

AÑO 2024



PROYECTO INTEGRAL DE ESTUDIO Y DESARROLLO DEL YACIMIENTO MATA MAGALLANES OESTE

PROYECTO DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO



DOCENTES:

Marcelo



Hirchsfeldt

➤ Daniela Van Wyk

ALUMNOS:

➤ Mariano Joel Melgarejo

➤ Franco Emanuel Fernández

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PATAGONIA SAN JUAN BOSCO



INDICE

OBJETIVO:.....	4
1.INTRODUCCIÓN:.....	5
1.1. Historia del Yacimiento Mata Magallanes Oeste.....	5
1.2. Ubicación geográfica.....	5
1.3. Estado de pozos.....	8
1.4. Instalaciones.....	10
1.5. Historia de producción.....	11
2. ANALISIS DE MERCADO.....	13
2.1. Mercado Interno.....	13
2.1.1. Evolución del petróleo en la Argentina.....	13
2.1.2. Producción de Petróleo en las Cuencas Productoras de Argentina.....	15
2.1.3. Desarrollo No Convencional en las Cuencas y la Producción de Gas en Argentina.....	18
2.2. Participación del yacimiento Mata Magallanes Oeste en la CGSJ.....	21
2.3. Mercado externo.....	21
3. MARCO GEOLÓGICO:.....	24
3.1. Marco Geológico.....	24
3.2. Marco Estructural.....	24
3.3. Marco Estratigráfico.....	26
3.4. Formación Castillo:.....	27
3.5. Formación Bajo Barreal:.....	27
3.6. Propiedades de los reservorios:.....	28
4. CLASIFICACIÓN DE RESERVORIOS:.....	30
Yacimientos de gas:.....	30
Yacimientos de condensados de gas:.....	30
Yacimientos de petróleo subsaturado:.....	30
Yacimiento de petróleo saturado:.....	31
5. MODELADO DE YACIMIENTO.....	32
5.1. Modelado estático.....	32
5.2. Modelado dinámico.....	43
4.2.1 Mecanismo de drenaje:.....	44
4.2.2. Análisis de declinación:.....	45
4.2.3. Pozo tipo:.....	46
6. PROPIEDADES PETROFÍSICAS:.....	49
6.1. Porosidad.....	49
6.2. Permeabilidad.....	50
6.3. Saturación de agua:.....	51
6.4. Propiedades PVT:.....	53

7.	PROPIEDADES DEL AGUA:	57
8.	CALCULO DE OOIP:	62
8.1.	Conceptos de reserva:	62
8.2.	Estimación de reservas por primaria	64
9.	PRORRATEO DE LA PRODUCCIÓN:	66
10.	CONDICIONES ACTUALES DEL RESERVORIO	68
11.	PROYECTO DE SECUNDARIA:	69
11.1.	Reactivación del proyecto de secundaria	71
11.2.	Calculo de las reservas por secundaria	77
11.3.	Balance de agua	87
12.	PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA SECUNDARIA	89
13.	DESARROLLO DEL YACIMIENTO:	93
13.1.	Reactivación de pozos suspendidos	93
13.2.	Reactivación de pozos afectados al proyecto de recuperación secundaria	94
13.3.	Pronóstico de producción	98
14.	INSTALACIONES DE FONDO Y SUPERFICIE:	99
	Separador general	100
	Calentador general	100
	Tanques	101
	Bombas	102
	Instalaciones Pozos inyectores	103
	Instalaciones Pozos productores	112
	Conducción de los fluidos	114
15.	LEGISLACIÓN VIGENTE	117
	Legislación Nacional:	117
	Legislación Provincial:	119
16.	EVALUACIÓN ECONÓMICA:	121
16.1.	Inversiones	121
16.2.	Costos	126
16.3.	Lifting Cost Operativo	127
16.4.	Flujo de caja o Cash Flow	127
16.5.	Tiempo de repago o Pay-Off	128
16.6.	Valor Actual Neto (VAN)	129
16.7.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	129
16.8.	Análisis de sensibilidad	130
17.	CONCLUSIÓN	131

OBJETIVO:

Este proyecto tiene como objetivo evaluar las posibilidades de negocio en el Yacimiento Mata Magallanes Oeste. Para ello, se procederá a una visualización y caracterización integral de los reservorios, se evaluará el desarrollo de la producción actual y se analizará el proyecto piloto de recuperación secundaria, identificando las oportunidades que ofrece el yacimiento bajo las condiciones técnicas y económicas actuales.

Basándonos en la información proveniente del Campo, así como de las áreas de Perforación, Producción y Reservorios del yacimiento, se llevará a cabo un estudio detallado del Modelo Dinámico y Estático. A partir de estos estudios, se implementarán diversas acciones de desarrollo con el objetivo de incorporar reservas, incrementar y optimizar la producción del yacimiento, generando así una futura corriente de ingresos. Entre las acciones previstas se incluyen: la incorporación de un proyecto de recuperación secundaria, la perforación de nuevos pozos de avanzada y de desarrollo, la reparación de pozos existentes mediante la apertura de nuevas capas de interés, y la reactivación de pozos inactivos.

Finalmente, se realizará una evaluación técnico-económica de todos estos aspectos para determinar la viabilidad del proyecto, estableciendo si es rentable o no.

Los datos de producción fueron considerados hasta el año 1999 para facilitar la realización del proyecto.

De los 55 pozos con los que cuenta el yacimiento, para el presente proyecto se seleccionaron solo 39, cuyos perfiles se encuentran correlacionados por capa. Y en base a la información obtenida de estos pozos se realiza un modelado estático y dinámico de la zona de estudio (Fm. Castillo y Bajo Barreal) y un análisis económico total.

1.INTRODUCCIÓN:

1.1. Historia del Yacimiento Mata Magallanes Oeste.

El área en cuestión se encuentra ubicada en el Flanco Norte de la Cuenca Golfo San Jorge, al Sudoeste de la Ciudad de Comodoro Rivadavia, a una distancia aproximada de 255 km; y al Sudeste de la localidad de Río Mayo, a una distancia de 40 km, a la cual se accede por la Ruta Provincial N° 26. El área de Mata Magallanes Oeste cuenta con una superficie de 48,28 km².

