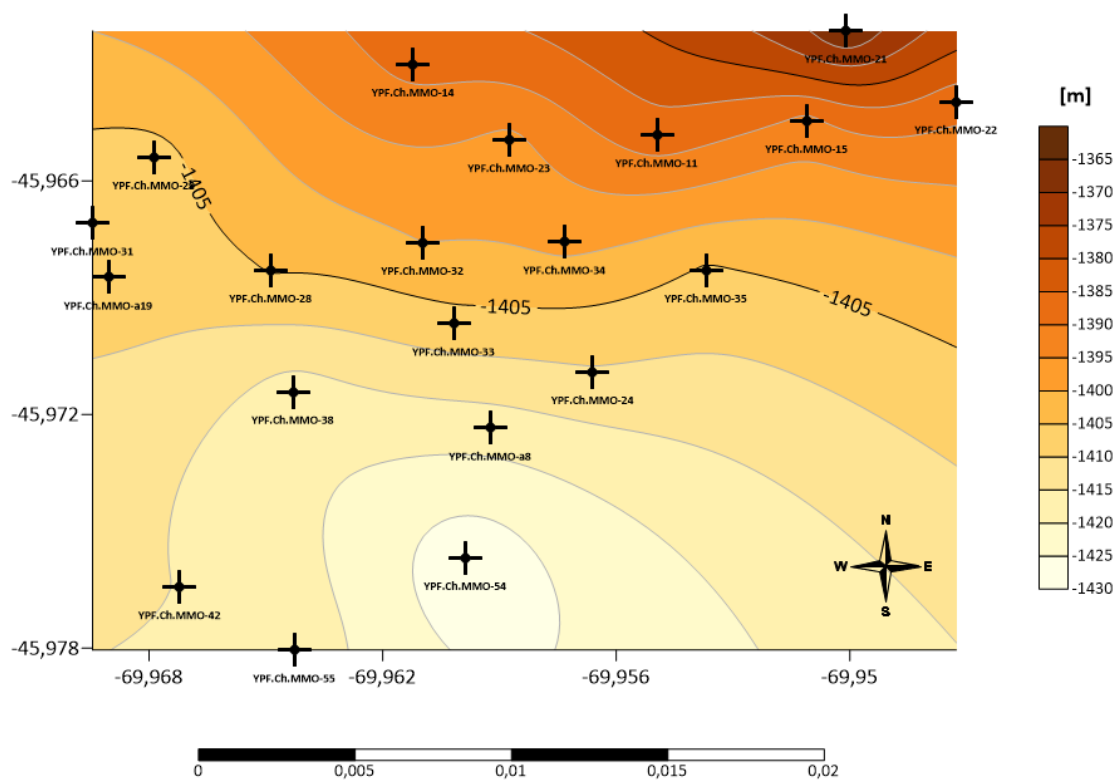


Figura 30: Tope de la capa 22.

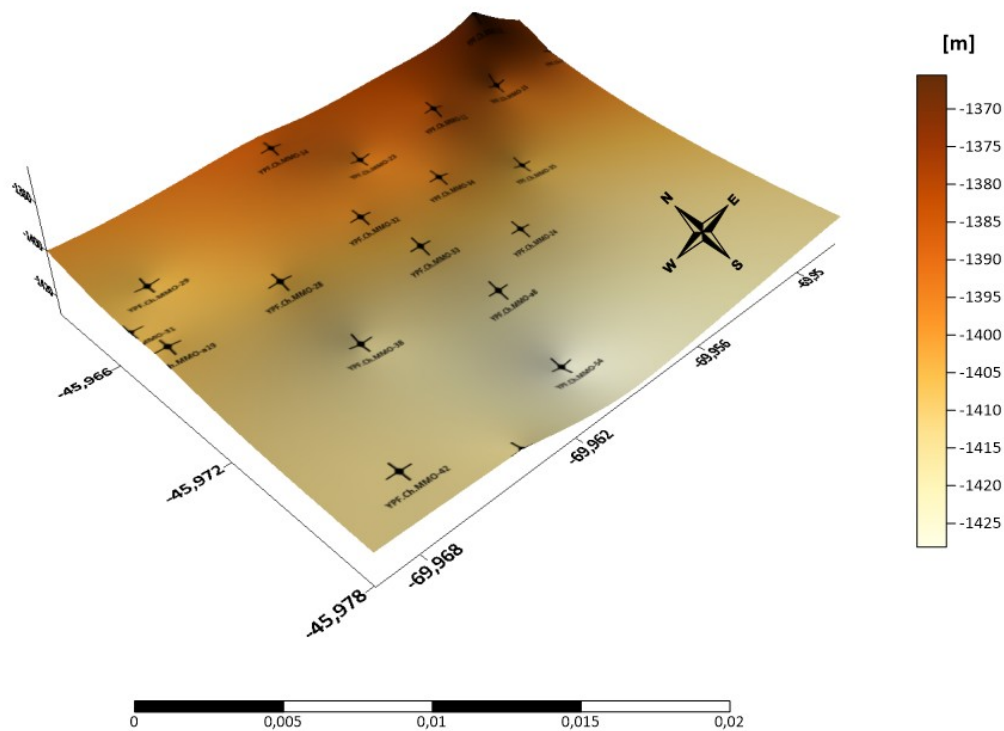


Figura 31: Tope capa 22 en 3D.

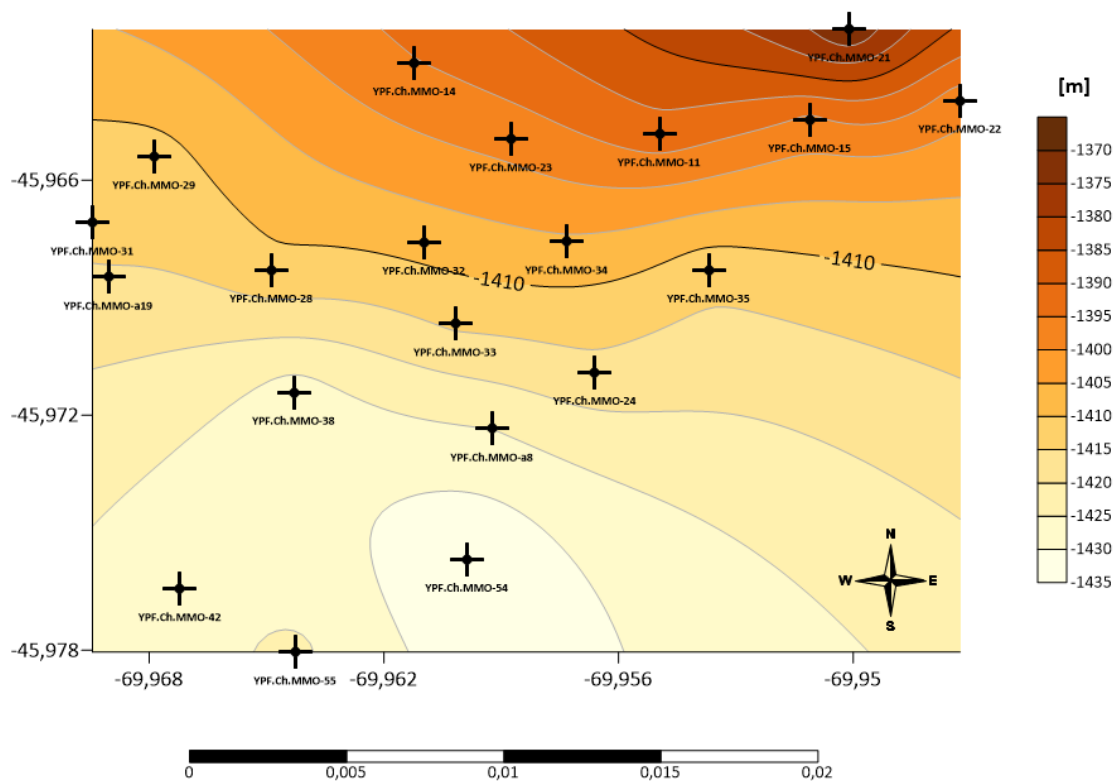


Figura 32: Base de la capa 22 y tope de la capa 23.

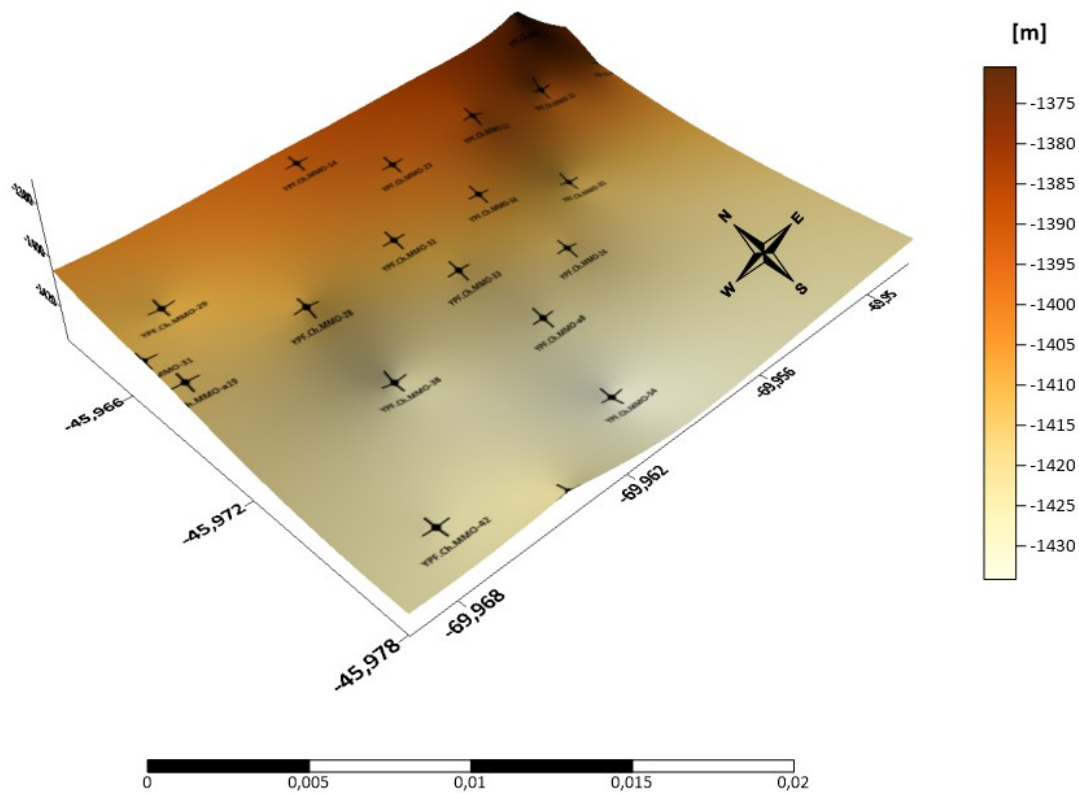


Figura 33: Base de la capa 22 y tope de la capa 23 en 3D.

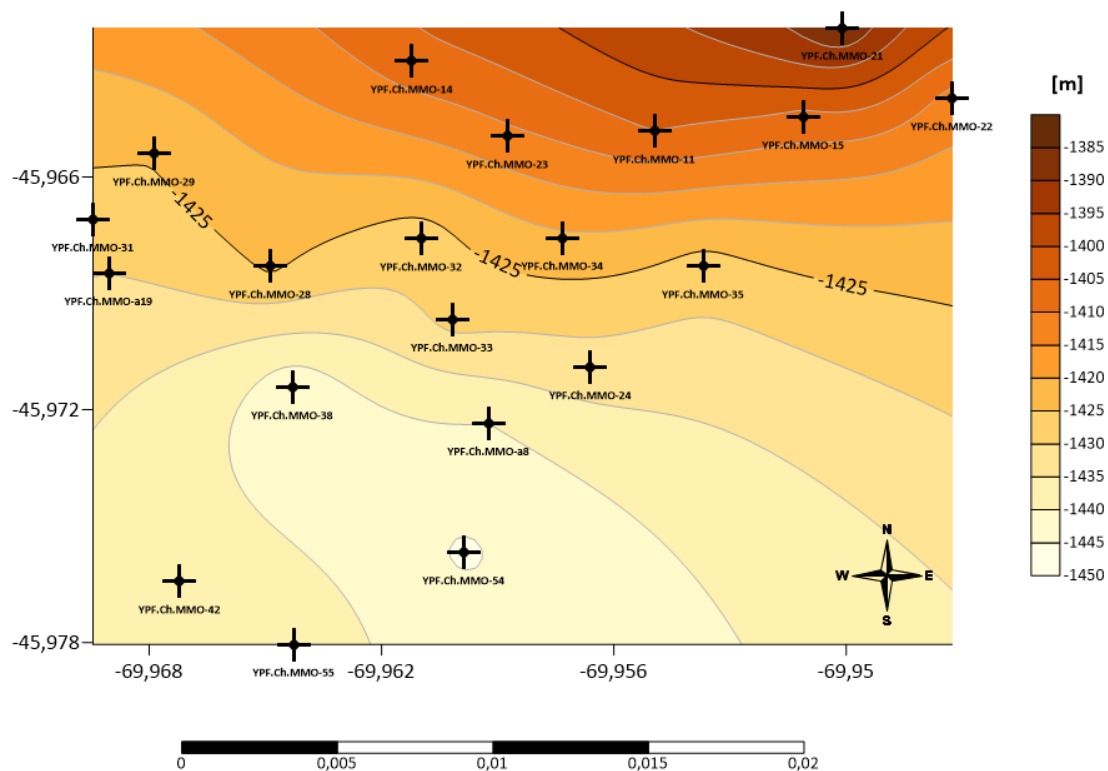


Figura 34: Base de la capa 23 y tope de la capa 24.

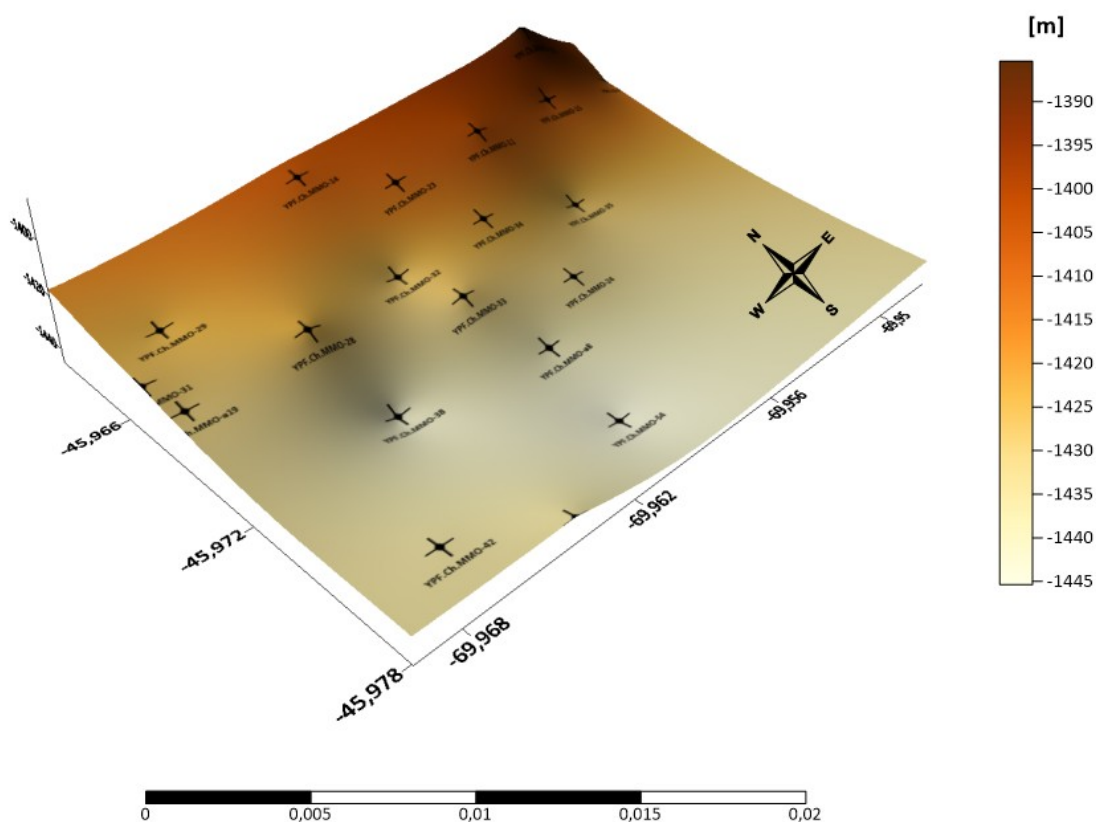


Figura 35: Base de la capa 23 y tope de la capa 24 en 3D.

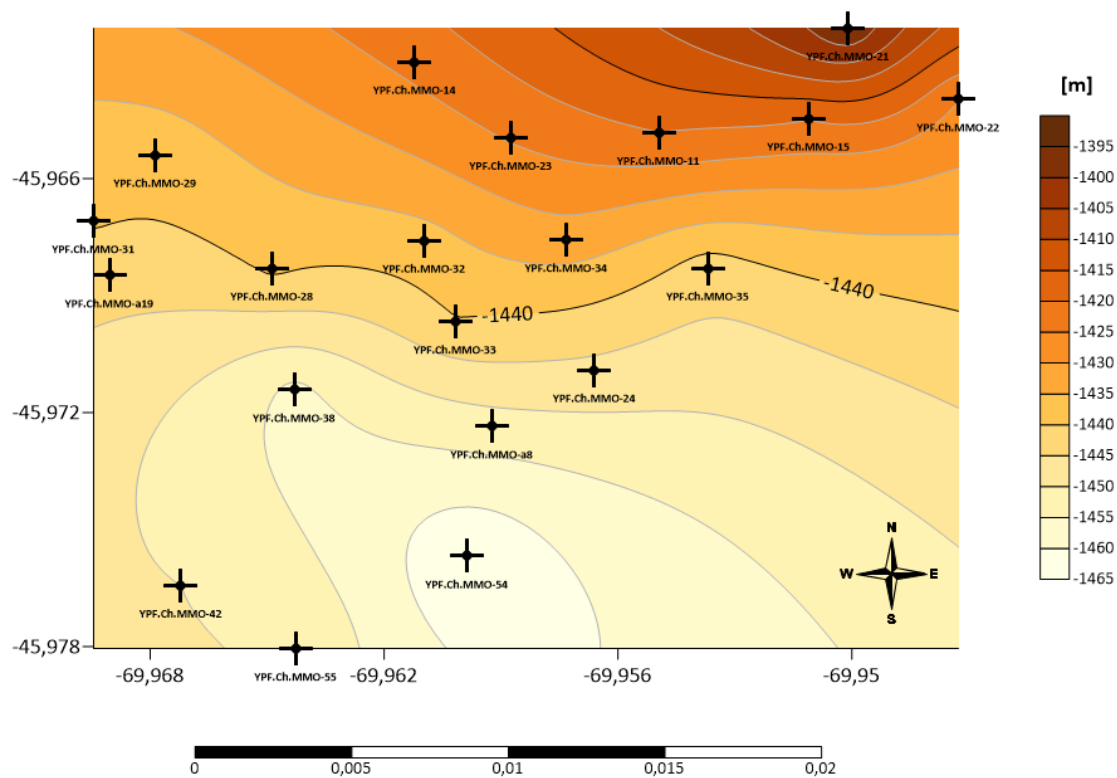


Figura 36: Base de la capa 24 y tope de la capa 25.

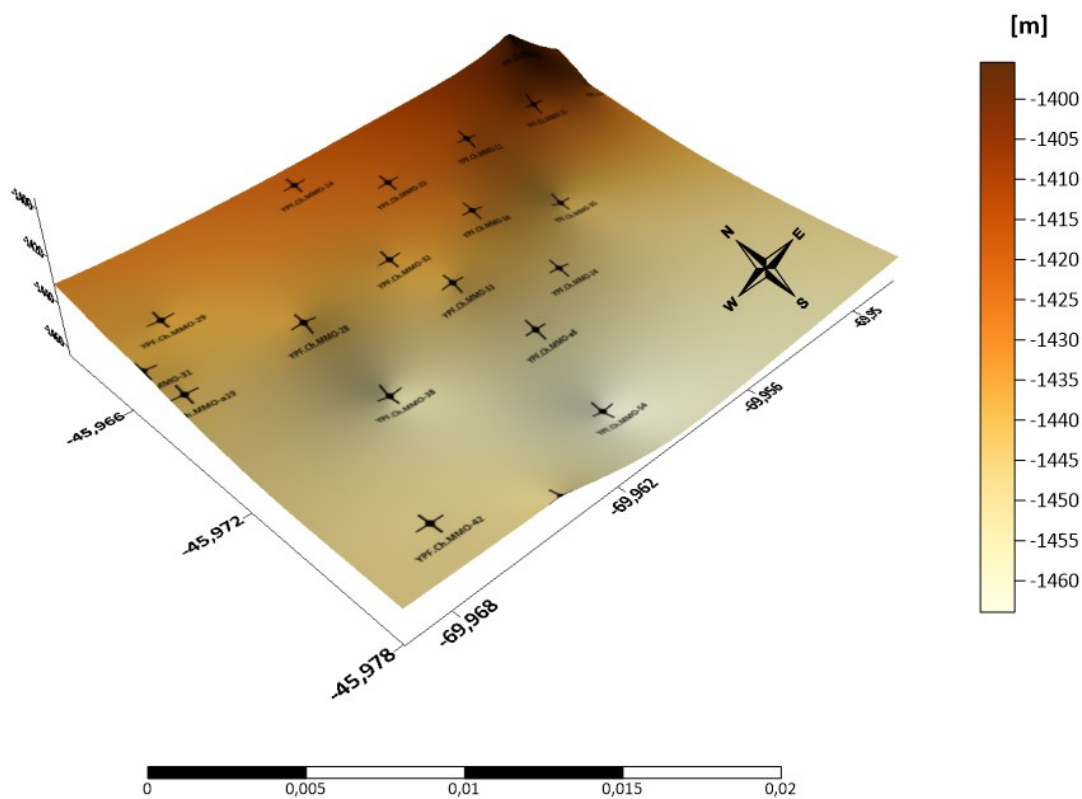


Figura 37: Base de la capa 24 y tope de la capa 25 en 3D.

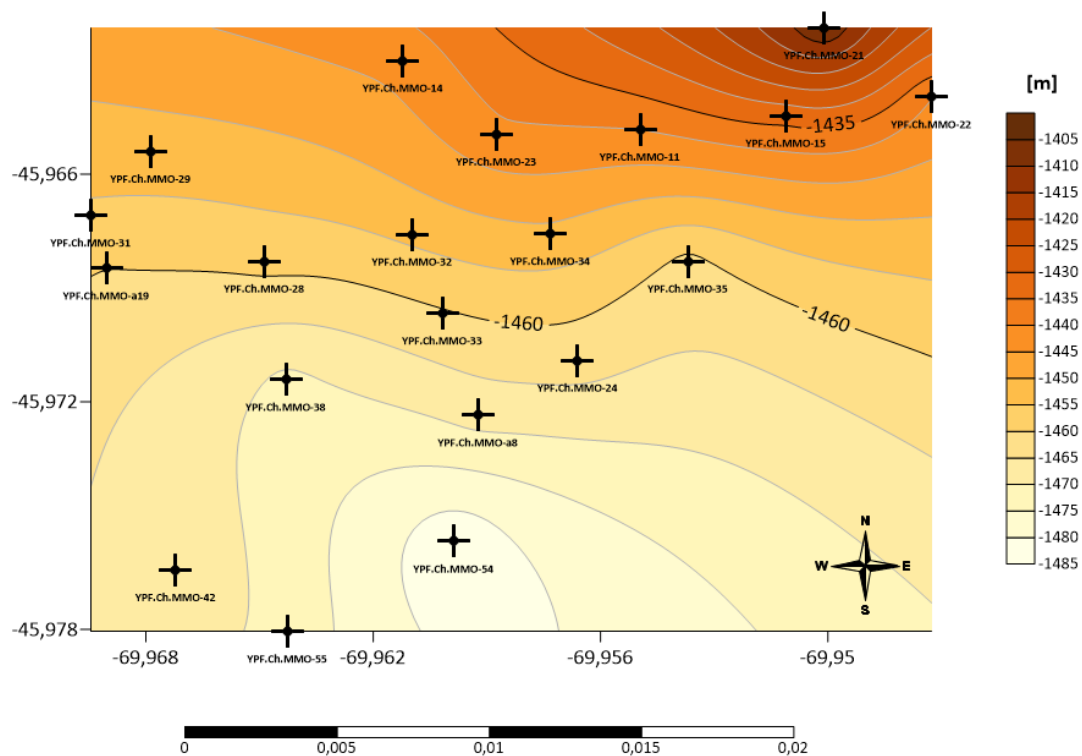


Figura 38: Base de la capa 25.

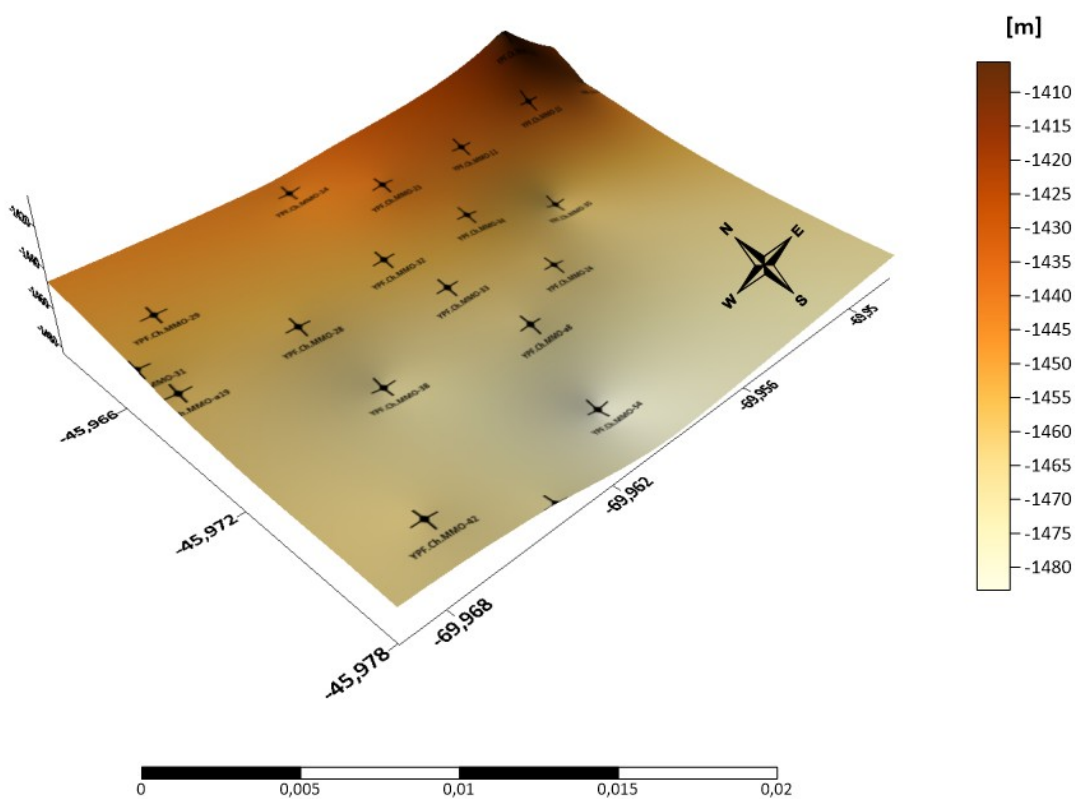


Figura 39: Base de la capa25 en 3D.

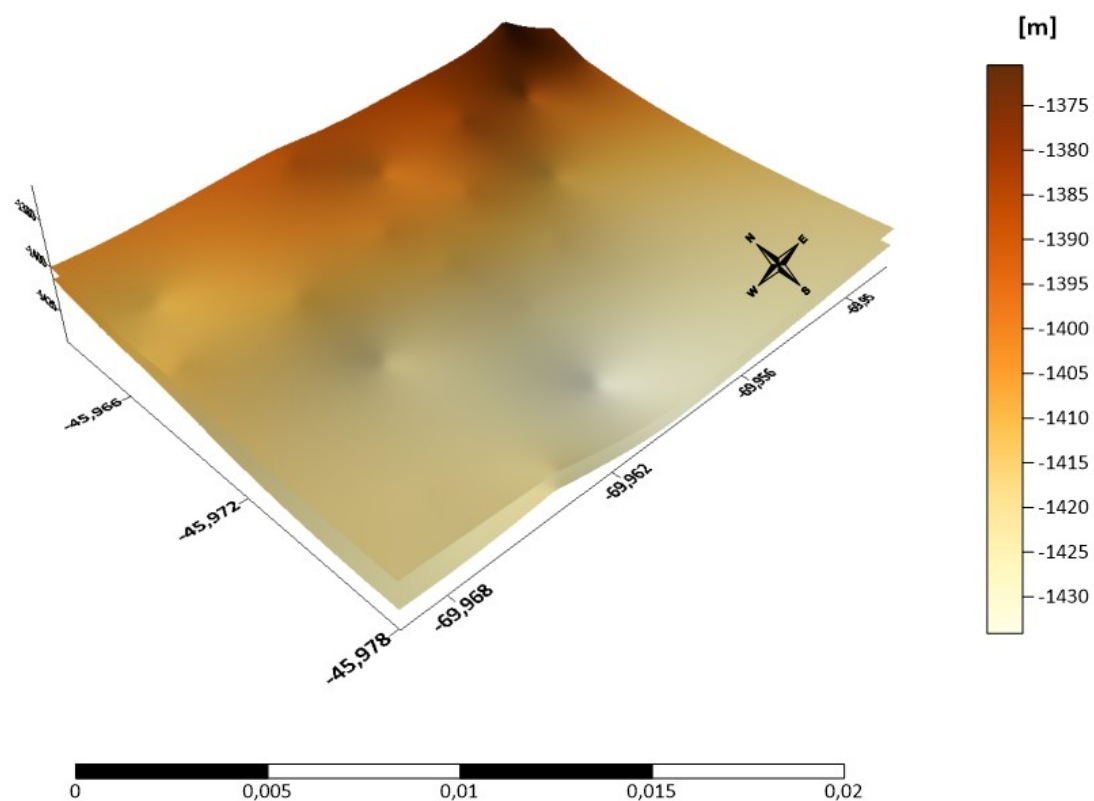


Figura 40: Capa 22 en 3D.

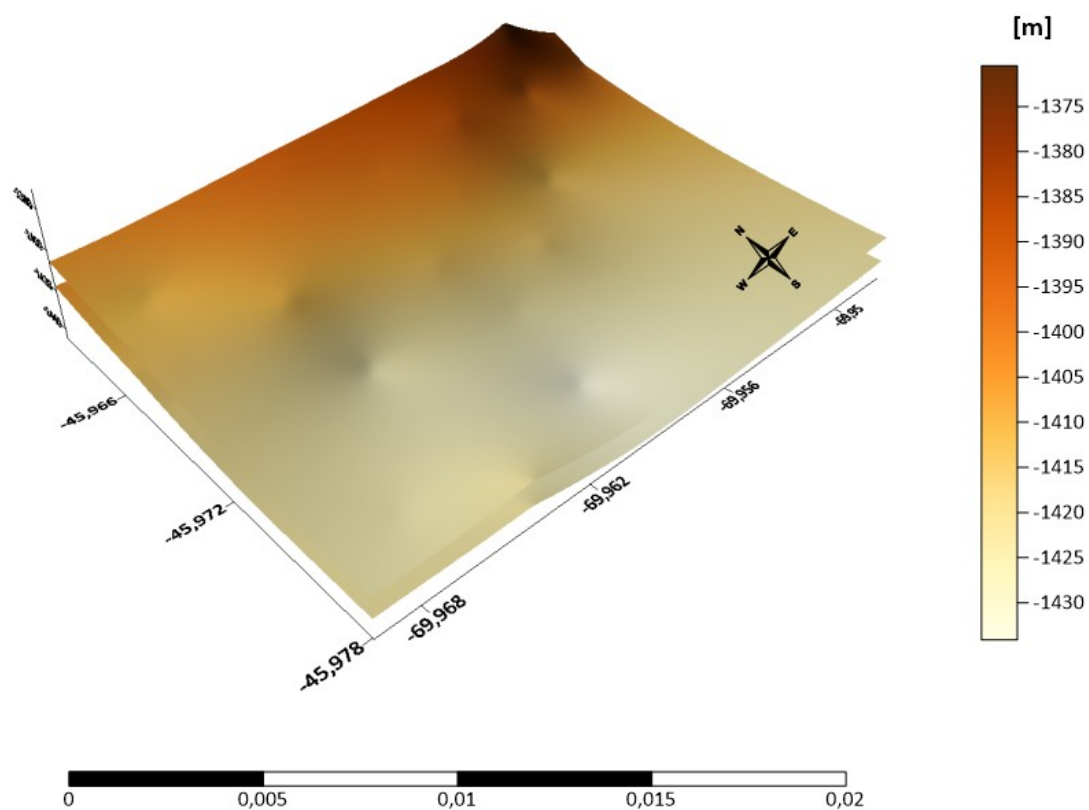


Figura 41: Capa 23 en 3D.

1

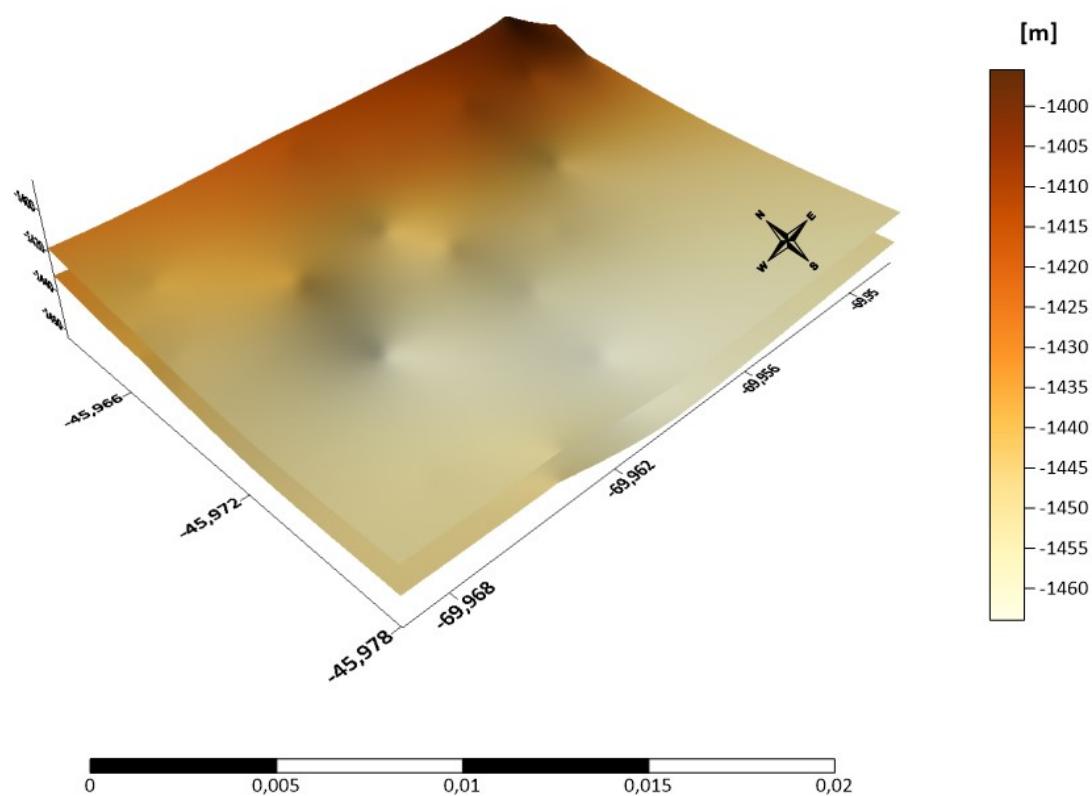


Figura 42: Capa 24 en 3D.

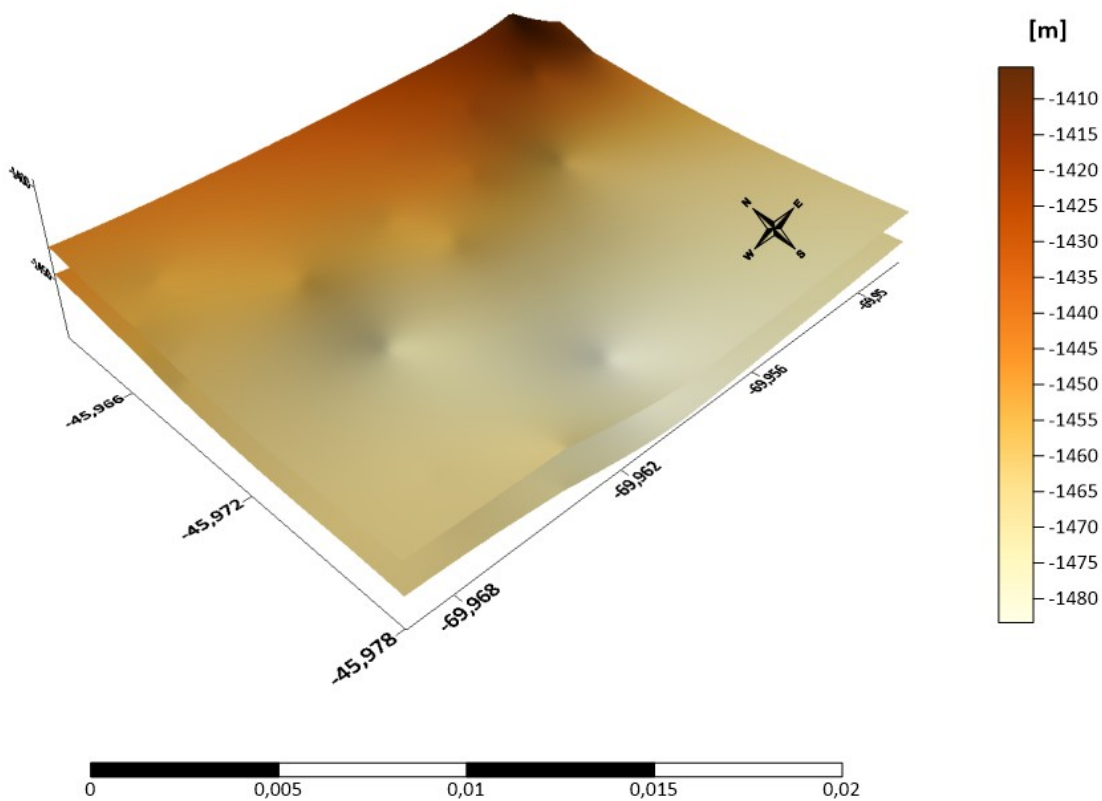


Figura 43:: Capa 25 en 3D.

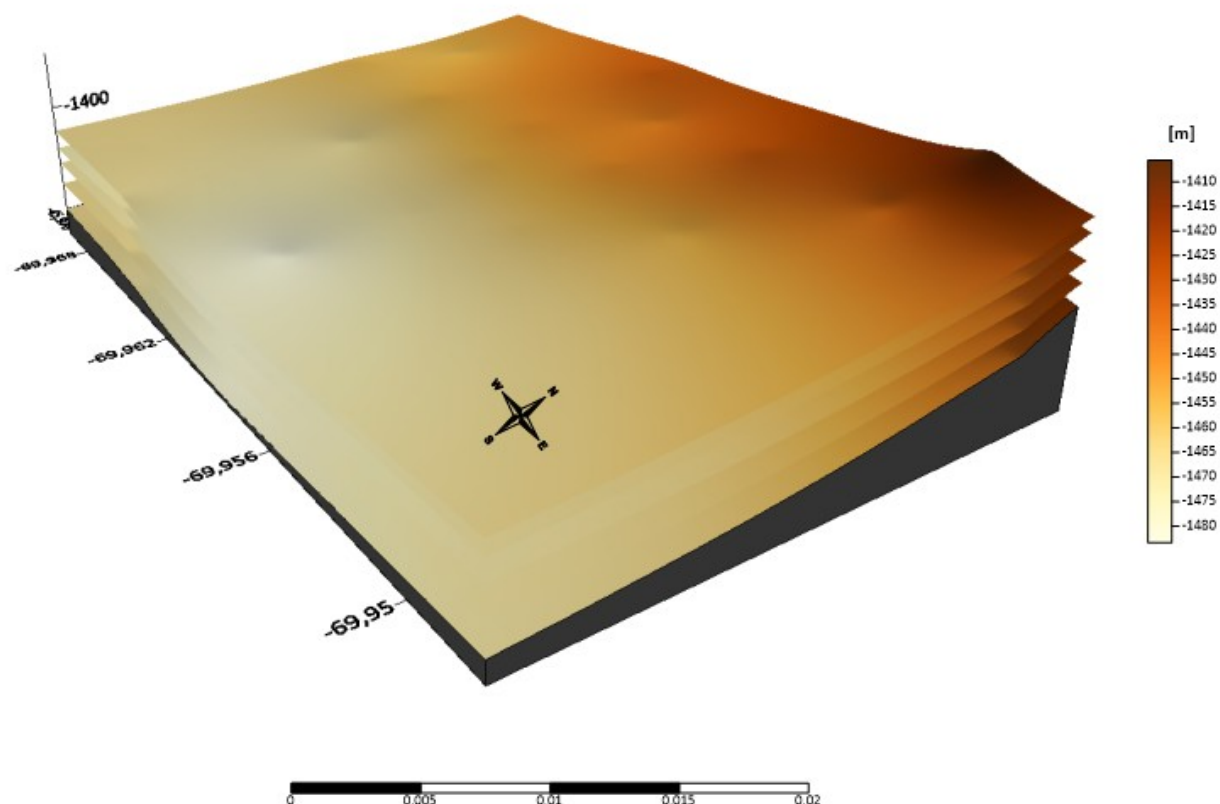


Figura 44: Capas 22,23,24 y 25 en 3D

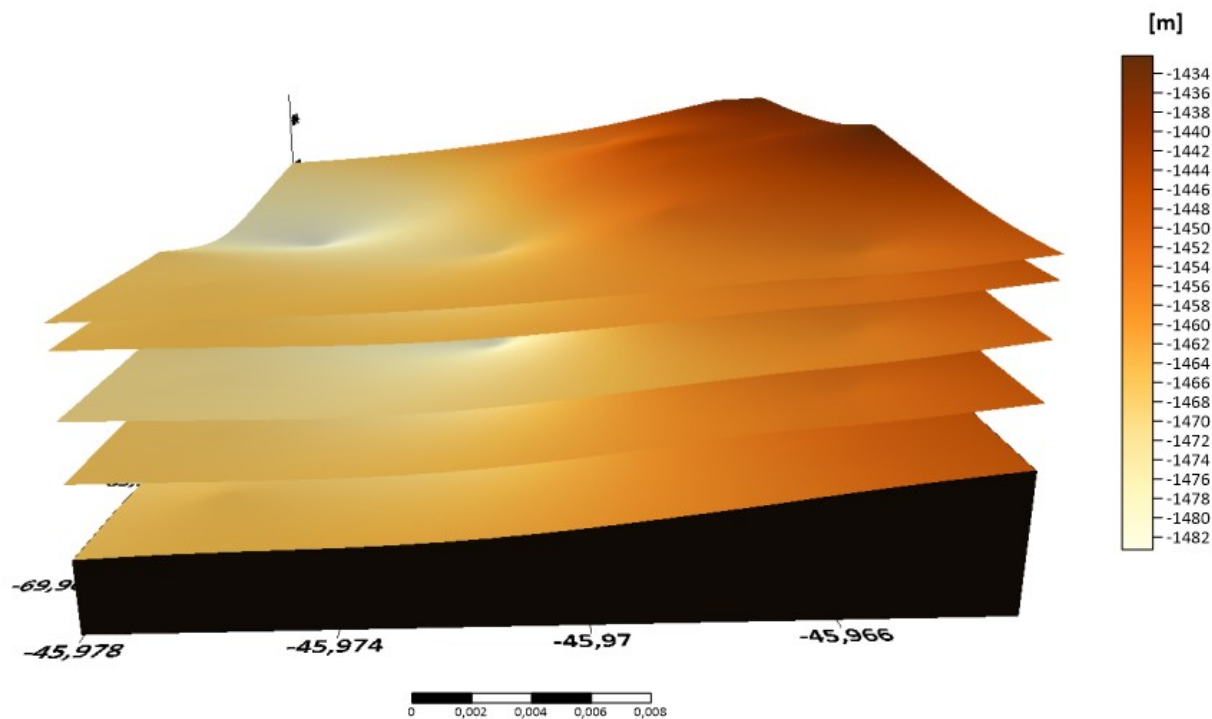


Figura 45: Capas 22,23,24 y 25 en 3D

La representación tridimensional previa permitió visualizar la disposición general de las unidades del subsuelo y la continuidad regional de los principales horizontes. Para complementar esa visión espacial y comprender con mayor detalle el control estructural sobre el yacimiento, se analizó un corte geológico en sentido oeste-este que atraviesa el pozo MMO-5, ubicado en el sur-central del campo.