El yacimiento fue descubierto en el año 1972 por el pozo MMO- X1, y el desarrollo del área se efectuó entre los años 1984 y 1988.

El yacimiento ha producido casi exclusivamente petróleo y el volumen de gas extraído es bajo. Sin embargo, existen varios pozos que han producido gas en los ensayos iniciales cuyas capas fueron cementadas.

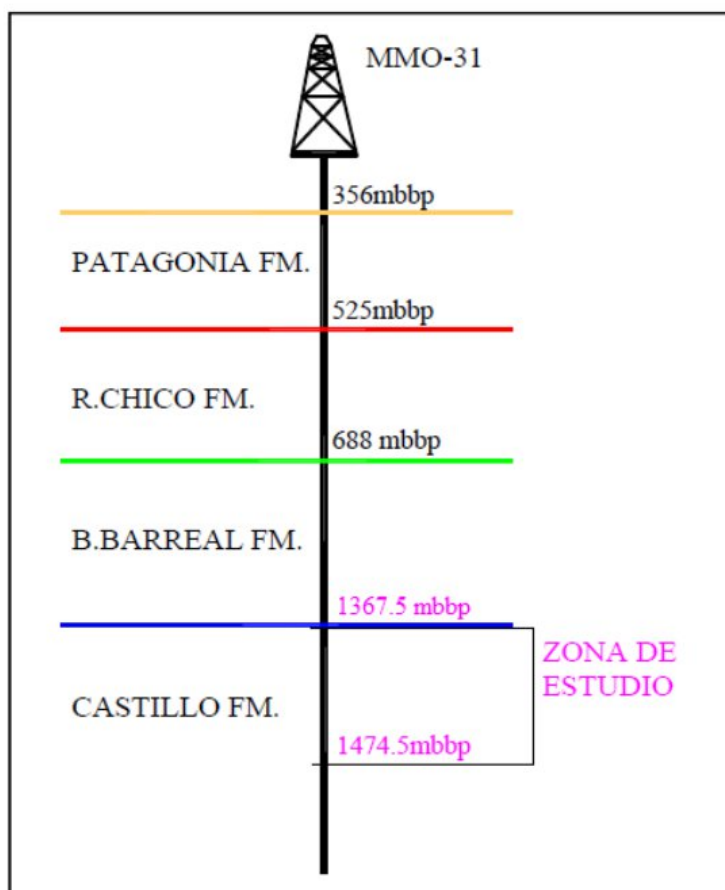


Ilustración 1 - Zona de estudio

1.2. Ubicación geográfica.

El yacimiento se encuentra en el sudoeste de la provincia de Chubut en las coordenadas geográficas siguientes:

- Latitud: 46° S
- Longitud: 68° O

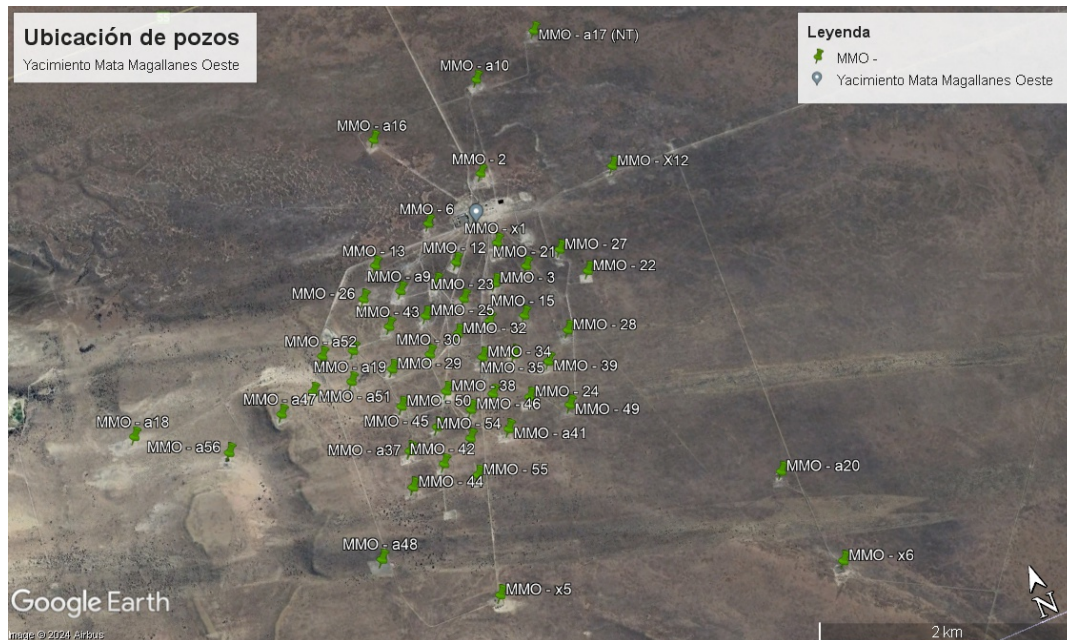
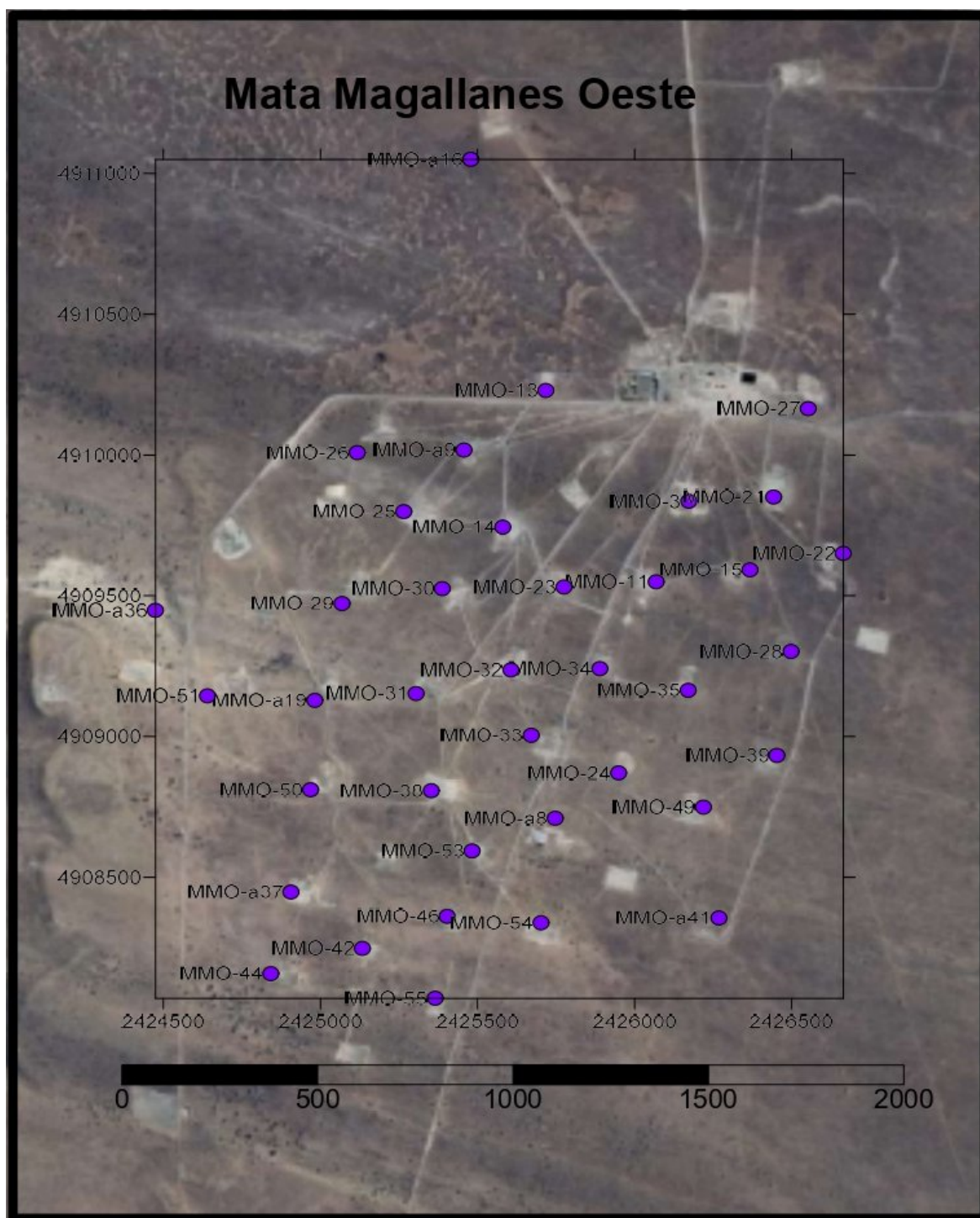


Ilustración 2 – Ubicación Geográfica del yacimiento y los pozos existentes.



Ilustración 3 – Ubicación geográfica Mata Magallanes Oeste.



1.3. Estado de pozos.

En el Yacimiento se perforaron 55 pozos, de los cuales el primero se perforó en el año 1971 y el último en el año 1988.

El estado de terminación de los pozos fue el siguiente:

PERFORADOS	55
PETROLÍFEROS	51
GASIFEROS	0
SUSPENDIDOS	0
GASIFERO	0
ABANDONADOS POR IMPRODUCTIVOS	1 (MMO-56)
ABANDONADO SIN ENTUBAR	2 (MMO.a-20 – MMO.a-17)
PRROFUNDIDAD 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

La evolución de la perforación fue la siguiente:

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	

Estado de los 39 pozos que poseen correlación con discriminación de capas:

N°	POZO	Acum. Oil	Acum. Gas	Acum. Agua	Estado del Pozo (1999)
1	MMO-3	27,415.0	2,641,599.4	16,778.0	E.P.E (Petróleo)
2	MMO-a8	9,520.0	1,336,051.8	8,488.4	Inyector Suspendido
3	MMO-a9	14,270.7	3,119,520.5	17,954.8	Inyector Suspendido
4	MMO-11	23,663.2	2,660,903.7	78,606.2	E.P.E (Petróleo)
5	MMO-13	1,097.1	116,348.0	81,474.2	Suspendido (Petróleo)
6	MMO-14	23,845.4	5,594,462.3	14,326.4	Suspendido (Petróleo)
7	MMO-15	45,373.9	4,805,704.7	16,216.1	E.P.E (Petróleo)
8	MMO-a16	2,933.1	778,203.1	3,765.6	Suspendido (Petróleo)
9	MMO-a19	22,638.2	2,786,940.0	9,724.3	Inyector Suspendido
10	MMO-21	19,892.7	2,991,990.8	46,996.1	E.P.E (Petróleo)
11	MMO-22	22,253.0	2,718,251.3	13,359.8	Suspendido (Petróleo)
12	MMO-23	29,362.0	2,313,008.2	59,195.0	E.P.E (Petróleo)
13	MMO-24	28,314.3	3,233,128.4	20,771.6	Suspendido (Petróleo)
14	MMO-25	16,007.0	1,947,631.9	49,042.2	Suspendido (Petróleo)
15	MMO-26	5,266.2	997,336.0	20,331.6	Inyector Suspendido
16	MMO-27	4,254.1	940,507.4	25,150.4	Suspendido (Petróleo)
17	MMO-28	12,007.3	2,022,028.1	22,822.6	Suspendido (Petróleo)
18	MMO-29	14,836.9	1,627,779.5	61,721.0	Suspendido (Petróleo)
19	MMO-30	15,290.3	2,469,799.6	64,685.2	Suspendido (Petróleo)
20	MMO-31	32,968.2	4,314,385.9	58,883.7	Suspendido (Petróleo)
21	MMO-32	17,558.0	1,674,388.1	11,376.9	Inyector Suspendido
22	MMO-33	13,857.8	1,583,298.8	46,263.4	Suspendido (Petróleo)
23	MMO-34	20,623.1	3,030,956.2	21,419.2	Suspendido (Petróleo)
24	MMO-35	15,590.6	1,649,928.5	22,702.2	Suspendido (Petróleo)
25	MMO-a36	10,177.8	1,342,231.7	39,833.5	Suspendido (Petróleo)
26	MMO-a37	15,637.6	2,079,929.9	12,200.3	Suspendido (Petróleo)
27	MMO-38	20,662.5	2,025,069.3	34,877.9	Suspendido (Petróleo)
28	MMO-39	11,532.7	1,251,264.5	14,220.5	Suspendido (Petróleo)
29	MMO-a41	4,429.8	320,053.7	10,952.1	E.P.E (Petróleo)
30	MMO-42	25,703.7	1,815,263.7	18,381.6	Suspendido (Petróleo)
31	MMO-44	697.2	259,304.0	977.3	Suspendido (Petróleo)
32	MMO-45	7,251.1	954,749.7	17,158.2	Suspendido (Petróleo)
33	MMO-46	12,972.5	1,171,469.8	33,249.7	Suspendido (Petróleo)
34	MMO-49	10,426.3	1,247,304.6	30,461.4	Suspendido (Petróleo)
35	MMO-50	8,515.1	885,777.7	25,106.6	E.P.E (Petróleo)
36	MMO-51	1,223.6	9,901,222.0	7,051.3	Suspendido (Gas)
37	MMO-53	6,865.9	549,780.1	32,390.4	Suspendido (Petróleo)
38	MMO-54	4,744.1	758,459.8	26,683.9	Suspendido (Petróleo)
39	MMO-55	16,913.7	1,084,235.9	39,295.1	Suspendido (Petróleo)