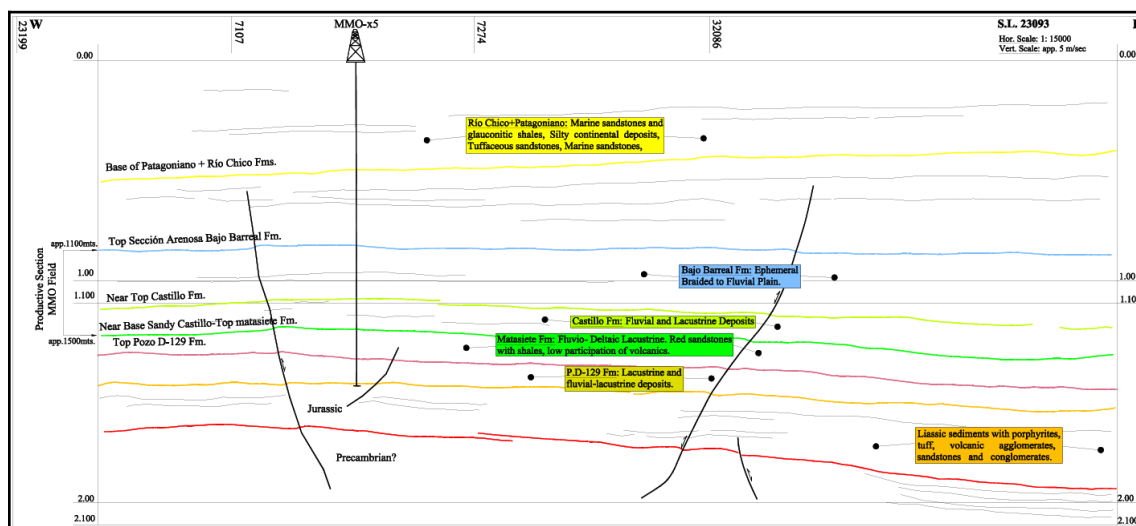


Figura 46: Corte estructural del yacimiento MMO.

Este perfil estructural muestra que el yacimiento Mata Magallanes Oeste se desarrolla sobre un anticlinal suavemente inclinado, cuya geometría refleja la reactivación de estructuras más antiguas del basamento. A lo largo del corte se identifican dos fallas principales, ambas afectando el paquete cretácico y condicionando la distribución en profundidad de las distintas formaciones.

Hacia el flanco occidental del corte aparece una falla de mayor desplazamiento, que genera un bloque relativamente hundido en comparación con el resto de la estructura. En contraste, el bloque oriental muestra un levantamiento neto, lo que se refleja tanto en el corte como en la representación tridimensional de las capas, donde las superficies de las unidades productivas se observan progresivamente más someras hacia el este.

El pozo MMO-5 se ubica sobre el bloque intermedio, entre ambos sistemas de fallas, en una posición estructural relativamente estable. Esta configuración explica por qué las capas modeladas presentan buena continuidad en el sector central, mientras que hacia los extremos del corte la profundidad y geometría de las unidades están controladas por los desplazamientos verticales asociados a las fallas.

En conjunto, la información estructural indica que Mata Magallanes Oeste se encuentra organizado en tres bloques principales: uno occidental más hundido, un bloque central relativamente estable y un bloque oriental elevado. Esta arquitectura estructural es la que condiciona la disposición en profundidad de las unidades del Grupo Chubut y constituye el marco sobre el cual se desarrolla la estratigrafía interna del reservorio.

3.2- Modelo Estratigráfico

El intervalo analizado en este estudio se desarrolla principalmente dentro de la parte superior de la Formación Castillo, donde se encuentran las capas productivas numeradas entre 20 y 27, siendo las de mayor interés las capas 22, 23, 24 y 25.

Estas capas corresponden a depósitos fluviales con areniscas de granulometría gruesa a muy gruesa, incluso con presencia de grava, y matriz tobácea. Presentan buena porosidad (promedio 25 %) y se asocian a cauces fluviales de baja sinuosidad (ríos entrelazados). A partir de la interpretación sedimentológica y de la información integrada de pozos y mapas paleogeográficos, se identificaron las siguientes características principales para las capas de interés:

La capa 22 se interpreta como un canal fluvial de baja sinuosidad, formado por arenas gruesas que están mejor desarrolladas en la parte central del cauce.

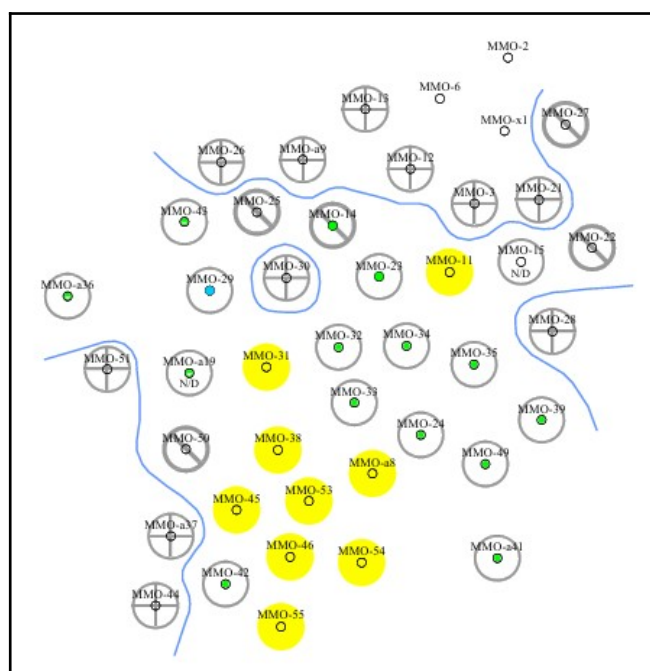


Figura 47: Mapa paleogeográfico de la capa 22.

El flujo del río iba principalmente en dirección NE-SO, lo cual coincide con la forma y orientación de los paleocanales que se ven en el mapa. Hacia los costados del canal, las arenas se vuelven más finas y el espesor disminuye, por lo que la calidad del reservorio empeora en esas zonas.

La capa 23 está formada por dos subcapas diferentes (23A y 23B) porque en este intervalo se depositaron dos eventos arenosos separados, con geometrías y direcciones de flujo distintas. Por eso se analizan por separado.

La 23A se interpreta como un abanico aluvial, que se formó cuando un canal principal se desbordó y dejó arenas dispersas sobre la planicie. Su forma es radial, y el aporte de sedimentos venía desde el NE hacia el NO, tal como se observa en el mapa paleogeográfico. Las mejores arenas están en la parte central del abanico, donde también se encuentran los pozos que llegaron a producir por surgencia natural.

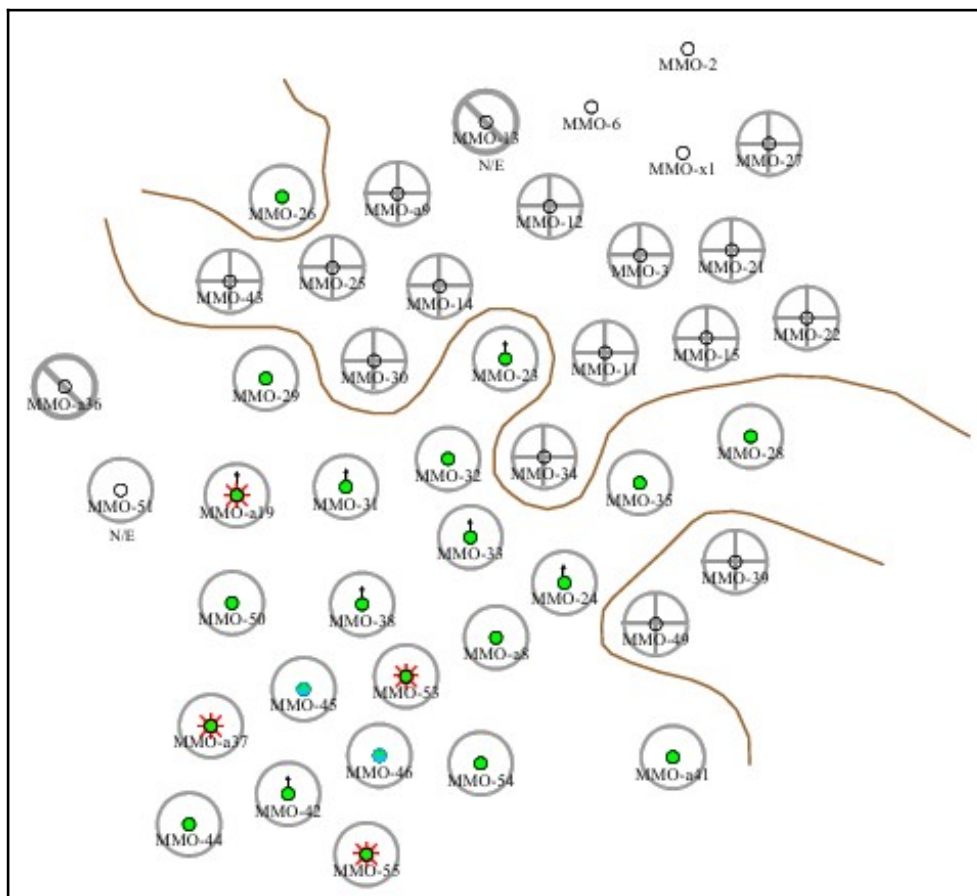


Figura 48: Mapa paleogeográfico de la capa 23A.

La 23B corresponde a un canal fluvial angosto, que fluía principalmente en dirección NO-SE. Este cuerpo arenoso es más reducido y menos continuo que el de la 23A, lo que explica la mayor variación entre pozos.

La mejor calidad de reservorio se ubica en el eje del canal, mientras que hacia los costados las arenas se afinan y pierden espesor.

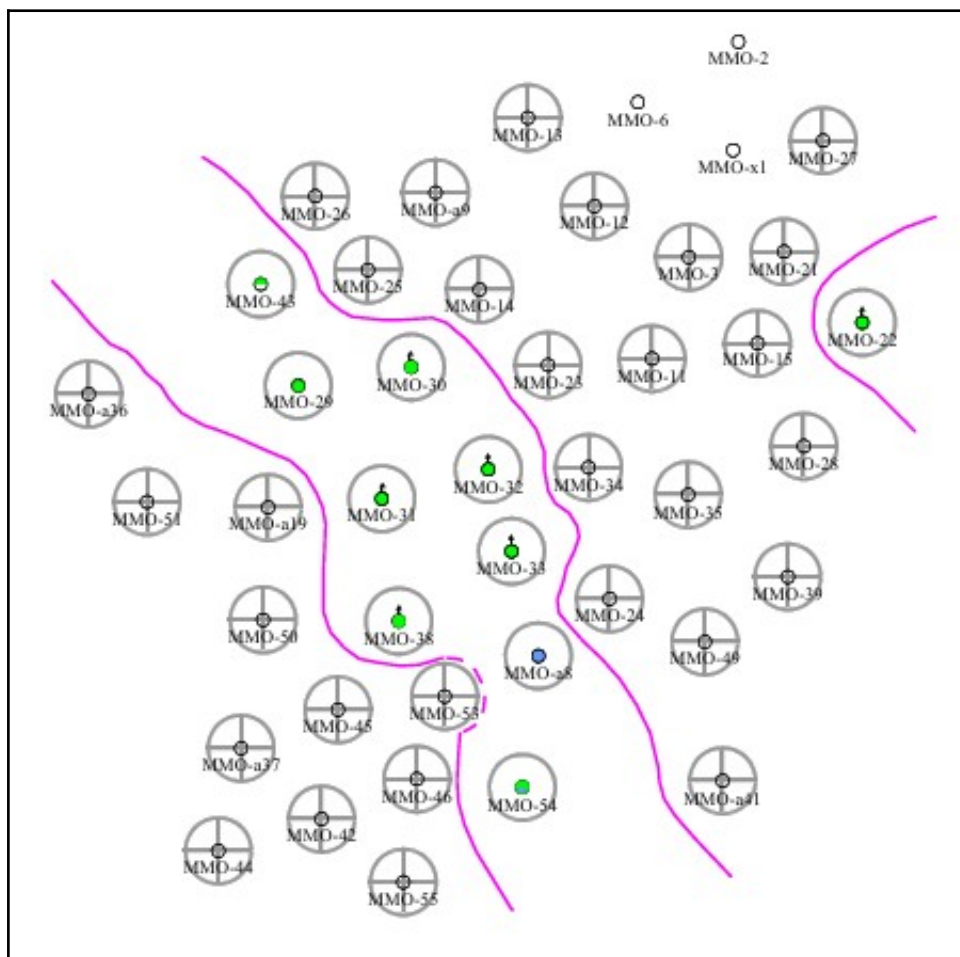


Figura 49: Mapa paleogeográfico de la capa 23B.

La capa 24 corresponde a un cuerpo arenoso formado dentro de un sistema fluvial que transportaba sedimentos desde el SE hacia el NO. En el mapa se ve un eje arenoso principal en la parte central del área, donde el espesor es mayor y el cuerpo es más continuo. Hacia los costados, la arena disminuye y aparecen niveles más finos o directamente sin ingreso arenoso, lo que indica zonas de menor energía. Esta distribución se confirma con los pozos que marcan los límites laterales y con los cortes de correlación realizados.

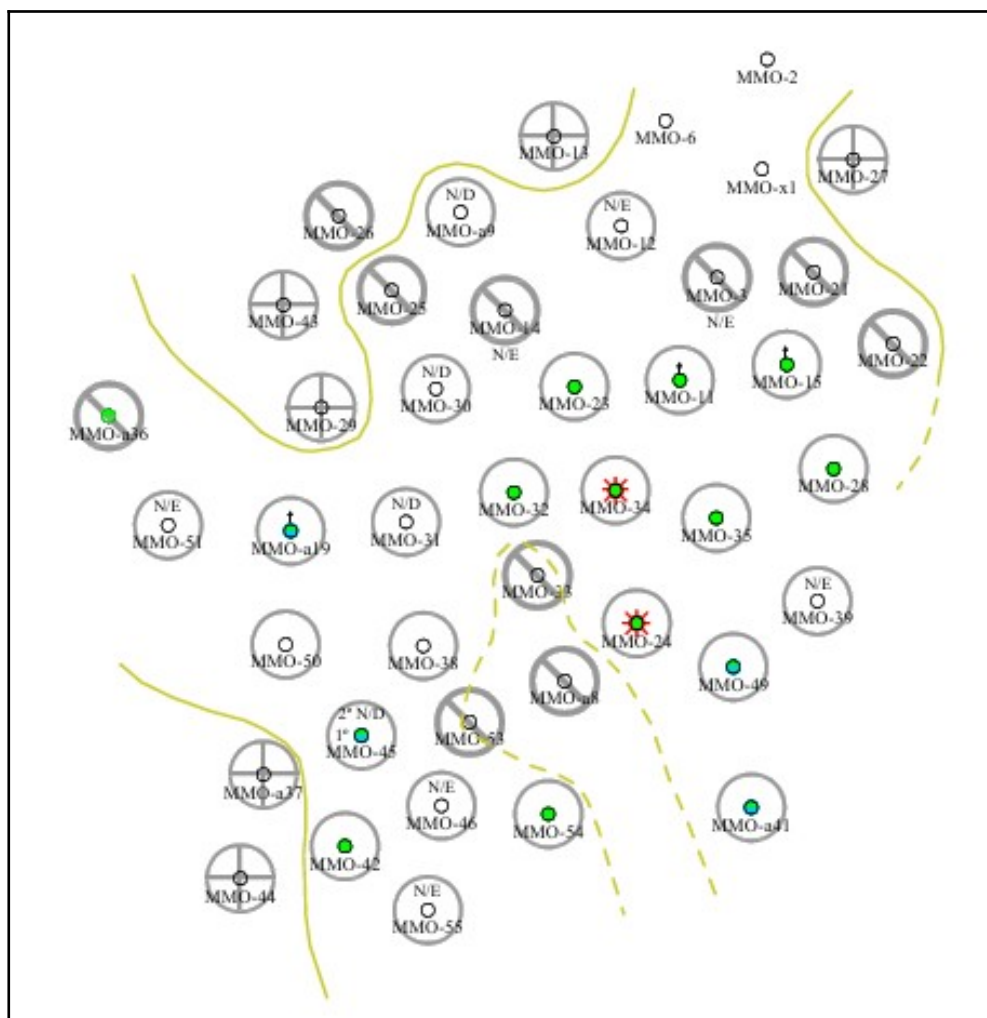


Figura 50: Mapa paleogeográfico de la capa 24..

La capa 25 se divide en dos subcapas porque en la mayoría de los pozos, se reconocen dos ingresos arenosos separados entre sí por un nivel más fino. Esta separación es consistente y marca dos momentos distintos de depositación. Por este motivo, se los trata como dos subcapas: 25M (capa superior) y 25R (capa inferior).

El 25M es el primer pulso de arena dentro de la capa 25. En planta muestra una continuidad moderada, con un eje arenoso central y espesores que disminuyen hacia los bordes. Aunque no es tan marcado como la capa 24, sigue mostrando un desarrollo suficiente como para funcionar como nivel productor en varios pozos. Hacia los márgenes la arena es más delgada o aparece de forma intermitente.

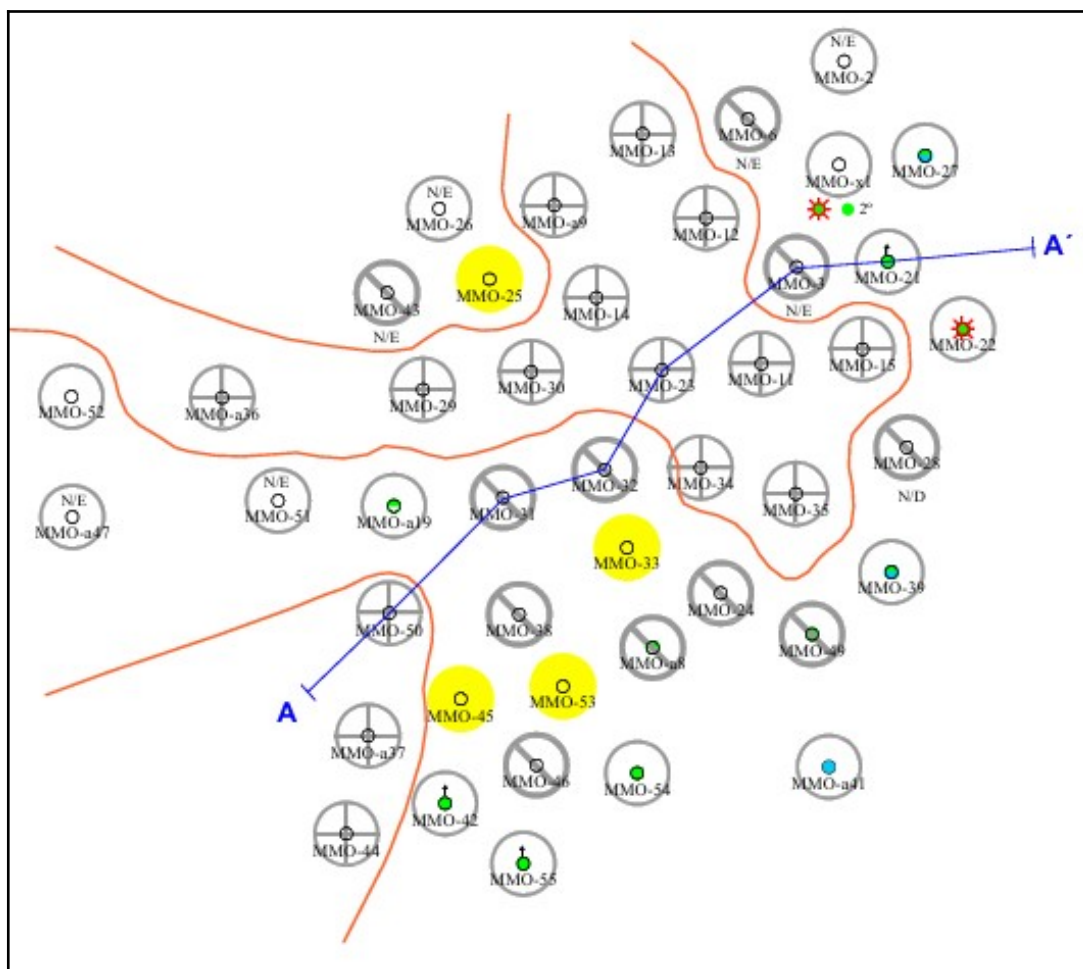


Figura 51: Mapa paleogeográfico de la capa 25M.

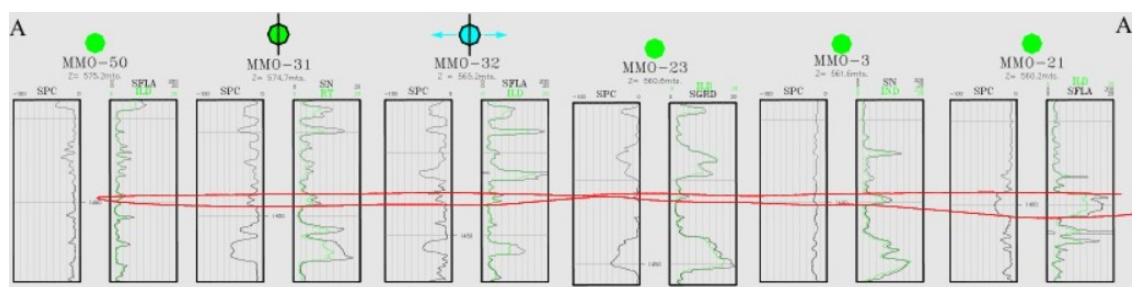


Figura 52: Corte de correlación estratigráfica A-A'.

El 25R es el pulso arenoso más profundo y generalmente más reducido. En el mapa se observa un cuerpo más acotado, con espesores máximos cerca del eje interpretado y una disminución rápida hacia los costados. La presencia de pozos con arena discontinua señala que esta subcapa es más heterogénea y está más compartimentada que el 25M. El trazado A-A' atraviesa la zona de mayor espesor y permite confirmar esta geometría en los cortes de correlación.

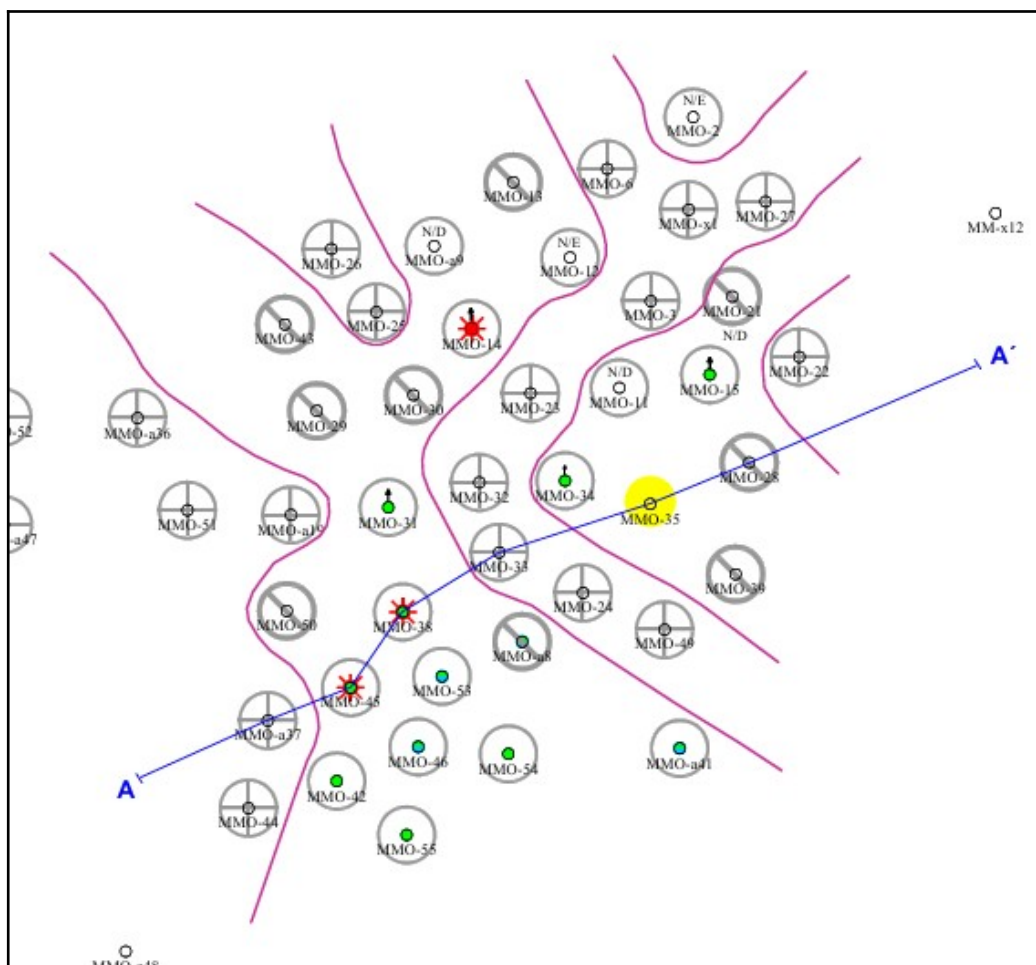


Figura 53: Mapa paleogeográfico de la capa 25R.

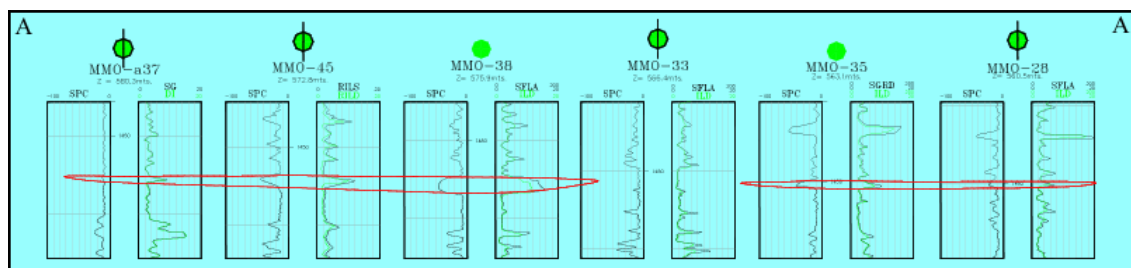


Figura 54: Corte de correlación estratigráfica A-A'.

El estudio estratigráfico de la Formación Castillo permitió entender mejor cómo están distribuidas y cómo cambian lateralmente las capas 22, 23, 24 y 25, que son las más importantes del yacimiento. Los mapas paleogeográficos y la interpretación de los ambientes fluviales mostraron que estas capas se formaron en ríos de baja sinuosidad, con canales y abanicos que generan variaciones en el espesor y en la calidad de las arenas.

Para construir este modelo fue fundamental la correlación de los perfiles eléctricos de los pozos, especialmente los registros de SP y Resistividad, que permitieron identificar las arenas, seguirlas entre pozos y evaluar dónde se desarrollan mejor. Estas correlaciones reafirmaron que el sector central del área es donde las capas tienen mayor espesor, continuidad y mejor calidad de reservorio, mientras que hacia los bordes aumentan los niveles pelíticos y las arenas pierden desarrollo.

En resumen, la combinación entre la información de pozos y la interpretación sedimentaria permitió armar un modelo estratigráfico claro y consistente, que refleja la distribución real de las capas y ayuda a explicar el comportamiento productivo del yacimiento.

3.3- Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico permite calcular la calidad del reservorio usando los registros eléctricos de los pozos. A partir de estas curvas se obtienen valores de porosidad, contenido de arcilla y saturación de agua, que ayudan a entender cómo se comportan las arenas en el subsuelo y qué tan bien pueden almacenar y producir hidrocarburos.

Este análisis completa el trabajo hecho en el modelo estratigráfico, porque no solo muestra la forma y continuidad de las capas, sino también sus propiedades internas. Con esta información se puede estimar el volumen poral y realizar una primera evaluación del petróleo presente en el yacimiento, lo que sirve como base para el modelo dinámico y para planificar el desarrollo futuro.

El análisis petrofísico se realizó exclusivamente con los registros disponibles en los pozos del área, los cuales cuentan de manera consistente únicamente con:

- **SP (Potencial Espontáneo):** Usado para identificar arenas y delimitar los cuerpos definidos previamente en el modelo estratigráfico.
- **Registros de Resistividad (profunda y/o media):** Utilizados para estimar la saturación de agua en los intervalos arenosos.

Si bien los pozos seleccionados para este estudio solo cuentan con registros de SP y resistividad, el yacimiento dispone de legajos completos de la mayoría de los pozos perforados, donde ya se encuentran calculados valores petrofísicos como porosidad, saturación de agua y, en algunos casos, permeabilidad estimada.

Esta información previa se utilizó como referencia y control para el presente modelo petrofísico. Los valores de porosidad y saturación

registrados en los legajos permitieron ajustar rangos, validar interpretaciones y completar datos en intervalos donde los perfiles disponibles no eran suficientes para estimar parámetros petrofísicos con precisión.

De esta manera, el modelo petrofísico combina:

- Los perfiles disponibles en los pozos del área central (SP y resistividad),
- Los valores petrofísicos históricos del resto de los pozos del yacimiento,
- Y los rangos típicos reportados para la Formación Castillo en la Cuenca del Golfo San Jorge,

Permitiendo construir un modelo coherente y representativo, aun con la variabilidad de información entre pozos.

3.3.1-Porosidad en capas seleccionadas

La porosidad de las capas 22, 23A, 23B, 24, 25 se estimó utilizando la información mencionada previamente. Como los pozos seleccionados no cuentan con curvas directas de porosidad (como Neutrón o Densidad), los valores obtenidos de los legajos del yacimiento y los antecedentes regionales fueron claves para definir los rangos y asegurar que las estimaciones fueran consistentes con la geología del área.

En términos generales, las areniscas de la Formación Castillo presentan porosidades entre 18 % y 25 %, con los valores más altos asociados a cuerpos canalizados y/o con mejor selección granulométrica. Este comportamiento se ve reflejado en las capas seleccionadas, donde las variaciones de porosidad acompañan los cambios sedimentarios definidos en el modelo estratigráfico. A continuación se resume la estimación de porosidad para cada capa:

La capa 22 presenta porosidades en el rango 20-25 %, con los valores más altos en el eje del canal, donde las arenas son más limpias y mejor seleccionadas. Hacia los bordes del canal la porosidad disminuye ligeramente debido al aumento de material fino, lo cual es consistente con la geometría anastomosada interpretada para esta unidad.

La 23A corresponde a un abanico aluvial, con mayor variabilidad lateral.

La porosidad estimada se encuentra en el rango 20-24 %, siendo más alta en la zona proximal del abanico, donde las arenas son más gruesas y están mejor depositadas. Hacia las zonas distales la porosidad disminuye debido a la presencia de depósitos más finos y menos consolidados.

La subcapa 23B es un canal más angosto y discontinuo, lo que se refleja en una porosidad algo más limitada. Los valores estimados se ubican en torno a 18-22 %, con máximos en el eje del canal y disminución rápida hacia los flancos. La geometría estrecha de la unidad explica esta menor continuidad lateral de buenos valores de porosidad.

La capa 24 muestra porosidades dentro del rango 20-23 %, relativamente homogéneas en el sector central del yacimiento. Los mejores valores se asocian al tramo central del cauce, mientras que en los bordes se reconocen areniscas más mezcladas con limo y arcilla, lo que reduce la porosidad efectiva.

En **la capa 25** la porosidad estimada varía entre 18-22 %, con una distribución similar a la de las otras capas canalizadas. Su continuidad lateral es menor, lo que se refleja en variaciones más marcadas entre pozos. Los valores más altos se concentran en el centro del cuerpo arenoso, disminuyendo hacia los extremos.

Como un resumen general, las porosidades obtenidas son consistentes con las arenas gruesas y medianamente seleccionadas típicas de la Formación Castillo. Las variaciones entre capas se explican principalmente por la geometría sedimentaria (canales vs. abanicos), la proporción de finos, y el grado de continuidad arenosa entre pozos.

En función de las características mencionadas para cada capa, se definieron los valores promedio de porosidad que se presentan a continuación.

Capas	Porosidad
22	23%
23A	22%
23B	20%
24	21%
25M	19%

Figura 55: Tabla con las porosidades promedio de cada capa.

3.3.2-Saturación de agua (S_w)

La saturación de agua de cada capa se calculó usando la ecuación de Archie, a partir de los valores de resistividad profunda medidos en los pozos. Como los pozos del área solo tienen perfiles de SP y resistividad, se usaron también los datos de saturación que aparecen en los legajos de pozos y los valores típicos del yacimiento para completar el cálculo.

La fórmula aplicada fue:

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \right)}$$

Los valores usados fueron los que se aplican normalmente en Mata Magallanes Oeste:

- $a = 0,65$
- $m = 2$
- $n = 2,15$
- $R_w = 0,28 \text{ ohm}\cdot\text{m}$
- R_t = resistividad medida en cada capa
- ϕ = porosidad promedio adoptada para cada capa

Con los valores de S_w obtenidos, se generaron mapas para cada capa que permiten visualizar cómo varía la saturación de agua dentro del yacimiento. Estos se muestran a continuación.

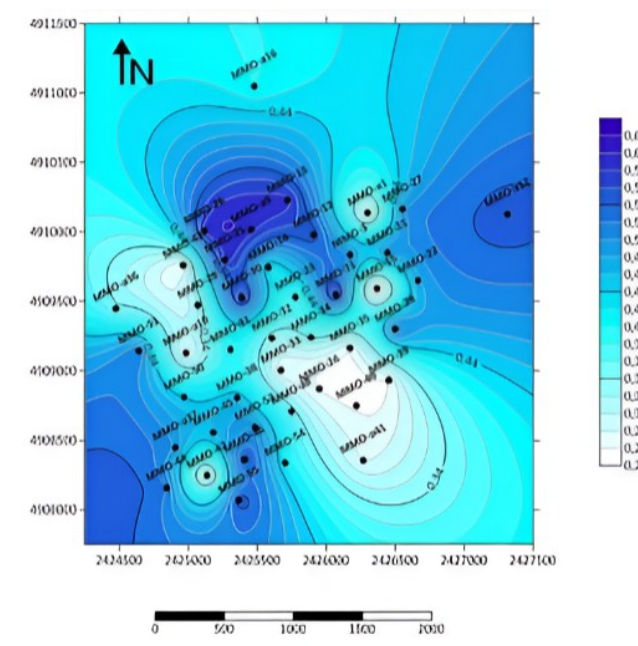


Figura 56: Mapa de saturación de agua de la capa 22.

La capa 22 tiene las saturaciones más bajas en la parte central del canal (0,4-0,5). Hacia los bordes, donde hay más finos, la saturación sube bastante.

Para la capa 23A, en la zona proximal del abanico las saturaciones son relativamente bajas (0,4-0,5). En las zonas más finas y distales aumentan a 0,5-0,6.

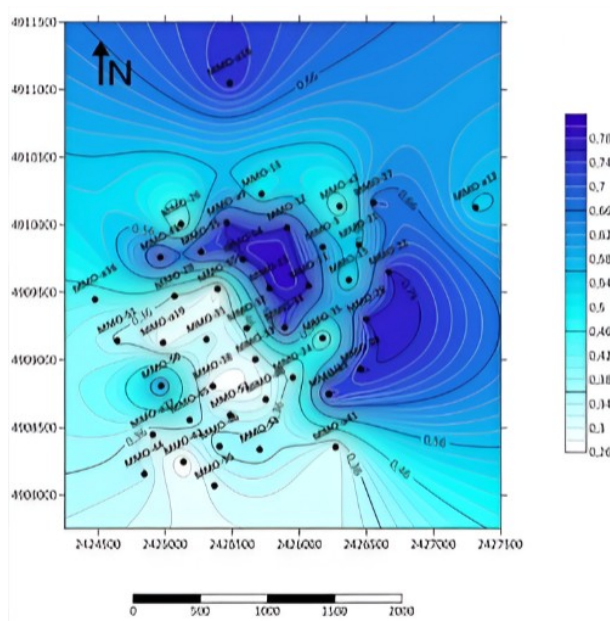


Figura 57: Mapa de saturación de agua de la capa 23A.

La capa 23B como es un canal más angosto y discontinuo, la saturación cambia más. En el centro del canal es de 0,4-0,5, aumentando hacia los costados.

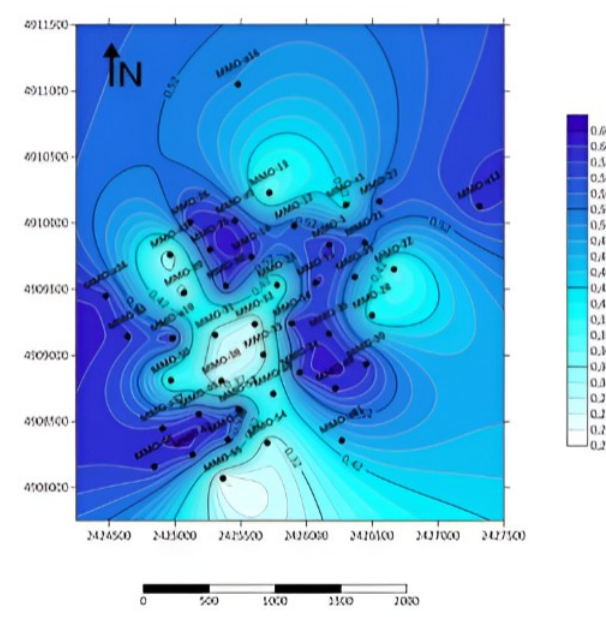


Figura 58: Mapa de saturación de agua de la capa 23B.

La capa 24 muestra valores bastante estables, normalmente entre 0,45–0,55, en línea con la continuidad arenosa que tiene esta capa.

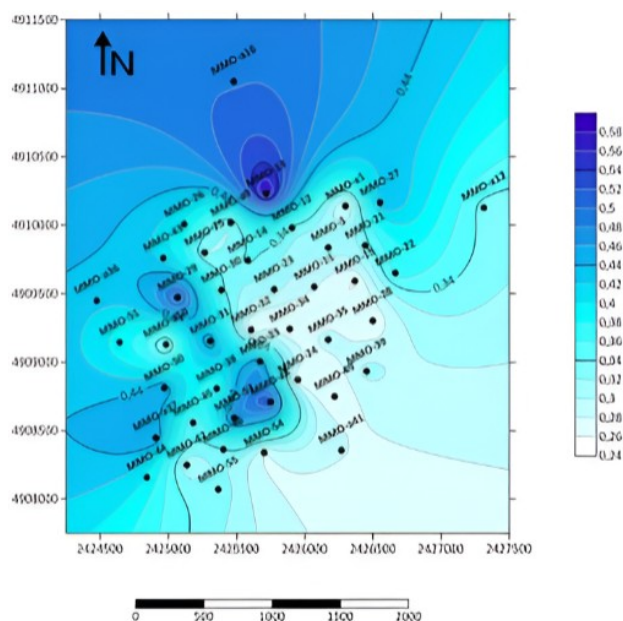


Figura 59: Mapa de saturación de agua de la capa 24.

La capa 25 es la más variable. Las mejores zonas arenosas tienen alrededor de 0,45, y en sectores con más finos sube a 0,55 o un poco más.

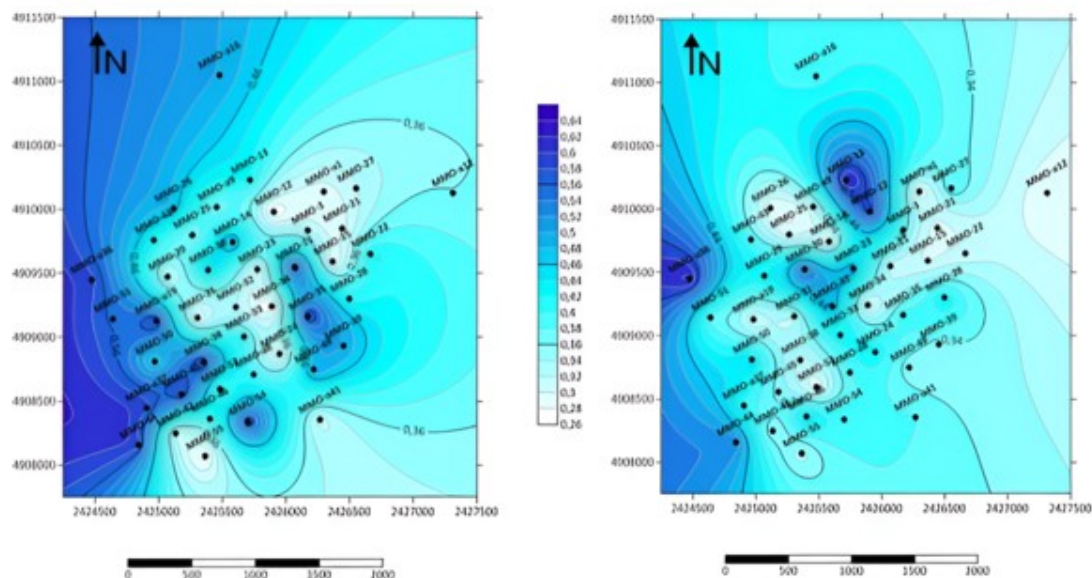


Figura 60: Mapa de saturación de agua de la capa 25M y 25R respectivamente.