1.4. Instalaciones.

Extracción e inyección:

- Todos los pozos productores de petróleo se encuentran en producción con sistema de Extracción Mecánico con Equipos de Bombeo de capacidad de 22800 lb/in y un diseño de varillas constituidas por diámetros de $\frac{3}{4}$ y $\frac{7}{8}$ " (SIAM 228, PINIONE, WELFELL Y SKH 10). Con motores Deutz a gas de 4 y 5 cilindros.
- 32 pozos con bombeo mecánico.

Conducción y medición:

Las líneas de conducción de petróleo de los pozos son de 2 $\frac{7}{8}$ " de diámetro, enterradas, sin revestir y sin protección catódica.

Los pozos producen a 2 manifolds auxiliares distribuidos en el yacimiento que envían la producción a un separador general ubicado en la planta de tratamiento, donde se separa el gas que es utilizado como energía en los motores de las unidades de bombeo y el líquido producido se envía a tanques donde se produce la separación del petróleo y agua.

Posee 3 Calentadores de líneas a fuego directo Ubicados estratégicamente para facilitar el movimiento de los fluidos producidos.

El agua separada es inyectada en un pozo sumidero (Pozo MMO.x-1) teniendo como Pozo Sumidero alternativo el MMO.x-12

Las líneas de conducción para la captación del gas de baja son de acero de 2 $\frac{7}{8}$ " de diámetro de 2" en Aldyl.

- 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 $\frac{7}{8}$ ".
- 1 - Línea de captación de Gas de acero de 2 $\frac{7}{8}$ " y Aldyl de 2".

Tratamiento:

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.

Despacho/inyección:

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.

Campamento base:

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:

- Telefonía celular.
- BLU.
- BHF instalados en los móviles.

1.5. Historia de producción.

La formación productora de petróleo del Yacimiento por excelencia es la formación castillo la cuál produjo el 80% de la producción acumulada hasta el año 1999. La producción restante proviene en gran parte de la formación Bajo Barrial y en menor medida de la formación Mata Siete.

En el siguiente gráfico se puede observar la historia de producción del Yacimiento Mata Magallanes Oeste entre los años 1984 y 1999.

El yacimiento presentó su máximo de producción en el periodo de 1986 y 1988.

MATA MAGALLANES OESTE

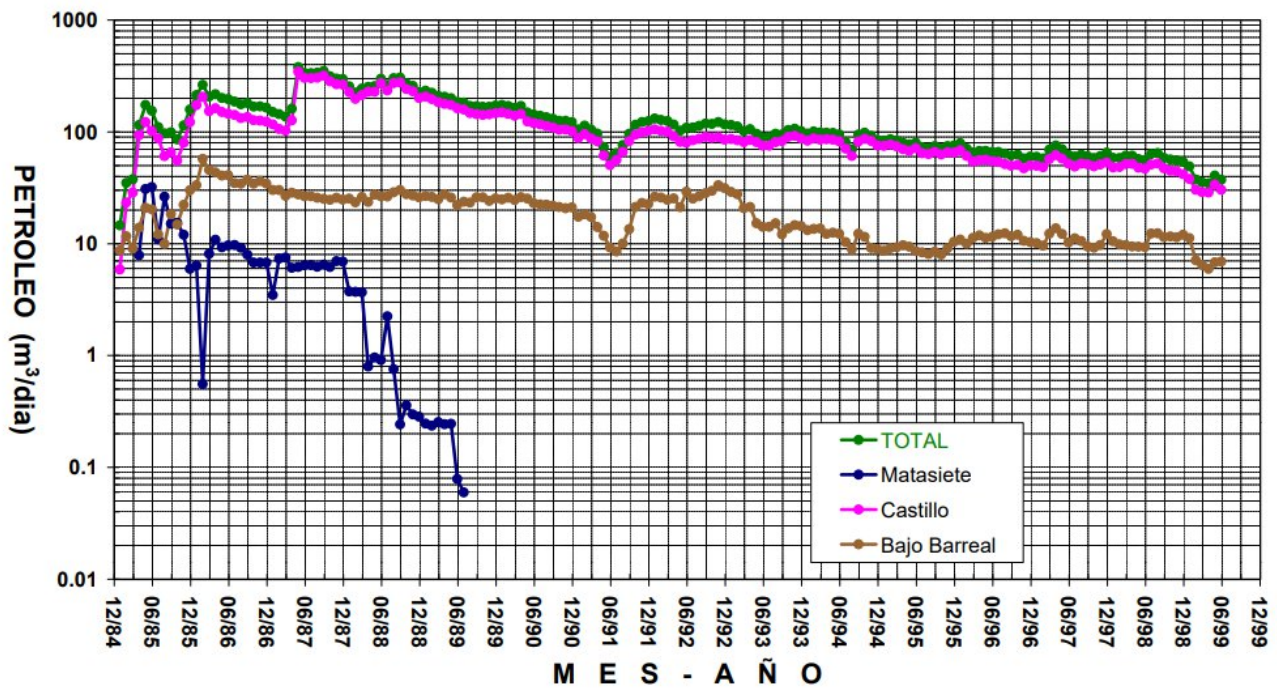


Ilustración 4 – Historia de producción del yacimiento por Formación.