Los valores obtenidos permiten definir una saturación promedio para cada capa, representando el comportamiento general del agua en los intervalos arenosos del área de estudio. Estos promedios se resumen en la siguiente tabla.

Capas	Sw
22	0,6
23A	0,5
23B	0,5
24	0,55
25	0,55

Figura 61: Saturación de agua promedio para cada capa.

3.3.3-Espesor Útil

El análisis del espesor total y del espesor útil de cada capa es un paso clave antes de calcular el volumen original de petróleo (OOIP). Estos valores permiten entender cuánto del intervalo es realmente arenoso y cuánto de ese espesor puede funcionar como reservorio efectivo.

Para este estudio, los espesores se obtuvieron directamente de la lectura de los perfiles SP de cada pozo, analizando pozo por pozo todas las capas seleccionadas (22, 23, 24, 25). A partir de estas curvas se identificaron los tramos arenosos, se midió su espesor en cada pozo y luego se compararon los resultados entre pozos para evaluar la continuidad y definir los espesores brutos y útiles de cada capa.

En las siguientes tablas se resumen los espesores medidos en cada pozo, tanto el espesor total como el espesor útil definido a partir de los intervalos arenosos identificados en el SP. En algunos pozos no se estimó el espesor útil debido a la mala calidad del registro eléctrico; en esos casos la capa no pudo interpretarse con certeza y se marcó como “S/P mal log”, por lo que no fue considerada en el cálculo del espesor útil promedio.

Pozo	Capa 22			
	Tope [m]	Base [m]	Espesor [m]	Esp. Util [m]
YPF.Ch.MMO-14	1.388,200	1.395,280	7,080	1,5
YPF.Ch.MMO-15	1.391,510	1.396,220	4,710	2
YPF.Ch.MMO-23	1.396,220	1.398,150	1,930	1
YPF.Ch.MMO-24	1.410,444	1.416,412	5,968	2,5
YPF.Ch.MMO-28	1.404,717	1.411,320	6,603	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-29	1.406,714	1.411,936	5,222	3
YPF.Ch.MMO-31	1.407,460	1.413,428	5,968	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-32	1.400,000	1.408,168	8,168	3,5
YPF.Ch.MMO-33	1.406,714	1.414,174	7,460	7
YPF.Ch.MMO-34	1.398,580	1.405,660	7,080	3
YPF.Ch.MMO-35	1.405,660	1.413,207	7,547	2
YPF.Ch.MMO-38	1.417,280	1.427,388	10,108	3
YPF.Ch.MMO-42	1.415,090	1.420,754	5,664	3
YPF.Ch.MMO-54	1.428,348	1.434,316	5,968	4 S/P
YPF.Ch.MMO-55	1.416,412	1.423,872	7,460	2
			Promedio Esp. Util [m]	2,79

Figura 62: Tabla de espesores utiles para capa la 22.

Capa 23				
Pozo	Tope [m]	Base [m]	Espesor [m]	Esp. Util [m]
YPF.Ch.MMO-14	1.395,280	1.407,075	11,795	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-15	1.396,220	1.406,600	10,380	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-23	1.398,150	1.411,200	13,050	3
YPF.Ch.MMO-24	1.416,412	1.432,078	15,666	4,5
YPF.Ch.MMO-28	1.411,320	1.424,056	12,736	3,5
YPF.Ch.MMO-29	1.411,936	1.424,618	12,682	5
YPF.Ch.MMO-31	1.413,428	1.426,856	13,428	5,5
YPF.Ch.MMO-32	1.408,168	1.427,860	19,692	5
YPF.Ch.MMO-33	1.414,174	1.428,348	14,174	6
YPF.Ch.MMO-34	1.405,660	1.420,755	15,095	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-35	1.413,207	1.427,358	14,151	5
YPF.Ch.MMO-38	1.427,388	1.443,245	15,857	6
YPF.Ch.MMO-42	1.427,159	1.436,320	9,161	3
YPF.Ch.MMO-54	1.434,316	1.445,506	11,190	8
YPF.Ch.MMO-55	1.423,872	1.435,808	11,936	7,5
			Promedio Esp. Util [m]	5,17

Figura 63: Tabla de espesores utiles para capa la 23.

Capa 24				
Pozo	Tope [m]	Base [m]	Espesor [m]	Esp. Util [m]
YPF.Ch.MMO-14	1.407,075	1.423,580	16,505	4
YPF.Ch.MMO-15	1.406,600	1.419,810	13,210	3,5
YPF.Ch.MMO-23	1.411,200	1.424,528	13,328	5,5
YPF.Ch.MMO-24	1.432,078	1.446,252	14,174	6
YPF.Ch.MMO-28	1.424,056	1.439,151	15,095	3
YPF.Ch.MMO-29	1.424,618	1.438,046	13,428	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-31	1.426,856	1.439,538	12,682	2
YPF.Ch.MMO-32	1.427,860	1.436,998	9,138	3
YPF.Ch.MMO-33	1.428,348	1.440,284	11,936	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-34	1.420,755	1.432,070	11,315	5
YPF.Ch.MMO-35	1.427,358	1.442,450	15,092	3
YPF.Ch.MMO-38	1.443,245	1.456,218	12,973	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-42	1.436,320	1.450,000	13,680	4
YPF.Ch.MMO-54	1.445,506	1.464,156	18,650	5
YPF.Ch.MMO-55	1.435,808	1.449,982	14,174	3,5
			Promedio Esp. Util [m]	3,96

Figura 63: Tabla de espesores utiles para capa la 24.

Pozo	Capa 25			
	Tope [m]	Base [m]	Espesor [m]	Esp. Util [m]
YPF.Ch.MMO-14	1.423,580	1.443,396	19,816	4
YPF.Ch.MMO-15	1.419,810	1.433,019	13,209	3
YPF.Ch.MMO-23	1.424,528	1.441,037	16,509	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-24	1.446,252	1.462,664	16,412	6,5
YPF.Ch.MMO-28	1.439,151	1.458,490	19,339	2,5
YPF.Ch.MMO-29	1.438,046	1.452,220	14,174	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-31	1.439,538	1.455,950	16,412	3
YPF.Ch.MMO-32	1.436,998	1.453,890	16,892	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-33	1.440,284	1.460,426	20,142	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-34	1.432,070	1.451,000	18,930	5,5
YPF.Ch.MMO-35	1.442,450	1.461,321	18,871	S/P mal log
YPF.Ch.MMO-38	1.456,218	1.471,142	14,924	5,5
YPF.Ch.MMO-42	1.450,000	1.466,038	16,038	7
YPF.Ch.MMO-54	1.464,156	1.483,552	19,396	4
YPF.Ch.MMO-55	1.449,982	1.471,616	21,634	8
		Promedio Esp. Util [m]		4,9

Figura 64: Tabla de espesores utiles para capa la 25.

Es importante mencionar que las capas 23 y 25 presentan espesores totales mayores en comparación con el resto de las unidades analizadas. Esto se debe a que, en ambos casos, el espesor registrado incluye el aporte de sus subcapas internas (23A y 23B en el caso de la capa 23, 25M y 25R en la capa 25). Estas subunidades forman parte del mismo intervalo estratigráfico y fueron consideradas dentro del espesor bruto para mantener la coherencia con la correlación original del campo. Por este motivo, los valores promediados para las capas 23 y 25 representan el conjunto completo del paquete arenoso correspondiente a cada una.

3.4- Cálculo del Original Oil in Place (OOIP)

El OOIP representa la cantidad de hidrocarburos que se encuentra almacenado en el reservorio antes de cualquier tipo de producción. Su estimación requiere integrar las propiedades petrofísicas obtenidas previamente (porosidad, saturación de agua y espesor útil) junto con la extensión areal del cuerpo y el factor volumétrico del petróleo.

Se adoptó un enfoque simplificado: todas las capas fueron evaluadas utilizando la misma área de estudio, correspondiente a la zona central del yacimiento, definida como un círculo de 1,5 km de radio.

Asimismo, se utilizó un factor volumétrico de petróleo (B_o) de 1,1, valor representativo y ampliamente reportado para los reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge. Con este conjunto de parámetros y los promedios petrofísicos determinados en los apartados anteriores, se obtuvo el OOIP para cada una de las capas seleccionadas.

Capas	Espesor [m]	Area [m ²]	Sw	Porosidad	Boi [bbl/bbl]	OOIP [m ³]
22	2,79	7.068.583	0,6	0,23	1,1	1.649.421,82
23A	3,3605	7.068.583	0,5	0,22	1,1	2.375.397,48
23B	1,8095	7.068.583	0,5	0,20	1,1	1.162.781,98
24	3,96	7.068.583	0,55	0,21	1,1	2.404.732,10
25M	2,695	7.068.583	0,55	0,19	1,1	1.480.691,52
25R	2,205	7.068.583	0,55	0,19	1,1	1.211.474,88

Figura 65: OOIP por capa.

Para estimar el volumen de petróleo recuperable en cada una de las capas analizadas, se aplicó un factor de recobro del 15 %, valor representativo para areniscas fluviales de la Formación Castillo bajo condiciones de recuperación primaria. Este factor se aplicó individualmente a los OOIP obtenidos para cada capa del área de estudio, con el fin de obtener una estimación preliminar de las reservas recuperables. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Capas	OOIP [m ³]	Fr	Reservas [m ³]	Reservas [bbl]
22	1.649.421,82	0,15	247.413,27	1.555.982,08
23A	2.375.397,48	0,15	356.309,62	2.240.831,21
23B	1.162.781,98	0,15	174.417,30	1.096.910,38
24	2.404.732,10	0,15	360.709,81	2.268.504,02
25M	1.480.691,52	0,15	222.103,73	1.396.810,35
25R	1.211.474,88	0,15	181.721,23	1.142.844,83

Figura 66: Reservas por capa.

A partir de los valores de OOIP y del factor de recobro aplicado, se realizó la suma total de las reservas recuperables de todas las capas estudiadas. El volumen resultante representa la estimación integrada del petróleo recuperable dentro del área central del yacimiento. Es importante remarcar que estas reservas corresponden únicamente al sector evaluado en este trabajo y no al campo completo, ya que el estudio estuvo enfocado exclusivamente en esta zona. La suma de los aportes individuales refleja el potencial conjunto del paquete superior de la Formación Castillo dentro del área analizada.

	OOIP	Reservas
TOTAL [m3]	10.284.499,78	1.542.674,97
TOTAL [bbl]	64.689.503,62	9.703.425,54

Figura 67: OOIP y reservas totales.

Estos resultados representan el punto final del modelo estático y constituyen la base cuantitativa para avanzar hacia el modelado dinámico, donde se analizará cómo se comporta el reservorio en producción y cuáles son las alternativas más efectivas para optimizar su desarrollo.

4. MODELADO DINÁMICO

El modelado dinámico constituye la etapa en la que se evalúa el comportamiento del yacimiento en producción a través del tiempo, utilizando como base la caracterización estructural, estratigráfica y petrofísica definida en el modelo estático. Mientras que el modelo estático describe “cómo es” el reservorio, el modelo dinámico busca entender “cómo se comporta” bajo diferentes condiciones de explotación.

En esta sección se analizan las características de producción histórica de los pozos ubicados en el área central del yacimiento, las propiedades dinámicas asociadas al flujo de fluidos y el desempeño esperado de cada capa productiva. El objetivo principal es obtener una visión clara de la eficiencia de recobro alcanzada hasta el momento y establecer las bases para un proyecto de desarrollo que permita mejorar la recuperación futura.

4.1-Mecanismo de drenaje del yacimiento

El yacimiento produce principalmente bajo un mecanismo de drenaje por gas disuelto, que es el tipo de empuje característico de reservorios cerrados sin aporte significativo de un acuífero. En este sistema, la energía que sostiene la producción proviene del gas que está inicialmente disuelto en el petróleo. A medida que la presión del reservorio disminuye por la

producción, este gas comienza a liberarse dentro de los poros, expandiéndose y empujando el crudo hacia los pozos.

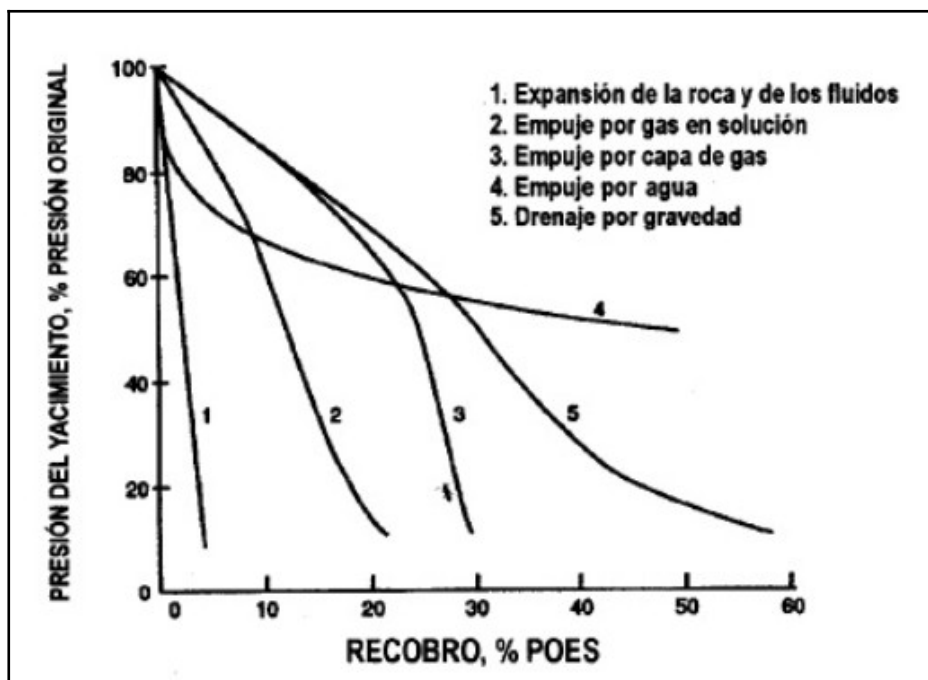


Figura 68: Recobro de petróleo por los diferentes mecanismos de producción primaria.

En el sector central del yacimiento Mata Magallanes Oeste, las características geológicas y petrofísicas de las areniscas de la Formación Castillo muestran:

- Ausencia de un acuífero activo que aporte energía adicional.
- Buena productividad inicial, especialmente en las zonas con mayor desarrollo arenoso (como en 23A).
- Declinación natural moderada a marcada, típica de los yacimientos donde el empuje proviene únicamente del gas disuelto.
- Baja capacidad de recarga, debido a la continuidad limitada de los cuerpos canalizados y la baja comunicación lateral.

Este mecanismo de drenaje hace que la presión del yacimiento caiga de manera relativamente rápida una vez iniciada la producción, lo que reduce progresivamente la capacidad de flujo del petróleo hacia los pozos. El comportamiento observado es consistente con la estructura fluvial de la Formación Castillo, donde los canales arenosos forman cuerpos discretos que drenan volúmenes relativamente pequeños y dependen exclusivamente de la energía inicial del sistema.

En resumen, el yacimiento funciona como un reservorio volumétrico, impulsado casi exclusivamente por el gas disuelto en el crudo, sin apoyo significativo de agua ni segregación gravitacional marcada dentro del paquete de arenas.

4.2-Parámetros PVT y propiedades del reservorio

Para iniciar el modelado dinámico del sector central del yacimiento Mata Magallanes Oeste, se definieron los parámetros PVT y las propiedades básicas del reservorio necesarias para caracterizar el comportamiento del fluido y estimar la capacidad de flujo de cada capa.

Dado que no se cuenta con un estudio PVT completo para el área, se tomaron como referencia los datos disponibles en los pozos, los antecedentes de la Formación Castillo y los valores típicos reportados para la Cuenca del Golfo San Jorge. A partir de esta información, se estimaron la presión estática por capa, la temperatura del reservorio y la permeabilidad representativa de las unidades productivas.

Asimismo, se asumieron valores razonables para parámetros clave como la presión de burbuja (P_b), el gas disuelto en solución (GOR) y la densidad del petróleo (gravedad API), a fin de completar el conjunto de variables necesarias para el análisis dinámico y la posterior construcción de las curvas IPR.

4.2.1-Presión estática por capa

Para estimar la presión de cada capa, primero se tomó la profundidad a la que aparece cada una en los pozos del área. Como no todos los pozos atraviesan las capas a la misma profundidad, se hizo un promedio para obtener un valor representativo. Con estas profundidades, se calculó la presión usando un gradiente normal de 0,43 psi/ft.

Como estas capas ya llevan muchos años produciendo y no se cuenta con pruebas reales de presión (como buildup o tests de fondo), se asumió que el yacimiento perdió parte de su energía natural. Por eso, a las presiones calculadas se les aplicó una depletación del 50%, para acercarnos a un valor más realista para el estado actual del reservorio.

Aunque lo ideal hubiera sido usar mediciones directas, este método permite obtener presiones razonables para continuar con el modelo dinámico.

A continuación se muestran las presiones estimadas para cada capa:

Capas	Prof. Prom [m]	Ph [psi]	%Dep	Pe [psi]
22	1409,45	1987,89	50%	993,94
23A	1414,81	1995,45	50%	997,72
23B	1423,96	2008,35	50%	1004,18
24	1433,36	2021,61	50%	1010,81
25	1448,96	2043,61	50%	1021,81

Figura 69: Presiones estáticas por capa.

4.2.2-Temperatura del reservorio

La temperatura de las capas del área de estudio se estimó utilizando un gradiente geotérmico simple, debido a que no se dispone de mediciones directas en fondo de pozo. Para el cálculo se asumió una temperatura superficial de 15 °C y un gradiente de 3,3 °C cada 100 m, valor representativo para la región.

A partir de la profundidad promedio determinada para cada una de las capas (22, 23A-23B, 24 y 25), se calculó la temperatura esperada en el nivel del reservorio mediante la relación lineal:

$$T_{capa} = T_s + \left(\frac{3.3 [^{\circ}C]}{100 [m]} * Prof_{capa} \right)$$

Esta estimación permite contar con un valor razonable de temperatura para cada unidad, necesario para los cálculos PVT y para la construcción del pozo tipo.

Capas	Temperatura [°C]
22	61,51
23A	61,69
23B	61,99
24	62,30
25	62,82

Figura 70: Temperatura para cada una de las capas.

4.2.3-Viscosidad del petróleo

Para estimar la viscosidad del petróleo presente en las capas 22, 23A-23B, 24 y 25, se utilizaron las temperaturas de reservorio calculadas previamente junto con una densidad promedio del crudo de la cuenca de 0,915 g/cm³, valor representativo para crudos de la Formación Castillo.

Como no se dispone de un estudio PVT específico para el sector central del yacimiento, la estimación de viscosidad se realizó a partir de suposiciones razonables, basadas en valores típicos para la Cuenca del Golfo San Jorge. Entre las principales consideraciones adoptadas se encuentran:

- Densidad del petróleo: 0,915 g/cm³
- Petróleo saturado: se asumió un GOR de 1000 scf/bbl

El primer paso consistió en calcular el valor de densidad API del petróleo a partir de la densidad conocida (0,915 g/cm³). Para ello se utilizó la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.560^{\circ}F$$

Para estimar la viscosidad del petróleo sin gas disuelto, se empleó una gráfica (Standing) que relaciona temperatura en °F y viscosidad de petróleo “dead oil” para diferentes grados API, en nuestro caso el valor calculado fue:

$$^{\circ}API = 23,145$$

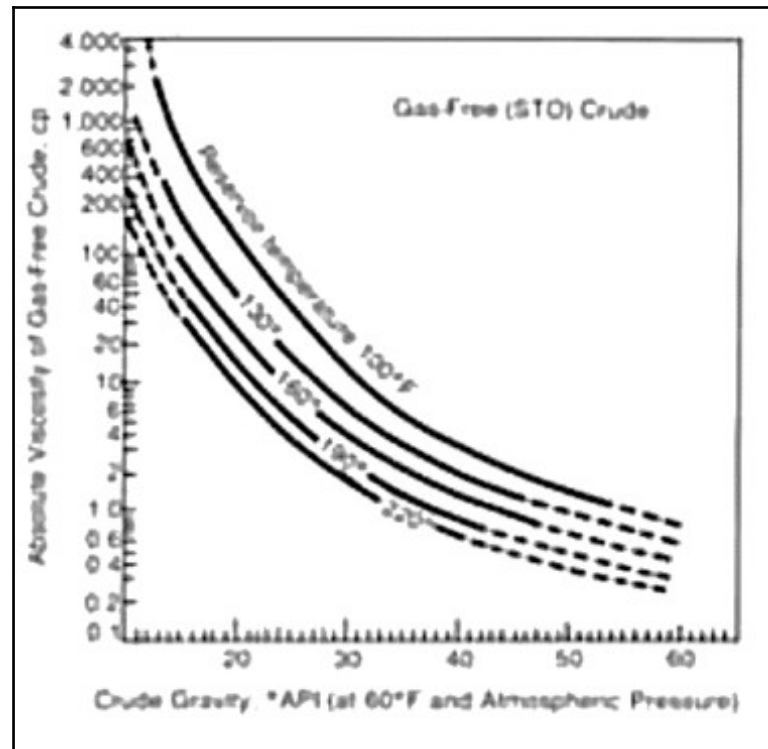


Figura 71: Correlación de Standing para estimación de viscosidad de petróleo sin gas disuelto.

La gráfica original presenta curvas separadas en intervalos de 30 °F, lo cual dificultaba obtener valores precisos para las temperaturas específicas calculadas en cada capa del yacimiento. Para mejorar la precisión del cálculo, Se extrajeron desde la gráfica los valores de viscosidad correspondientes al API estimado y a todas las temperaturas disponibles. Con esos puntos se construyó una curva completa de viscosidad vs. Temperatura para el crudo del yacimiento.

Esta curva se ajustó mediante una línea de tendencia (regresión), generando una función matemática que permitió interpolar de forma continua la viscosidad para cualquier temperatura intermedia.

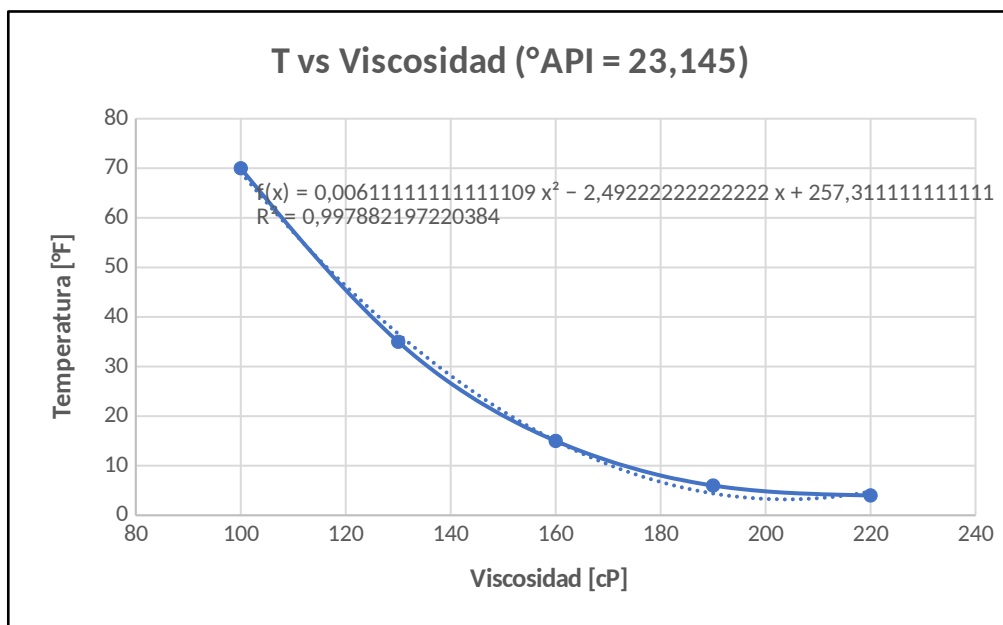


Figura 72: Curva de Temperatura vs Viscosidad para un grado API =23,145.

A partir de la función ajustada se estimó la viscosidad del petróleo sin gas disuelto para cada capa del estudio, utilizando la temperatura calculada para cada una de ellas. Estos valores se resumen en la siguiente tabla:

Capa	T [°F]	μ [cP] s/g =
22	142,72	25,87
23A	143,04	25,63
23B	143,58	25,23
24	144,14	24,82
25	145,07	24,14

Figura 73: Viscosidad de petróleo sin gas disuelto para cada capa.

Una vez obtenidos los valores de viscosidad del petróleo sin gas disuelto para cada capa, se procedió a estimar la viscosidad real del fluido en el reservorio, es decir, la viscosidad del petróleo con gas en solución. Para ello se utilizó la curva publicada por Standing (1947).

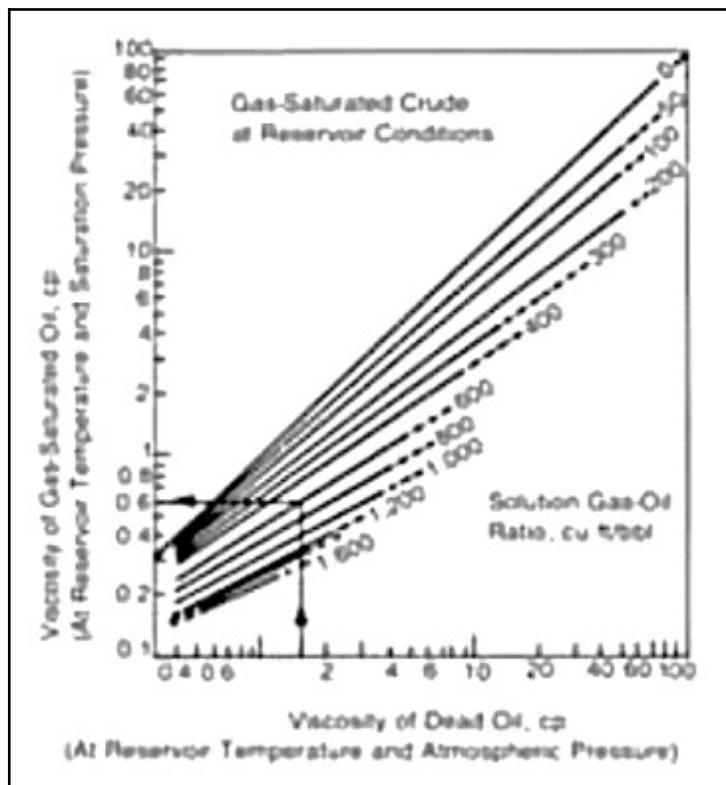


Figura 74: Correlación de Standing para estimar la viscosidad del petróleo con gas disuelto.

Con el valor de GOR supuesto de 1000 scf/STB, se ingresó a la gráfica de Standing junto con la viscosidad del petróleo sin gas obtenida previamente para cada capa. De esta forma se determinó la viscosidad final del petróleo en condiciones de reservorio, que es la que efectivamente controla el flujo en el yacimiento.

Capa	T [°F]	μ [cP] s/g =	μ [cP] c/g =
22	142,72	25,87	1,882
23A	143,04	25,63	1,877
23B	143,58	25,23	1,868
24	144,14	24,82	1,858
25	145,07	24,14	1,843

Figura 75: Viscosidad de petróleo con gas disuelto para cada capa.

Los valores finales obtenidos son coherentes con las características de los crudos de la Formación Castillo y brindan una base sólida para el desarrollo del modelo dinámico, especialmente para la construcción de las curvas IPR y el posterior armado del pozo tipo.

4.2.4-Permeabilidades efectivas

Para estimar las permeabilidades efectivas de las capas analizadas, primero se adoptó un valor de permeabilidad absoluta de 50 mD, considerado representativo para areniscas de la cuenca y adecuado para evitar sobreestimar la calidad del reservorio en el sector central del yacimiento.

Dado que no se dispone de ensayos de laboratorio sobre testigos (plugs) que permitan obtener curvas de permeabilidades relativas propias del yacimiento, se utilizó una curva de permeabilidades relativas correspondiente al yacimiento Cañadón Perdido, dentro de la misma cuenca y con propiedades geológicas y petrofísicas comparables. Esta curva relaciona la saturación de agua (S_w) con las permeabilidades relativas de agua (k_{rw}) y de petróleo (k_{ro}).

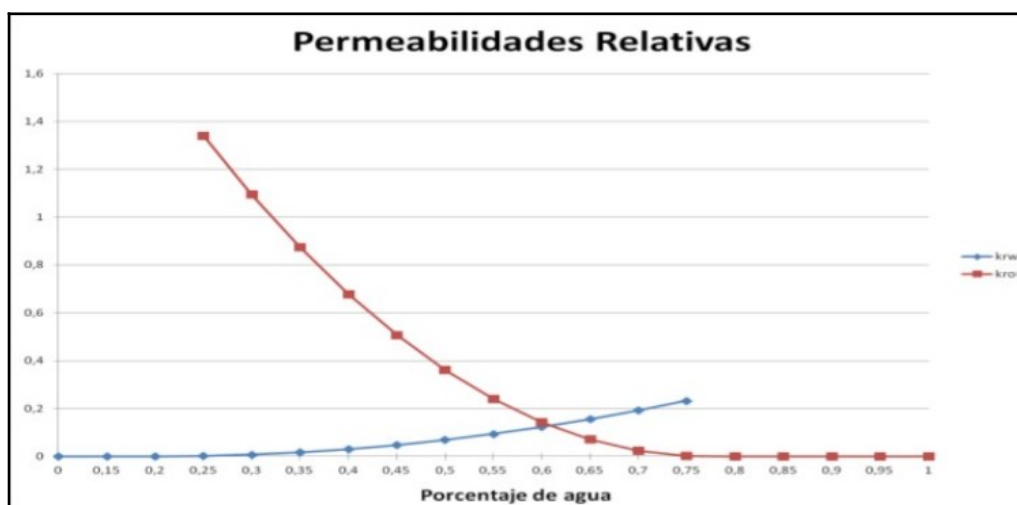


Figura 76: Curva de permeabilidades relativas – Yacimiento Cañadón Perdido.

A partir de los valores de S_w promedio obtenidos previamente para cada capa en el modelo estático, se identificaron en la curva los valores correspondientes de k_{rw} y k_{ro} . Luego, las permeabilidades efectivas se calcularon mediante la relación habitual:

$$K_{relativa} = \frac{K_{efectiva}}{K_{absoluta}}$$

- Donde la permeabilidad absoluta asumida = 50 mD

Este procedimiento permitió obtener un valor de permeabilidad efectiva para cada fase en cada una de las capas de interés, siempre manteniendo criterios consistentes con la información geológica disponible

y con las limitaciones propias de la ausencia de datos de laboratorio locales. A continuación se presentan:

Capa	Sw	Kro [mD]	Kabs [mD]	Keo [mD]	Krw [mD]	Kew [mD]
22	0,6	0,18	50	9	0,15	7,5
23A	0,5	0,38	50	19	0,08	4
23B	0,5	0,38	50	19	0,08	4
24	0,55	0,22	50	11	0,1	5
25	0,55	0,22	50	11	0,1	5

Figura 76: Permeabilidades efectivas del agua y del petróleo de cada capa .

4.3-Pozo tipo del yacimiento

Para poder representar el comportamiento productivo del área central del yacimiento, se construyó un pozo tipo. Este pozo no corresponde a un pozo real, sino que resume las características promedio de todas las capas productivas del sector (22, 23A, 23B, 24 y 25). Su objetivo es integrar, en un solo modelo, las propiedades de reservorio ya calculadas (presiones, temperaturas, viscosidades, permeabilidades efectivas, espesores y calidad de las arenas) y combinarlas con las curvas IPR individuales de cada capa.

De esta manera, el pozo tipo funciona como un “representante” del comportamiento productivo esperado en la zona de estudio y permite estimar caudales iniciales, productividad, y posteriormente aplicar un modelo de declinación para evaluar la evolución futura de la producción.

4.3.1-Curvas IPR

La IPR (Inflow Performance Relationship) es una curva que muestra cómo responde un pozo cuando se lo somete a distintas presiones de fondo fluyente. En otras palabras, describe cuánto puede producir un pozo según cuánto se reduzca su presión en el fondo.

Su importancia radica en que permite estimar caudales, analizar la productividad del pozo y comparar el aporte de cada una de las capas productivas. Por eso, en este capítulo se construyó una IPR para cada capa y luego se sumaron todas para obtener la IPR total del pozo tipo del área central.

Curva IPR teórica

Para poder estimar las curvas IPR de cada una de las capas productivas del área de estudio, fue necesario adoptar una serie de supuestos razonables, basados tanto en valores típicos de la Cuenca del Golfo San Jorge como en las condiciones actuales de los pozos del sector central.

En primer lugar, se asumió una presión de producción (P_{wf}) de 20 kg/cm², que representa un valor operativo común para pozos maduros de la zona. También se definió un radio de drenaje de 150 metros, adecuado para las distancias entre pozos del yacimiento y consistente con el alcance efectivo de cada capa.

El diámetro del pozo se tomó como 5 ½", valor estándar para los pozos del campo. Además, se consideró un factor de daño $S = 5$, contemplando que los pozos de este sector han estado en producción durante muchos años y pueden presentar cierta reducción en su capacidad de flujo.

Como el mecanismo de drenaje del yacimiento es por gas disuelto, y siguiendo las estimaciones PVT realizadas previamente, se adoptó un GOR = 1000 scf/bbl, valor representativo del fluido en las condiciones del reservorio.

Finalmente, para obtener un caudal inicial aproximado en cada capa y poder iniciar las curvas IPR, se aplicó la ecuación de flujo radial de Darcy, utilizando las permeabilidades efectivas y viscosidades calculadas en el modelo petrofísico.

$$Q_o = \frac{0,00708 * k_o * h * (P_e - P_{wf})}{\mu_o * B_o * \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right]}$$

Entonces, en conclusión:

- $P_{wf} = 20 \text{ kg/cm}^2$
- $R_e = 150 \text{ m}$
- $R_w = 5 \frac{1}{2}"$
- $S = 5$
- $GOR = 1000 \text{ scf/bbl}$

La presión estática para el pozo tipo fue calculada como un promedio de las presiones estáticas de cada una de las capas.

Como el yacimiento trabaja con un mecanismo de empuje por gas disuelto, el petróleo se encuentra en condiciones saturadas y la relación entre caudal y presión de fondo no es lineal. En estos casos, la curva IPR deja de comportarse como una recta y adopta una forma curva característica. Por este motivo, el método más adecuado para describir este comportamiento es el modelo de Vogel, ampliamente usado para pozos que producen por debajo de la presión de burbuja.

Para construir la IPR de cada capa, primero se estimó un caudal de referencia aplicando la ecuación de Darcy para flujo radial, utilizando las permeabilidades efectivas calculadas, la viscosidad estimada y la presión dinámica de fondo asumida.

Con ese caudal inicial y la presión estática de cada capa, se aplicó la ecuación de Vogel para obtener el caudal máximo teórico.

$$Q_{max} = Q_o / \left[1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right]$$

Luego, con ese valor, se calcularon los caudales correspondientes a distintos valores de presión de fondo, generando la curva completa que representa el comportamiento productivo esperado.

$$Q_o = Q_{max} * \left[1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right]$$

Estas curvas se calcularon para cada una de las capas analizadas (22, 23A, 23B, 24 y 25), y más adelante se sumaron para obtener la IPR total del pozo tipo del área central.

Datos de capa 22		Datos de capa 23A	
bo [bbl/bbl] =	1,1	bo [bbl/bbl] =	1,1
μ [cP] =	1,882	μ [cP] =	1,877
K [mD]=	9	K [mD]=	19
h [ft]=	9,1512	h [ft]=	11,022
Rd [ft] =	492	Rd [ft] =	492
Rw [ft] =	0,4583	Rw [ft] =	0,4583
ρ [g/cm3] =	0,915	ρ [g/cm3] =	0,915
Qeny [bbl/d]=	17,410	Qeny [bbl/d]=	44,632
Qmax [bbl/d]=	19,845	Qmax [bbl/d]=	50,835

Figura 77: Datos de la capa 22 y 23A .

Capa 22		Capa 23A	
Presión [psi]	Caudal [bbl/d]	Presión [psi]	Caudal [bbl/d]
993,94	0	997,72	0
900	3,234	900	8,572
800	6,366	800	16,536
700	9,175	700	23,683
600	11,664	600	30,013
500	13,831	500	35,526
450	14,794	450	37,976
400	15,677	400	40,222
350	16,479	350	42,264
300	17,201	300	44,101
284,4	17,410	284,4	44,632
250	17,843	250	45,734
200	18,404	200	47,163
150	18,885	150	48,387
100	19,285	100	49,407
50	19,605	50	50,223
0	19,845	0	50,835

Figura 78: Tabla de caudales para distintas presiones dinámicas, capas 22 y 23A .

Datos de capa 23B		Datos de capa 24	
bo [bbl/bbl] =	1,1	bo [bbl/bbl] =	1,1
μ [cP] =	1,868	μ [cP] =	1,858
K [mD]=	19	K [mD]=	11
h [ft]=	5,934	h [ft]=	12,989
Rd [ft] =	492	Rd [ft] =	492
Rw [ft] =	0,4583	Rw [ft] =	0,4583
ρ [g/cm3] =	0,915	ρ [g/cm3] =	0,915
Qeny [bbl/d]=	24,362	Qeny [bbl/d]=	39,156
Qmax [bbl/d]=	27,709	Qmax [bbl/d]=	44,475

Figura 79: Datos de la capa 23B y 24 .

Capa 23B		Capa 24	
Presión [psi]	Caudal [bbl/d]	Presión [psi]	Caudal [bbl/d]
1004,18	0,00	1010,81	0
900	4,94	900	8,348
800	9,23	800	15,148
700	13,07	700	21,252
600	16,48	600	26,659
500	19,45	500	31,369
450	20,77	450	33,464
400	21,98	400	35,384
350	23,08	350	37,129
300	24,08	300	38,701
284,4	24,362	284,4	39,156
250	24,96	250	40,099
200	25,73	200	41,322
150	26,39	150	42,372
100	26,94	100	43,247
50	27,38	50	43,948
0	27,71	0	44,475

Figura 80: Tabla de caudales para distintas presiones dinámicas, capas 23B y 24 .

Datos de capa 25	
bo [bbl/bbl] =	1,1
μ [cP] =	1,843
K [mD]=	11
h [ft]=	16,056
Rd [ft] =	492
Rw [ft] =	0,4583
ρ [g/cm3] =	0,915
Qeny [bbl/d]=	49,441
Qmax [bbl/d]=	56,033

Figura 81: Datos de la capa 25 .

Capa 25		Pozo Tipo	
Presión [psi]	Caudal [bbl/d]	Presión	Caudal [bbl/d]
1021,81	0	1005,692	0,00
900	11,386	900	36,48
800	19,782	800	67,06
700	27,318	700	94,50
600	33,996	600	118,82
500	39,816	500	140,00
450	42,403	450	149,41
400	44,776	400	158,04
350	46,935	350	165,89
300	48,878	300	172,96
284,4	49,441	284,4	175,00
250	50,608	250	179,24
200	52,122	200	184,74
150	53,422	150	189,45
100	54,507	100	193,38
50	55,377	50	196,53
0	56,033	0	198,90

Figura 82: Tabla de caudales para distintas presiones dinámicas, capa 25 y pozo tipo .

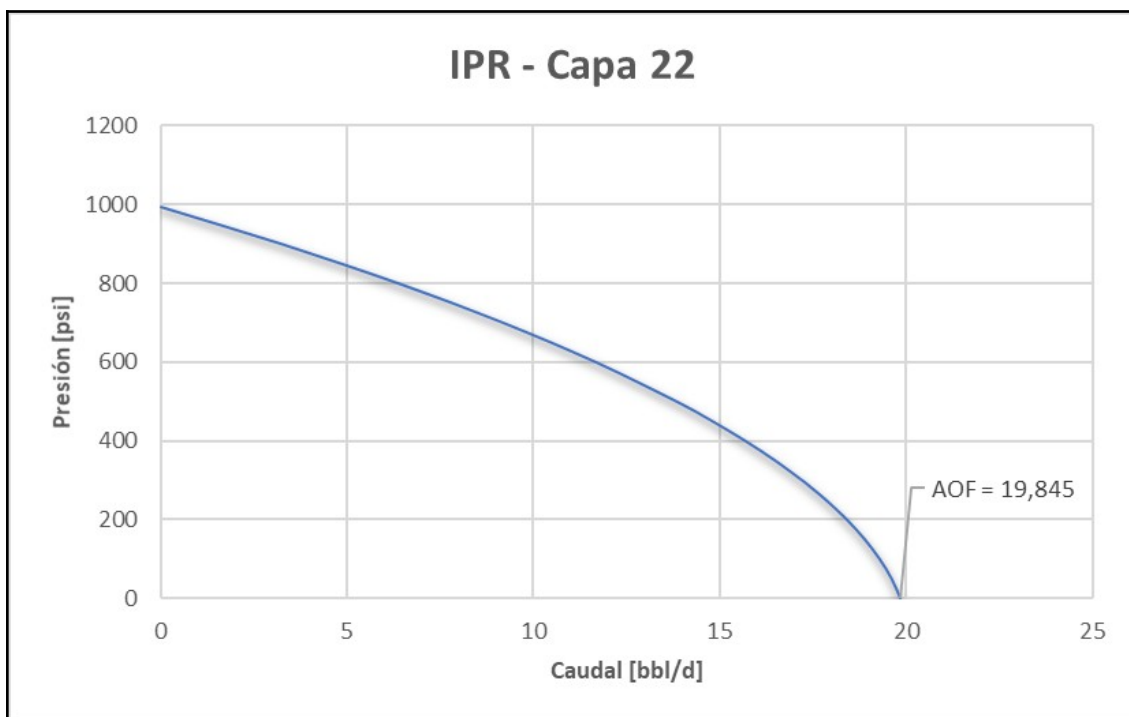


Figura 83: Curva IPR de la capa 22.