2. ANALISIS DE MERCADO

El presente estudio tiene como objetivo realizar un análisis de mercado centrado en la evolución de los precios del barril de petróleo. Este enfoque se justifica por el creciente aumento de la demanda energética, que indica que la producción de petróleo se mantendrá como un recurso completamente comercializable. Además, se llevará a cabo una interpretación de informes estadísticos sobre la producción de los yacimientos en las distintas cuencas argentinas, con especial énfasis en la Cuenca del Golfo San Jorge.

El propósito de este análisis es identificar las necesidades energéticas en función de las importaciones y exportaciones de crudo y sus derivados a nivel nacional. Esto permitirá evaluar si se observa un aumento o disminución en la producción de petróleo en las cuencas productivas de Argentina. Dado que la Cuenca Neuquina se ha consolidado como la principal productora de petróleo en el país, se considera un indicador clave dentro de este análisis, en el contexto actual de la nueva estrategia nacional de energía.

Este enfoque permitirá no solo un mejor entendimiento del mercado petrolero argentino, sino también contribuir a la formulación de políticas más efectivas en el sector energético.

2.1. Mercado Interno

2.1.1. Evolución del petróleo en la Argentina

El sector petrolero en Argentina ha experimentado una evolución significativa desde sus inicios a fines del siglo XIX hasta la actualidad. La historia del petróleo en el país comienza en 1907, cuando se descubrieron los primeros yacimientos en Comodoro Rivadavia, Chubut. Este hallazgo marcó el inicio de una era en la que Argentina se convirtió en uno de los primeros países productores de petróleo en América del Sur. A lo largo de las décadas, el país ha atravesado períodos de auge y caída en la producción, influenciados por factores económicos, políticos y tecnológicos.

Durante gran parte del siglo XX, la industria petrolera estuvo dominada por la YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), que se nacionalizó en 1935. Esta decisión fue crucial para el desarrollo del sector, permitiendo al Estado argentino ejercer control sobre los recursos naturales y, en consecuencia, influir en la política energética del país. A partir de los años 90, se llevaron a cabo procesos de privatización y apertura del mercado, lo que atrajo inversiones extranjeras y fomentó el desarrollo de nuevas tecnologías de extracción.

En el contexto actual, la Cuenca Neuquina se ha convertido en el principal motor de producción de hidrocarburos, gracias al descubrimiento de formaciones de shale oil y gas, como “Vaca Muerta”. Esta cuenca ha transformado el panorama energético de Argentina, posicionando al país como un potencial exportador de petróleo y gas a nivel mundial. Sin embargo, a pesar de estos avances, el sector sigue enfrentando desafíos como la fluctuación de precios internacionales, la necesidad de inversión en infraestructura y las implicaciones ambientales de la extracción de recursos.

Este proyecto se propone analizar en detalle la evolución del petróleo en Argentina, abordando su historia, los cambios en las políticas energéticas, el impacto económico y las perspectivas futuras en el marco de la nueva estrategia nacional de energía. A través de un enfoque analítico, se espera proporcionar una comprensión más profunda de cómo el petróleo ha moldeado el desarrollo económico y social del país, así como las oportunidades y desafíos que se presentan en el horizonte.

En la gráfica a continuación, proporcionada por la empresa consultora “Oil Production”, especializada en servicios y asesoramiento para la industria del petróleo y el gas, se presenta la evolución histórica de la producción de petróleo en Argentina durante los últimos 15 años:

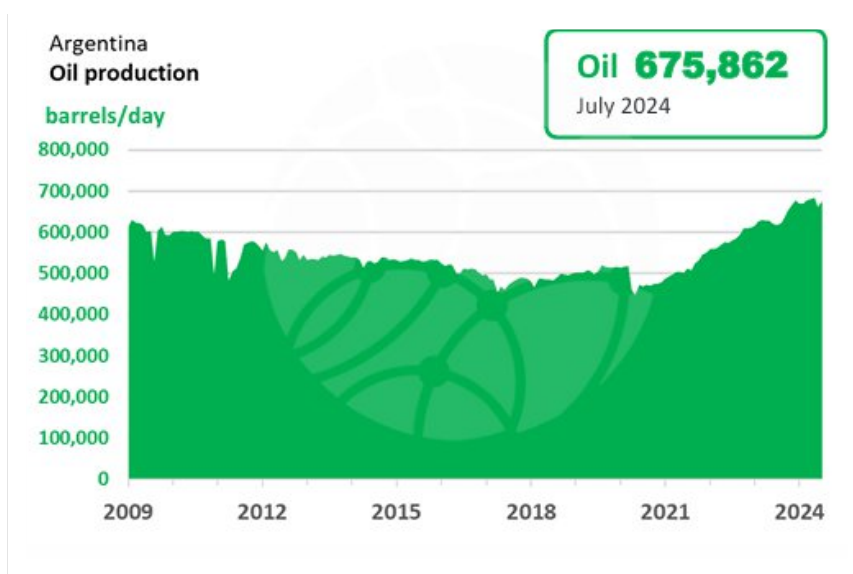


Ilustración 5 – Producción de petróleo en Argentina: Análisis desde 2009 hasta 2024.