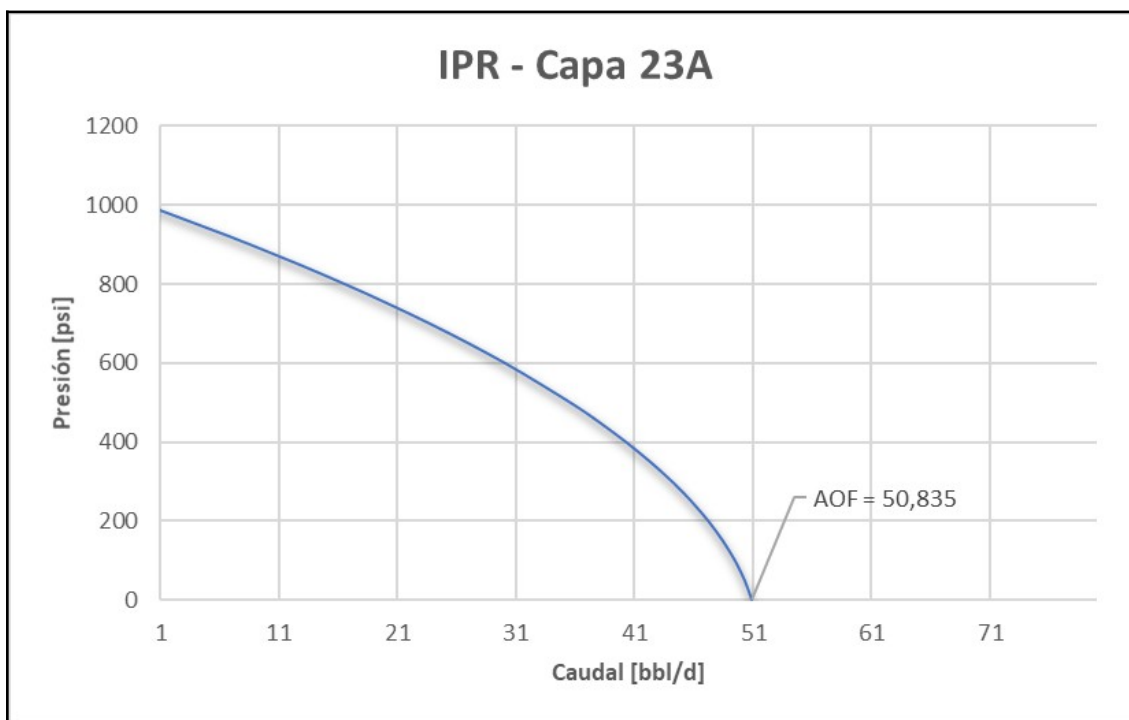


Figura 84: Curva IPR de la capa 23A.

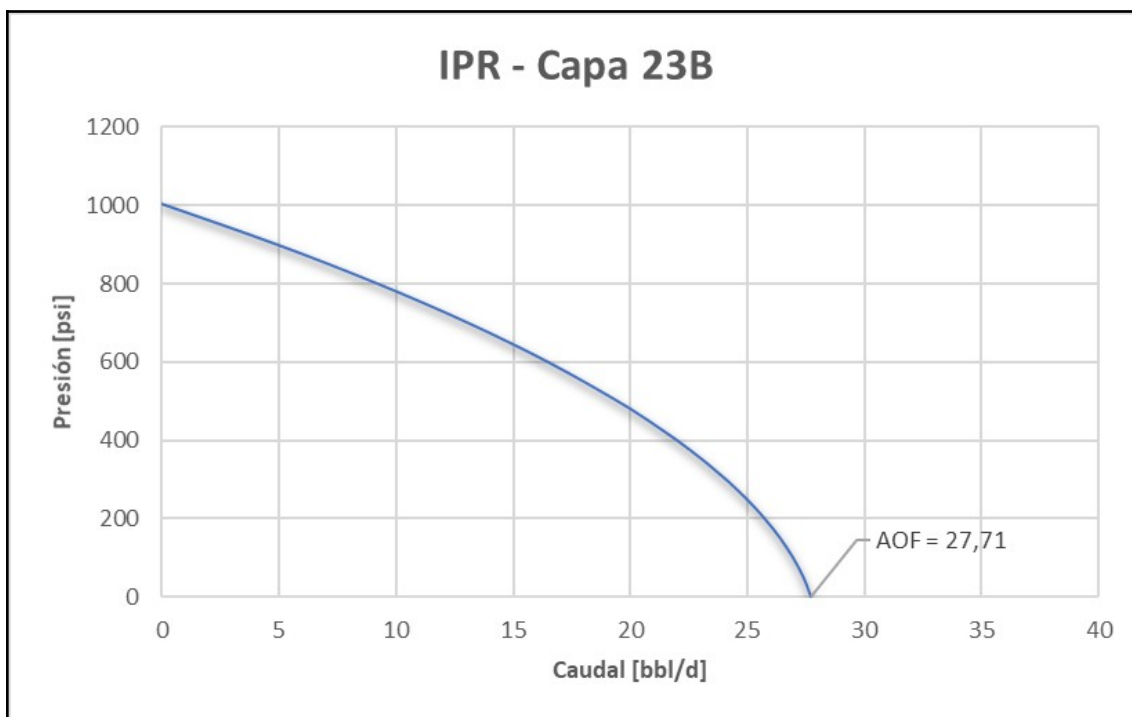


Figura 85: Curva IPR de la capa 23B

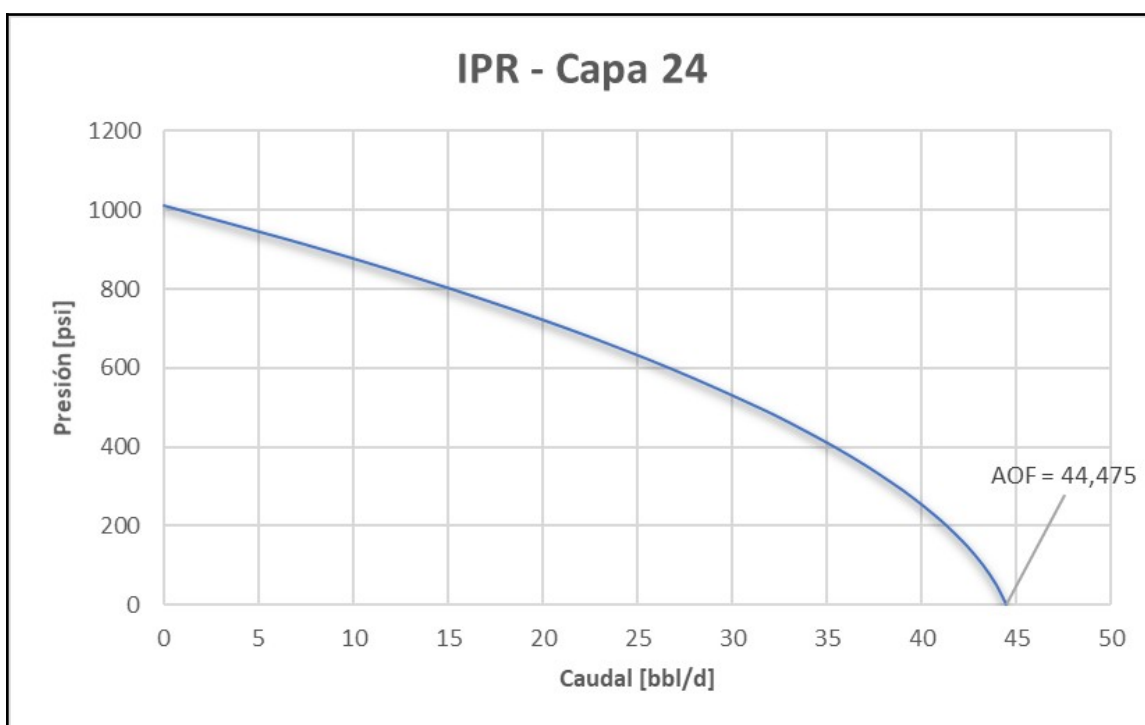


Figura 86: Curva IPR de la capa 24.

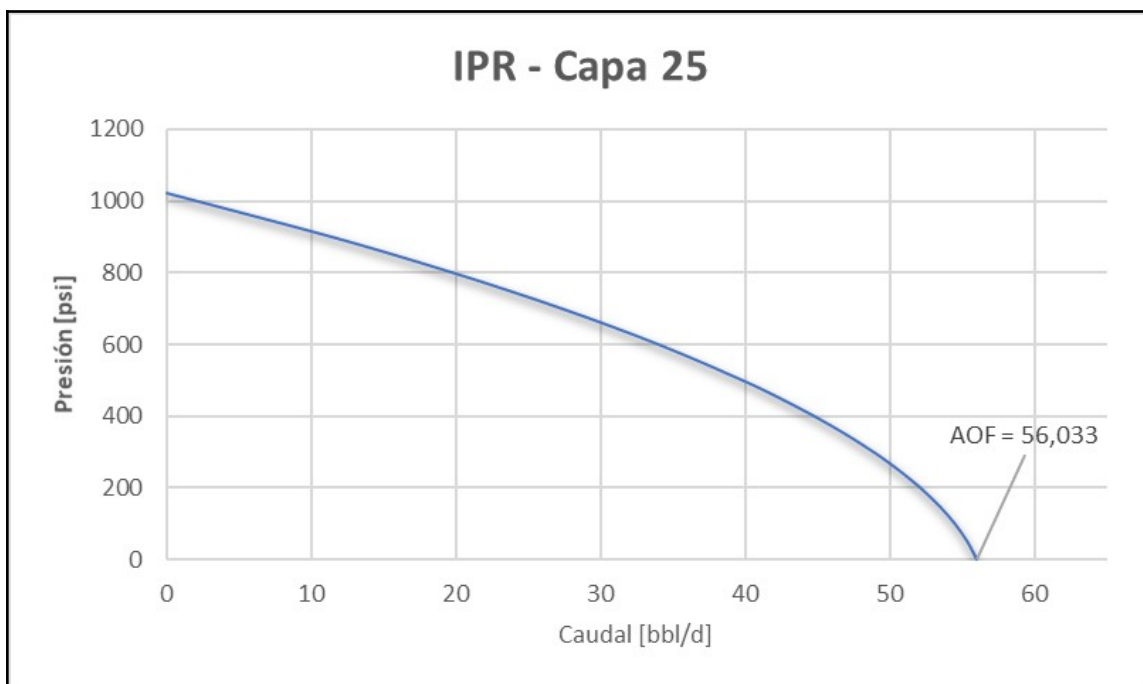


Figura 87: Curva IPR de la capa 25.

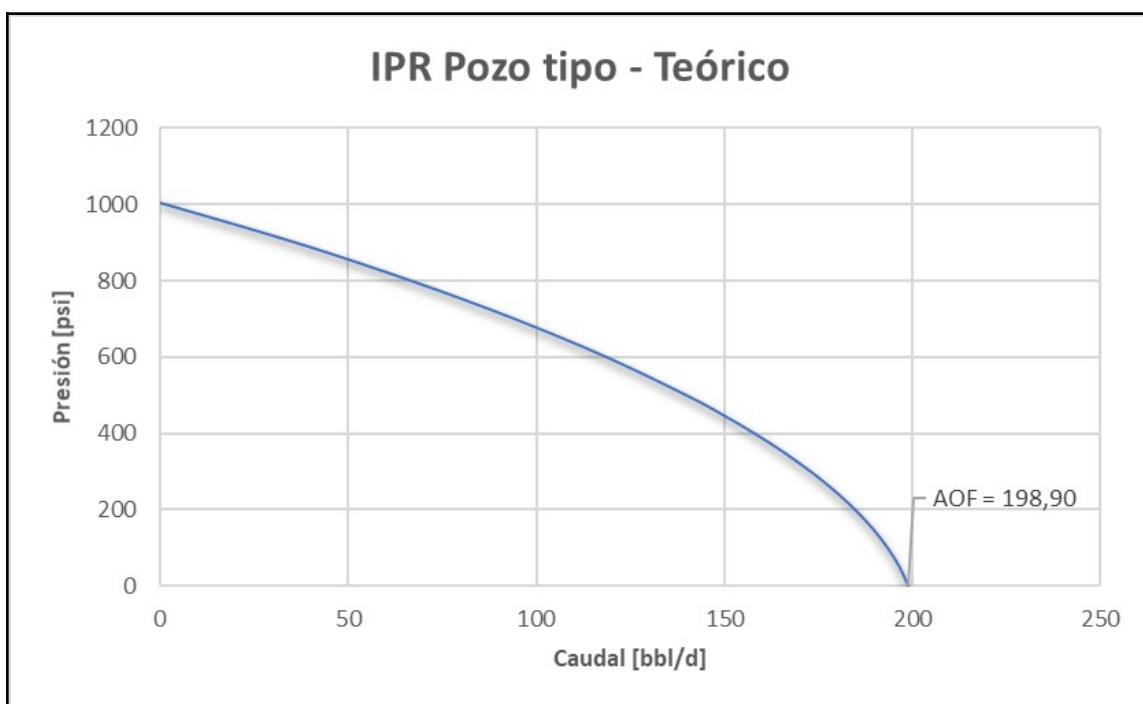


Figura 88: Curva IPR del pozo tipo teórico.

En la curva IPR del pozo tipo teórica, el AOF (Absolute Open Flow) calculado es de aproximadamente 199 bbl/d. Si bien este caudal es teórico y en la práctica no puede alcanzarse (ya que implica producir a presión de fondo nula) resulta útil como valor límite o referencia superior de productividad para el tipo de pozos desarrollados en esta zona. En otras palabras, el AOF marca el techo natural del sistema y ayuda a dimensionar si los caudales reales están dentro de rangos razonables o si existe alguna restricción adicional (daño, problemas mecánicos, completación, etc.).

Considerando una presión de producción de 20 kg/cm² (284.4 psi), el caudal estimado del pozo tipo es de unos 175 bbl/d ($\approx 28 \text{ m}^3/\text{d}$), valor coherente con la tendencia de la curva y compatible con un yacimiento de empuje por gas disuelto por debajo de su presión de burbuja.

El análisis de las IPR individuales también permite identificar las capas que más y menos aportan al desempeño total. Las unidades 22, 23B y 24 presentan los caudales más bajos (17,41; 24,36 y 39,15 bbl/d, respectivamente), lo cual sugiere que podrían ser las primeras candidatas para futuros tratamientos o estimulaciones. Por el contrario, las capas 23A y 25 muestran un mejor desempeño, aportando cerca de 50 bbl/d cada una, consolidándose como las unidades más productivas dentro del intervalo analizado.

Estimación del WOR a partir de las curvas IPR teóricas.

Una vez obtenidos los caudales de petróleo para cada capa mediante las curvas IPR teóricas, fue posible estimar el caudal de agua asociado utilizando la ecuación de flujo radial de Darcy.

$$Q = k \frac{2 * \pi * h * \Delta P}{\mu * \ln \left(\frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Esta fórmula fue aplicada con las permeabilidades efectivas al agua y los valores de saturación de agua calculados previamente. De esta manera se obtuvo un caudal de agua representativo para cada unidad.

Con ambos caudales (petróleo y agua) se calculó el WOR (Water-Oil Ratio) de cada capa, lo que permite evaluar la eficiencia de producción y anticipar posibles problemas de corte de agua. Este indicador es especialmente útil en yacimientos maduros como Mata Magallanes Oeste, donde la presencia de agua suele aumentar con el tiempo y afecta directamente la productividad del pozo.

Capa	Qw [bbl/d]	Qo [bbl/d]	WOR
22	30,04	17,410	1,73
23A	19,40	44,632	0,43
23B	18,67	24,362	0,77
24	51,55	39,156	1,32
25	64,69	49,441	1,31

Figura 89: Tabla con los valores de WOR para cada capa.

Curva IPR real

Para complementar el análisis del pozo tipo, se construyó una curva IPR real utilizando los datos históricos disponibles de los ensayos de terminación realizados en los pozos del área central. Estos ensayos (realizados durante la puesta en marcha de los pozos) proporcionan pares de datos de caudal producido y presión dinámica de fondo que reflejan el desempeño real de las completaciones en el momento de su apertura.

Dado que los pozos fueron perforados en diferentes momentos y presentan condiciones operativas distintas, se realizó un promedio de los caudales de ensayo y de las presiones dinámicas asociadas, con el objetivo de obtener un comportamiento representativo del sector. Para asegurar que el resultado fuera consistente, se descartaron aquellos ensayos que mostraban caudales atípicamente altos o alejados de los valores habituales del yacimiento, ya que probablemente correspondían a pozos recién puestos en producción o a condiciones muy favorables que no se mantienen hoy en día, como son el caso de los pozos MMO-15 y MMO-31, con valores de caudales de más de 150 m³/d.

El resultado es una IPR real promediada, que refleja de manera más realista el desempeño de un pozo típico del área central bajo las condiciones iniciales de operación, y que posteriormente se compara con la IPR del pozo tipo teórica construida a partir de las propiedades petrofísicas y PVT calculadas en este estudio.

Con estos valores promediados se construyó la curva IPR real, aplicando las mismas ecuaciones utilizadas previamente para la elaboración de la IPR teórica del pozo tipo.

- $Q_{eny} = 70 \text{ m}^3/\text{d}$
- $P_{wf} = 10 \text{ kg/cm}^2$

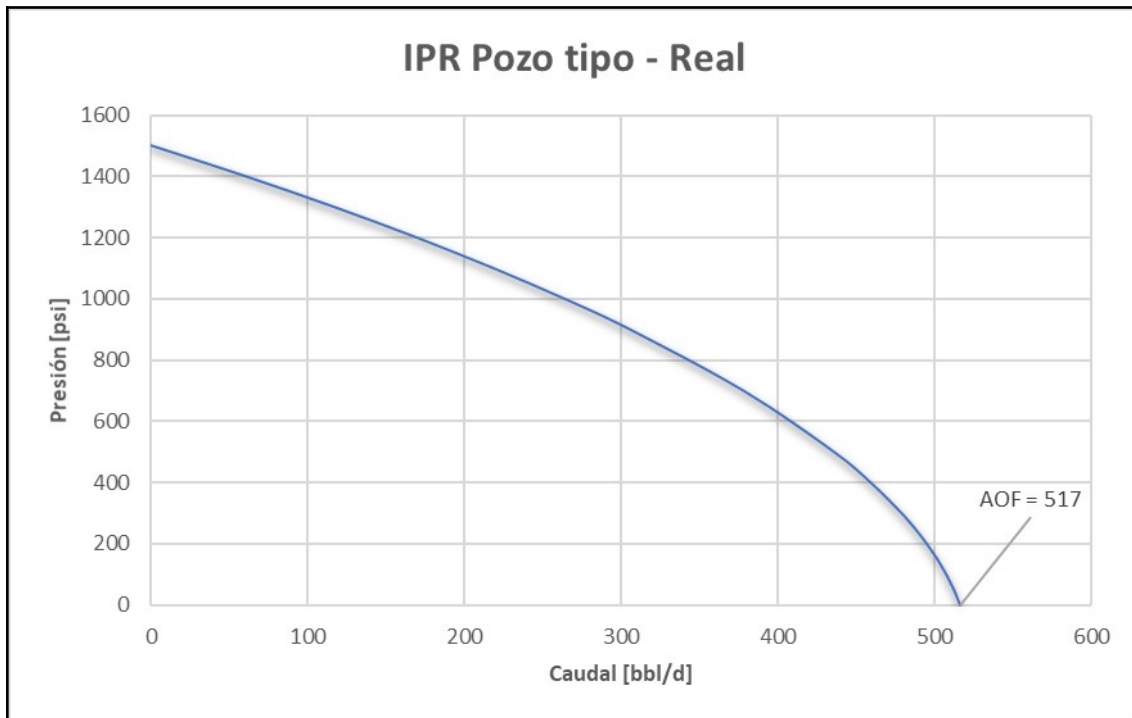


Figura 90: Curva IPR del pozo real.

Diferencias entre la IPR real y la IPR teórica

Los ensayos de terminación realizados en 1985 corresponden al momento en que los pozos fueron perforados y completados por primera vez, es decir, cuando el yacimiento estaba casi en condiciones vírgenes, con sus presiones iniciales intactas, sin daño inducido por producción y con permeabilidades efectivas mucho más altas que las actuales. Por este motivo, las IPR históricas muestran caudales máximos (AOF) muy superiores a los que se pueden obtener hoy.

En cambio, la IPR que se construyó en este estudio refleja el estado actual del yacimiento, considerando:

- La depletación acumulada (presiones estáticas reducidas),
- El aumento del skin por daños de producción.
- La pérdida natural de permeabilidad efectiva por cambios en saturación.
- El envejecimiento general de las terminaciones y de los pozos.

Como resultado, los AOF actuales son mucho menores, lo cual es coherente con el historial de producción del área y con el comportamiento típico de reservorios de la Formación Castillo. Estas diferencias no indican un error en los cálculos; simplemente muestran la evolución natural del yacimiento entre 1985 y la actualidad.

En conjunto, la curvas IPR del pozo tipo (sumada al valor del AOF y al análisis por capa) ofrece un marco claro para entender el potencial productivo de la zona y para orientar estrategias operativas y de intervención futuras.

4.3.2-Análisis de declinación y estimación de EUR

El análisis de declinación es una herramienta fundamental para evaluar cómo ha disminuido la producción del yacimiento a lo largo del tiempo y para proyectar su comportamiento futuro. A partir de los datos históricos de producción (principalmente caudal de petróleo) es posible ajustar modelos matemáticos de declinación que permiten estimar tendencias, prever el desempeño esperado de los pozos y calcular el EUR (Estimated Ultimate Recovery).

Como se explicó en el capítulo anterior, la curva IPR teórica es la que mejor refleja las condiciones actuales del pozo tipo en la zona central del yacimiento. Con esa curva, y tomando la presión de producción asumida, se obtuvo un caudal inicial aproximado de 28 m³/d, valor coherente con el comportamiento productivo de pozos del mismo sector.

En la Cuenca del Golfo San Jorge los pozos suelen seguir un patrón de declinación combinado:

- Una etapa hiperbólica inicial, donde el caudal disminuye de forma más lenta debido a la energía disponible en el sistema,
- Una etapa exponencial, donde la caída de producción se vuelve más uniforme y predecible.

Considerando este comportamiento típico, para el pozo tipo se adoptó un modelo hiperbólico durante los primeros 6 meses y un modelo exponencial para el resto de la vida productiva.

Ecuación Exponencial:

$$Q = \frac{Q_i}{\sqrt[n]{n * D_i * t + 1}}$$

Ecuación Hiperbólica:

$$Q = Q_i * e^{-D * t}$$

D hip =	0,05	[1/mes]	n =	0,67
D exp =	0,025	[1/mes]		

Figura 91: Parametros de declinacion tomados.

Con estos dos tramos se construyó la curva de declinación de caudal y su correspondiente curva acumulada, que permiten visualizar de manera clara cómo se espera que disminuya la producción del pozo y cuál sería su aporte total a lo largo del tiempo.

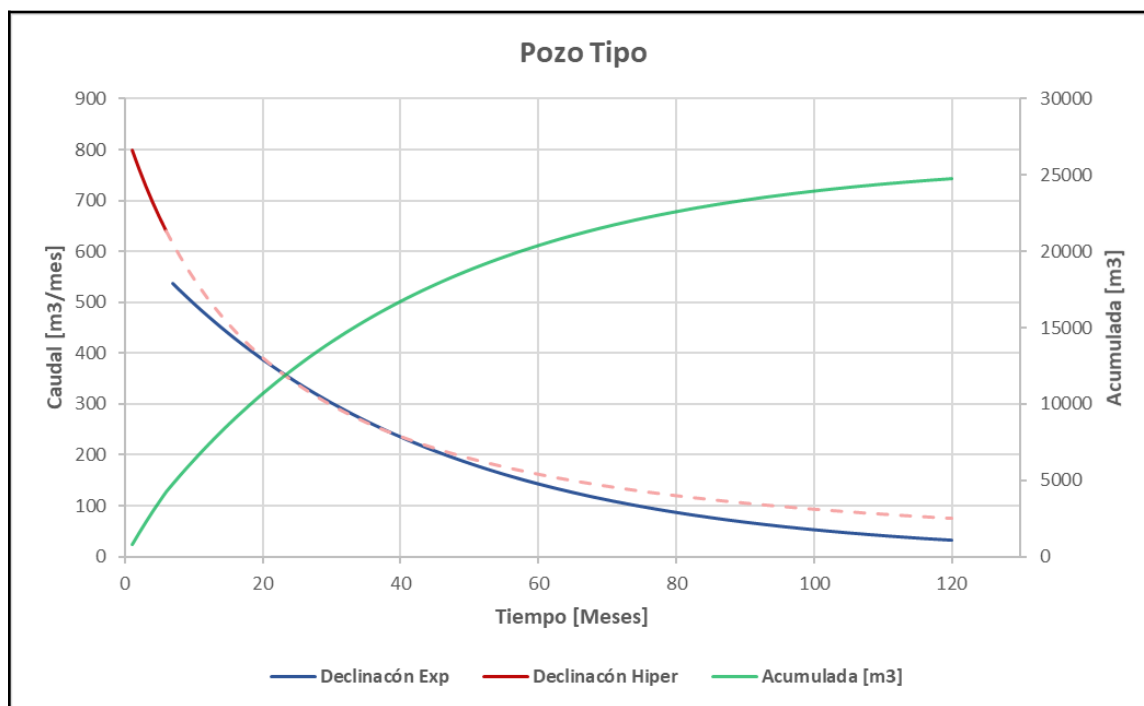


Figura 92: Curvas de declinación y acumulada del Pozo Tipo.

Si se considera un caudal de abandono de 10 m³/d, valor técnicamente razonable para pozos de la zona, el análisis muestra que el pozo tipo alcanzaría ese nivel de producción alrededor de los 31 meses, es decir, unos 2 años y 7 meses desde su inicio.

Si bien esta vida útil coincide con lo esperable para un yacimiento maduro como Mata Magallanes Oeste, desde el punto de vista económico representa un desempeño limitado, ya que implica un período relativamente corto de producción rentable antes de caer a niveles marginales.

En la Figura 91 también se muestra en color verde la curva de producción acumulada, a partir de la cual se estimó el EUR (Estimated Ultimate Recovery) del pozo tipo. El EUR representa el volumen total de

petróleo que se espera producir a lo largo de la vida económica del pozo, considerando su comportamiento de declinación y el caudal de abandono definido.

A partir de la curva acumulada, el EUR calculado hasta el momento en que el pozo alcanza el caudal de abandono ($10 \text{ m}^3/\text{d}$) es de:

$$EUR = 14096 [m^3]$$

Este valor refleja el aporte que el pozo podría entregar bajo las condiciones actuales de operación y con la vida útil estimada previamente.

Si la curva se extrapola para analizar un escenario más largo (por ejemplo, 10 años de producción) el volumen total recuperable se aproxima a 25.000 m^3 , lo que permite evaluar el potencial a largo plazo del pozo tipo y sirve como referencia para estudios económicos y de planificación del desarrollo del área.

$$EUR(10 \text{ años}) = 25000 [m^3]$$

4.4-Prorrateso de la producción.

Para evaluar el aporte real de cada una de las capas seleccionadas (22, 23A, 23B, 24 y 25) a la producción histórica del yacimiento, se realizó un prorrateso basado en dos fuentes principales: los ensayos de terminación disponibles y la producción acumulada registrada en los pozos del área central. El objetivo de este análisis es reconocer qué proporción del volumen producido proviene efectivamente de cada unidad, comparándolo con el volumen original in situ (OOIP) estimado en el modelo estático.

El procedimiento consistió en asignar, a cada capa, la fracción de producción que le corresponde según la completación y los caudales medidos en los pozos de la zona. A partir de estos valores fue posible calcular el porcentaje relativo de aporte y estimar un factor de recobro por capa. De esta manera, se obtiene un panorama más claro sobre cuáles unidades son las más productivas y cuáles presentan un desempeño menor en comparación con su OOIP.

A continuación se presentan los resultados del prorrateso realizado para las capas de interés:

Capa	Apariciones	OOIP [m3]	Prod. Acum. [m3]	%Prod	Fra %
22	13	1.649.421,82	47631,57	12%	16%
23A	10	2.375.397,48	124842,79	32%	23%
23B	8	1.162.781,98	54681,51	14%	11%
24	13	2.404.732,10	102990,61	26%	23%
25	14	2.692.166,40	59954,97	15%	26%
Total		10.284.499,78	390101,45	Promedio	20%

Figura 93: Prorratio de la producción por capa.

El análisis dinámico realizado (que incluyó las curvas IPR individuales, la IPR del pozo tipo, la evaluación de tasas iniciales, la declinación y la estimación del EUR) permite contar con una representación razonable del comportamiento actual del yacimiento en la zona central. Estas curvas son válidas como referencia para el estado productivo presente, pero es importante remarcar que no son fijas: pueden modificarse significativamente si se aplican trabajos de reparación, estimulación o apertura de nuevas capas.

En síntesis, el modelo dinámico obtenido describe de forma adecuada el comportamiento del pozo tipo bajo las condiciones actuales del yacimiento. A partir de este punto, el siguiente capítulo se enfocará en analizar qué mejoras, estimulaciones o estrategias de desarrollo pueden aplicarse para optimizar la producción y aumentar el valor del proyecto en el sector estudiado.

5. DESARROLLO DEL YACIMIENTO

Una vez caracterizado el yacimiento mediante el modelado estático y dinámico, el siguiente paso consiste en definir una estrategia de desarrollo orientada a maximizar la recuperación de petróleo en la zona central del yacimiento. Esta área presenta todavía un volumen importante de petróleo remanente, pero la mayoría de los pozos se encuentran actualmente parados o en condición de producción marginal, principalmente debido a problemas mecánicos, caudales reducidos y altos cortes de agua.

Por este motivo, la primera etapa propuesta consiste en el reacondicionamiento y puesta en producción de los pozos existentes. Esta acción permite aprovechar la infraestructura disponible y acceder rápidamente a producción incremental con costos relativamente bajos. Dentro de esta etapa se incluyen trabajos como reparación de fondo, limpieza de arena, cambio de equipos e intervenciones de estimulación (acidificación o fractura), orientadas a mejorar el aporte de las capas más

productivas identificadas previamente a partir de las curvas IPR, análisis de permeabilidades y comportamiento dinámico.

Una vez restablecida la producción y evaluada la respuesta de los pozos intervenidos, se plantea avanzar con una etapa de desarrollo adicional, que incluye:

- Apertura o perforación selectiva de nuevas capas productivas, especialmente en los intervalos 23A y 25, que mostraron mayor potencial.
- Estimulaciones enfocadas en capas con bajo aporte actual.

Finalmente, se considera la implementación de un método de recuperación secundaria, con el objetivo de aumentar el factor de recobro del yacimiento. En el campo existe un piloto de inyección de agua previamente realizado, cuya continuidad o rediseño se evaluará más adelante en los siguientes subcapítulos.

5.1- Análisis de declinación y estimación de EUR

En la zona central del yacimiento se consideran un total de 20 pozos, correspondientes al conjunto seleccionado para el presente estudio. Este grupo incluye tanto pozos productores como inyectores, y representa la infraestructura existente con potencial de reaprovechamiento en el sector. Dentro de este conjunto, la mayoría se encuentra actualmente en estado de paro transitorio o en reparación, mientras que solo un número reducido opera en extracción efectiva. Asimismo, tres de estos pozos funcionan como inyectores (MMO-32, MMO-a8 y MMO-a19), asociados a la prueba piloto de recuperación secundaria implementada en el área.

Por otro lado, dentro del grupo de pozos analizados se encuentran varios clasificados como a abandonar (AA) o abandonados transitoriamente (AT). Como no se cuenta con información técnica clara sobre las causas que llevaron a esa decisión, y considerando que reactivarlos probablemente requeriría una inversión inicial mucho mayor (reparaciones, intervención de fondo, eventual reacondicionamiento de instalación superficial, etc.), se decidió no incluirlos dentro de las propuestas de reacondicionamiento.

Además, consideramos válido confiar en el criterio técnico aplicado en su momento para definir su abandono, por lo que el reacondicionamiento se enfocará en los pozos que presentan mejores condiciones y mayor potencial de retorno.

La Figura 94 presenta un resumen de la situación actual de los pozos, sus sistemas de extracción y su producción acumulada registrada.

Sigla	Sist. Extrac.	Est. De pozo	Prod. Acum. Pet (m3)
YPF.Ch.MMO-11	BM	PARADO TRANSITORIAAMENTE (PT)	2366322
YPF.Ch.MMO-14	BM	EXTRACCION EFECTIVA (EEF)	23845,35
YPF.Ch.MMO-15	BM	PARADO TRANSITORIAAMENTE (PT)	45373,86
YPF.Ch.MMO-21	OTE	EN REPARACION (ER)	19892,73
YPF.Ch.MMO-22	BM	PARADO TRANSITORIAAMENTE (PT)	22252,98
YPF.Ch.MMO-23	BM	PARADO TRANSITORIAAMENTE (PT)	29361,98
YPF.Ch.MMO-24	BM	EN REPARACION (ER)	28314,31
YPF.Ch.MMO-28	BM	EN REPARACION (ER)	12505
YPF.Ch.MMO-29	BM	EXTRACCION EFECTIVA (EEF)	14836,49
YPF.Ch.MMO-31	BM	PARADO TRANSITORIAAMENTE (PT)	32968,21
YPF.Ch.MMO-32	BM	PARADO TRANSITORIAAMENTE (PT)	17558
YPF.Ch.MMO-33	BM	EN REPARACION (ER)	13857,52
YPF.Ch.MMO-34	BM	EN REPARACION (ER)	20631
YPF.Ch.MMO-35	BM	EN REPARACION (ER)	15590,27
YPF.Ch.MMO-38	OTE	EN REPARACION (ER)	20662,52
YPF.Ch.MMO-42	BM	A ABANDONAR (AA)	25703,71
YPF.Ch.MMO-54	BM	A ABANDONAR (AA)	4744,07
YPF.Ch.MMO-55	OTE	OTRA SITUACION INACTIVO (OCI)	16913,67
YPF.Ch.MMO-a19	BM	ABANDONADO TRANSITORIAAMENTE (AT)	22638,2
YPF.Ch.MMO-a8	BM	EN REPARACION (ER)	9494

Figura 94: Pozos y su estado actual.

Para definir las reparaciones e intervenciones propuestas en los pozos de la zona central del yacimiento, se realizó un análisis integrado de la información disponible. En primer lugar, se consideró el estado operativo actual de cada pozo, ya que este factor condiciona el tipo de equipo necesario para intervenirlos (pulling o workover). De manera general, los pozos en paro transitorio o con problemas menores pueden ser intervenidos con equipos de pulling, mientras que aquellos en reparación o con necesidades de intervención más complejas requieren un equipo de workover.

También se analizaron las capas que cada pozo produjo históricamente y los registros de perfilaje disponibles. En todos los casos se observó que las capas previamente punzadas corresponden a intervalos con buen perfilaje, mientras que las capas no perforadas presentan registros pobres. Por este motivo, no se propusieron nuevos punzados, ya que es probable que estos intervalos no aporten producción significativa y representen una inversión innecesaria.

Adicionalmente, se tuvo en cuenta el aporte individual de cada capa según la curva IPR del pozo tipo. Las capas 22, 23B y 24 mostraron bajos caudales teóricos de petróleo, lo que sugiere una pérdida de permeabilidad por daño. Por ello, para los pozos que producen principalmente de estos intervalos se propusieron estimulaciones matriciales, con el objetivo de recuperar permeabilidad y mejorar el caudal de producción.

En cuanto a los pozos con baja producción acumulada, buena ubicación dentro del patrón y conectividad hidráulica con productores vecinos, se propuso su conversión a pozos inyectoros, específicamente el pozo MMO-35. Esta decisión permitiría mejorar el barrido en la zona y favorecer la recuperación secundaria. Del mismo modo, se planteó el reacondicionamiento de los pozos inyectoros existentes para optimizar su funcionamiento.

A continuación se presenta una tabla resumen con las intervenciones propuestas para cada pozo y el tipo de equipo requerido para llevarlas a cabo:

Símbolo	Reacondicionamiento propuesto	Equipo a utilizar
YPF.Ch.MMO-11	*Reapertura y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación capa 24	Pulling
YPF.Ch.MMO-14	*Capa 24, buen perfil pero sin entrada (fractura). Estimulación capa 22	WO/FRAC
YPF.Ch.MMO-15	*Reapertura y puesta en producción, malos perfiles para las otras capas. Estimulación capa 24	Pulling
YPF.Ch.MMO-21	*Reparación y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas.	Pulling
YPF.Ch.MMO-22	*Reapertura y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación capa 23B	Pulling
YPF.Ch.MMO-23	*Reapertura y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación Capa 22 y 23B	Pulling
YPF.Ch.MMO-24	*Reparación y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación Capa 22	Pulling
YPF.Ch.MMO-28	*Reparación y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación Capa 24	Pulling
YPF.Ch.MMO-29	*Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación capa 23B	Pulling
YPF.Ch.MMO-31	*Reapertura y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación Capa 23B	Pulling
YPF.Ch.MMO-32	*Reapertura de pozo inyector	WO
YPF.Ch.MMO-33	*Reparación y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación Capa 23B	Pulling
YPF.Ch.MMO-34	*Reparación y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. Estimulación Capa 22	WO
YPF.Ch.MMO-35	*Reparación y conversión a pozo inyector	WO
YPF.Ch.MMO-38	*Reparación y puesta en producción, Perfilaje malo en las otras capas. 23B	Pulling-WO
YPF.Ch.MMO-42	*Abandono	WO
YPF.Ch.MMO-54	*Abandono	WO
YPF.Ch.MMO-55	*Abandono	WO
YPF.Ch.MMO-a19	*Reparación y reacondicionamiento de pozo inyector	WO
YPF.Ch.MMO-a8	*Reparación de pozo inyector	WO

Figura 95: Pozos y su reacondicionamiento propuesto.

5.1.1-Conversión del pozo MMO-35 de productor a inyector

En este subcapítulo se aborda el proceso de conversión del pozo MMO-35 de su condición de productor a inyector. Una vez finalizadas las tareas de acondicionamiento, necesarias debido a que el pozo se encontraba en estado de "En reparación", y evaluada la posible ampliación de locaciones en caso de ser requerida, se procederá a la conversión propiamente dicha.

En la intervención para conversión, se baja al pozo una instalación selectiva con packers y mandriles. El programa de intervención propuesto es el siguiente:

1. Montar equipo de Workover.
2. Retirar material de producción existente en el pozo.
3. Bajar fresa y calibrar pozo.
4. Bajar tapón y packer para verificar hermeticidad de casing.
5. Con prueba de hermeticidad positiva, correr perfil de corrosión y cemento desde fondo hasta boca de pozo

6. Realizar prueba de admisión a cada intervalo punzado. Verificar si es necesario tratamiento.
7. Bajar instalación selectiva.
8. Probar hermeticidad del tubing.
9. Realizar prueba de hermeticidad de entrecaño.
10. Realizar tránsito de fluido con equipo de wireline.
11. Desmontar equipo de Workover

Protección del Acuífero

La protección de la Formación Patagonia es esencial porque se trata de un acuífero de agua dulce que debe mantenerse aislado de cualquier posible contaminación durante las tareas de conversión del pozo. Por ello, se aplicarán las prácticas recomendadas por el IAPG para garantizar su integridad.

La primera barrera está formada por el tubing y el empaquetador superior. El packer se ubicará por encima de todos los punzados abiertos, con el fin de asegurar un aislamiento adecuado en esa zona del pozo.

La segunda barrera corresponde a la cañería de producción (casing). Para verificar su estado, se registrarán perfiles de corrosión y se realizarán pruebas de hermeticidad, lo que permitirá confirmar que el casing mantiene su capacidad de aislación.

Finalmente, la tercera barrera está constituida por la cañería guía. Todos los pozos a convertir a inyectores cuentan con esta cañería, que aísla la base del acuífero (Formación Patagonia). Mediante la prueba hidráulica se comprobará que la guía se encuentra en condiciones adecuadas para cumplir su función protectora.

Prueba de Hermeticidad

Una vez que la instalación selectiva se encuentra dentro del pozo, se lleva a cabo el siguiente procedimiento para realizar la prueba de hermeticidad. Primero se fija el packer a la profundidad indicada y luego se prueba la hermeticidad del packer y del casing mediante presión, siguiendo el siguiente protocolo:

1. Verificar líneas y válvulas del manifold (colector).
2. Medir la pileta.
3. Encender la bomba de ahogo en marcha lenta, recircular el fluido y purgar la línea.
4. Detener la bomba.
5. Operar el manifold y verificar la apertura de la válvula del espacio anular.
6. Acoplar la bomba y, de manera lenta, llenar el espacio anular.
7. Detener el bombeo.

8. Operar el BOP (blowout preventer) y cerrar la válvula de cierre parcial.
9. Encender nuevamente la bomba en marcha lenta y presurizar hasta alcanzar la presión requerida (500 psi).
10. Detener la bomba.
11. Observar y registrar la presión durante un mínimo de 5 minutos.

Si la presión se mantiene constante en 500 psi durante 30 minutos, se considera comprobada la hermeticidad tanto del packer como del casing. Si la presión disminuye, la prueba se considera negativa. En ese caso, se procede a identificar la zona de falla moviendo el tapón y el packer hasta definir claramente su techo y base. Luego, la rotura se cementa y se repite la prueba de hermeticidad.

Este procedimiento se realizará tantas veces como sea necesario hasta obtener una prueba positiva. Finalmente, se corre el perfil de cemento y el perfil de corrosión del casing desde el punzado superior hasta boca de pozo. El objetivo de estos perfiles es verificar la integridad de la cementación y confirmar que la cañería del casing se encuentre en buenas condiciones.

Esta propuesta de conversión de pozo, junto con las tareas de reacondicionamiento previstas para los otros pozos seleccionados, constituye una primera inversión orientada a recuperar la capacidad productiva y mejorar la eficiencia del desarrollo existente. Estos aspectos serán detallados en profundidad en un capítulo posterior.

5.2-Análisis de la producción esperada tras las intervenciones propuestas

Una vez definidas las acciones de reacondicionamiento y estimulación para los pozos de la zona central, se realizó una estimación preliminar del impacto productivo que podrían generar dichas intervenciones. Para ello se utilizaron las curvas IPR individuales construidas previamente para las capas 22, 23B y 24, evaluando cómo variarían los caudales de producción de petróleo en función del tratamiento aplicado en cada pozo. En particular, se analizaron dos escenarios principales:

- Estimulación matricial, orientada a remover daño cercano al pozo y mejorar la permeabilidad efectiva de la zona invadida.
- Fractura hidráulica, aplicada de manera conceptual para estimar el incremento de productividad asociado a un mayor radio de drenaje y conectividad.

Estas curvas permiten observar de forma comparativa el comportamiento de cada capa antes y después de la intervención, y

determinar el caudal de petróleo esperable para cada pozo una vez reacondicionado.

Se presentan las curvas IPR para las capas 22, 23B y 24, comparando el estado actual con los escenarios de estimulación y fractura

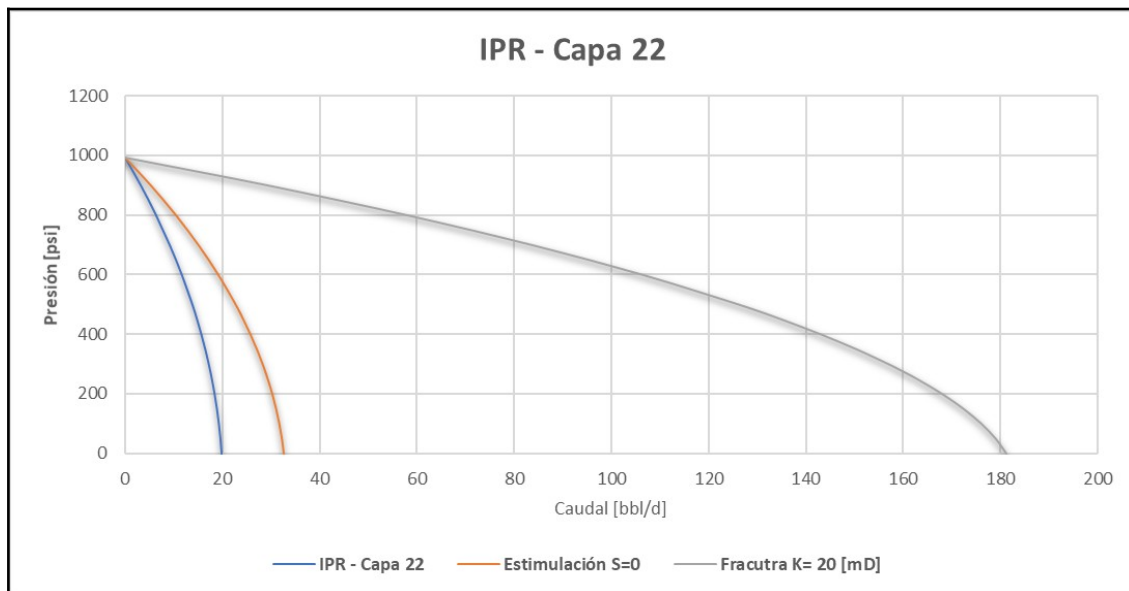


Figura 96: Curvas IPR para la capa 22.