La gráfica de producción de petróleo en Argentina revela dos períodos distintivos desde 2009 hasta 2024. Durante los primeros años, de 2009 a 2017, se observa una clara tendencia a la baja en la producción de hidrocarburos. Esta disminución puede atribuirse a diversos factores, como el envejecimiento de los yacimientos existentes, la falta de inversión en exploración y desarrollo, así como a las condiciones económicas del país que limitaron el crecimiento del sector.

A partir de 2017, se inicia un cambio notable en esta tendencia, con un incremento sostenido en la producción de petróleo. Este crecimiento se ha visto impulsado en gran medida por el descubrimiento y desarrollo de nuevos horizontes, como el yacimiento de Vaca Muerta, que ha emergido como uno de los reservorios no convencionales de petróleo y gas más importantes del mundo. Gracias a la implementación de tecnologías

avanzadas de perforación y fracturación hidráulica, Argentina ha logrado no solo aumentar su producción, sino también posicionarse en el mapa energético global.

En julio de 2024, la producción alcanzó un total de 675,862 barriles por día (bpd), marcando un récord histórico para el país. Este hito no solo refleja el potencial de Vaca Muerta, sino también un renovado interés y compromiso en la inversión en infraestructura y tecnología, así como una mayor colaboración con empresas internacionales.

2.1.2. Producción de Petróleo en las Cuencas Productoras de Argentina

La producción de petróleo en Argentina se distribuye a lo largo de diversas cuencas, cada una con características geológicas, técnicas y económicas particulares. A lo largo de los años, estas cuencas han jugado un papel fundamental en el abastecimiento energético del país y en el desarrollo de su industria petrolera. En esta presentación, se mostrarán las gráficas que ilustran la producción de petróleo en las principales cuencas productoras, destacando su evolución a lo largo del tiempo y los factores que han influido en sus niveles de producción.

Desde la cuenca Neuquina, donde se encuentra el famoso yacimiento de Vaca Muerta, hasta las cuencas del Golfo San Jorge, Austral, Cuyan y la cuenca del Noroeste, cada región aporta significativamente a la producción nacional.

A través de un análisis detallado de estas gráficas, podremos identificar tendencias, comparar la evolución de cada cuenca y comprender mejor el impacto de las políticas energéticas, las inversiones en tecnología y la fluctuación de los precios internacionales en la producción de hidrocarburos.

Este análisis no solo nos permitirá apreciar el desempeño actual de cada cuenca, sino también vislumbrar las oportunidades y desafíos que enfrenta el sector en el futuro cercano.

Gráficas de producción de las principales cuencas petroleras de Argentina:

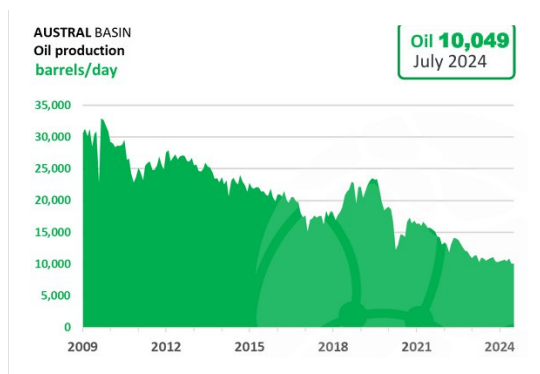


Ilustración 6 – Producción de petróleo en Cuenca Austral

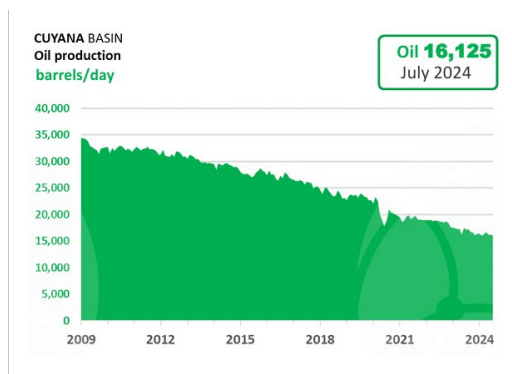


Ilustración 7 – Producción de petróleo en Cuenca Cuyana

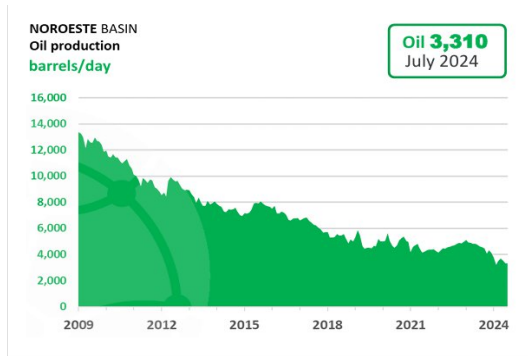


Ilustración 8 – Producción de petróleo en Cuenca Noroeste

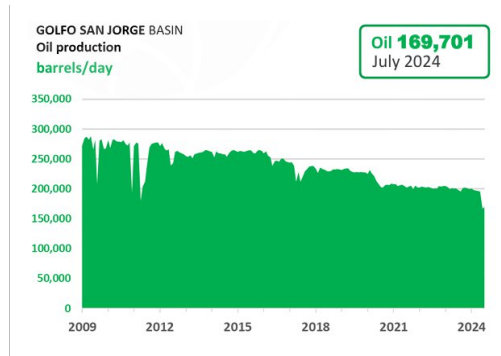


Ilustración 9 – Producción de petróleo en Cuenca del Golfo San Jorge

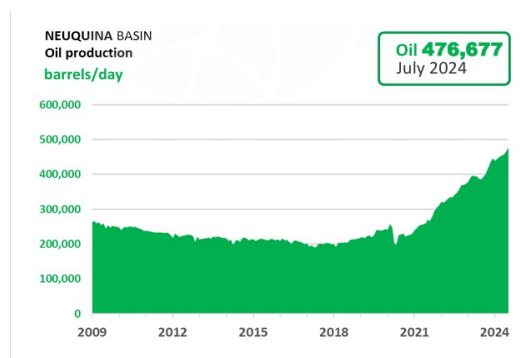


Ilustración 10 – Producción de petróleo en Cuenca Neuquina

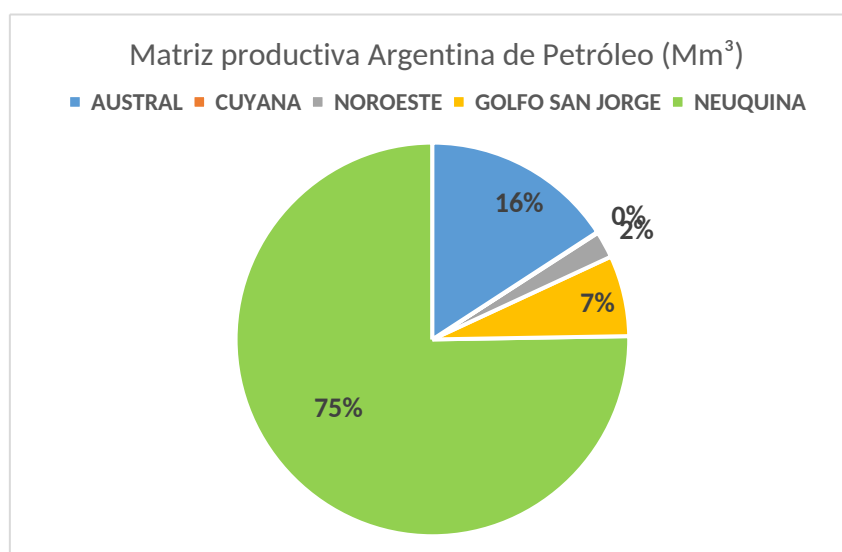


Ilustración 11 – Matriz productiva Argentina de Petróleo

La industria petrolera es un componente crucial de la economía argentina, y su evolución ha estado influenciada por diversos factores. En este análisis, se utilizarán datos proporcionados por la Secretaría de Energía para examinar las tendencias en la producción de petróleo en el país, con especial énfasis en la cuenca Neuquina, donde se encuentra el yacimiento de Vaca Muerta. Este recurso no convencional ha transformado el panorama energético argentino, posicionando a la cuenca Neuquina como líder en producción en los últimos años.

Se abordarán las variaciones en la cantidad de pozos terminados y su clasificación por tipo, así como el impacto de la inversión en infraestructura y tecnología. Este análisis permitirá comprender mejor cómo las fluctuaciones en los precios internacionales y las políticas energéticas han influido en la producción, así como su efecto en la economía local y la creación de empleo.

Producción de Petróleo por Cuenca (Mm3):

AÑO	Austral	Cuyana	San Jorge	Neuquina	Noroeste	TOTAL	% i.a.
2013	1,432	1,753	15,031	12,645	472	31,333	-2.0%
2014	1,324	1,702	15,113	12,310	431	30,880	-1.4%
2015	1,246	1,614	15,250	12,343	444	30,898	0.1%
2016	1,159	1,582	14,497	12,063	409	29,708	-3.8%
2017	1,005	1,505	13,418	11,539	366	27,833	-6.3%
2018	1,170	1,399	13,479	12,048	310	28,405	2.1%
2019	1,252	1,356	13,326	13,299	284	29,516	3.9%
2020	919	1,184	12,353	13,223	286	27,966	-5.3%
2021	895	1,117	11,882	15,654	255	29,801	6.6%
2022	748	1,083	11,754	19,943	268	33,796	13.4%
Var. % 2021-2022	-16.4%	-3.0%	-1.1%	27.4%	5.2%	13.4%	
Var. a.a. % 2013-2022	-7.0%	-5.2%	-2.7%	5.2%	-6.1%	0.8%	

Los datos proporcionados por la Secretaría de Energía evidencian que el desarrollo de Vaca Muerta ha permitido que, en los últimos cuatro años, la cuenca Neuquina se consolide como la principal productora de petróleo en Argentina. De hecho, se puede observar que en 2020 la producción de esta cuenca superó a la de la Cuenca del Golfo San Jorge, marcando un hito significativo en el panorama energético del país.

Producción de Petróleo por Provincia (Mm3):

AÑO	2010	2021	2022	% i.a.	% 2019
Chubut	9,501	8,127	8,070	-0.7%	23.9%
Estado Nacional	284	197	161	-18.3%	0.5%
Formosa	126	28	39	39.3%	0.1%
Jujuy	22	16	11	-32.3%	0.0%
La Pampa	1,457	815	871	6.9%	2.6%
Mendoza	5,259	3,235	3,204	-1.0%	9.5%
Neuquén	7,276	11,382	15,706	38.0%	46.5%
Rio Negro	2,214	1,337	1,245	-6.9%	3.7%
Salta	509	211	219	3.5%	0.6%
Santa Cruz	6,878	4,087	3,968	-2.9%	11.7%
Tierra del Fuego	674	364	303	-16.7%	0.9%
Total	34,199	29,799	33,796	13.4%	100.0%

En este contexto, la cantidad de pozos perforados y de exploración ha ido en aumento, reflejando el creciente interés y las inversiones en la exploración de nuevos horizontes hidrocarburíferos. Este incremento en la perforación de pozos no solo ha permitido una mayor producción, sino que también ha sido clave para maximizar el aprovechamiento de los recursos existentes. Se abordarán las variaciones en la cantidad de pozos terminados y su clasificación por tipo, así como el impacto de la inversión en infraestructura y tecnología.

Cantidad de pozos terminados por tipo:

AÑO	Avanzada	Exploración	Explotación	Servicio	TOTAL	% i.a.
2013	61	83	1056	102	1302	6.3%
2014	66	77	1152	142	1437	10.4%
2015	84	70	1194	100	1448	0.8%
2016	49	71	877	101	1098	-24.2%
2017	59	68	818	77	1022	-6.9%
2018	33	43	870	84	1030	0.8%
2019	54	34	731	93	912	-11.5%
2020	18	9	302	62	391	-57.1%
2021	19	22	591	58	690	76.5%
2022	28	32	634	82	776	12.5%
Var. % 2021-2022	47.4%	45.5%	7.3%	41.4%	12.5%	
Var. a.a. % 2013-2022	-8.3%	-10.0%	-5.5%	-2.4%	-5.6%	

2.1.3. Desarrollo No Convencional en las Cuencas y la Producción de Gas en Argentina.

El panorama energético de Argentina ha experimentado una transformación significativa en los últimos años, impulsada por el desarrollo de recursos hidrocarburíferos no convencionales. Las cuencas argentinas, en particular la cuenca Neuquina, han emergido como protagonistas en esta evolución, destacándose Vaca Muerta como uno de los yacimientos no convencionales más importantes del mundo. Este reservorio, rico en petróleo y gas, ha atraído inversiones sustanciales y ha fomentado la adopción de tecnologías avanzadas que han permitido maximizar la extracción de hidrocarburos.