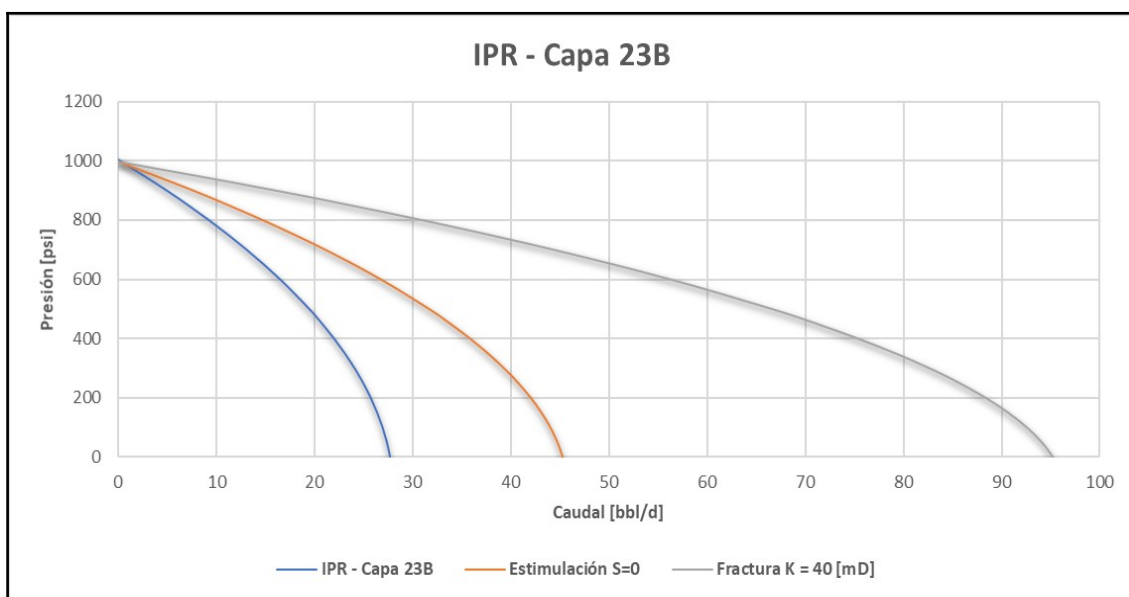


Figura 97: Curvas IPR para la capa 23B.

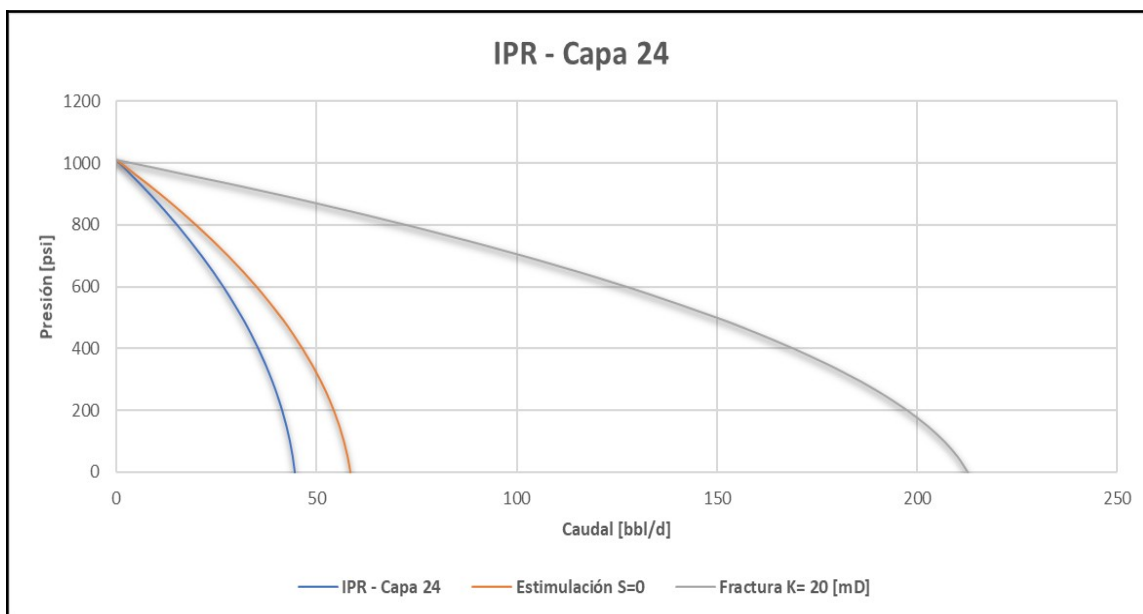


Figura 98: Curvas IPR para la capa 24.

En el caso de la estimulación matricial, el objetivo principal es recuperar la permeabilidad inicial del reservorio, que se fue perdiendo con el tiempo debido a la producción, la invasión de sólidos o daños generados durante la perforación y completación del pozo. Para representar este efecto en las curvas IPR, se asumió un skin igual a 0, lo que refleja una condición cercana a la del reservorio "virgen", sin daño alrededor del pozo.

Por otro lado, para simular el efecto de una fractura hidráulica, se consideró un importante aumento en la permeabilidad. Si bien desde el punto de vista técnico una fractura no incrementa realmente la permeabilidad de la roca, sino que genera un canal altamente permeable que mejora la comunicación entre el pozo y el reservorio, en el modelo se representó este efecto como un incremento aproximado de cinco veces en la permeabilidad efectiva. Esta simplificación permite reflejar de manera práctica la mejora en la productividad que puede aportar una fractura.

Con los nuevos caudales estimados (presión de producción de 20 kg/cm²) para cada capa, según el tratamiento aplicado, se volvió a construir la curva IPR del pozo tipo del yacimiento. Esta nueva curva permite evaluar cómo cambiaría el comportamiento productivo si se llevan a cabo las intervenciones propuestas.

A partir de ella se obtuvo un nuevo caudal inicial, así como una nueva estimación de la vida útil y del EUR del pozo bajo estas condiciones mejoradas, lo cual se presenta a continuación junto con la gráfica correspondiente.

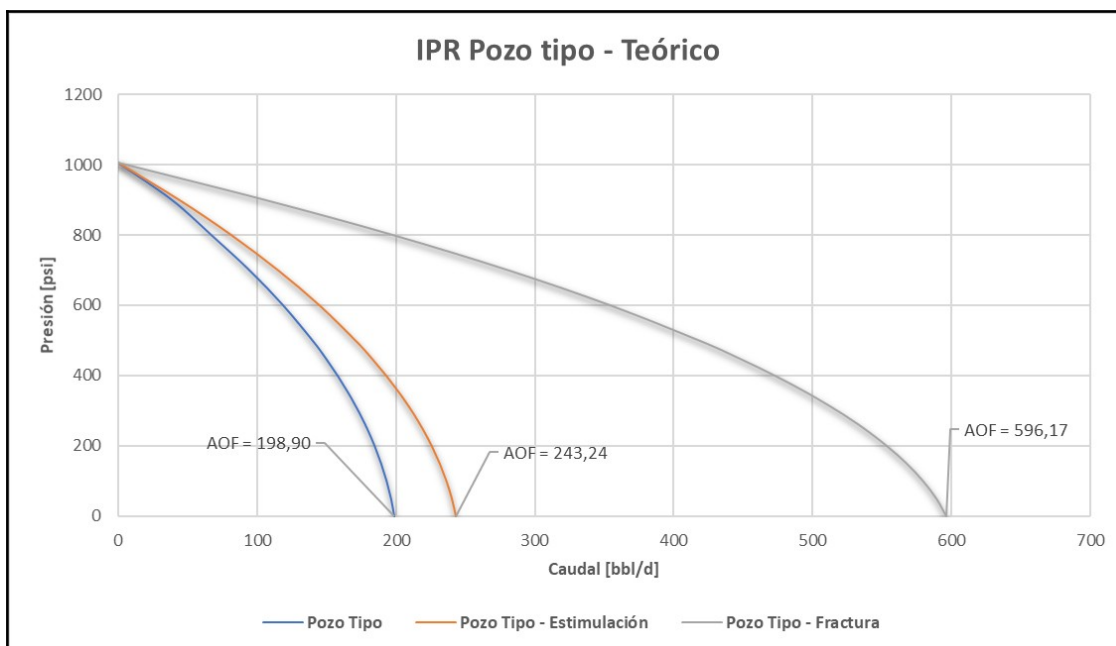


Figura 98: Curvas IPR, pozos tipo teóricos.

Hay que tener en cuenta que las curvas IPR construidas representan el comportamiento de un pozo tipo que produce simultáneamente de las cuatro capas analizadas en este estudio. En la práctica, no todos los pozos del área presentan esta condición, por lo que estos resultados deben interpretarse como valores teóricos máximos o límites de producción luego de los tratamientos propuestos.

Aun así, las curvas permiten estimar de manera comparativa el impacto potencial de las intervenciones sugeridas (estimulación matricial o fractura) sobre el caudal de cada pozo. En la figura siguiente se presentan los caudales estimados por pozo en función del tratamiento aplicado.

Sigla	Tipo de Pozo	C22 [bbl/d]	C23A [bbl/d]	C23B [bbl/d]	C24 [bbl/d]	C25 [bbl/d]	Caudal Estimado [bbl/d]
YPF.Ch.MMO-11	Productor	159,088			187,297		346,385
YPF.Ch.MMO-14	Productor	159,088				49,441	208,529
YPF.Ch.MMO-15	Productor		44,632		187,297	49,441	281,371
YPF.Ch.MMO-21	Productor					49,441	49,441
YPF.Ch.MMO-22	Productor			83,602		49,441	133,043
YPF.Ch.MMO-23	Productor	159,088	44,632		187,297		391,018
YPF.Ch.MMO-24	Productor	159,088	44,632		187,297		391,018
YPF.Ch.MMO-28	Productor		44,632		187,297		231,930
YPF.Ch.MMO-29	Productor		44,632	83,602			128,235
YPF.Ch.MMO-31	Productor		44,632	83,602		49,441	177,676
YPF.Ch.MMO-32	Injector	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-33	Productor	159,088	44,632	83,602			287,323
YPF.Ch.MMO-34	Productor	159,088			187,297	49,441	395,826
YPF.Ch.MMO-35	Injector	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-38	Productor		44,632	83,602		49,441	177,676
YPF.Ch.MMO-42	Abandonado	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-54	Abandonado	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-55	Abandonado	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-a19	Injector	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-a8	Injector	-	-	-	-	-	-

Figura 99: Aportes por capa y caudales por pozo.

En esta instancia, se definió un nuevo pozo tipo a partir de los caudales diarios obtenidos luego de aplicar las estimulaciones propuestas. A diferencia del análisis previo (donde se emplearon los caudales actuales para caracterizar el comportamiento base del yacimiento) aquí se promedia únicamente la producción asociada al escenario post-estimulación.

Caudal Promedio/pozo [bbl/d]	246,113
Caudal Promedio/pozo [m³/d]	39,13

Figura 100: Caudal promedio por pozo luego de las estimulaciones..

El nuevo caudal inicial obtenido para el escenario post-estimulación alcanza aproximadamente 40 m³/d, lo que representa un incremento significativo respecto del caudal inicial previo, que era del orden de 28 m³/d. Con este valor actualizado se construyó la correspondiente curva de declinación, utilizando los mismos parámetros aplicados en el análisis base, incluido un caudal de abandono de 10 m³/d.

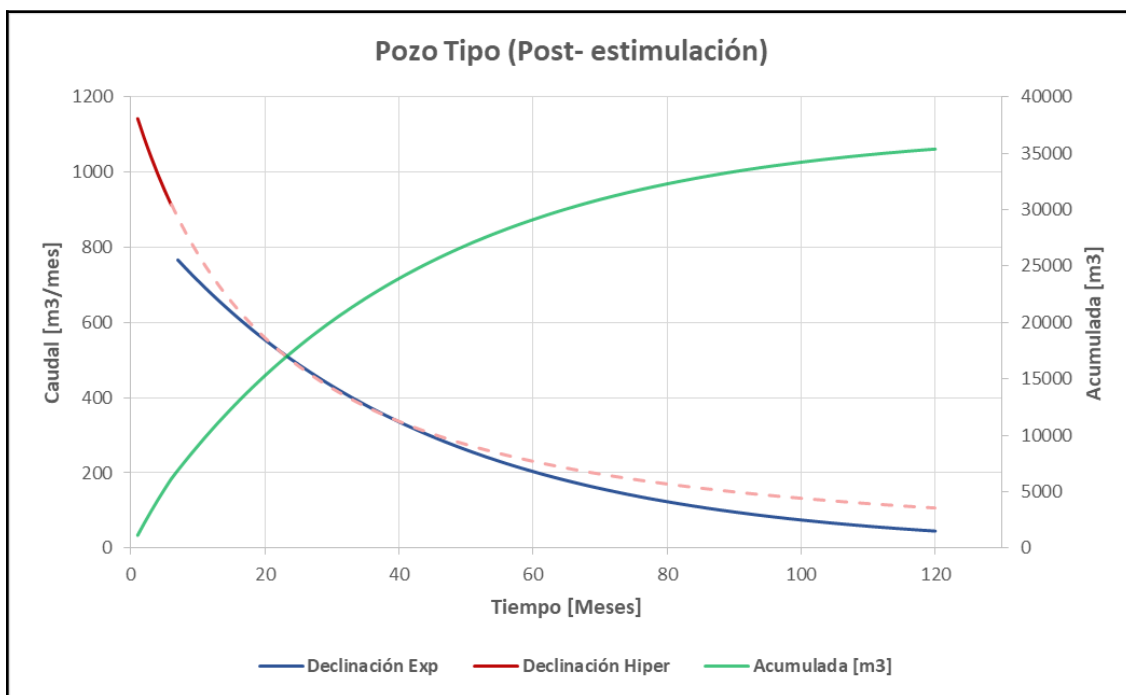


Figura 101: Curva de declinación y acumulada post-estimulación.

A partir de esta declinación revisada se determinó la vida útil del pozo bajo las condiciones mejoradas y se estimó la EUR proyectada a 10 años. Estos resultados fueron luego comparados con el comportamiento del pozo tipo original, lo que permite cuantificar de manera directa el impacto productivo atribuible a las estimulaciones propuestas.

	Condiciones Iniciales	Condiciones post-estimulaciones
Q inicial [m3/d]	28	40
Vida útil [Meses]	31	45
EUR [m3]	14096	25200
EUR (10 años) [m3]	25000	35300

Figura 102: Cuadro comparativo, condiciones iniciales vs condiciones post-estimulación.

Si bien las reparaciones propuestas y los tratamientos posteriores (como acidificaciones y fracturas) muestran un aumento importante en los caudales estimados, los valores obtenidos siguen siendo relativamente bajos para el yacimiento. Esto indica que las mejoras ayudan, pero no son suficientes por sí solas para lograr un salto productivo significativo en el sector. Aun así, estos resultados sirven como referencia para entender el potencial actual del yacimiento antes de avanzar hacia estrategias de desarrollo más amplias, como la recuperación secundaria o la perforación de nuevos pozos.

6. PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria es una etapa del desarrollo del yacimiento que busca incrementar la producción de petróleo una vez que el mecanismo natural de empuje (en nuestro caso, gas disuelto) deja de ser suficiente para sostener caudales económicamente viables. El objetivo principal es mantener la presión del reservorio y desplazar el petróleo remanente hacia los pozos productores.

Aplicar un esquema de inyección permite extender la vida productiva del campo, mejorar el factor de recobro primario y estabilizar la declinación natural del yacimiento. Para que esto sea efectivo, es necesario revisar la experiencia previa del área, analizar la capacidad de los pozos existentes y evaluar el volumen poral disponible en cada malla de inyección.

6.1-Revisión del proyecto piloto de Recuperación Secundaria

El proyecto piloto de recuperación secundaria realizado en el yacimiento abarcó las mismas capas que se analizaron en este trabajo (22, 23A, 23B, 24 y 26), por lo que constituye un antecedente directo y sumamente útil para el diseño de un nuevo esquema de inyección.

En el año 1992 se llevó adelante un piloto de inyección de agua en el Sector Centro-Sur, operando durante un período aproximado de cinco años. Los pozos involucrados fueron:

Inyectores	Productores
MMO-a8	MMO-24
	MMO-33
	MMO38
	MMO-53
	MMO-54
MMO-a19	MMO-31
	MMO-50
	MMO-29
MMO32	MMO-30
	MMO-34
	MMO-23

Figura 103: Cuadro con pozos inyectoros y sus respectivos pozos productores.

Las principales conclusiones del piloto fueron:

- Periodo de llenado insuficiente, lo que afectó la eficiencia del desplazamiento.
- Las capas mostraron buena continuidad lateral y conectividad hidráulica, confirmando la factibilidad del método.
- Caudales de inyección insuficientes y pocos inyectoros para el volumen total de las capas.
- Inyección realizada en reservorios muy depletados, reduciendo la respuesta del sistema.
- Se utilizó agua sin tratar, lo que pudo haber reducido la inyektividad y afectado las permeabilidades cercanas al pozo.

6.1.1-Calidad del agua de inyección

La calidad del agua de inyección es uno de los factores más importantes en un proyecto de recuperación secundaria, porque garantiza el buen funcionamiento del sistema y evita problemas como taponamientos, corrosión, incompatibilidad de aguas o hinchamiento de arcillas.

Al analizar el proyecto piloto de inyección realizado anteriormente, se observa que la inyectividad fue disminuyendo con el tiempo. Esta caída puede deberse al taponamiento de los punzados en los pozos inyectoros (por altos valores de ppm de aceite o presencia de bacterias), al elevado contenido de sólidos en suspensión o a problemas de compatibilidad entre el agua de formación y el agua inyectada.

A partir de estos resultados, se concluye que no se aplicó un plan adecuado de control y monitoreo del agua. Por esta razón, en la reactivación del piloto se dará especial importancia al control de calidad del agua y al seguimiento permanente de sus parámetros, con el objetivo de evitar los problemas observados anteriormente.

A continuación se presenta el gráfico del piloto previo, que permite visualizar los inconvenientes mencionados.

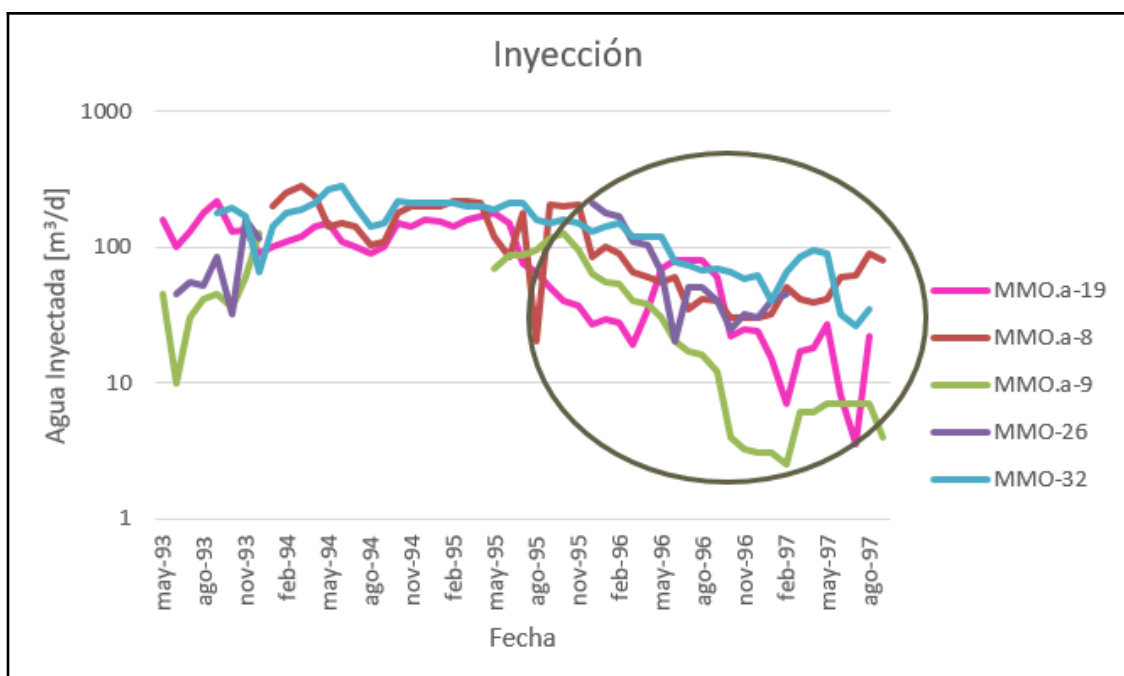


Figura 104: Inyectividad de los pozos en la prueba piloto.

Los parámetros que deberán controlarse en este proyecto son los siguientes:

Parámetro	Valor óptimo	Valor aceptable	Valor crítico
hidrocarburos [ppm]	<5	5-10	>10
Óxígeno disuelto [ppm]	<3	<3	>5
Hierro total [ppm]	0	<1	>5
BSR [UFC/ml]	0	100	>1000
SST [ppm]	0	<5	>10

Figura 105: Parámetros a controlar.

6.2-Continuidad del piloto de Recuperación Secundaria

En el área de estudio, los pozos inyectoros utilizados en el proyecto piloto previo se encuentran ubicados en el sector sur. Estos pozos se mantienen dentro del sistema de inyección ya que fueron propuestos para reacondicionamiento y cuentan con infraestructura existente, lo que permite retomar la configuración original del barrido sin requerir inversiones adicionales significativas.

Para mejorar el desarrollo de la zona y lograr una distribución más eficiente del flujo, en el capítulo de reacondicionamiento se propuso convertir el pozo MMO-35 en inyector. Este pozo presenta una ubicación favorable, tanto por su posición como por su relación estructural con los productores cercanos. En ambos casos, las capas objetivo para la inyección se encuentran a una cota ligeramente inferior respecto de los mismos intervalos en los pozos productores vecinos, condición que resulta favorable para los proyectos de secundaria, ya que favorece el desplazamiento descendente-ascendente del frente de barrido y mejora la eficiencia del desplazamiento del petróleo.

La incorporación de este inyector en el sector norte permite complementar el esquema original, equilibrar la inyección entre el norte y el sur, y mejorar la eficiencia general.

A continuación se presenta la disposición final de los pozos productores e inyectoros considerados en el proyecto de recuperación secundaria.

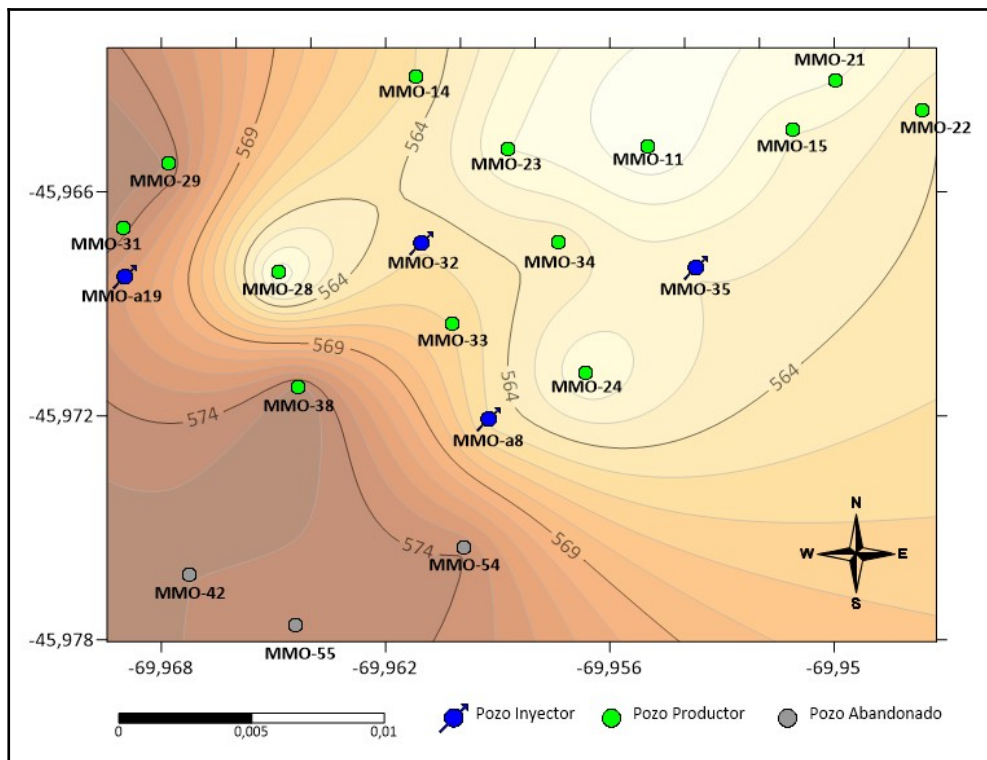


Figura 106: Distribución de pozos inyectores y productores.

Las capas seleccionadas para el proceso de inundación corresponden a las definidas previamente en el proyecto: 22, 23A, 23B, 24 y 25. A continuación, se presenta un cuadro con los datos más relevantes asociados a estas unidades, el cual servirá como base para la planificación del esquema de inyección.

Capa	Prof. Media [mbbp]	Esp. Util [m]	Porosidad	K abs [mD]	OOIP [m3]	Reservas [m3]	Np [m3]	Fr prim [%]
22	1409,45	2,79	0,23	50	1649421,82	247413,27	47631,57	19%
23A	1414,81	3,36	0,22	50	2375397,48	356309,62	124842,79	35%
23B	1423,96	1,81	0,2	50	1162781,98	174417,3	54681,51	31%
24	1433,36	3,96	0,21	50	2404732,1	360709,81	102990,61	29%
25	1448,96	4,9	0,19	50	2692166,4	403824,96	59954,97	15%

Figura 107: Datos base por capa para el proyecto de secundaria.

6.2.1-Esquemas de Inyección

Para definir los esquemas de inyección y el mallado, se consideró la conectividad hidráulica entre los pozos inyectores y productores en cada una de las capas, utilizando como base los mapas paleogeográficos del modelado estático. Para el cálculo de los volúmenes de roca se empleó el espesor útil y un área estimada a partir de los mapas previos, complementada con la estimación generada por el software Surfer a partir de la malla aplicada sobre dichos mapas. Con la porosidad por capa, obtenida del modelado estático, se calculó el volumen poral correspondiente.

Capa 22

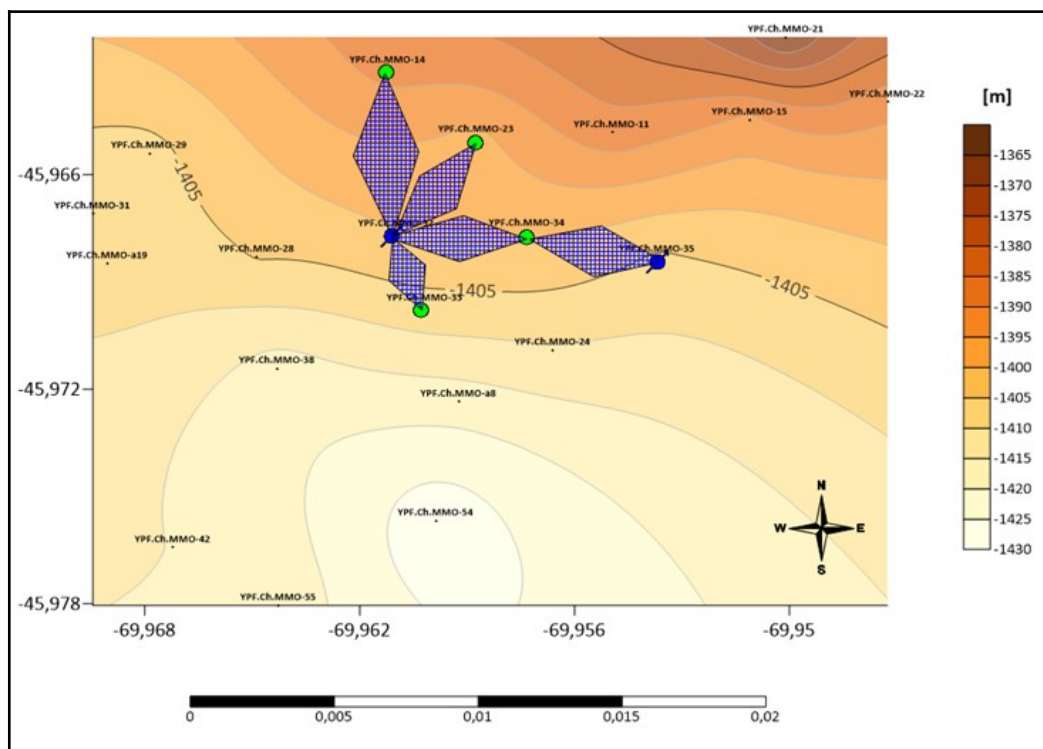


Figura 108: Esquema de inyección de la capa 22.

Inyectores	Productores	Esp. Util [m]	Área [m2]	Vol. Roca [m3]	Porosidad	Vol. Poral [m3]
MMO-32	MMO-14	2,79	35727	99678,33	0,23	22926,02
	MMO-34	2,79	21807,78	60843,71	0,23	13994,05
	MMO-23	2,79	20455,03	57069,53	0,23	13125,99
	MMO-33	2,79	10776,34	30065,99	0,23	6915,18
MMO-35	MMO-34	2,79	23851,52	66545,74	0,23	15305,52

Figura 109: Volúmenes porales por malla en la capa 22 .

Capa 23A

Inyectores	Productores	Esp. Util [m]	Área [m2]	Vol. Roca [m3]	Porosidad	Vol. Poral [m3]
MMO-a8	MMO-24	3,36	20123,04	67613,41	0,22	14874,95
	MMO-33	3,36	17356,18	58316,76	0,22	12829,69
	MMO-38	3,36	38645,1	129847,54	0,22	28566,46
MMO-a19	MMO-31	3,36	6512,6	21882,34	0,22	4814,11
	MMO-29	3,36	14345,18	48199,80	0,22	10603,96
	MMO-28	3,36	26059,13	87558,68	0,22	19262,91
MMO-32	MMO-23	3,36	28572,84	96004,74	0,22	21121,04
	MMO-33	3,36	14263,81	47926,40	0,22	10543,81

Figura 110: Volúmenes porales por malla en la capa 23B .

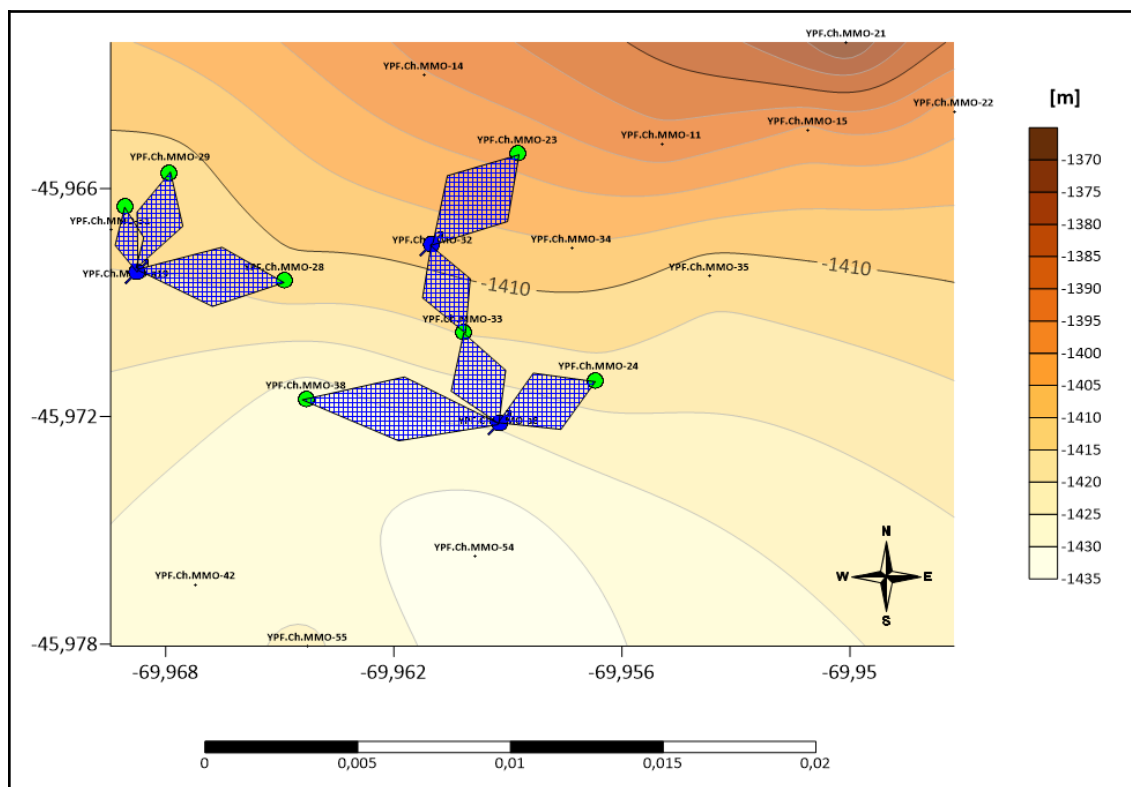


Figura 111: Esquema de inyección de la capa 22.

Capa 23B

Inyectores	Productores	Esp. Útil [m]	Área [m2]	Vol. Roca [m3]	Porosidad	Vol. Poral [m3]
MMO-a8	MMO-33	1,81	21073,33	38142,73	0,2	7628,55
	MMO-38	1,81	54754,59	99105,81	0,2	19821,16
MMO-32	MMO-34	1,81	28834,48	52190,41	0,2	10438,08
	MMO-33	1,81	11640,25	21068,85	0,2	4213,77

Figura 112: Volúmenes porales por malla en la capa 23B.

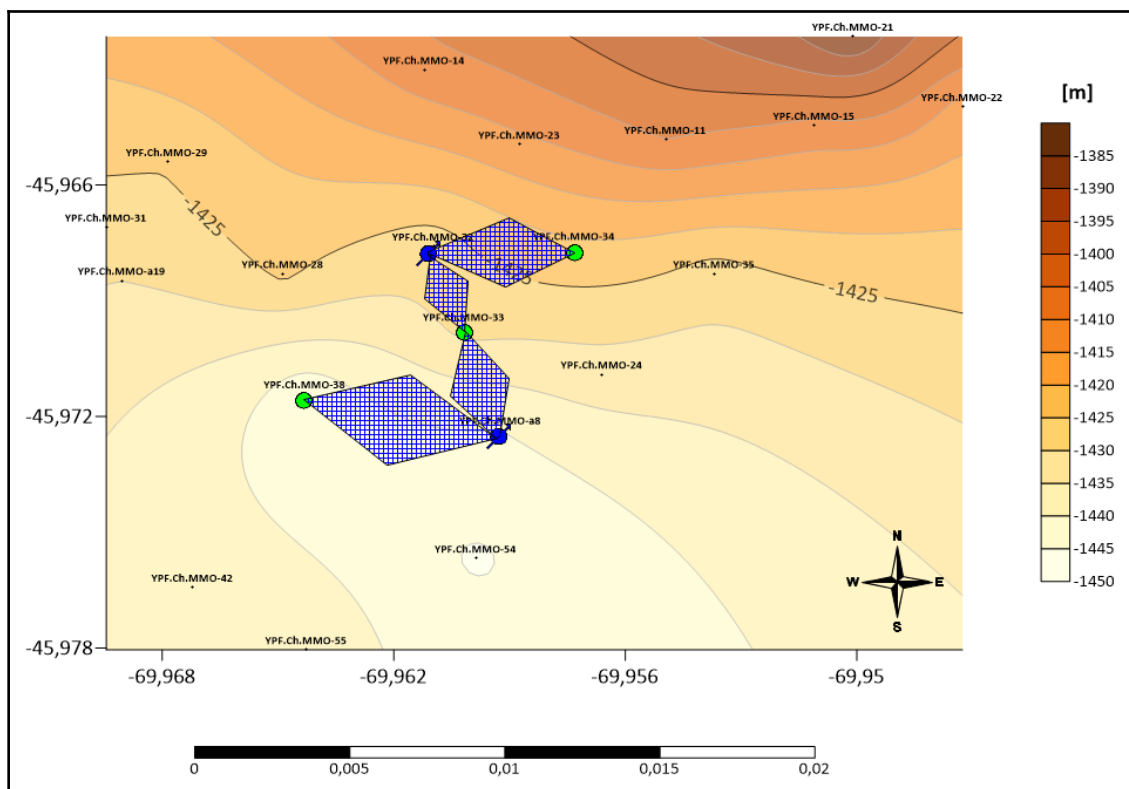


Figura 113: Esquema de inyección de la capa 23B.

Capa 24

Inyectores	Productores	Esp. Util [m]	Área [m2]	Vol. Roca [m3]	Porosidad	Vol. Poral [m3]
MMO-a19	MMO-28	3,96	25792,39	102137,8644	0,21	21448,95152
	MMO-31	3,96	9800,91	38811,6036	0,21	8150,436756
MMO-32	MMO-34	3,96	18120,23	71756,1108	0,21	15068,78327
	MMO-23	3,96	29015,88	114902,8848	0,21	24129,60581
MMO-35	MMO-11	3,96	22962,24	90930,4704	0,21	19095,39878
	MMO-15	3,96	43275,16	171369,6336	0,21	35987,62306
	MMO-34	3,96	28025,77	110982,0492	0,21	23306,23033

Figura 114: Volúmenes porales por malla en la capa 24 .

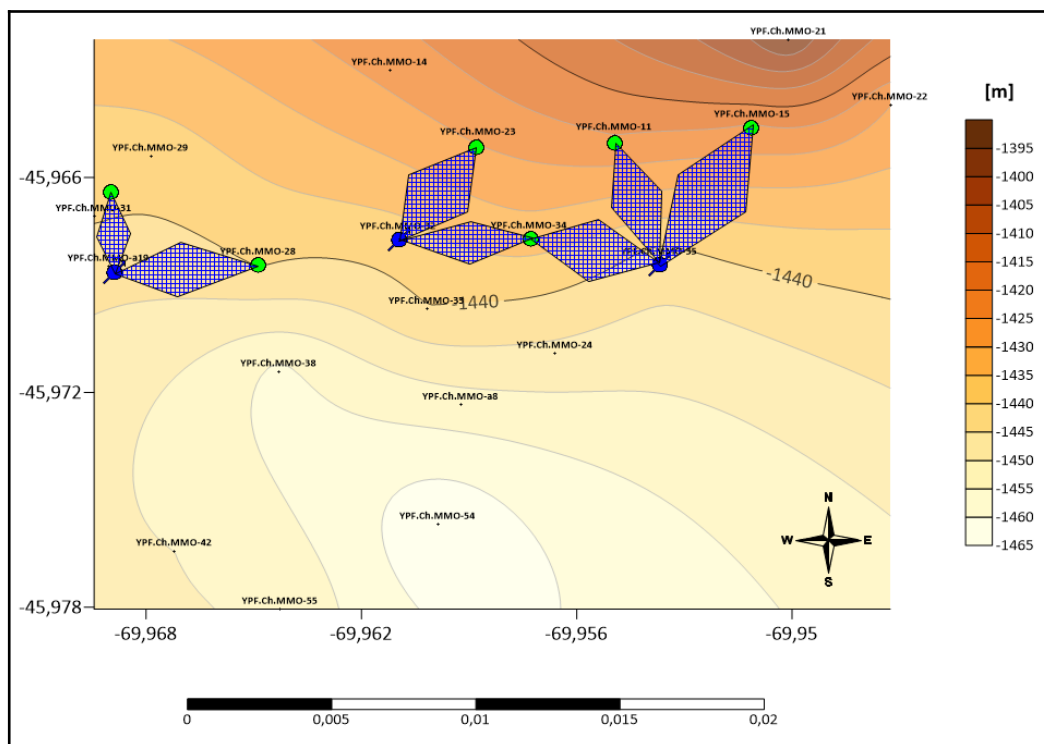


Figura 115: Esquema de inyección de la capa 24.

Capa 25

Inyectores	Productores	Esp. Útil [m]	Área [m ²]	Vol. Roca [m ³]	Porosidad	Vol. Poral [m ³]
MMO-35	MMO-15	4,9	48785,2	239047,48	0,19	45419,0212
	MMO-34	4,9	30711,2	150484,88	0,19	28592,1272

Figura 116: Volúmenes porales por malla en la capa 25.

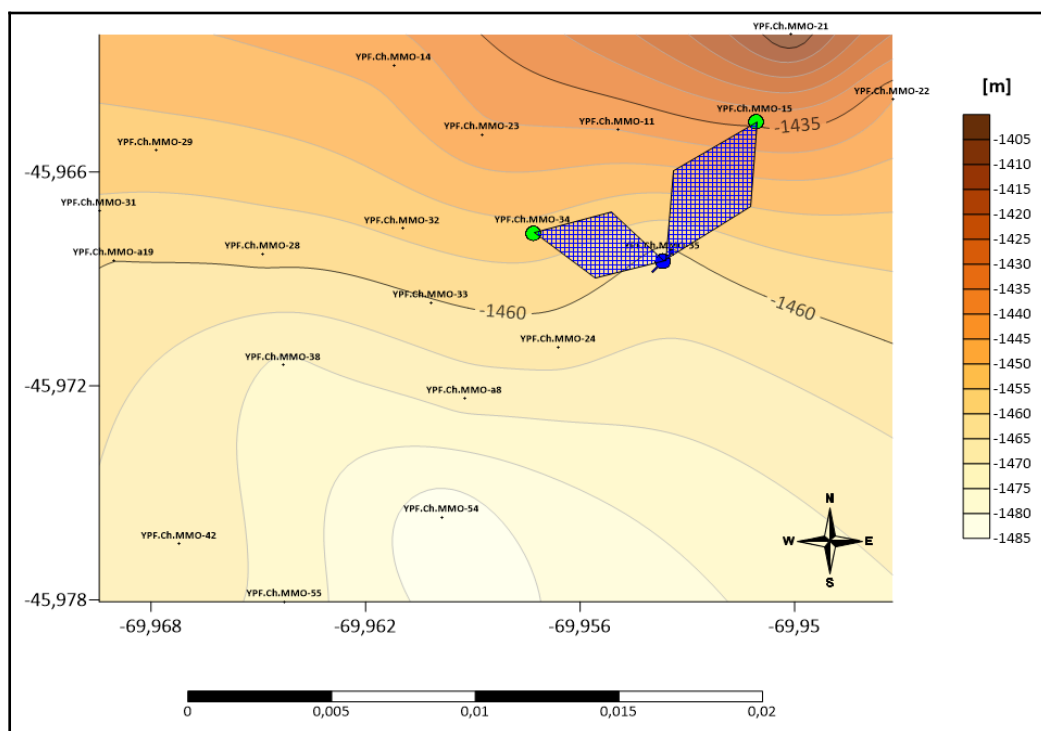


Figura 117: Esquema de inyección de la capa 25.

6.2.2-Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de desplazamiento es un parámetro fundamental en la evaluación del comportamiento de un yacimiento, ya que permite estimar qué proporción del petróleo originalmente presente en los poros puede ser desplazada por el agua durante el proceso de inyección. Este concepto se basa en la relación entre las saturaciones que alcanzan el fluido desplazado y las restricciones impuestas por las saturaciones residuales, determinadas por las propiedades petrofísicas del medio poroso.

En el modelo estático se estimaron las saturaciones de agua presentes en cada capa. A partir de estos valores se calcularon las saturaciones de petróleo y, utilizando las saturaciones residuales de petróleo obtenidas del gráfico de permeabilidades efectivas, se procedió al cálculo de las eficiencias de desplazamiento.

La eficiencia de desplazamiento se determinó aplicando la siguiente ecuación:

$$E_d = \frac{(S_{oa} - S_i)}{S_{oa}}$$

A continuación, se presenta el cuadro con los resultados obtenidos para cada capa analizada:

Capa	Soa	Sor	Ed
22	0,4	0,25	0,38
23A	0,5	0,25	0,50
23B	0,5	0,25	0,50
24	0,45	0,25	0,44
25	0,45	0,25	0,44

Figura 118: Eficiencias de desplazamiento por capa.

6.2.3-Eficiencia volumétrica

La eficiencia volumétrica es un parámetro que expresa la proporción del volumen total de roca que es efectivamente barrido por el fluido inyectado. Para estimar la eficiencia volumétrica (E_{vol}) se aplicó el método de Dykstra-Parsons. Este procedimiento requiere dos parámetros principales: la movilidad entre el agua y el petróleo, que indica qué tan favorable es el desplazamiento, y el coeficiente de variación de permeabilidad, que refleja el grado de heterogeneidad del yacimiento. Con estos valores es posible evaluar qué proporción del volumen del reservorio puede ser efectivamente barrido durante la inyección.

Para el cálculo de la movilidad se utilizó la siguiente ecuación:

$$M = \frac{(K_{rw} * \mu_o)}{(K_{ro} * \mu_w)}$$

Se calcularon las movilidades de cada capa y luego se obtuvo el promedio para disponer de un valor representativo. Esto se debe a que la eficiencia volumétrica no se evalúa por capa individual, sino para el conjunto de capas que participan simultáneamente durante el proceso de inyección. Los resultados fueron los siguientes:

Capa	Kro	Krw	Visc oil	Visc w	M
22	0,18	0,15	1,882	1	1,57
23A	0,38	0,08	1,877	1	0,40
23B	0,38	0,08	1,868	1	0,39
24	0,22	0,1	1,858	1	0,84
25	0,22	0,1	1,843	1	0,84
				Promedio	0,81

Figura 119: Movilidad por capa y movilidad promedio.

Al considerar la viscosidad del agua como 1 cP, la movilidad promedio calculada para las capas resulta en $M=0,81$. Este valor es menor que 1, lo cual indica un desplazamiento favorable, ya que el agua no es excesivamente móvil respecto al petróleo. En estas condiciones, el frente de barrido tiende a ser más estable y se reduce la formación de “dedos” o canalizaciones, mejorando la eficiencia areal y volumétrica del proceso de inyección.

En el modelo inicial se asumió, por simplicidad, que todas las capas tenían la misma permeabilidad (50 mD). Sin embargo, esta situación no representa lo que ocurre en un yacimiento real, donde siempre existe cierta variación entre capas debido a cambios naturales en la roca. Como no contamos con información detallada de permeabilidad para cada capa, tampoco podemos afirmar que el sistema sea completamente homogéneo ni extremadamente heterogéneo. Por esta razón, se adopta un valor intermedio del índice de heterogeneidad de Dykstra-Parsons.

$$V=0.6$$

Elegir un valor intermedio permite representar un comportamiento más realista del reservorio, manteniendo un equilibrio entre ambas situaciones: no tan uniforme como en la simplificación inicial, pero tampoco tan variable como en escenarios altamente heterogéneos. Este valor intermedio es una práctica común cuando no se dispone de datos por capa y se busca una estimación razonable de la eficiencia de barrido.

Con el valor del índice de heterogeneidad y la movilidad promedio, ingresamos al gráfico de Dykstra-Parsons (WOR = 1) para determinar la eficiencia volumétrica.

- $V = 0.6$
- $M = 0.81$

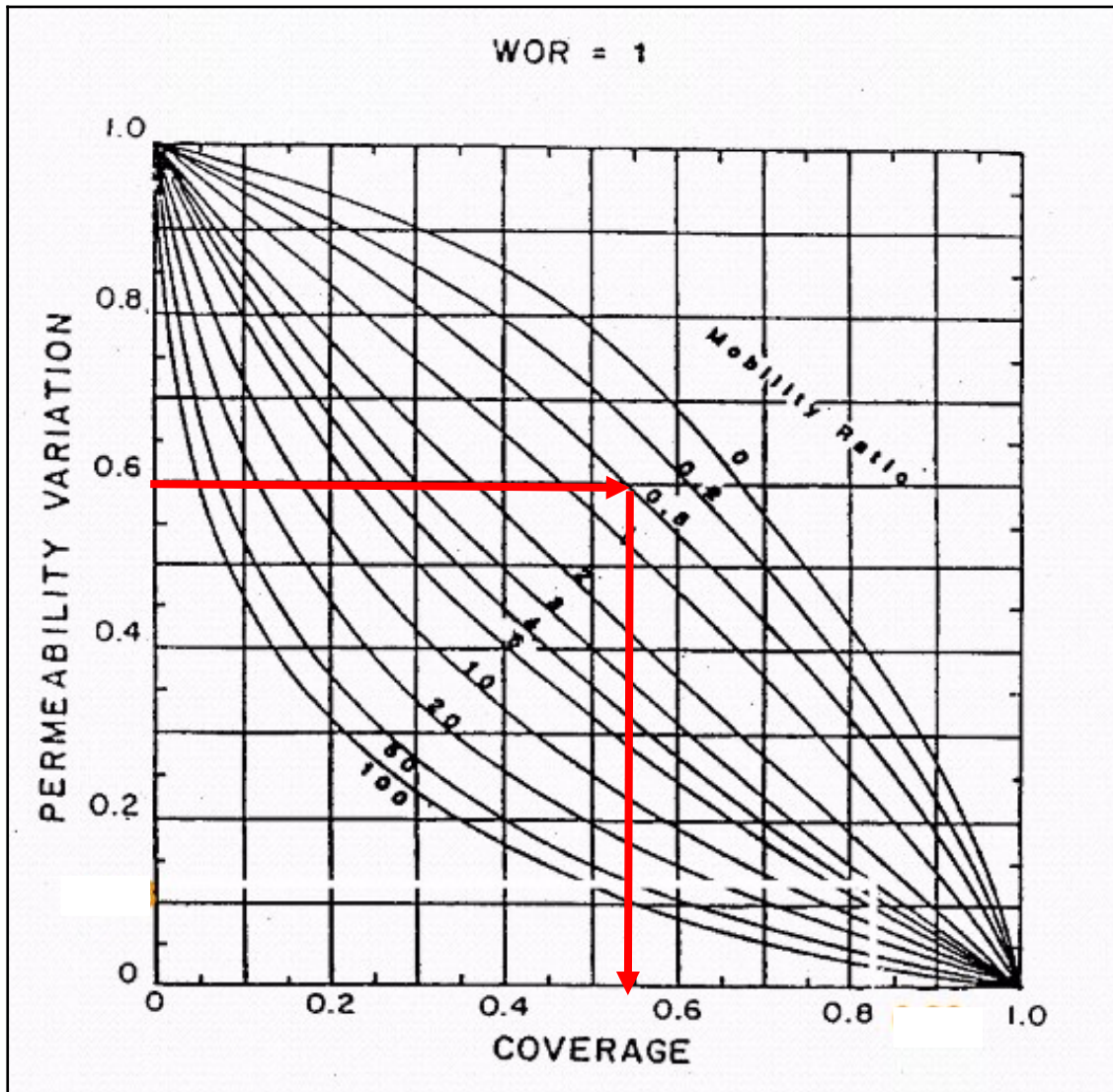


Figura 120: Gráfico Dykstra-Parsons (WOR=1).

$$E_{vol}=0.55$$

6.2.4-Reservas asociadas

La estimación de reservas permite cuantificar el volumen de hidrocarburos que puede ser producido bajo condiciones técnicas y económicas determinadas. Para lograrlo, es necesario integrar información

geológica, petrofísica e ingenieril, considerando las propiedades de la roca y los fluidos, así como la eficiencia con la que el yacimiento puede ser drenado.

A continuación, se presenta la expresión empleada para el cálculo del volumen de reserva asociado, integrando todos los parámetros mencionados:

$$N_s = Vol. Poral * E_d * E_{vol} * (S_{oa} - S_i) / B_{oa}$$

El volumen poral de cada capa corresponde a la suma del volumen poral de todas las mallas que la conforman. Los demás parámetros fueron calculados y estimados en capítulos anteriores. En la tabla siguiente se presentan estos valores para cada una de las capas analizadas.

Capa	Vol. Poral [m3]	Ed	Evol	Soa	Sor	Boa
22	72266,76	0,38	0,55	0,4	0,25	1,1
23A	122616,93	0,5	0,55	0,5	0,25	1,1
23B	42101,56	0,5	0,55	0,5	0,25	1,1
24	147187,03	0,44	0,55	0,45	0,25	1,1
25	74011,15	0,44	0,55	0,45	0,25	1,1

Figura 121: Parámetros utilizados por capa para el cálculo del N_s .

Las reservas asociadas a cada una de las capas se presentan en la siguiente tabla, junto con el factor de recobro correspondiente para esta etapa.

Capa	N_s [m3]	Reservas [m3]	Fr sec [%]	Fr Total [%]
22	2059,60	247413,27	0,8%	20,1%
23A	7663,56	356309,62	2,2%	37,2%
23B	2631,35	174417,3	1,5%	32,9%
24	6476,23	360709,81	1,8%	30,3%
25	3256,49	403824,96	0,8%	15,7%

Figura 122: Reservas asociadas y Factor de recobro total por capa.

En esta etapa, la recuperación total de reservas alcanza los 22.087 m³, lo que representa un incremento del 1.5 % en el factor de recobro total del área en estudio.

6.2.5-Determinación de presión de inyección y caudales

Presión de inyección

En el análisis de la prueba piloto realizada previamente, se observó que la presión de inyección empleada pudo haber sido inferior a la requerida para lograr una respuesta adecuada del yacimiento. Dado que se trata de un reservorio depletado, la presión de poro actual es significativamente menor que la original, lo que reduce la eficiencia del desplazamiento hidráulico y dificulta la propagación del frente de inyección. En estas condiciones, el sistema suele presentar una menor capacidad de absorber agua, generando una respuesta limitada en términos de presión y caudal.

A partir de esta evaluación, se propone aumentar la presión de inyección para optimizar la eficiencia del proceso. La recomendación es operar en un rango de 90-100 kg/cm², por encima de los aproximadamente 80 kg/cm² utilizados en la prueba piloto. Este incremento permitiría superar parte de las restricciones generadas por la depleción, mejorar la movilidad de fluidos y favorecer una mayor transmisión de presión dentro del reservorio, lo cual podría traducirse en una mejor conectividad hidráulica y un mayor volumen inyectado.

$$P_{iny} = 100 \left[\frac{kg}{cm^2} \right] = 1422 [psi]$$

Este incremento de aproximadamente 20 kg/cm² respecto a la prueba piloto no representa un riesgo significativo de fractura, siempre que se controle adecuadamente la operación para evitar superar la presión de fractura de la formación, la cual en estas zonas suele ubicarse alrededor de los 150 kg/cm² en adelante.

Determinación de caudales

Para determinar los caudales a inyectar en cada capa se utilizó un valor estándar de velocidad de barrido (sweep rate) $V_b = 0,25$, que indica el porcentaje del volumen poral total que se inyecta por año. Con este valor se calculó el caudal a inyectar por pozo y por capa.

Inyector	Capa 22	Capa 23A	Capa 23B	Capa 24	Capa 25	Qiny [m3/d]
MMO-32	39,01	21,69	10,04	26,85	-	97,59
MMO-a19	-	23,75	-	20,27	-	44,03
MMO-a8	-	38,54	18,80	-	-	57,34
MMO-35	10,48	-	-	53,69	50,69	114,87

Figura 123: Caudales a inyectar por pozo y por capa.

Luego, sumando los caudales de todos los pozos, se obtuvo el caudal total de inyección del proyecto.

$$Q_{inytotal} = 313,82 \left[\frac{m^3}{d} \right]$$

6.3-Pronósticos del proyecto

A partir de los parámetros calculados y estimados en el capítulo anterior, estamos en condiciones de elaborar un pronóstico del proyecto. Este pronóstico permitirá estimar el tiempo de llenado, es decir, el período necesario para que los pozos comiencen a producir petróleo tras el inicio de la inyección de agua, así como la producción proyectada a lo largo del desarrollo del yacimiento. Además, estos análisis son fundamentales para evaluar la eficiencia del barrido de agua en las diferentes capas del reservorio, planificar la operación de los pozos y anticipar la respuesta del yacimiento ante la estrategia de recuperación secundaria implementada.

6.3.1-Fill up y tiempo de llenado

Al iniciar la inyección de agua en un reservorio, primero se debe desplazar el gas que ocupa los poros de la roca. El volumen de agua necesario para “llenar” el reservorio se llama volumen de fill up. Este parámetro es útil para saber cuánta agua hay que inyectar antes de que los pozos productores comiencen a mostrar respuesta.

El volumen de llenado se calcula multiplicando el volumen poral contactable (VPC) por la saturación de gas actual (S_{ga}) existente en el reservorio.

El tiempo de llenado se obtiene dividiendo el volumen de llenado entre el caudal de inyección. Este tiempo indica aproximadamente cuándo empezará a producirse petróleo en los pozos y es importante para construir la curva característica del yacimiento, ya que durante los primeros meses únicamente hay inyección de agua y aún no hay producción secundaria de petróleo.

$$t_{llenado} = \frac{VPC * S_{ga}}{Q_{iny}} = \frac{V_{llenado}}{Q_{iny}}$$

Para este proyecto se consideró un valor estimativo de $S_{ga} = 0,075$, obtenido como promedio de las capas. Aunque en las etapas anteriores no se tuvo en cuenta el gas debido a la depletación del reservorio, se reconoce que existe una pequeña porción de gas en los poros y que debe ser desplazado inicialmente para que comience la producción por secundaria.

El tiempo de llenado se obtiene dividiendo el volumen de llenado entre el caudal de inyección asignado al proyecto:

- Vol. Llenado = 34364 [m³]
- Q_{iny} = 313,82 [m³/d]

$$t_{\text{llenado}} = \frac{34364 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{d}} \right]}{313,82 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{d}} \right]} = 109,5 \text{ [días]}$$

Esto significa que aproximadamente en 110 días (alrededor de tres meses y medio) después de iniciar la inyección, los pozos comenzarán a mostrar respuesta. Este tiempo es razonable y consistente con proyectos en yacimientos maduros o parcialmente vacíos, donde el volumen de fill up representa solo una fracción del volumen poral total y el barrido inicial de gas se desplaza rápidamente.

6.3.2-Pronósticos de producción

Realizando el mismo análisis efectuado en la etapa de reacondicionamiento, y considerando que no todos los pozos son contactados por los inyectores ni producen desde todas las capas, se elaboró un pronóstico de producción por pozo. Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla.

Sigla	Tipo de Pozo	C22 [bbl/d]	C23A [bbl/d]	C23B [bbl/d]	C24 [bbl/d]	C25 [bbl/d]	Caudal Estimado [bbl/d]
YPF.Ch.MMO-11	Productor	159,088			224,757		383,845
YPF.Ch.MMO-14	Productor	190,906				49,441	240,347
YPF.Ch.MMO-15	Productor		44,632		224,757	59,329	328,718
YPF.Ch.MMO-21	Productor					49,441	49,441
YPF.Ch.MMO-22	Productor			83,602		49,441	133,043
YPF.Ch.MMO-23	Productor	190,906	53,559		224,757		469,221
YPF.Ch.MMO-24	Productor	159,088	53,559		187,297		399,944
YPF.Ch.MMO-28	Productor		53,559		224,757		278,316
YPF.Ch.MMO-29	Productor		53,559	83,602			137,161
YPF.Ch.MMO-31	Productor		64,271	83,602		49,441	197,314
YPF.Ch.MMO-32	Injector	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-33	Productor	190,906	58,915	110,355			360,176
YPF.Ch.MMO-34	Productor	209,996			247,233	59,329	516,558
YPF.Ch.MMO-35	Injector	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-38	Productor		53,559	100,323		49,441	203,323
YPF.Ch.MMO-42	Abandonado	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-54	Abandonado	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-55	Abandonado	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-a19	Injector	-	-	-	-	-	-
YPF.Ch.MMO-a8	Injector	-	-	-	-	-	-
		Alcanzado por 1 inyector		Caudal Promedio/pozo [bbl/d]		284,416	
		Alcázado por mas de 1 inyector		Caudal Promedio/pozo [m3/d]		45,22	

Figura 124: Aportes por capa y caudales por pozo en la etapa de secundaria.

El caudal promedio estimado por pozo para la etapa de recuperación secundaria resulta similar al obtenido durante el reacondicionamiento, considerando siempre los caudales iniciales empleados para caracterizar el yacimiento. En esta etapa, el caudal promedio proyectado es de 45 m³/d.

Teniendo en cuenta que, durante la etapa de producción por recuperación secundaria, la declinación suele ser más suave en comparación con la producción sin inyección, se definieron nuevos parámetros para elaborar la curva de declinación correspondiente para el pozo tipo. Asimismo, al igual que en las etapas posteriores, se construyó también la curva de producción acumulada. Los parámetros de declinación adoptados para este escenario fueron los siguientes:

D hip =	0,07	[1/mes]	n =	0,35
D exp =	0,017	[1/mes]		

Figura 125: Parametros de declinacion para la etapa de secundaria.

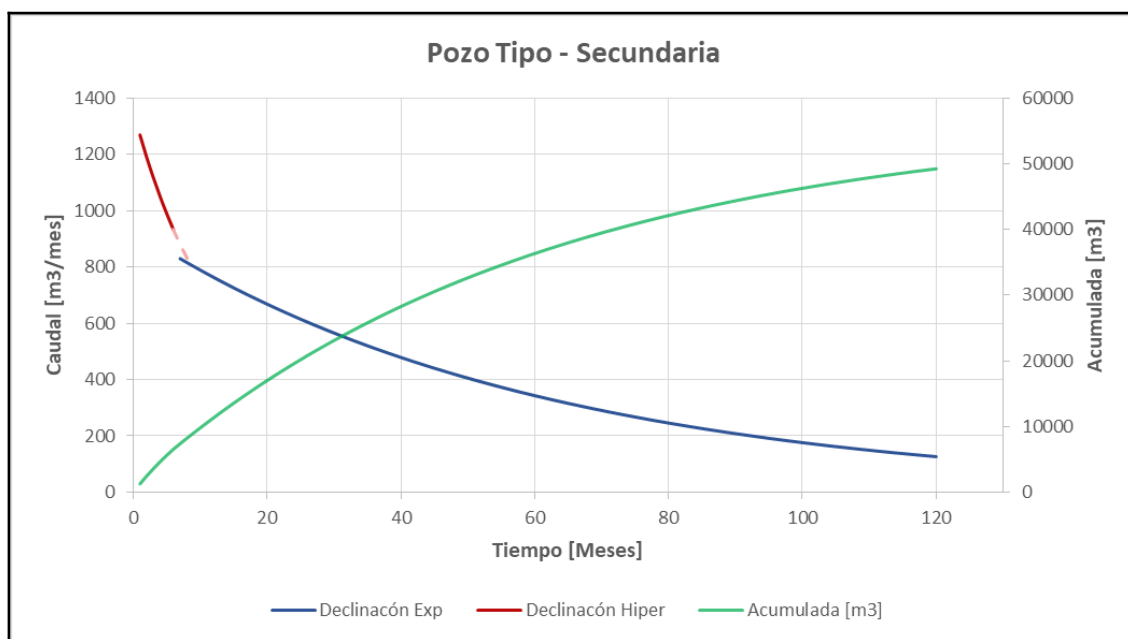


Figura 126: Curva de declinación y acumulada para el pozo tipo en la etapa de secundaria.

Los resultados obtenidos permitieron comparar esta etapa con las etapas previamente analizadas.

	Condiciones Iniciales	Condiciones post-estimulaciones	Condiciones Secundaria
Q inicial [m³/d]	28	40	45
Vida útil [Meses]	31	45	68
EUR [m³]	14096	25200	38910
EUR (10 años) [m³]	25000	35300	49270

Figura 127: Comparación de cada una de las etapas.

7. PROYECTO INTREGAL MATA MAGALLANES OESTE

Cada una de las etapas anteriores (reacondicionamiento y proyecto de inyección de agua) fue evaluada considerando las condiciones iniciales

del yacimiento. En este proyecto integrado, el objetivo es ejecutar cada fase a medida que la producción declina hasta el caudal de abandono previamente definido, estimado en 10 m³/d.

Tomando en cuenta esta premisa, se elaboró una curva de declinación global para todo el proyecto, integrando las tres etapas. Para las etapas posteriores, los caudales iniciales fueron recalculados en función de la relación existente con el caudal inicial del yacimiento, asegurando una transición coherente entre cada etapa del proyecto.

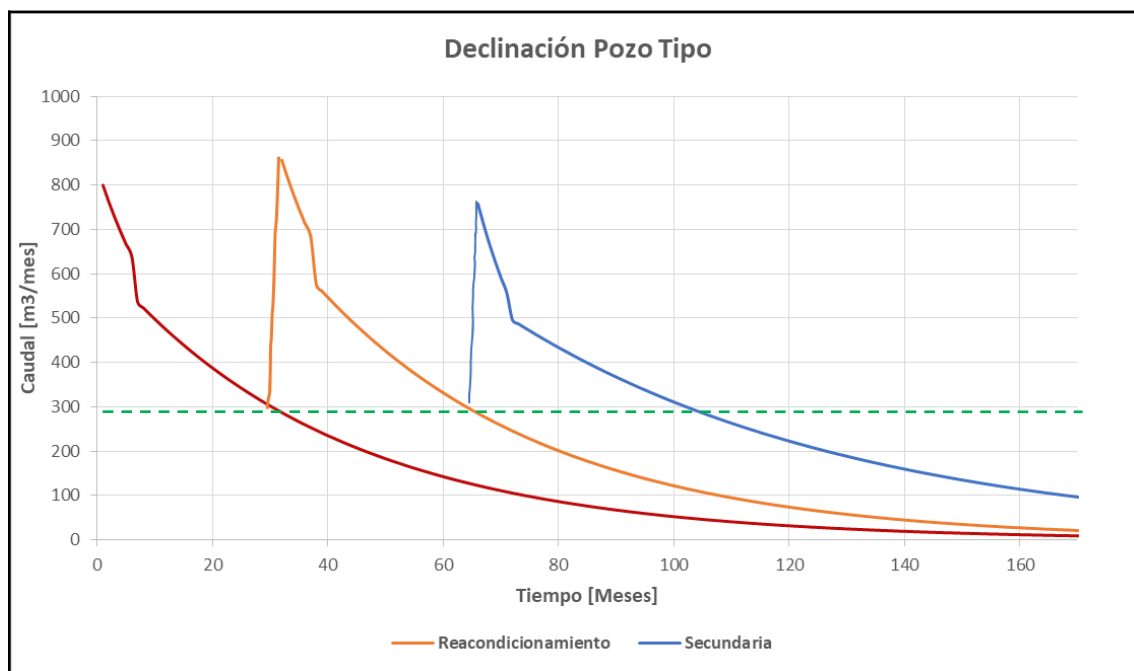


Figura 128: Curva de declinación del proyecto integrado.

La línea punteada de color verde indica el caudal de abandono estimado, expresado en unidades de barriles por mes.

A partir de la curva de declinación se observa que el primer caudal de abandono se alcanza a los 31 meses (aproximadamente 2 años y 7 meses), tal como se determinó en la primera etapa. Posteriormente, se ejecutaría la segunda etapa del proyecto, correspondiente al reacondicionamiento y estimulación de los pozos, extendiendo la vida útil hasta los 65 meses (aproximadamente 5 años y 5 meses).

A partir del mes 62 (5 años y 2 meses), comenzaría la etapa de recuperación secundaria, considerando un tiempo de llenado de 3 meses para que el yacimiento responda a la inyección, tal como se obtuvo en el capítulo anterior. Con esta estrategia integrada, el pozo tipo vuelve a alcanzar su caudal de abandono a los 103 meses (8 años y 7 meses) desde el inicio del proyecto, mostrando cómo la combinación secuencial de etapas

permite prolongar la producción y maximizar la recuperación final de hidrocarburos.

7.1-Acumulada total del proyecto

En la figura siguiente se muestra la curva de producción acumulada del pozo tipo en función del tiempo, donde se puede observar el alcance y efecto del proyecto integrado propuesto.

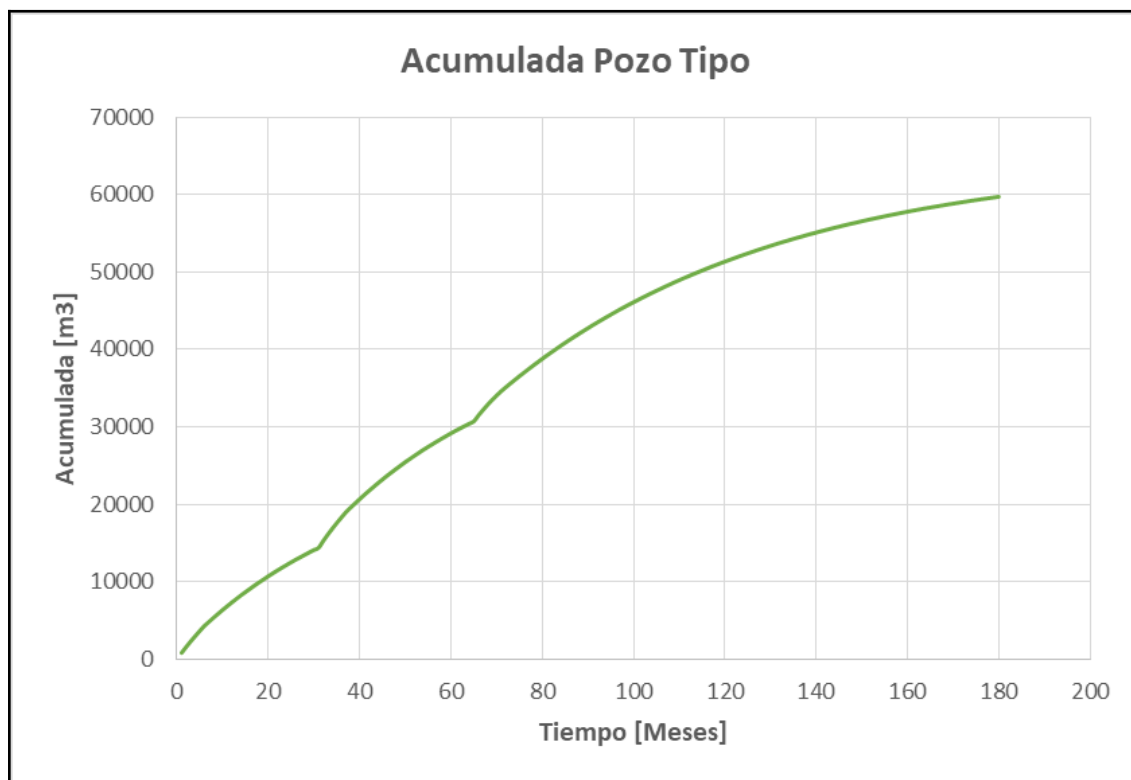


Figura 129: Curva de producción acumulada del proyecto integrado.

A partir de esta curva, se estimó la producción total recuperable por pozo bajo el esquema integrado. La producción acumulada se calculó hasta el momento en que se alcanza el caudal de abandono y luego se extendió hasta un horizonte operacional de 10 años, que corresponde a la duración proyectada del desarrollo.

El EUR calculado hasta el momento en que el pozo alcanza el caudal de abandono ($10 \text{ m}^3/\text{d}$) es de:

$$EUR = 47109,06 [\text{m}^3]$$

Como se comentó anteriormente, este valor se alcanza aproximadamente a los 8 años y medio desde el inicio del proyecto, lo que representa la vida útil del pozo bajo las condiciones actuales. Asimismo,

proyectando la producción hasta los 10 años (horizonte estimado de duración del proyecto) el EUR acumulado es:

$$EUR(10 \text{ años}) = 51360,15 [m^3]$$

En síntesis, la integración de las tres etapas operativas (producción primaria, reacondicionamiento y recuperación secundaria) permite extender significativamente la vida útil del pozo tipo, pasando de un límite inicial de 31 meses a más de 100 meses de producción efectiva. La secuencia de intervenciones no solo incrementa la productividad, sino que también mejora la eficiencia de drenaje del yacimiento, reflejándose en un aumento del EUR desde 47.109 m³ (valor asociado al caudal de abandono) hasta 51.360 m³ cuando se considera el horizonte de operación de 10 años.

Esta producción acumulada corresponde al pozo tipo del área. Al considerar además los restantes pozos incluidos en el área de estudio, es posible extrapolar este comportamiento y estimar la producción acumulada total que podría alcanzarse con el desarrollo completo del proyecto.

Teniendo en cuenta la producción acumulada estimada hasta el caudal de abandono para 10 pozos en la zona (si bien son 13 los pozos productores considerados en el área, se optó por utilizar un número menor con el fin de adoptar un criterio conservador) se obtiene que la producción acumulada total esperada para el proyecto es de:

$$EUR_{Total} = 471090,6 [m^3]$$

Este análisis demuestra que la estrategia integrada propone un desarrollo técnicamente sustentable, maximizando la recuperación final y proporcionando una base sólida para futuras evaluaciones económicas y de planificación del campo.

7.2-Caudales estimados a lo largo del tiempo

Con el objetivo de evaluar el desempeño futuro del yacimiento bajo el proyecto integrado propuesto, que incluye la declinación natural, las etapas de reacondicionamiento y la posterior recuperación secundaria mediante inyección de agua, se realizó una proyección de los caudales de petróleo, agua y caudal bruto para un horizonte de 15 años. Esta proyección permite

visualizar de manera integrada el efecto de cada etapa sobre la producción total del área, identificando repuntes, tendencias y cambios en la relación agua-petróleo a lo largo del tiempo.

A continuación, se presenta la figura con la evolución estimada de los caudales durante todo el proyecto.

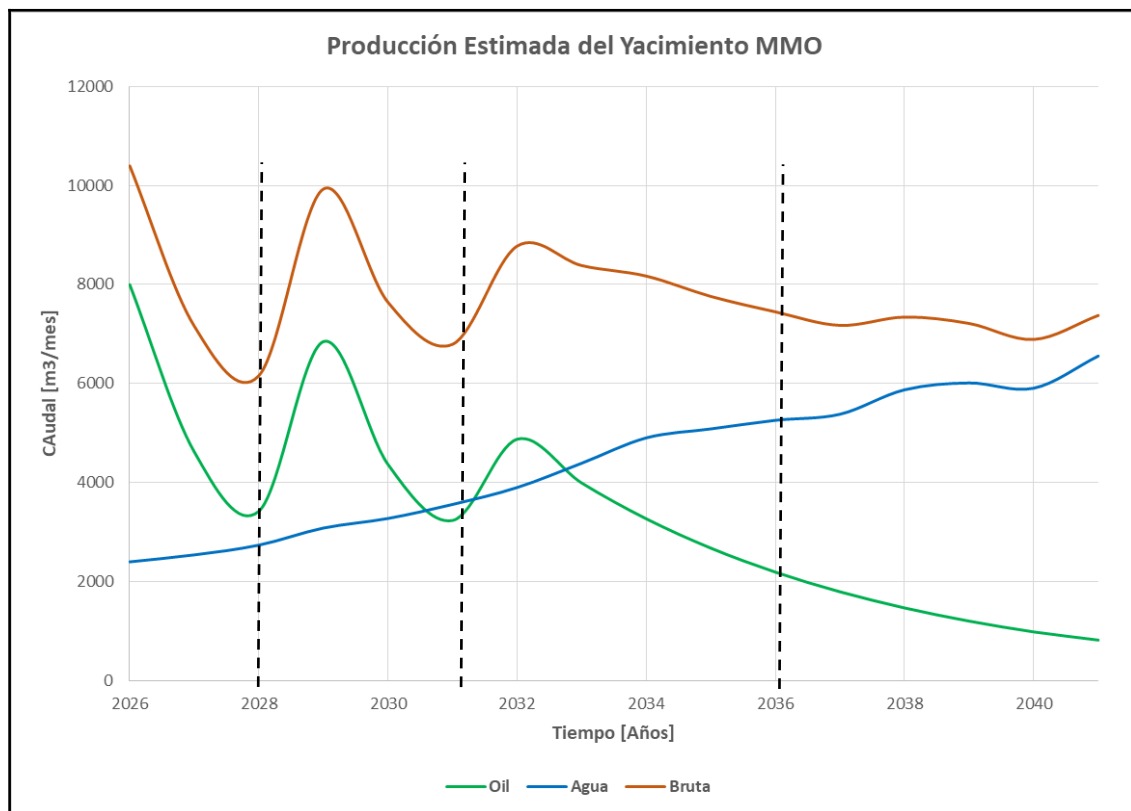


Figura 130: Proyección de caudales de producción del Yacimiento MMO (2026-2041).

La línea punteada en color negro incluida en la gráfica indica los momentos en los que se inician las distintas etapas operativas del proyecto (estimulación y recuperación secundaria). Esta referencia permite visualizar con claridad la influencia temporal de cada intervención sobre la evolución de los caudales de petróleo, agua y caudal bruto.

Además de las marcas que indican el inicio de cada etapa del proyecto, la gráfica también incluye una línea punteada adicional que representa el horizonte temporal originalmente establecido para la finalización del proyecto (10 años). Si bien este plazo se adoptó como referencia inicial, su presencia en la figura permite evaluar la posibilidad de extender el horizonte operativo en función del comportamiento proyectado de los caudales y del potencial productivo remanente del yacimiento.

La curva de petróleo (Oil) muestra un fuerte declino inicial, característico de un yacimiento maduro, seguido de repuntes asociados a las intervenciones planificadas. El incremento observado alrededor del año 2028 corresponde a la etapa de reacondicionamiento y estimulación,

mientras que el aumento cercano a 2031 se relaciona con el inicio del proyecto de inyección de agua. Tras estos repuntes, la tendencia vuelve a declinar de forma progresiva.

La curva de agua producida presenta un aumento gradual a lo largo del tiempo, lo cual es consistente con un incremento del corte de agua propio de la maduración del yacimiento y del avance del frente de inyección. Este crecimiento se acelera levemente después del inicio de la recuperación secundaria, indicando una mayor contribución del agua inyectada al sistema.

En cuanto al fluido bruto, su comportamiento refleja la suma de las dos curvas anteriores, presentando picos asociados a las intervenciones y una tendencia general moderadamente decreciente en el largo plazo. Las variaciones temporales evidencian tanto la respuesta del yacimiento frente a las actividades de reacondicionamiento como la evolución natural del sistema bajo inyección.

Este análisis permite comprender de forma integrada la dinámica productiva proyectada para el área y sirve como base para estimar los volúmenes recuperables y evaluar la viabilidad económica del proyecto.

7.3-Fuentes de agua para la etapa de inyección

En el capítulo correspondiente al proyecto de recuperación secundaria se estimó el caudal necesario para la inyección de agua, cuyo valor resultó ser 313,82 m³/d. Como esta etapa se pondrá en marcha aproximadamente a mediados del quinto año del proyecto, en ese momento el yacimiento producirá cerca de 15 m³/d por pozo, lo que equivale a una producción total de 150 m³/d para los diez pozos considerados en el área de estudio.

Dado que la relación agua-petróleo esperada para ese momento es $WOR \approx 1$, se estima que el caudal de agua producida será también del orden de 150 m³/d. Este volumen puede aprovecharse directamente para abastecer parte del sistema de inyección.

Sin embargo, esta cantidad cubre menos de la mitad del caudal requerido, por lo que se necesitarán 163,82 m³/d adicionales. Para suplir este déficit, se propone reactivar pozos que no estaban contemplados en el diseño inicial del proyecto. Los pozos seleccionados son:

- MMO-25
- MMO-26
- MMO-43

A partir de los ensayos y perfiles, se sabe que estos pozos han interceptado capas acuíferas y pueden aportar el volumen necesario para completar el caudal de inyección requerido. Los caudales estimados para cada pozo se detallan a continuación en la tabla correspondiente.

Pozo	Estado	Profundidad	Pronóstico	Caudal [m3/d]
MMO-25	Suspendido	1471,6/73,6	Agua	9,4
		1612,3/13,8	Agua + RP	10,23
		1664/65	Agua	9,82
		1688/90	Agua	12,03
MMO-26	Suspendido	1690/97	Agua	13,66
		1713/15	Agua	11,63
MMO-43	Abandonado	1280,1/81,1	Agua + RP	15
		1307,8/09,1	Agua	13
		1345/48	Agua + RP	15,9
		1394,5/02	Agua	16
		1414/16	Agua	12
		1460,5/62	Agua	11,8
		1498/04	Agua + RP	17,5
		1534,5/36	Agua + RP	12
		1601/03	Agua + RP	12
		1618/19,5	Agua + RP	19
		1637,4/39,4	Agua	20
		1650,8/52,8	Agua	11
		1696,9/98,4	Agua	9,5
		1730/31,5	Agua + RP	13,6
			Total [m3/d]	265,07

Figura 131: Pronósticos de caudales para cada uno de los pozos.

Estos pozos podrían ponerse en funcionamiento alrededor del quinto año del proyecto, coincidiendo con el momento en que comienza la etapa de recuperación secundaria. El costo de reacondicionamiento y puesta en marcha deberá ser incluido posteriormente en el análisis económico.

Durante la etapa inicial de inyección, previa a la irrupción del frente de agua en los productores, se requerirá el aporte total de los pozos de agua para cubrir el caudal objetivo. Una vez que el frente de agua comience a llegar a los pozos productores del proyecto, la demanda de agua suplementaria disminuirá progresivamente, ya que aumentará el volumen de agua producido por los mismos.

7.4-Instalaciones de superficie

Dado que el proyecto contempla la reactivación de pozos y la puesta en marcha de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, es fundamental evaluar si las instalaciones de superficie actuales son capaces de manejar los nuevos caudales de producción y tratamiento, estimados en aproximadamente 500 m³/d de fluido bruto máximo para el área.

Las instalaciones disponibles están compuestas por:

- 1 Manifold de 26 bocas.
- 2 Calentadores de fuego directo (1.150.000 Cal).
- 1 Calentador de fuego indirecto (350.000 Cal).
- 1 Tanque cortador de 500 m³.
- 1 Tanque de purga de 1.000 m³.
- 3 tanques de almacenamiento y despacho (160 m³ cada uno).
- 2 tanques de control (40 m³ cada uno).
- 2 separadores generales.
- 1 separador de control.
- 1 bomba de transferencia.
- 1 bomba de inyección de agua de purga (Kobe, motor a gas).
- 1 grupo electrógeno de 65 kVA.
- 2 piletas API de 15 × 10 m.
- 1 pileta API de 6 × 4 m.
- Sistema de iluminación general.

Si bien las instalaciones existentes fueron diseñadas originalmente para este yacimiento, es importante remarcar que son equipos antiguos, lo cual puede limitar su rendimiento real más allá de lo que indican sus capacidades nominales. A esto se suma que en el área existen dos bombas adicionales de características similares a la bomba de inyección actual, aunque hoy se encuentran en desuso.

Por esta razón, antes de iniciar el proyecto es indispensable realizar inspecciones internas en tanques, equipos de calefacción, líneas y sistemas de separación para confirmar que continúan dentro de sus parámetros de diseño.

7.4.1-Capacidad del sistema de almacenamiento y tratamiento

Tanques de almacenamiento

El área cuenta con más de 1.000 m³ de capacidad útil distribuida en distintos tanques. Considerando un caudal máximo esperado de 500 m³/d, esto significa que las instalaciones pueden almacenar dos días completos de producción sin problemas.

Esto es adecuado para operaciones normales, maniobras operativas y contingencias menores. Sin embargo, debido a la antigüedad de los tanques es recomendable:

- Verificar espesores, corrosión interna y estado de pinturas,
- Realizar limpieza interna para recuperar capacidad efectiva,

Separadores

Los separadores existentes fueron diseñados para manejar caudales superiores a los actuales de un solo “train” de producción. Es decir, la producción calculada coincide con la capacidad histórica para la cual los separadores fueron instalados, por lo que el sistema debería responder bien, siempre que se confirme que:

- Que el nivel de agua libre no esté limitado por flotadores deteriorados.
- Que no existan pérdidas de eficiencia de separación por corrosión interna o acumulación de incrustaciones.
- Que los calefactores funcionen en condiciones para mantener el crudo en un rango apropiado de viscosidad.

Calentadores

Los calentadores disponibles suman una capacidad térmica significativa. El calentador principal tiene 1.150.000 Cal/h, suficiente para acondicionar fluidos en rangos superiores a los esperados, ya que el volumen bruto de 500 m³/d equivale a aproximadamente 20-25 m³/h, valor manejable con la potencia instalada.

No obstante, debido a que estos equipos son antiguos, es crítico:

- Revisar quemadores, serpentines y pérdidas térmicas.
- Asegurar que la combustión sea estable.
- Verificar que el sistema de seguridad funcione correctamente.

Sistema API y calidad del agua

El correcto funcionamiento del sistema API es indispensable, sobre todo porque el agua producida será reutilizada para inyección. Con WOR cercano a 1 durante la etapa previa a la secundaria, se espera disponer de 150 m³/d de agua producida, que podrán ser enviados para tratamiento y posteriormente a inyección.

Para que esto sea viable sin riesgos de taponamientos, es necesario:

- Verificar limpieza de piletas.
- Revisar pendientes de drenaje.
- Medir contenido de aceite en el agua (ppm oil).
- Controlar sólidos totales y bacterias.

Un mal desempeño del sistema API comprometería directamente la inyectividad del proyecto.

Evaluación del sistema de bombeo

El requerimiento de inyección para la recuperación secundaria es de:

$$Q_{inyTotal} = 313,82 \left[\frac{m^3}{d} \right]$$

El agua disponible en superficie a partir de la producción del yacimiento será aproximadamente 150 m³/d. Esto implica que:

$$Q_{déficit} = 313,82 - 150 = 163,82 \left[\frac{m^3}{d} \right]$$

Por lo tanto, será necesario complementar el aporte con pozos de agua dedicados, los cuales ya se han identificado (MMO-25, MMO-26 y MMO-43).

La bomba principal de inyección está operativa, pero por la antigüedad debe verificarse:

- Capacidad real de caudal y presión.
- Estado del pistón y empaquetaduras.
- Eficiencia mecánica y vibraciones.

Además, existen dos bombas adicionales en desuso, que podrían reacondicionarse. Contar con una bomba de respaldo es fundamental en un proyecto de inyección continua, ya que una detención prolongada podría disminuir la presión del barrido y afectar la continuidad del frente de inyección. Por lo tanto, se recomienda reactivar al menos una de estas bombas y dejar la otra como equipo de reserva.

Sistema eléctrico y alimentación

El grupo electrógeno actual tiene capacidad suficiente para abastecer las instalaciones en condiciones estándar, pero podría quedar limitado si:

- Se reactiva equipamiento adicional.
- Se ponen en funcionamiento más bombas.
- Aumenta la demanda térmica del sistema de calentamiento.

Se recomienda un estudio eléctrico específico para confirmar disponibilidad y estabilidad, y eventualmente considerar la incorporación de un equipo auxiliar o la reconexión a red si fuera posible.

Conclusiones operativas

El análisis de las instalaciones de superficie muestra que el yacimiento cuenta con una infraestructura capaz de manejar los caudales previstos para el proyecto integrado. La capacidad total de tanques permite operar con holgura, los calentadores poseen suficiente potencia térmica para acondicionar los volúmenes esperados y los separadores pueden procesar los caudales brutos estimados siempre que reciban mantenimiento adecuado.

No obstante, la antigüedad del sistema hace necesario un abordaje preventivo: inspecciones internas, limpieza de equipos, recuperación del sistema API y verificación del estado real de las bombas son tareas indispensables antes de poner en marcha la etapa de secundaria. Además, dada la importancia de la inyección continua, resulta fundamental reacondicionar al menos una de las bombas en desuso para garantizar redundancia operativa.

Con estas intervenciones, las instalaciones podrán acompañar de manera segura y eficiente las distintas etapas del proyecto, asegurando un manejo adecuado de los fluidos y minimizando los riesgos asociados a la operación.

8. SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE

La actividad hidrocarburífera en Argentina se desarrolla bajo un marco normativo que establece obligaciones específicas en materia de seguridad, salud ocupacional y protección del medio ambiente. Tanto el Estado Nacional como las provincias productoras regulan, supervisan y controlan las condiciones en que se ejecutan las operaciones, con el fin de garantizar prácticas responsables y minimizar los riesgos inherentes a la industria. Este conjunto de leyes, decretos y disposiciones conforma un sistema integral orientado a resguardar la integridad de los trabajadores, preservar los recursos naturales y asegurar un desarrollo sostenible de los hidrocarburos en todo el territorio nacional.

8.1-Régimen legal de los hidrocarburos en Argentina

El régimen legal de los hidrocarburos en Argentina se estructura en torno a una normativa que reconoce a estos recursos como bienes de

dominio originario de las provincias, según lo establecido a partir de la reforma constitucional de 1994 y la Ley 26.197, conocida como “Ley Corta”. Sobre esta base, se articulan competencias compartidas entre la Nación y las jurisdicciones provinciales para la exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos. La Ley 17.319 continúa siendo la norma marco que regula la actividad, estableciendo los tipos de concesiones, plazos, obligaciones de los operadores y condiciones de seguridad y protección ambiental. Complementariamente, distintos decretos y resoluciones técnicas actualizan los requisitos para asegurar el desarrollo eficiente, seguro y sostenible de los yacimientos, tanto convencionales como no convencionales.

8.2-Legislación Nacional

A nivel nacional, la actividad hidrocarburífera se encuentra enmarcada por un conjunto de normas que regulan la seguridad operativa, la salud de los trabajadores y la protección ambiental. Entre ellas destacan las leyes de Higiene y Seguridad, la Ley General del Ambiente y disposiciones específicas de la Secretaría de Energía que establecen estándares mínimos para las operaciones en yacimientos, transporte y tratamiento de hidrocarburos. Estas regulaciones conforman la base del ordenamiento jurídico nacional aplicable a la industria, dentro del cual se encuentran las principales normas que se detallan a continuación:

- Ley Nacional Nº 17319 de Hidrocarburos.
- Nueva Ley 27.007 de Hidrocarburos: Modificaciones a la ley 17.319.
- RESOLUCIÓN 105/92 - (SE): Establece las Normas y Procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación. Establece una serie de prácticas destinadas a la protección del ambiente: Obligación de realizar estudios ambientales previos y monitoreos de obras y tareas, tanto para las etapas de exploración como de explotación. Normas relacionadas con el levantamiento de campamentos, construcción de accesos y picadas, utilización de explosivos, fuentes de energía no explosivas, etc.
- RESOLUCIÓN 252/93 - (SE): Guías de recomendaciones para la preparación de estudios ambientales o planes de contingencia.
- RESOLUCIÓN 340/93 - (SE): Obligación de presentación de un estado de situación de ambientes naturales en áreas en operación.
- RESOLUCIÓN 341/93 - (SE): Establece el cronograma de reacondicionamiento de piletas y restauración de suelos.

- RESOLUCIÓN 342/93 - (SE): Establece la estructura que deberán tener los planes de contingencia de La Resolución 252/93.
- RESOLUCIÓN 5/96 - (SE): Establece las normas para el abandono de Pozos de Hidrocarburos
- DISPOSICIÓN 76/97 - (SSC): Sobre tanques cisternas.
- RESOLUCIÓN 286/98- (SSC): Alcances de informes de auditorías.
- RESOLUCIÓN 25/04 - (SE): Normas para la presentación de Estudios ambientales correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos. Modifica y/o complementa la Resolución 252/93, la ley 17319 y la Resolución 27/93 (aprobado por Res. 25/94).
- RESOLUCIÓN 24/04 - (SE): Compañías operadoras de áreas de exploración y/o explotación de hidrocarburos. Clasificación de los incidentes ambientales. Normas para la presentación de informes de incidentes ambientales. Modifica y/o complementa la Ley 17319 y la Resolución 342/93.
- RESOLUCION 785/05 - (SE): Sobre Programa nacional de control de pérdidas de tanques aéreos.
- DECRETO 401/05 -(PEN): Modifica el Decreto 10877/60 reglamentario de la Ley 13660, ampliando la aplicación de la norma.
- DECRETO 44/91 -(PEN): Reglamentar el transporte de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio presentado por medio de instalaciones permanentes y/o fijas.
- DISPOSICIÓN 123/06 (SSC): Aprueba las normas de protección ambiental para los sistemas de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias.
- Ley Nacional N° 24498 o Código de Minería.
- Ley Nacional N° 26154 de regímenes promocionales de exploración y explotación de hidrocarburos en las provincias que adhieran y en la plataforma continental argentina.
- Ley Nacional N° 26197 modificatoria de la 17319 o Ley Corta de Hidrocarburos, deslindando el dominio provincial y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires de los yacimientos submarinos en las costas oceánica y del Río de la Plata.

- Decreto PEN N° 1454/2007 Cánón de Exploración y de Explotación.
- Ley Nacional N° 26659: Que establece condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en la Plataforma Continental Argentina.
- Ley del Gas 24.076 y decretos reglamentarios: regula el transporte y distribución de gas natural.
- LEY 25688 - LEY DE PRESUPUESTOS MINIMOS - AGUAS: sobre presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Utilización de las aguas. Cuenca hídrica superficial y sobre comités de cuencas hídricas.
- LEY 26639/2010 - RÉGIMEN DE PRESUPUESTOS MÍNIMOS PARA LA PRESERVACIÓN DE LOS GLACIARES Y DEL AMBIENTE PERIGLACIAL: e establecen los presupuestos mínimos para la preservación de los glaciares y el ambiente periglacial con el fin de preservarlos como reservas estratégicas de recursos hídricos para el consumo humano, para la agricultura y como proveedores.
- LEY 25612 - LEY DE PRESUPUESTOS MÍNIMOS - RESIDUOS INDUSTRIALES Y ACTIVIDADES DE SERVICIOS: Establece los presupuestos mínimos de protección ambiental sobre la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicio, que sean generados en todo el territorio nacional y derivados de procesos industriales o de actividades de servicios.
- LEY 25670 - PCBS - PRESUPUESTOS PARA SU GESTIÓN Y ELIMINACIÓN: establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para la gestión de los PCBs, en todo el territorio de la nación, su registro, autoridad de aplicación, responsabilidades, infracciones y sanciones.
- RESOLUCIÓN 437/01-209/01-MTESSN - MINISTERIO DE TRABAJO EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL DE LA NACION: Producción, comercialización, importación PCBs - Prohibiciones.
- RESOLUCIÓN 369/91 - SECRETARIA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE: Normas para el uso manipuleo y disposición segura de bifenilos policlorados y sus desechos.
- RESOLUCIÓN 897/92 - (SAyDS): Agrega nueva categoría Y48 referente a materiales y elementos contaminados.
- RESOLUCIÓN 413/93 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO: Registro de operadores, transportistas y generadores residuos peligrosos.

- RESOLUCION 1367/99 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO: Inscripción-renovación y registro de residuos peligrosos.
- RESOLUCIÓN 185/99 - SECRETARIA DE RECURSOS NATURALES Y DESARROLLO SUSTENTABLE: Operadores con equipos transportable.
- RESOLUCIÓN 1221/00 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO: Actividades que generan residuos peligrosos - definiciones.
- LEY 24051 - RESIDUOS PELIGROSOS: La generación, manipulación, transporte, tratamiento y disposición final de residuos peligrosos quedarán sujetos a las disposiciones de la presente ley, cuando se trate de residuos generados o ubicados en lugares sometidos a jurisdicción nacional o, aunque ubicados en territorio de una provincia estuvieren destinados al transporte fuera de ella, o cuando, a criterio de la autoridad de aplicación, dichos residuos pudieren afectar a las personas o el ambiente más allá de la frontera de la provincia en que se hubiesen generado. Las disposiciones de la presente serán también de aplicación a aquellos residuos peligrosos que pudieren constituirse en insumos para otros procesos industriales. Decreto Reglamentario 831/93. Posee modificatorias complementarias.
- RESOLUCIÓN 413/93 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO: Registro de operadores, transportistas y generadores residuos peligrosos.
- RESOLUCION 1367/99 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO: Inscripción-renovación registro residuos peligrosos.
- RESOLUCIÓN 185/99 - SECRETARIA DE RECURSOS NATURLES YDESARROLLO SUSTENTABLE: Operadores con equipos transportable.
- RESOLUCION 1221/00 - SECRETARIA RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE HUMANO: Actividades que generan residuos peligrosos - definiciones.
- RESOLUCION 926/05 (SAyDS): Tasa ambiental anual.
- RESOLUCION 737/01 (SDSyPA): Norma a la que se deberán ajustar los generadores, operadores y transportistas de residuos peligrosos que solicitan su inscripción registral.
- RESOLUCIÓN 27/93 (SE): Creación del registro de consultores en control y evaluación ambiental.

- **LEY 19587 - HIGIENE Y SEGURIDAD LABORAL:** Establece que las condiciones de higiene y seguridad en el trabajo se ajustaran en todo el territorio de la República Argentina a las normas de la presente ley y de las reglamentaciones que en consecuencia se dicten (posee modificatorias y complementarias). Decreto Reglamentario 351/79. Regula las condiciones de higiene en los ambientes laborales, las cuales contemplan entre otros, la contaminación ambiental, radiaciones, ruidos y vibraciones (posee modificatorias y complementarias).
- **DECRETO 249/07 - REGLAMENTO DE HIGIENE Y SEGURIDAD PARA LA ACTIVIDAD MINERA:** Establece que a partir del dictado del Decreto de referencia no serán de aplicación para la actividad minera las disposiciones del Decreto 351/79 y modificatorias, con excepción de las remisiones expresas que figuran en el ANEXO I del mencionado Decreto 249/07. Establece reglamentos internos de "normas de prevención" e informarlos a la aseguradora de riesgos del trabajo, para que ésta los apruebe. Adecuarán las condiciones de éste a lo establecido en la Resolución MTESS 295/03 o sus sustitutivas o modificatorias, con las correspondientes correcciones por altitud sobre el nivel del mar (altitud snm) y duración de jornada diaria, semanal, quincenal o según período correspondiente.
- **RESOLUCIÓN 523/95(MTSS):** Modifica parcialmente el Decreto 351/79- Art. 58- y establece estándares de calidad de agua potable.
- **LEY 24557 - LEY DE RIESGOS DEL TRABAJO:** Establece el sistema integral de prevención de riesgos del trabajo y el régimen legal de las Aseguradoras de Riesgos del Trabajo (ART). Establece: Objetivos y ámbito de aplicación, prevención de los riesgos del trabajo, contingencias y situaciones cubiertas, prestaciones dinerarias y en especie, determinación y revisión de las incapacidades., etc.
- **RESOLUCION 743/03 SRT:** Sobre Registro nacional de prevención de accidentes mayores. Actualización listado de sustancias químicas.
- **LEY 13660:** Regula la seguridad de Instalaciones de elaboración, transformación de almacenamiento de combustibles. Se halla reglamentada por el Decreto 10577/60 a los fines de prevención del fuego y su propagación en instalaciones. Auditorias de seguridad en instalaciones de almacenamiento: A efectos de auditar el cumplimiento de tanto las normas emanadas de la ley 13660 y su Decreto reglamentario 10877/60 para instalaciones de almacenaje, como de las emanadas del Decreto 2407/83 para bocas de expendio, la autoridad de aplicación dispuso la obligatoriedad de la contratación de servicios de auditoría externa. Resolución 404/94 y complementarias Disposiciones DNC 1, 2, y 5/95, Disposición 76/97 y Disposición SSC 14/98. En estas mismas normas se establecen

algunas obligaciones de naturaleza ambiental, como ser la obligación de realización de estudios de estanqueidad de instalaciones de sistemas de almacenaje subterráneo de hidrocarburos (SASH) y cisternas de almacenaje, normas sobre detección y reparación de daños producidos por perdidas etc.

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

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

Reserva de áreas: Las provincias y el Estado Nacional no podrán realizar reservas de áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal. En el caso que ya las tengan reservadas, pueden buscar socios pero tienen que comprometerse a invertir para participar en el proyecto. De este modo desaparece el “acarreo”, es decir, la participación sin inversión de las empresas provinciales en proyectos de concesionarias privadas.

Período de exploración: Se establecen plazos acotados para el período exclusivo de exploración: hasta 11 años en convencionales (1ra. etapa, 2da.

etapa y prórroga) y 13 en no convencionales. Después de un primer período de 3 (convencionales) o 4 años (no convencionales), el permisionario puede decidir si sigue explorando el área o la devuelve al Estado. El otorgamiento de la prórroga está sujeto al cumplimiento del plan de inversiones. Se incrementan los valores del cánón durante el período de exploración en beneficio de las provincias.

Pliegos de licitación: Se promueve la unificación de los procedimientos de licitación. Regirá un pliego modelo para todo el país que será confeccionado por la Secretaría de Energía y las provincias.

Concesión de la explotación: Se diferencian y amplían los plazos de concesión: 25 años para convencionales, 30 para offshore y 35 años para no convencionales. En la ley anterior era de 25 años y no se discriminan los diferentes tipos de explotación. La ley describe y da entidad en un apartado especial al shale oil y al shale gas.

Prórrogas de la concesión: Las concesiones de explotación podrán solicitar prórrogas por un plazo de 10 años, similar a la ley anterior. No figuran límites al pedido de prórrogas. Esto rige también para los que ya tienen concesiones vigentes que pueden requerir subdividir las áreas en exploración en convencional y no convencional. Las empresas deberán pagar un bono de prórroga a las provincias cuyo monto máximo será igual a multiplicar las reservas comprobadas remanentes por 2% del precio promedio de los últimos dos años.

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

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

RSE: En el marco de este régimen, las concesionarias deberán aportar a las provincias productoras 2,5% del monto inicial de inversión en concepto de Responsabilidad Social Empresaria (RSE). La Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas

deberá determinar, además, fondos estatales para financiar obras de infraestructura en las provincias.

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

8.3-Legislación Provincial

Las provincias, como titulares originarias de los recursos naturales, dictan normativas propias para supervisar y controlar las actividades hidrocarburíferas dentro de su territorio. Estas disposiciones abarcan la evaluación de impacto ambiental, la gestión de residuos petroleros, los requisitos de seguridad industrial y los procedimientos de fiscalización. Cada jurisdicción cuenta con su propio ordenamiento complementario, cuyas normas más relevantes se presentan en el apartado siguiente.

- LEY XI N° 35 (antes LEY 5439) CODIGO AMBIENTAL: Tiene por objeto la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente de la provincia de Chubut, establece principios básicos del desarrollo sustentable y propiciando las acciones a los fines de asegurar la dinámica de los ecosistemas existentes, la óptima calidad del ambiente, el sostenimiento de la diversidad biológica y los recursos escénicos para sus habitantes y las generaciones futuras. Por su Artículo 164º se derogan las siguientes leyes: 1503, 2469, 3742, 3787, 3847, 4032, 4112, 4563, 4834, 4996 y 5092. Sin embargo, por Disposición 36/06, se adoptan como reglamentarios de dicho código los decretos reglamentarios de las leyes derogadas hasta tanto se dicte el reglamento pertinente.
- LEY 1503 (RAMA XI) - Abrogada por Ley N° XI 35 (LEY 5439) De protección de aguas y de aire. Modificada por ley 2226/83. Decreto 1403/83: Modificadorio multas ley 1503. Deroga Decreto 1330/78.- Decreto 2099/77: Reglamenta la ley 1503 sobre protección de aguas y atmosfera. Decreto 1402/83: Modifica niveles de vuelco. Modifica artículos del Decreto 2099/77: Establece los requisitos de los efluentes líquidos a ser descargados en cuerpos de aguas. Ley 2226/83: Modifica ley 1503 Protección de agua y de la atmosfera: Establece que los establecimientos industriales o de otra índole no podrán iniciar sus actividades, sin la construcción de instalaciones de evacuación y depuración de efluentes. Disposición 72/93 Normas para la disposición de aguas de purga.
- LEY XVII N° 53 (ANTES LEY 4148) Código de aguas de la provincia.
- DECRETO 216/98: Reglamenta ley 4148. Código de Aguas.

- DECRETO 1095/75: Reglamenta uso de aguas subterráneas.
- LEY XVII Nº 74 (ANTES LEY 5178) Cuencas Hidrográficas: Unidades de gestión denominadas comités de cuencas. Implementación por el poder ejecutivo de su creación y funcionamiento.
- LEY XVII Nº 88 (ANTES LEY 5850) Política Hídrica Provincial.
- DECRETO 1567/2009 (PEP) Registro Hidrogeológico provincial.
- LEY XI Nº 13 (ANTES LEY 3739/92): Prohíbe el ingreso a territorio provincial de residuos tóxicos, no biodegradables, con fines industriales o de depósitos.
- LEY 3742. DECRETO 1675/93 (abrogada LEY 5439 -LEY XI Nº 35): Adhesión ley 24051 y decreto reglamentario de la ley. Residuos peligrosos.
- DECRETO 1456/11: Regulación a las prácticas y modalidades actuales utilizadas en la gestión de los residuos petroleros.
- RESOLUCION 3/08 - MArCDS: Procesamiento de fluidos para la explotación petrolera. Empleo técnica de locación seca para la perforación de pozos.
- RESOLUCION 11/04 (SHyM): Registro de Pozos activos, inactivos y abandonados y Registro de pasivos ambientales de la actividad petrolera.
- RESOLUCION 14/07 (MArCDS): Registro Provincial de Tecnologías.
- RESOLUCION 15/07 (MArCDS): Registro provincial de generadores, operadores y transportistas de residuos petroleros.
- RESOLUCION 13/08 (MArCDS): Protección del suelo en áreas hidrocarburíferas. Mediante artículo 1 se establece que las empresas operadoras de las áreas hidrocarburíferas y gas, y las que cumplen servicios en las etapas de exploración, perforación, workover y pulling de pozos deberán cumplimentar lo estipulado por el artículo 1 de la Resolución 01/08 - SHyM y las mismas deberán presentar ante este Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable un "Programa de Adecuación".
- RESOLUCION 1/08 (SHyM): Protección del suelo durante actividades de exploración, perforación, workover y pulling.
- LEY XVII Nº 9 (antes LEY 1119) Conservación de suelos.

- LEY XVII Nº 17 (antes LEY 1921) Adhesión a la Ley Nacional 22428, sobre conservación de suelos.
- LEY 5843 (Rama XI) Modificación ley 5439. Registro de Gestión Ambiental de la actividad petrolera.
- DECRETO 10/95 Adopta con carácter de reglamento para la aplicación de los artículos 1, 3,5 y 7 del Decreto Ley 1503 en el ámbito de la actividad petrolera y las Resoluciones de la Secretaria de Energía de la Nación 105/92 y 341/93. Actividad Petrolera, Registro, Certificado Ambiental Anual. La Guía para la evaluación de la información requerida para la inscripción en el RPCAAP y obtención del Certificado ambiental.
- LEY XVII 43 (antes ley 3796): Adhesión a la Ley de federalización de Hidrocarburos.
- LEY XVII Nro. 36 (antes 3199): Establece el dominio inalienable e imprescriptible de la Provincia del Chubut sobre los Yacimientos de Hidrocarburos líquidos y gaseosos existentes en su territorio.
- DISPOSICIÓN 072/93 (DGPA): Manejo aguas de producción. Piletas. Actividad petróleo.
- RESOLUCIÓN 32/10 (MAYCDS): Aplicación de un tratamiento seguro y eficiente de aguas grises y negras generadas en campamentos y obradores de la actividad hidrocarburífera y minera.
- LEY XI Nº 15 (ANTES LEY 4069): Dispone obligatoriedad de restauración del espacio natural por labores mineras.
- DECRETO 3166/71: Establece normas de actuación en el proceso minero.
- LEY XVII Nº 35 (ANTES LEY 3129): Normas para la Explotación de Canteras.
- LEY XVII Nº 24 (ANTES LEY 2576): Creación del registro de productores mineros de la provincia.
- DISPOSICION 243/06 (DGPA): Explotación de yacimientos mineros. Distancias rutas/ cauces de agua.
- DECRETO 185/09 (MAYCDS) Reglamentación de la Ley Nro. 5439, la Ley 5541 (modificatoria de la Ley 5074) y del Expediente 2104/08-MAYCDS. - Anexo I, II, III, IV, V, VI y VII del presente Decreto como reglamentación del Título I, Capítulo I y el Título XI Capítulo I del Libro

Segundo de la Ley No 5439 - Código Ambiental de la Provincia del Chubut.

- DECRETO 1476/11 (MAyCDS) Modificatoria del Dto. 185/09.

9. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

La evaluación económica del proyecto se desarrolla considerando un horizonte temporal de 10 años, período durante el cual se estima la producción acumulada resultante de las intervenciones propuestas para el área de estudio. Para este análisis se adopta un precio de referencia de 60 USD/bbl, y todas las inversiones, costos y flujos de ingresos se expresan en dólares estadounidenses, con el fin de mantener la comparabilidad y consistencia de los resultados.

El proyecto se basa en la caracterización técnica realizada previamente, donde se seleccionaron 23 pozos dentro del área, aunque finalmente 20 fueron incorporados al desarrollo económico por contar con las mejores condiciones operativas y de potencial productivo. De este conjunto, 13 pozos funcionan como productores, 4 como inyectores (incluyendo la conversión propuesta del pozo MMO-35) y 3 como pozos de aporte de agua, necesarios para cubrir los requerimientos del esquema de recuperación secundaria.

La estimación de volúmenes acumulados se apoya en el comportamiento del pozo tipo, las curvas IPR, la respuesta esperada a los trabajos de reacondicionamiento y la eficiencia proyectada del barrido por inyección. A partir de estos elementos, este capítulo presenta el análisis de inversiones, costos operativos, ingresos previstos y los principales indicadores económicos del proyecto, permitiendo evaluar su viabilidad y su capacidad de generar valor durante la vida útil considerada.

9.1-Inversiones (Capex)

En este capítulo se presentan todas las inversiones necesarias para llevar adelante el proyecto, organizadas según las tres etapas principales previstas dentro del horizonte de 10 años. Cada etapa incluye diferentes trabajos en los pozos, en las instalaciones de superficie y en el sistema de inyección, por lo que resulta importante describir qué inversiones se necesitan y en qué momento del proyecto se realizan.

La primera etapa corresponde a los primeros años y reúne todas las tareas de reacondicionamiento general. Aquí se incluyen los trabajos iniciales en los pozos, la puesta a punto de las instalaciones y del yacimiento, y las mejoras básicas necesarias para asegurar que el área pueda producir de manera estable.

La segunda etapa, que comienza alrededor del segundo año, comprende las estimulaciones y fracturas selectivas. Estas actividades buscan mejorar la productividad de los pozos, abrir intervalos de mayor potencial y aumentar las tasas de producción antes de pasar a la siguiente fase.

La tercera etapa, prevista para el quinto año, reúne las inversiones destinadas a la puesta en marcha del sistema de recuperación secundaria. Esto incluye la conversión de pozos a inyectores, el reacondicionamiento de pozos de agua y la instalación del equipo necesario para inyectar agua al reservorio.

En los apartados siguientes se detalla la inversión correspondiente a cada una de estas etapas, explicando los trabajos incluidos y los costos estimados.

9.1.1-Inversión asociada a la etapa de reacondicionamiento

Para poder poner en marcha el proyecto integrado, primero es necesario dejar en condiciones todos los pozos que se van a utilizar. La mayoría de ellos se encuentran en situación de parada transitoria o requieren algún tipo de reparación o reacondicionamiento para volver a producir. En la actualidad, los únicos pozos que están en extracción efectiva son el MMO-14 y el MMO-29, por lo que el resto necesita algún tipo de intervención inicial.

Además, el pozo MMO-35 será convertido en inyector para la etapa de recuperación secundaria. Por este motivo, no se lo considera dentro de las inversiones iniciales de reacondicionamiento, ya que su intervención se realizará más adelante, cuando se implemente el sistema de inyección de agua.

La primera etapa del proyecto reúne todas las inversiones destinadas a poner en condiciones operativas los 16 pozos del área, contemplando tanto los trabajos de reparación como los de reactivación, según las necesidades particulares de cada caso. Es importante destacar que algunos pozos requieren dos intervenciones consecutivas: primero una reparación mecánica y posteriormente su reactivación. Por este motivo, el número total de operaciones realizadas es mayor que la cantidad de pozos existentes.

En la siguiente tabla se presenta el desglose de pozos intervenidos y la inversión total asociada a cada actividad, correspondiente a esta primera etapa del proyecto:

	Tareas	Nº de Pozos	Inversión/pozo	Inversión
AÑO 2026	Reparaciones mecánicas y limpieza	8	\$ 150.000,00	\$ 1.200.000,00
	Reactivación de pozos	13	\$ 80.000,00	\$ 1.040.000,00
	Abandono total de pozos	3	\$ 120.000,00	\$ 360.000,00
			Total	\$ 2.600.000,00

Figura 132: Inversiones - etapa de reacondicionamiento.

Las reparaciones mecánicas y limpieza, realizadas en 8 pozos, representan las intervenciones más complejas. Incluyen la extracción de equipos de fondo deteriorados, reemplazo de tubing o varillas dañadas, limpieza de sólidos y pruebas de hermeticidad. Estas tareas requieren más días de equipo y un mayor uso de materiales, por lo que se estimó un costo de USD 150.000 por pozo, alcanzando un total de USD 1.200.000.

La reactivación, realizada en 13 pozos, contempla trabajos de menor alcance, tales como limpieza inicial, ajustes de bombas, verificaciones en superficie y puesta en marcha controlada. Debido a su complejidad intermedia y menor carga operativa, se asignó un costo de USD 80.000 por pozo.

Finalmente, se contempla el abandono total de 3 pozos, una actividad regulada que requiere procedimientos estrictos como retiro de la completación, colocación de tapones de cemento, corte de casing y sellado final del sitio. Debido a estas exigencias técnicas y ambientales, se estimó un costo de USD 120.000 por pozo, alcanzando USD 360.000 en total.

Teniendo en cuenta las distintas inversiones asignadas a cada una de las tareas, la primera gran inversión a realizar asciende a:

$$\text{Etapa 1} = \text{USD } 2.600.000$$

9.1.2-Inversión asociada a la etapa de estimulaciones

Como parte del plan de inversiones distribuidas a lo largo de los 10 años de horizonte del proyecto, la segunda etapa se ejecuta a los 2 años de haber iniciado el desarrollo. Este momento coincide con la proyección de una disminución natural en la producción, por lo que resulta necesario aplicar trabajos de estimulación que permitan recuperar caudales, mejorar la conectividad con el reservorio y sostener la productividad del yacimiento.

Las actividades principales de esta fase son las acidificaciones, las fracturas hidráulicas y un presupuesto destinado a mantenimiento operativo, todas ellas enfocadas en optimizar el desempeño de los pozos ya reacondicionados en la etapa inicial.

A continuación se presenta el detalle de las tareas previstas y la inversión asociada a cada una:

	Tareas	Cantidad	Inversión/capa	Inversión
AÑO 2028	Acidificaciones	21	\$ 10.000,00	\$ 210.000,00
	Fracturas	5	\$ 50.000,00	\$ 250.000,00
	Mantenimiento	-	-	\$ 50.000,00
	Total			\$ 510.000,00

Figura 133: Inversiones - etapa de estimulaciones.

Se programan 21 acidificaciones, con un costo unitario de USD 10.000 por operación. Este valor incluye los equipos de bombeo, la mano de obra especializada, los químicos utilizados, así como los tiempos operativos y logísticos. El costo se estima por capa, ya que cada intervención requiere un diseño particular y un control individual del volumen reactivo. Debido a su relación costo-beneficio, las acidificaciones son la herramienta más utilizada en campos maduros para contrarrestar declinaciones tempranas de producción.

Además, se prevén 5 fracturas hidráulicas, con un costo promedio de USD 50.000 por operación, correspondiente a un tratamiento estándar en la cuenca con alrededor de 300 bolsas de arena. Este valor contempla ingeniería del tratamiento, bombeo de alta presión, fluidos, materiales, logística y monitoreo posterior. Las fracturas representan la intervención de mayor impacto, ya que permiten mejorar significativamente la permeabilidad efectiva y ampliar el área de drenaje del pozo.

Se asigna un monto global de USD 50.000 para mantenimiento del área durante esta etapa, cubriendo reparaciones menores, ajustes operativos y tareas de soporte que permiten acompañar las estimulaciones sin afectar la continuidad productiva.

Teniendo en cuenta las distintas inversiones asignadas a cada una de las tareas, la inversión total correspondiente a la segunda etapa del proyecto asciende a:

$$\text{Etapa 2} = \text{USD } 510.000$$

9.1.3-Inversión asociada a la etapa de recuperación secundaria

La tercera etapa del proyecto corresponde a las inversiones previstas para el año 2031, momento en el cual se inicia la implementación del esquema de recuperación secundaria por inyección de agua. Esta fase es fundamental dentro del horizonte total de 10 años, ya que permite sostener la presión del yacimiento y prolongar la productividad de los pozos productores. Las tareas contemplan tanto la preparación de pozos

inyectores como el reacondicionamiento de los pozos destinados a producir agua para el sistema.

A continuación se presenta el detalle de las actividades programadas y la inversión estimada para cada una:

	Tareas	N° de Pozos	Inversión/pozo	Inversión
2031	Reparaciones mecánicas y limpieza	3	\$ 150.000,00	\$ 450.000,00
	Reactivación de Inyector	3	\$ 80.000,00	\$ 240.000,00
	Conversión a Inyector	1	\$ 115.000,00	\$ 115.000,00
	Reacondicionamiento de Pozos de Agua	3	\$ 50.000,00	\$ 150.000,00
			Total	\$ 805.000,00

Figura 134: Inversiones - etapa de secundaria.

Las tareas de reparación y reactivación se realizan sobre los tres pozos inyectores existentes: MMO-A8, MMO-32 y MMO-A19. Incluye extracción de equipos deteriorados, reemplazo de tubing o elementos dañados, limpieza profunda, pruebas de presión y verificación de hermeticidad. Una vez completadas las reparaciones mecánicas, los tres pozos mencionados deben ser reactivados para su funcionamiento como inyectores. Esta actividad incluye apertura controlada del pozo, ajustes en la completación, chequeo de cañerías superficiales y puesta en marcha para recibir el sistema de inyección.

El pozo MMO-35 será convertido específicamente para operar como inyector dentro del esquema de recuperación secundaria. Esta conversión incluye:

- Retirada del equipo de producción.
- Instalación de completación apta para inyección.
- Pruebas de integridad.
- Adecuación de cabeza de pozo y líneas asociadas.

Por la naturaleza de la intervención y los materiales específicos necesarios, el costo estimado es de USD 115.000, consistente con proyectos similares de la cuenca.

Finalmente, los pozos destinados a producir agua para el sistema de inyección son MMO-24, MMO-25 y MMO-43. El reacondicionamiento incluye limpieza, revisión de completación, ajustes de bomba y pruebas de caudal y calidad de agua. Debido a que estos pozos requieren intervenciones menos exigentes que los pozos petroleros, se asigna un costo de USD 50.000 por pozo, reflejando su menor complejidad operativa.

Teniendo en cuenta las inversiones asignadas a cada una de estas tareas, la inversión total correspondiente a la etapa de recuperación secundaria es de:

Etapa 3= USD 805.000

9.1.4-Inversión asociada a las instalaciones de superficie

El proyecto integrado propuesto requiere no solo intervenciones en los pozos, sino también un conjunto de inversiones en las instalaciones de superficie existentes. Dado que el yacimiento posee varios años de operación, muchas de las facilidades actuales presentan desgaste natural, requieren mantenimiento y, en algunos casos, ampliaciones para poder acompañar de manera segura y eficiente el nuevo nivel de actividad. El objetivo principal de estas inversiones es garantizar que las instalaciones puedan manejar los caudales estimados de producción e inyección, cumplir con los estándares operativos actuales y asegurar la continuidad del proyecto a lo largo de su horizonte de 10 años.

A continuación, se presenta la tabla resumen con las inversiones previstas para las instalaciones de superficie.

	Instalaciones	Cantidad	Inversión/pozo	Inversión
AÑO 2026	Reparación Inst. Existentes	-	\$ 120.000,00	\$ 120.000,00
	Piping / manifolds	-	\$ 80.000,00	\$ 80.000,00
	Instrumentación y control	-	\$ 60.000,00	\$ 60.000,00
	Bomba + skid	1	\$ 250.000,00	\$ 250.000,00
	Satélite de Inyeccion	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00
	Repuestos críticos	-	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
			Total	\$ 600.000,00

Figura 135: Inversiones de superficie.

Las primeras inversiones se relacionan con la reparación y mantenimiento de las instalaciones existentes, como tanques, separadores, calentadores y quemadores. Debido a la edad del yacimiento, estos equipos presentan desgaste natural y requieren trabajos mantenimiento, pruebas de hermeticidad, recambio de internos y adecuaciones estructurales. Estas tareas permiten devolverles su capacidad operativa original, reducir riesgos y asegurar un manejo adecuado de los fluidos producidos.

También se contempla la inversión en piping y manifold, necesaria tanto para reemplazar líneas corroídas como para instalar nuevas conexiones que acompañen la reactivación de pozos y la futura etapa de recuperación secundaria. Esto incluye tramos de cañería, bridas, válvulas, soportes y trabajos de soldadura. Con estas mejoras se busca minimizar pérdidas, evitar fugas y garantizar un transporte seguro y eficiente de los fluidos.

Otra inversión clave es la destinada a instrumentación y control, que abarca la incorporación de caudalímetros, sensores de presión y temperatura, válvulas automáticas, sistemas de alarmas y la implementación de telemetría. Esta actualización tecnológica mejora

notablemente el monitoreo del yacimiento, permite operar con mayor precisión y reduce tiempos de respuesta ante desviaciones operativas.

Con vistas a la etapa de recuperación secundaria, se incluye la compra de una nueva bomba de inyección con su skid completo, equipada con motor y una unidad de respaldo. Esta inversión asegura la capacidad de inyectar los caudales de agua requeridos con continuidad, evitando interrupciones que afectarían directamente la eficiencia del proceso de desplazamiento.

Para optimizar la distribución del agua hacia los inyectores, se proyecta además la instalación de un satélite de inyección, que incluye líneas nuevas de alta presión, válvulas de control y dispositivos de regulación. Este equipo permitirá balancear correctamente los caudales hacia los cuatro pozos inyectores, reduciendo pérdidas de carga y mejorando la eficiencia del barrido.

Finalmente, se considera un presupuesto destinado a repuestos críticos, como válvulas, empaques, sellos, juntas y componentes eléctricos. Contar con este stock es fundamental para mantener la continuidad operativa del área y evitar demoras prolongadas ante fallas imprevistas, especialmente en un yacimiento con infraestructura madura.

Como resultado del análisis desarrollado, la inversión total estimada para la adecuación y ampliación de las instalaciones de superficie es de:

$$Inv. de superficie = USD 600.000$$

9.1.5-Inversión total

Una vez analizadas por separado las inversiones asociadas a cada etapa del proyecto integrado, es posible determinar la inversión total requerida para llevar adelante el desarrollo completo. Para ello, se sumaron todas las inversiones estimadas a lo largo del horizonte de evaluación, dándonos un valor de inversión total de:

$$Inv. Total = USD 4.515.000$$

También se calculó el aporte porcentual de cada etapa, permitiendo identificar cuáles son las fases que demandan el mayor esfuerzo de capital. A continuación, se presenta un gráfico con la participación de cada etapa en la inversión total y un cuadro resumen con el desglose de inversiones.



Figura 136: Desglose de Inversiones totales.

Etapa	Inversion	% de Inv.
Reactivación	\$ 2.600.000,00	57,6%
Inst. de Superficie	\$ 600.000,00	13,3%
Estimulación	\$ 510.000,00	11,3%
Secundaria	\$ 805.000,00	17,8%
Total	\$ 4.515.000,00	100%

Figura 137: Desglose de Inversiones totales en porcentajes.

9.2-Discriminación de costos (OPEX)

Después de analizar las inversiones necesarias para las distintas etapas del proyecto, es importante considerar los costos de operación, que son los gastos necesarios para mantener el yacimiento funcionando día a día. Esto incluye la operación de los pozos, el transporte del petróleo, el consumo de energía, los insumos y el personal.

Además, el yacimiento puede generar otros costos, como supervisión, seguridad, seguros, impuestos y cuidado ambiental. Conocer y estimar estos gastos permite tener una visión más completa de la economía del proyecto y ayuda a tomar decisiones sobre su desarrollo.

9.2.1-Costos de producción

A continuación, se presenta un desglose detallado de los costos asociados a la producción del yacimiento. Para facilitar su análisis, estos costos se han dividido en costos fijos y costos variables. Los costos fijos son aquellos que se mantienen relativamente constantes independientemente del nivel de producción, mientras que los costos variables dependen no solo del volumen de hidrocarburos extraído, sino también de factores como la duración del proyecto, la inflación y la evolución de los precios de insumos y servicios. Esta clasificación permite evaluar con mayor precisión la eficiencia operativa del proyecto y constituye un insumo clave para el cálculo del lifting cost y la planificación económica del yacimiento.

Costos Fijos

Costos Fijos	[USD/mes]	Descripción
Personal	\$ 40.000,00	Sueldos de ingenieros, operadores, supervisores y administración
Mantenimiento	\$ 7.500,00	Revisiones preventivas de equipos, bombas y sistemas generales
Seguros	\$ 4.000,00	Cobertura de equipos, responsabilidad civil y ambiental
Servicios	\$ 3.500,00	Oficinas, comunicaciones, seguridad industrial, limpieza
Administración	\$ 3.000,00	Contabilidad, gestión administrativa y planificación
Total	\$ 58.000,00	

Figura 138: Costos Fijos.

$$CF = 58.000 [USD/mes]$$

Costos Variables

Costos Variables	[USD/bbl]	Descripción
Tratamiento	\$ 2,50	Separación de agua, sólidos, control de calidad
Transporte	\$ 6,00	Combustible, mantenimiento de camiones, choferes, logística
Energía	\$ 1,00	Electricidad por bombeo, sistemas de control
Químicos e insumos	\$ 2,00	Ácidos, biocidas, inhibidores de corrosión, surfactantes
Mantenimiento de pozos	\$ 1,00	Reparaciones menores, reemplazo de bombas o válvulas
Mano de obra temporal	\$ 0,75	Personal adicional en operaciones especiales (estimulación)
Total	\$ 13,25	

Figura 139: Costos Variables.

$$CV = 13.25 [USD/bbl]$$

En los costos variables de químicos e insumos, así como en la mano de obra temporal, además de ajustarse según la producción, también se modificarán según la etapa en la que se encuentre el yacimiento.

9.2.2-Lifting Cost

El lifting cost representa el costo promedio de producir un barril de crudo en el yacimiento y constituye uno de los indicadores económicos más relevantes para evaluar la eficiencia operativa del proyecto. Este valor integra tanto los costos fijos, que se mantienen relativamente constantes en el tiempo, como los costos variables, que dependen del volumen producido y de factores como la inflación, el precio de los insumos y las distintas etapas de intervención del yacimiento.

Calcular el lifting cost año por año permite analizar cómo evoluciona la economía del proyecto a medida que avanza la producción, se aplican trabajos de reactivación, estimulaciones y posterior recuperación secundaria. Este análisis proporciona una visión integral del desempeño operativo y sirve como base para las etapas posteriores del análisis económico, como la estimación de flujos de caja, el cálculo del VAN y la TIR, y su análisis de sensibilidad.

Antes de presentar el cuadro, cabe aclarar que los costos fijos de químicos, insumos y mano de obra fueron ajustados en las etapas de mayor actividad operativa, como las estimulaciones y la recuperación secundaria, reflejando el incremento real en el uso de recursos durante esos períodos.

Asimismo, todos los costos se actualizaron aplicando un aumento del 25% cada cinco años, a fin de simular el efecto de la inflación a lo largo del proyecto.

A continuación, se presenta el cuadro con la producción anual, los costos fijos y los costos variables estimados para cada año del proyecto, hasta el año 2040.

Año	Producción [bbl/año]	Costos fijos [\$ /año]	Tratamiento de transporte [\$ /año]	Energía [\$ /año]	Químicos e insumos [\$ /año]	Mantenimiento específico [\$ /año]	Mano de obra temporal [\$ /año]	Total de costos variables [\$ /año]	Costos Totales [\$ /año]
2026	46028,8	\$ 58.000,00	\$ 115.072,00	\$ 46.028,80	\$ 92.057,60	\$ 46.028,80	\$ 34.521,60	\$ 333.708,80	\$ 391.708,80
2027	30484,29	\$ 58.000,00	\$ 76.210,73	\$ 30.484,29	\$ 60.968,58	\$ 30.484,29	\$ 22.863,22	\$ 221.011,10	\$ 279.011,10
2028	38604,76	\$ 58.000,00	\$ 96.511,90	\$ 38.604,76	\$ 77.209,52	\$ 38.604,76	\$ 28.953,57	\$ 279.884,51	\$ 337.884,51
2029	39508,05	\$ 58.000,00	\$ 98.770,13	\$ 39.508,05	\$ 79.016,10	\$ 39.508,05	\$ 29.631,04	\$ 286.433,36	\$ 344.433,36
2030	28823,86	\$ 58.000,00	\$ 72.059,65	\$ 28.823,86	\$ 57.647,72	\$ 28.823,86	\$ 21.617,90	\$ 208.972,99	\$ 266.972,99
2031	37405,48	\$ 72.500,00	\$ 93.513,70	\$ 37.405,48	\$ 74.810,96	\$ 37.405,48	\$ 28.054,11	\$ 271.189,73	\$ 343.689,73
2032	33625,19	\$ 72.500,00	\$ 84.062,98	\$ 33.625,19	\$ 67.250,38	\$ 33.625,19	\$ 25.218,89	\$ 243.782,63	\$ 316.282,63
2033	27529,99	\$ 72.500,00	\$ 68.824,98	\$ 27.529,99	\$ 55.059,98	\$ 27.529,99	\$ 20.647,49	\$ 199.592,43	\$ 272.092,43
2034	22539,58	\$ 72.500,00	\$ 56.348,95	\$ 22.539,58	\$ 45.079,16	\$ 22.539,58	\$ 16.904,69	\$ 163.411,96	\$ 235.911,96
2035	18453,93	\$ 72.500,00	\$ 46.134,83	\$ 18.453,93	\$ 36.907,86	\$ 18.453,93	\$ 13.840,45	\$ 133.790,99	\$ 206.290,99
2036	15108,77	\$ 87.000,00	\$ 37.771,93	\$ 15.108,77	\$ 30.217,54	\$ 15.108,77	\$ 11.331,58	\$ 109.538,58	\$ 196.538,58
2037	12369,98	\$ 87.000,00	\$ 30.924,95	\$ 12.369,98	\$ 24.739,96	\$ 12.369,98	\$ 9.277,49	\$ 89.682,36	\$ 176.682,36
2038	10129,18	\$ 87.000,00	\$ 25.322,95	\$ 10.129,18	\$ 20.258,36	\$ 10.129,18	\$ 7.596,89	\$ 73.436,56	\$ 160.436,56
2039	8291,87	\$ 87.000,00	\$ 20.729,68	\$ 8.291,87	\$ 16.583,74	\$ 8.291,87	\$ 6.218,90	\$ 60.116,06	\$ 147.116,06
2040	6789,39	\$ 87.000,00	\$ 16.973,48	\$ 6.789,39	\$ 13.578,78	\$ 6.789,39	\$ 5.092,04	\$ 49.223,08	\$ 136.223,08

Figura 140: Datos para el cálculo del lifting cost.

Con los valores de producción y los costos operativos previamente estimados, se procedió a calcular el lifting cost anual mediante la relación entre el costo total de cada año y el volumen producido en ese mismo período.

$$\text{Lifting Cost} = \frac{CF + CV}{\text{Producción}}$$

Los resultados obtenidos fueron:

Año	Producción [bbl/año]	Costos Totales [\$ /año]	Lifting Cost [\$/bbl]
2026	46028,8	\$ 391.708,80	8,51
2027	30484,29	\$ 279.011,10	9,15
2028	38604,76	\$ 337.884,51	8,75
2029	39508,05	\$ 344.433,36	8,72
2030	28823,86	\$ 266.972,99	9,26
2031	37405,48	\$ 343.689,73	9,19
2032	33625,19	\$ 316.282,63	9,41
2033	27529,99	\$ 272.092,43	9,88
2034	22539,58	\$ 235.911,96	10,47
2035	18453,93	\$ 206.290,99	11,18
2036	15108,77	\$ 196.538,58	13,01
2037	12369,98	\$ 176.682,36	14,28
2038	10129,18	\$ 160.436,56	15,84
2039	8291,87	\$ 147.116,06	17,74
2040	6789,39	\$ 136.223,08	20,06

Figura 141: Lifting cost.

El siguiente gráfico muestra la evolución del lifting cost junto con la producción anual del yacimiento, permitiendo observar la relación entre el costo unitario de extracción, la declinación natural y los cambios operativos introducidos en cada etapa del proyecto.

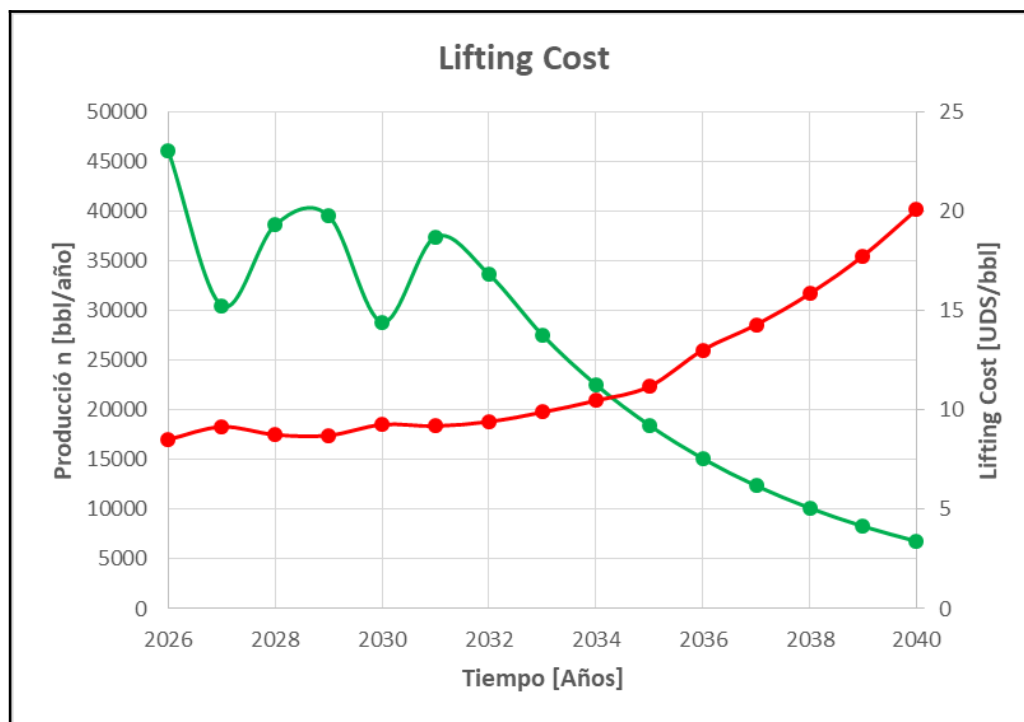


Figura 142: Evolución del Lifting Cost y Producción anual (2026-2040)

En el gráfico se observa que el valor del lifting cost se mantiene por debajo de 10 USD/bbl y permanece relativamente constante a lo largo del horizonte del proyecto, que abarca 10 años. Esta estabilidad se debe a que los costos operativos y variables se distribuyen de manera equilibrada respecto a la producción anual, y refleja que las intervenciones planificadas, como las estimulaciones y la recuperación secundaria, permiten mantener la eficiencia económica del yacimiento durante todo el período analizado.

9.3-Evaluación económica

En este capítulo se realiza la evaluación económica del proyecto, utilizando los flujos de caja generados por la producción estimada y los costos asociados a cada etapa de desarrollo del yacimiento. El objetivo es determinar la rentabilidad del proyecto y analizar la viabilidad de las inversiones realizadas en las distintas etapas.

Para ello, se emplean indicadores económicos clave como el cash flow, el pay-off, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Esta evaluación permite no solo cuantificar la rentabilidad esperada, sino también identificar los factores que más impactan en los resultados financieros y servir de base para el análisis de sensibilidad posterior.

9.3.1-Cash Flow (Flujo de caja)

El cash flow o flujo de caja representa los ingresos netos que genera el proyecto en cada período, considerando todos los ingresos y egresos asociados a la operación y explotación del yacimiento. Es la base para calcular los demás indicadores económicos como VAN y TIR.

El cash flow o flujo neto de caja para cada año se calcula aplicando la siguiente relación:

$$\text{Cash flow} = \text{Ingresos} - (\text{Costos} + \text{Inversiones})$$

En esta ecuación, los costos operativos e inversiones corresponden a los valores detallados en los capítulos anteriores, mientras que los ingresos se calculan como la producción anual multiplicada por el precio del barril, en nuestro caso, tomando un valor de Brent de 60 USD/bbl.

Los resultados del flujo de caja neto anual se presentan en la tabla que sigue, incluyendo la producción anual, ingresos, costos operativos, inversiones y otros costos. Esta información permite observar cómo varía el flujo de caja a lo largo de la vida del proyecto.

Año	Producción [UDS/bbl]	Ingresos [USD/año]	Costos [USD/año]	Inversiones [USD/año]	Flujo neto de caja [USD/año]
2026	46028,8	\$ 2.991.872,00	\$ 391.708,80	\$ 3.200.000,00	- 599.836,80
2027	30484,29	\$ 1.981.478,85	\$ 279.011,10	\$ -	1.702.467,75
2028	38604,76	\$ 2.509.309,40	\$ 337.884,51	\$ 510.000,00	1.661.424,89
2029	39508,05	\$ 2.568.023,25	\$ 344.433,36	\$ -	2.223.589,89
2030	28823,86	\$ 1.873.550,90	\$ 266.972,99	\$ -	1.606.577,92
2031	37405,48	\$ 2.431.356,20	\$ 343.689,73	\$ 805.000,00	1.282.666,47
2032	33625,19	\$ 2.185.637,35	\$ 316.282,63	\$ -	1.869.354,72
2033	27529,99	\$ 1.789.449,35	\$ 272.092,43	\$ -	1.517.356,92
2034	22539,58	\$ 1.465.072,70	\$ 235.911,96	\$ -	1.229.160,75
2035	18453,93	\$ 1.199.505,45	\$ 206.290,99	\$ -	993.214,46
2036	15108,77	\$ 982.070,05	\$ 196.538,58	\$ -	785.531,47
2037	12369,98	\$ 804.048,70	\$ 176.682,36	\$ -	627.366,35
2038	10129,18	\$ 658.396,70	\$ 160.436,56	\$ -	497.960,15
2039	8291,87	\$ 538.971,55	\$ 147.116,06	\$ -	391.855,49
2040	6789,39	\$ 441.310,35	\$ 136.223,08	\$ -	305.087,27

Figura 143: Cash Flow

El gráfico que sigue permite visualizar la evolución del flujo de caja neto y su relación con la producción anual durante todo el horizonte del proyecto.

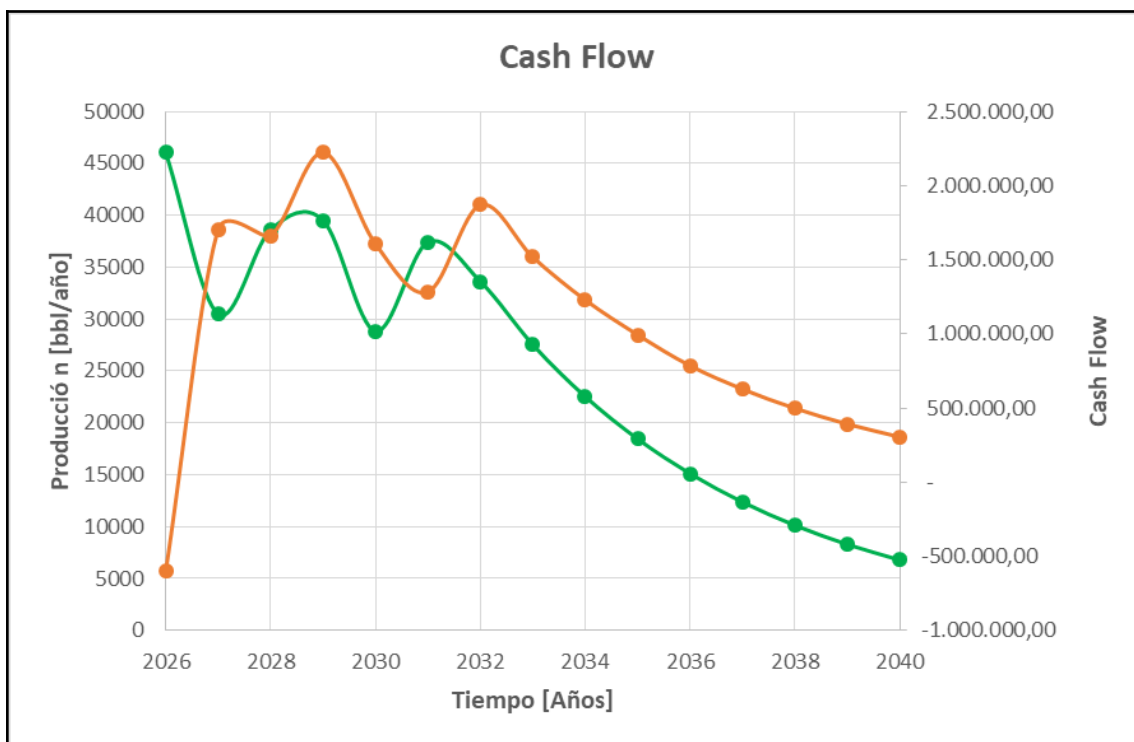


Figura 144: Evolución del Cash Flow y Producción anual (2026-2040)

En términos generales, el flujo de caja se mantiene positivo durante la mayor parte del horizonte analizado, lo que indica que el proyecto es capaz de generar ingresos suficientes para cubrir los costos y las inversiones planificadas.

9.3.2-Pay-off

El pay-off o período de recuperación de la inversión representa el tiempo necesario para que los ingresos generados por el proyecto igualen las inversiones realizadas. En otras palabras, indica cuántos años se requieren para recuperar la inversión inicial y adicional realizada en las distintas etapas del desarrollo del yacimiento, antes de considerar la rentabilidad futura.

El pay-off es un indicador simple pero útil para evaluar la liquidez y riesgo financiero del proyecto:

- Un pay-off corto indica que la inversión se recupera rápidamente, reduciendo el riesgo financiero.
- Un pay-off largo sugiere que el proyecto requiere más tiempo para generar retorno sobre la inversión, aumentando la exposición a cambios en precios, costos o producción.

Para el cálculo del pay-off se utilizó la siguiente expresión:

$$\text{Pay-off} = \text{Año en el que el Cash flow} \geq \text{Inv. total acum.}$$

A continuación se presenta la tabla con los cálculos realizados y posteriormente el gráfico del pay-off en función del tiempo.

Año	Inversiones [USD/año]	Inv. Acum. [UDS/año]	Flujo neto de caja [USD/año]	Cash Flow Acum. [UDS/año]
2026	\$ 3.200.000,00	\$ 3.200.000,00	- 599.836,80	-\$ 599.836,80
2027	\$ -	\$ 3.200.000,00	1.702.467,75	\$ 1.102.630,95
2028	\$ 510.000,00	\$ 3.710.000,00	1.661.424,89	\$ 2.764.055,84
2029	\$ -	\$ 3.710.000,00	2.223.589,89	\$ 4.987.645,73
2030	\$ -	\$ 3.710.000,00	1.606.577,92	\$ 6.594.223,64
2031	\$ 805.000,00	\$ 4.515.000,00	1.282.666,47	\$ 7.876.890,11
2032	\$ -	\$ 4.515.000,00	1.869.354,72	\$ 9.746.244,83
2033	\$ -	\$ 4.515.000,00	1.517.356,92	\$ 11.263.601,76
2034	\$ -	\$ 4.515.000,00	1.229.160,75	\$ 12.492.762,50
2035	\$ -	\$ 4.515.000,00	993.214,46	\$ 13.485.976,96
2036	\$ -	\$ 4.515.000,00	785.531,47	\$ 14.271.508,43
2037	\$ -	\$ 4.515.000,00	627.366,35	\$ 14.898.874,77
2038	\$ -	\$ 4.515.000,00	497.960,15	\$ 15.396.834,92
2039	\$ -	\$ 4.515.000,00	391.855,49	\$ 15.788.690,41
2040	\$ -	\$ 4.515.000,00	305.087,27	\$ 16.093.777,68

Figura 145: Datos para la estimación del Pay-off

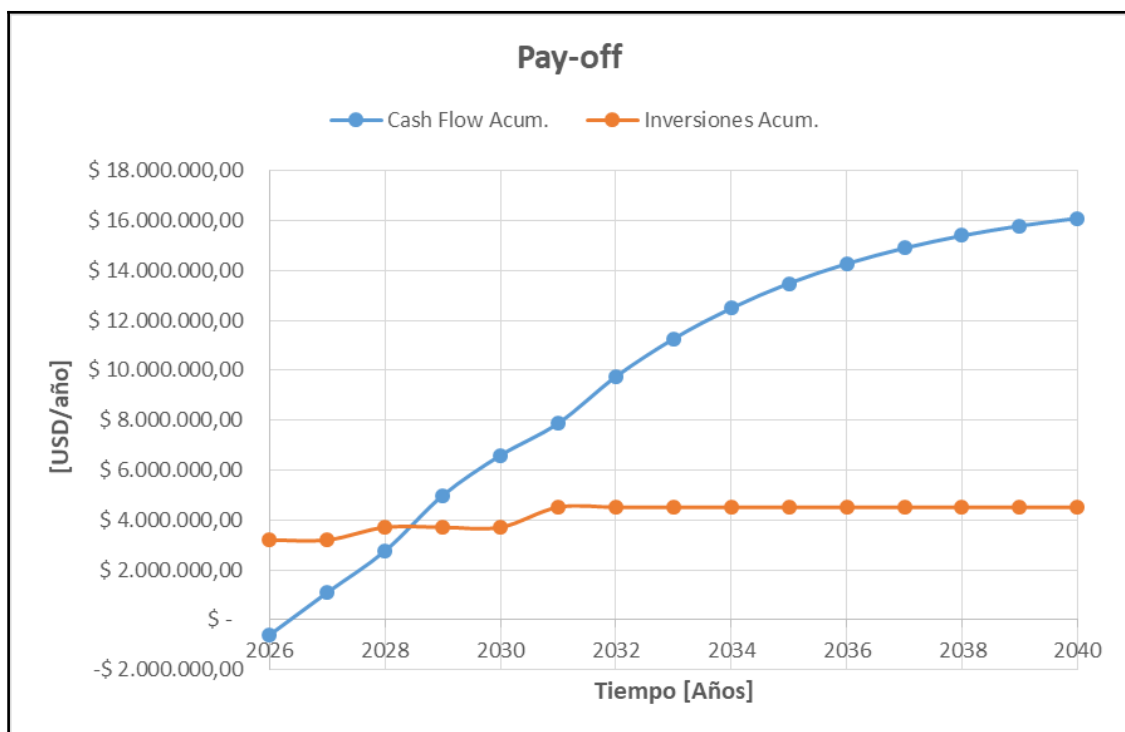


Figura 146: Gráfico de Pay-off

Observando la evolución de los flujos netos año a año, se puede identificar el momento en que los ingresos acumulados igualan o superan las inversiones, lo que representa el pay-off del proyecto.

$$\text{Pay-off} = 2 \text{ años y } 4 \text{ meses}$$

9.3.3-VAN (Valor neto actual)

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto considerando todos los flujos de caja futuros descontados a valor presente, de acuerdo a una tasa de descuento que refleja el costo de oportunidad del capital o el riesgo del proyecto. Un VAN positivo indica que el proyecto genera valor por encima del costo de capital, mientras que un VAN negativo sugiere que no es rentable.

El VAN es particularmente útil cuando las inversiones y los flujos netos se distribuyen en diferentes años, como ocurre en nuestro proyecto, donde se realizan inversiones en la reactivación, estimulaciones y recuperación secundaria a lo largo del horizonte de 10 años. La fórmula para el cálculo de este indicador es:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{Cf_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Donde:

- Cf = Cash flow en el año t
- i = Tasa de descuento
- n= Número de años del proyecto
- I_0 = Inversión inicial (y se pueden sumar inversiones adicionales en los años correspondientes, tratándolas como flujos negativos en el año que ocurren)

Para estimar el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto se aplicó una tasa de descuento del 20% anual. La suma de los flujos presentes da el VAN que se presenta en la tabla siguiente:

Año	Flujo neto de caja [USD/año]	Inversiones [USD/año]	Flujo descontado	Factor de descuento	VAN presente
1	- 599.836,80	\$ 3.200.000,00	- 3.799.836,80	0,83	- 3.166.530,67
2	1.702.467,75	\$ -	1.702.467,75	0,69	1.182.269,27
3	1.661.424,89	\$ 510.000,00	1.151.424,89	0,58	666.333,85
4	2.223.589,89	\$ -	2.223.589,89	0,48	1.072.333,09
5	1.606.577,92	\$ -	1.606.577,92	0,40	645.647,63
6	1.282.666,47	\$ 805.000,00	477.666,47	0,33	159.969,53
7	1.869.354,72	\$ -	1.869.354,72	0,28	521.702,60
8	1.517.356,92	\$ -	1.517.356,92	0,23	352.888,72
9	1.229.160,75	\$ -	1.229.160,75	0,19	238.219,59
10	993.214,46	\$ -	993.214,46	0,16	160.409,68
11	785.531,47	\$ -	785.531,47	0,13	105.723,10
12	627.366,35	\$ -	627.366,35	0,11	70.363,31
13	497.960,15	\$ -	497.960,15	0,09	46.541,29
14	391.855,49	\$ -	391.855,49	0,08	30.520,28
15	305.087,27	\$ -	305.087,27	0,06	19.801,83
i = 20%				VAN (10 años)	1.938.966,39
				VAN (15 años)	2.106.193,10

Figura 147: Cálculo del Valor actual neto (VAN) del proyecto.

$$VAN = 1.938.966,39 [UDS]$$

Los resultados obtenidos muestran que el proyecto presenta un Valor Actual Neto positivo, del orden de USD 2 millones, lo que indica que los flujos descontados superan ampliamente a las inversiones requeridas. Esto confirma que, bajo los supuestos adoptados y la tasa de descuento seleccionada, el proyecto genera valor económico neto y resulta atractivo desde el punto de vista financiero.

El siguiente gráfico muestra la evolución del VAN acumulado a lo largo del tiempo, permitiendo visualizar cómo el proyecto recupera las inversiones iniciales a principios de 2029 y comienza a generar valor presente neto positivo.

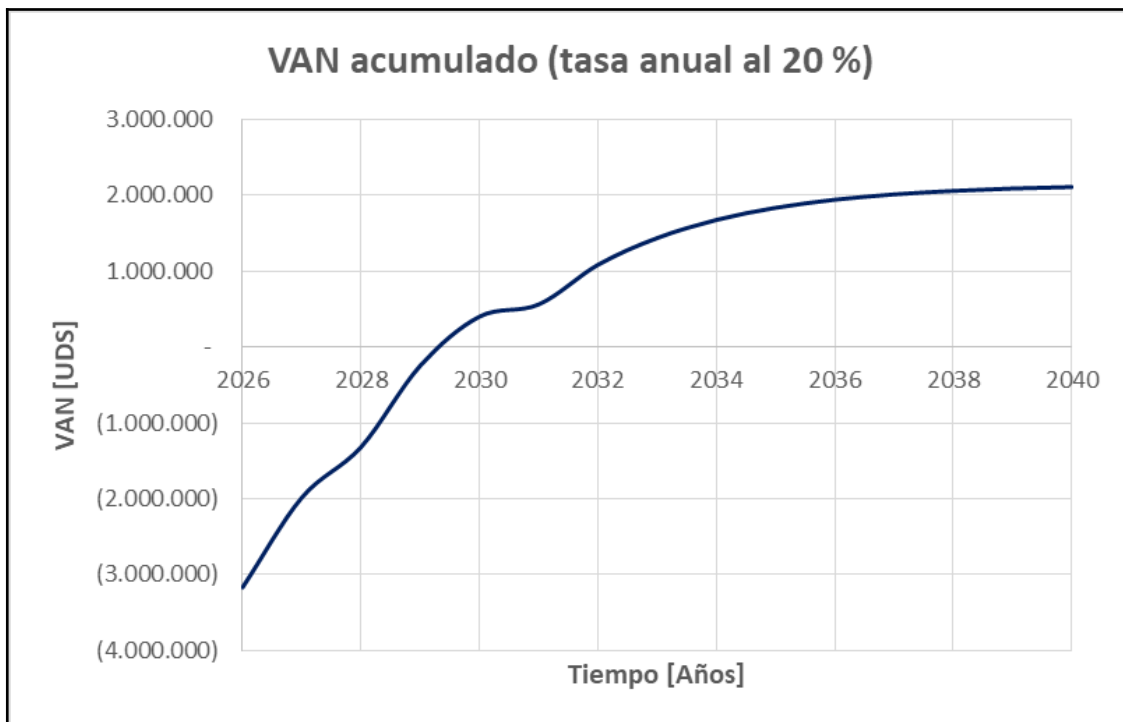


Figura 148: VAN en función del año.

9.3.4-TIR (Tasa interna de retorno)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador fundamental para evaluar la rentabilidad de un proyecto. Representa la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero, es decir, aquella tasa a la cual los flujos de fondos futuros descontados compensan exactamente las inversiones realizadas.

En términos prácticos, la TIR permite determinar qué tan atractivo es el proyecto en relación con una tasa mínima requerida (costo de capital, tasa de oportunidad o rendimiento esperado). Si la TIR supera esa tasa mínima, el proyecto puede considerarse rentable y económicamente viable.

La TIR se obtiene resolviendo la ecuación del VAN igualada a cero:

$$\sum_{t=0}^n \frac{Cf_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0$$

A continuación se presenta el cuadro con los valores utilizados para el cálculo y el resultado de la TIR (se utilizó la función del Excel).

Año	Flujo descontado	TIR
1	- 3.799.836,80	-
2	1.702.467,75	-55,2%
3	1.151.424,89	-18,2%
4	2.223.589,89	15,2%
5	1.606.577,92	26,4%
6	477.666,47	28,4%
7	1.869.354,72	33,6%
8	1.517.356,92	36,0%
9	1.229.160,75	37,3%
10	993.214,46	38,0%
11	785.531,47	38,4%
12	627.366,35	38,6%
13	497.960,15	38,7%
14	391.855,49	38,8%
15	305.087,27	38,8%

Figura 149: Cálculo de la TIR del proyecto.

Para complementar el análisis, se elaboraron gráficos que permiten observar la variación de la TIR en función del año y cómo cambia el VAN según distintas tasas de descuento. A partir de esta última gráfica también es posible determinar la TIR del proyecto, identificando el punto en el que el VAN es igual a cero.

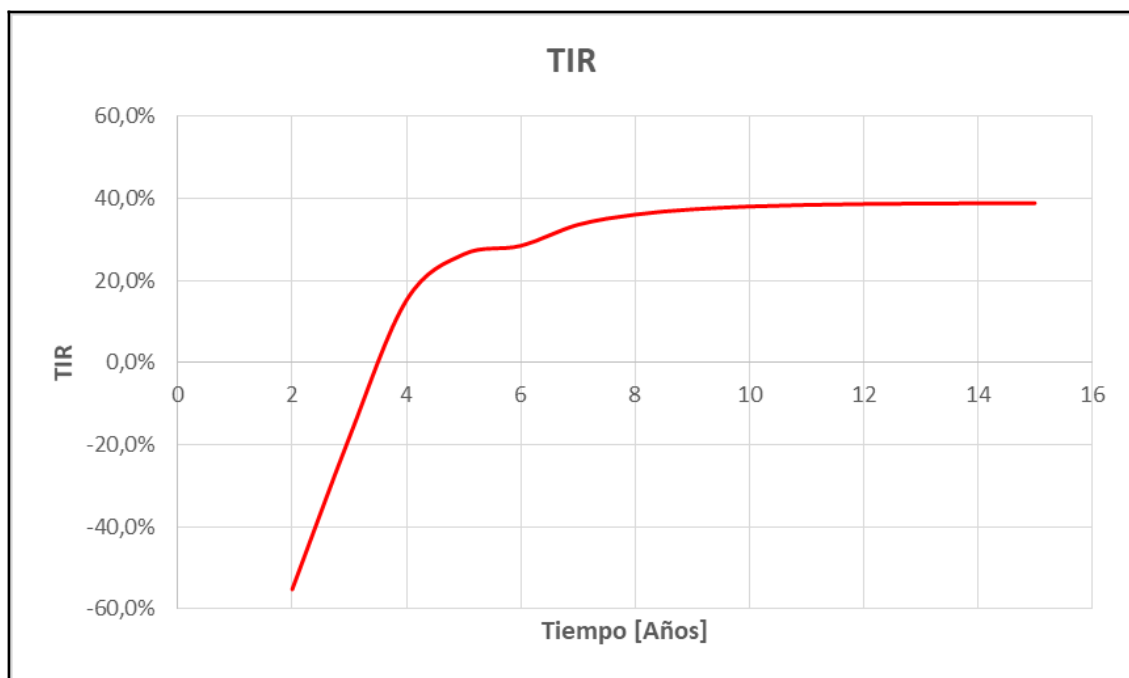


Figura 150: La TIR en función del año.

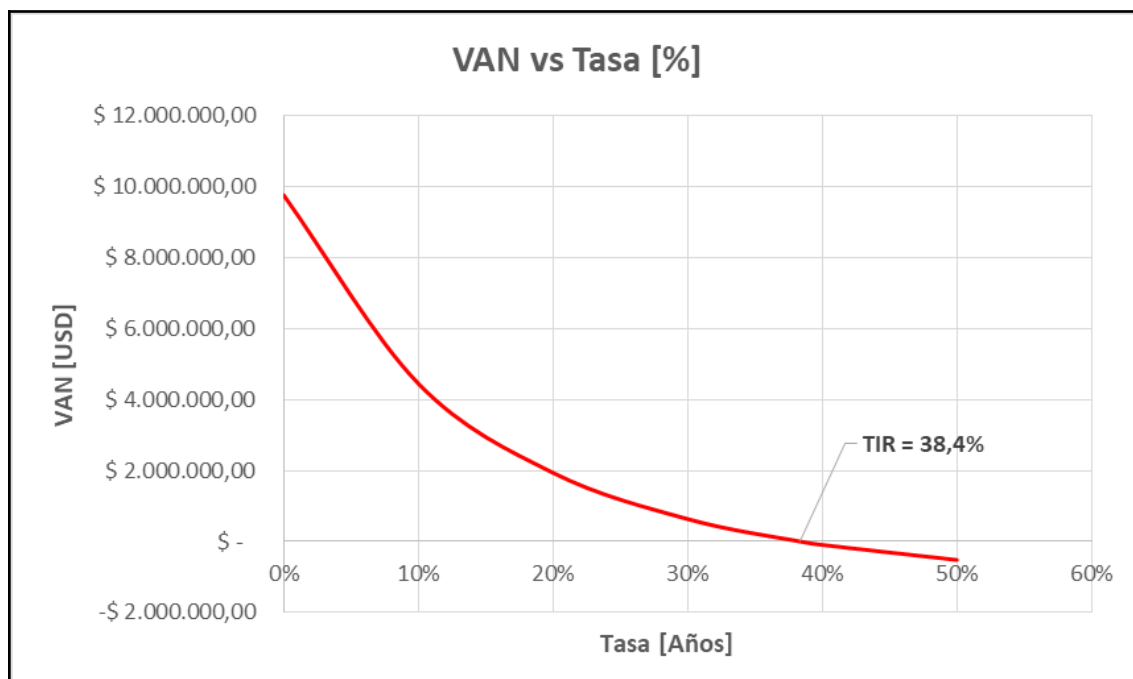


Figura 151: Determinación gráfica de la TIR.

9.4-Análisis de sensibilidad

En lo expuesto hasta ahora no se ha considerado la posibilidad de que, durante el transcurso del proyecto, se produzcan cambios entre los valores pronosticados y los reales de producción, costos e inversiones. Es práctica común evaluar la influencia de estas desviaciones mediante las llamadas curvas de sensibilidad, en las que se grafica la variación de los distintos indicadores en función de la desviación respecto de los valores base asumidos.

Para generar estos gráficos, se consideran constantes todos los parámetros, excepto aquel cuya influencia se desea analizar. Este parámetro se varía de forma proporcional, multiplicando sus valores por un factor mayor o menor que uno, según se trate de desviaciones positivas o negativas.

Estos gráficos, conocidos en inglés como “spider diagrams”, permiten identificar las variables a las que se debe prestar mayor atención, ya que son aquellas cuyo pequeño cambio produce la mayor variación en los resultados del proyecto.

9.4.1-Sensibilidad de la TIR

La sensibilidad de la TIR se evalúa haciendo variar en cierto porcentaje las variables cuya influencia se desea medir. En este caso, se analiza cómo cambia la TIR en función de variaciones, tanto positivas como negativas, del volumen de producción, del precio de venta del barril, de los costos de inversión y de los costos operativos.

El porcentaje de variación considerado es de $\pm 20\%$ respecto a un punto medio, definido como 0% , que corresponde a los valores base de la TIR del proyecto con las condiciones originales, que es $38,4\%$. Para el análisis, cada variable se hizo variar en cinco niveles: -20% , -10% , 0% , 10% y 20% .

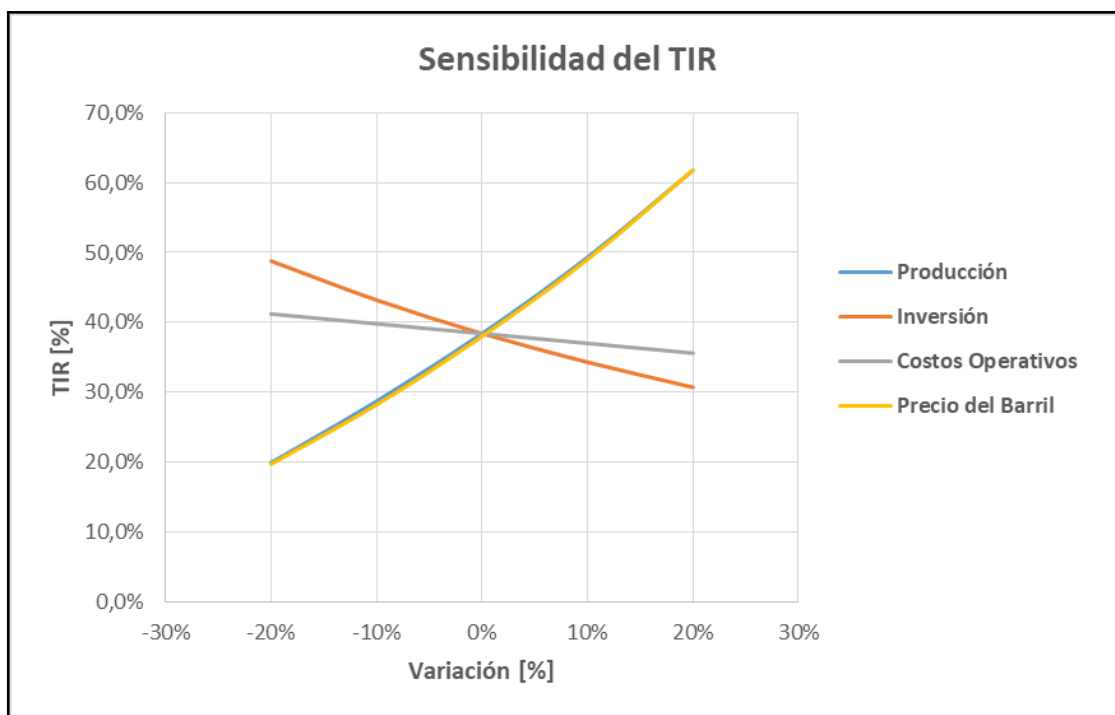


Figura 152: Sensibilidad de la TIR.

Este gráfico muestra que las variables más sensibles a la TIR son la producción y el precio del barril. Una reducción del 20% o más en la producción provoca que la TIR del proyecto caiga al 20%, disminuyendo su rentabilidad, de manera similar, una caída en el precio del barril también reduce significativamente la TIR.

Por el contrario, un aumento del 20% en la producción o en el precio del barril eleva la TIR hasta el 61,8%, mejorando de forma notable la rentabilidad del proyecto.

9.4.2-Sensibilidad del VAN

De la misma manera que se analiza la sensibilidad de la TIR, se realiza el estudio para el Valor Actual Neto (VAN). Se analiza cómo cambia el VAN en función de variaciones, tanto positivas como negativas, del volumen de producción, del precio de venta del barril, de los costos de inversión y de los costos operativos.

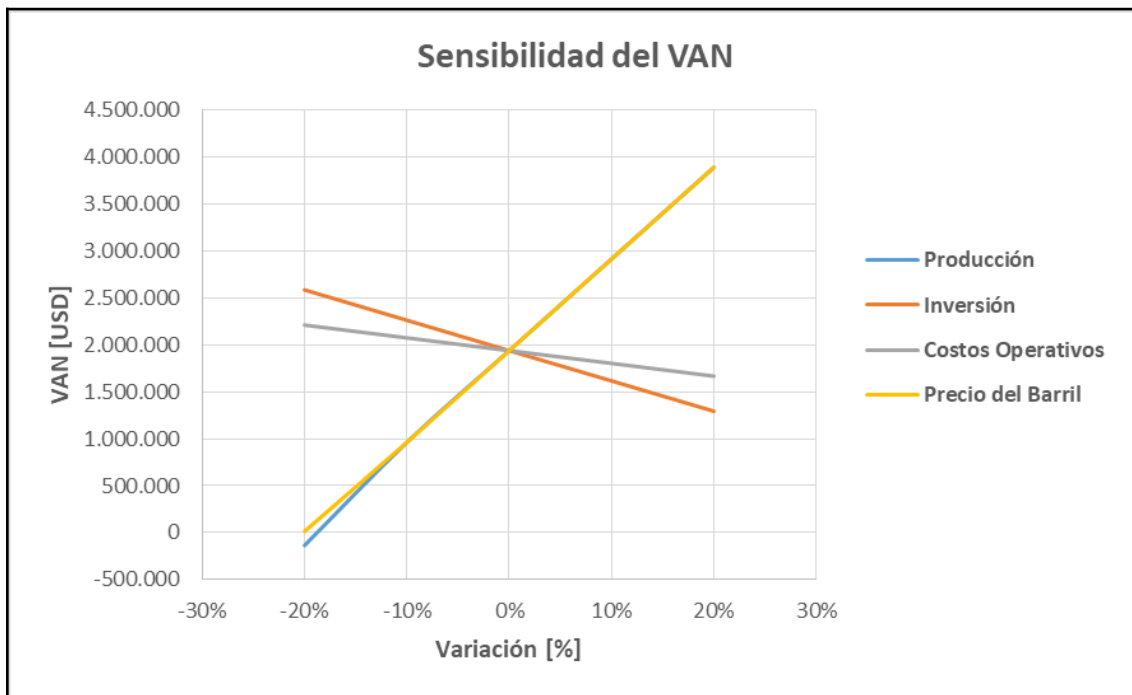


Figura 153: Sensibilidad del VAN.

De manera similar a lo observado con la TIR, el VAN es más sensible a la producción y al precio del barril. Un aumento en la producción o en el precio del barril incrementa el VAN del proyecto, mientras que una disminución de estos parámetros provoca una fuerte caída en su valor.

10. CONCLUSIONES

En este proyecto se evaluó la viabilidad de aumentar la producción en el yacimiento Mata Magallanes Oeste, tomando como base de estudio la zona central y centrando el análisis en las capas y pozos de mayor productividad. La estrategia se desarrolló en tres etapas: reacondicionamiento de los pozos existentes, realización de estimulaciones para incrementar los caudales y aplicación de inyección de agua controlada para mantener la presión y optimizar la producción.

El análisis económico indica que el proyecto es viable, con un VAN de 2 millones de dólares y una TIR del 38,4%. Esto demuestra que, aunque la

ganancia total no sea muy alta, la inversión requerida fue relativamente baja y las etapas planificadas aprovechan la infraestructura existente, evitando la perforación de nuevos pozos, que habría sido mucho más costosa y riesgosa.

Los análisis de sensibilidad muestran que los resultados dependen fuertemente de la producción y del precio del petróleo, lo que refleja que el proyecto sigue siendo arriesgado, dado que este es un yacimiento maduro, donde sus mejores producciones fueron hace casi 30 años.

En resumen, el proyecto demuestra que es posible extender la vida útil del yacimiento y obtener rentabilidad mediante inversiones moderadas en reacondicionamiento, estimulación y recuperación secundaria. Sin embargo, la ganancia no es muy alta y el riesgo sigue siendo considerable, por lo que este tipo de proyectos es más adecuado para operadores que buscan optimizar pozos existentes y no dependen de grandes volúmenes de inversión.

11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Andina Minerales S.A. (2012). *Introducción al Yacimiento Mata Magallanes Oeste*. Informe técnico interno elaborado para Misahar Argentina S.A.
- [2] Ministerio de Hidrocarburos de la Provincia de Chubut. (2023). *Catálogo de áreas hidrocarburíferas - Cuenca del Golfo San Jorge*.
- [3] Figari, E. G. et al. *Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica*. Mar del Plata: YPF S.A. / CONICET.
- [4] Archuby, F., et al. (2020). *Ambientes fluviales de la Formación Castillo en el sector central de la Cuenca del Golfo San Jorge*. Revista de la Asociación Geológica Argentina.
- [5] Sylwan, C. (2001). *Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge*. Revista de la Asociación Geológica Argentina.
- [6] Jorge, R. & Arbe, H. (2005). *Estratigrafía del Grupo Chubut en el flanco occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge*.
- [7] Homovc, J. F., & Ronchi, E. (1997). *Estratigrafía y ambientes depositacionales del Grupo Chubut en la Cuenca del Golfo San Jorge*. YPF-INTEVEP internal report.
- [8] Lesta, P. & Ferello, R. (1972). *Estratigrafía del Grupo Chubut*. II Congreso Geológico Argentino.
- [9] Aleskerov, E. et al. (2004). *Reservoir Characterization of Fluvial Systems*. SPE Papers.
- [10] Standing, M. B. (1947). *A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases*. Drilling and Production Practice, API.
- [11] McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. PennWell Books.



- [12]** López, E., & Celis, M. (1998). *Propiedades PVT de los fluidos de reservorio*. Instituto Colombiano del Petróleo – Ecopetrol.
- [13]** Bidner, Mirtha Susana. (2001). *Propiedades de las rocas y los fluidos en reservorios de petróleo* (1.ª ed.). Buenos Aires: EUDEBA.
- [14]** IAPG (2010). *Práctica Recomendada para Aseguramiento y Control de Barreras de Aislación en Pozos Inyectores (PR IAPG-SS-02-2010-01)*. Instituto Argentino de Petróleo y Gas.
- [15]** Dykstra, H., & Parsons, R. (1950). *The Prediction of Oil Recovery by Water Flood*. En *Secondary Recovery of Oil in the United States* (2nd ed.). American Petroleum Institute.
- [16]** Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Ediciones Astro Data S.A.
- [17]** Secretaría de Energía de la Nación. (s.f.). *Documentos técnicos y normativa de la industria hidrocarburífera*.
- [18]** Martínez, A., & Zárate, R. (2015). *Evaluación financiera de proyectos: VAN, TIR y análisis de sensibilidad*. Editorial Alfaomega.