El desarrollo de los recursos no convencionales en Argentina no solo ha permitido diversificar la matriz energética del país, sino que también ha contribuido a aumentar la producción de gas natural, vital para satisfacer la demanda interna y fomentar el crecimiento económico. A medida que la producción de gas se expande, Argentina se posiciona como un actor clave en el mercado regional, con el potencial de convertirse en un exportador de gas natural hacia mercados internacionales.

La implementación de técnicas como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica ha permitido acceder a reservas que antes se consideraban inaccesibles, transformando las expectativas sobre la capacidad productiva del país. Este desarrollo no solo representa una oportunidad para fortalecer la economía local y generar empleo, sino que también plantea desafíos en términos de sostenibilidad y manejo de recursos.

En este análisis, se examinarán las características del desarrollo no convencional en las cuencas argentinas, con un enfoque en Vaca Muerta y la evolución de la producción de gas en el país. A través de este enfoque, se busca comprender el impacto de estas actividades en el futuro energético de Argentina y su relevancia en el contexto global de la energía.

Producción de Gas Anual (Mft³/día):

En la siguiente gráfica, elaborada por la consultora 'Oil Production', se ilustra la trayectoria histórica de la producción de gas en Argentina a lo largo de los últimos 15 años:

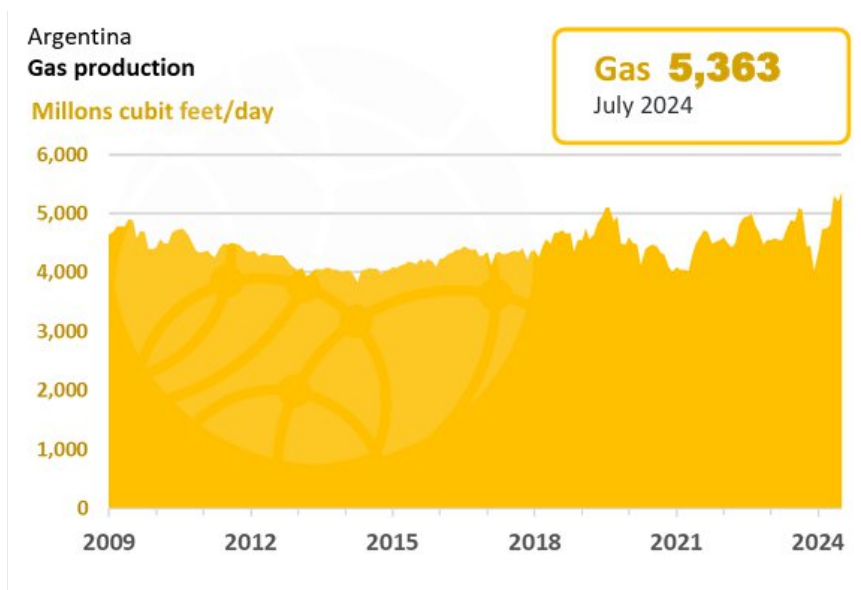


Ilustración 12 – Producción de gas en Argentina: Análisis desde 2009 hasta 2024.

En la actualidad, según el reporte de julio de 2024, Argentina está produciendo un total de 5,363 millones de pies cúbicos de gas por día.

A continuación, y de manera similar a lo que se realizó para el petróleo, se expondrán las gráficas que representan la producción de gas en las principales cuencas productoras de Argentina, subrayando su evolución a lo largo del tiempo.

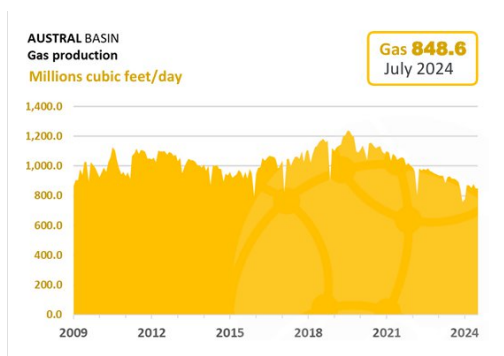


Ilustración 13 – Producción de gas en Cuenca Austral

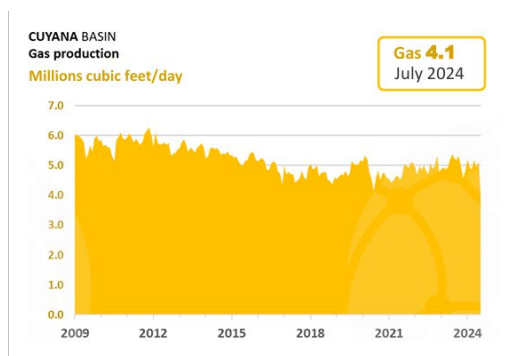


Ilustración 14 – Producción de gas en Cuenca Cuyana

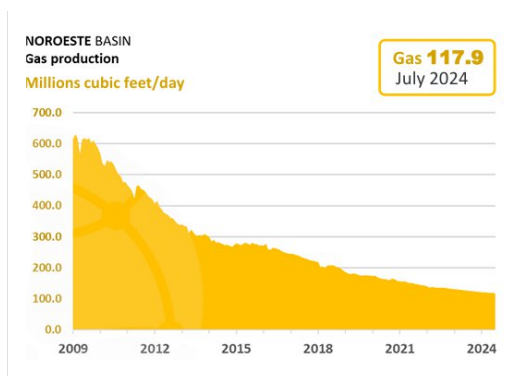


Ilustración 15 – Producción de gas en Cuenca Noroeste

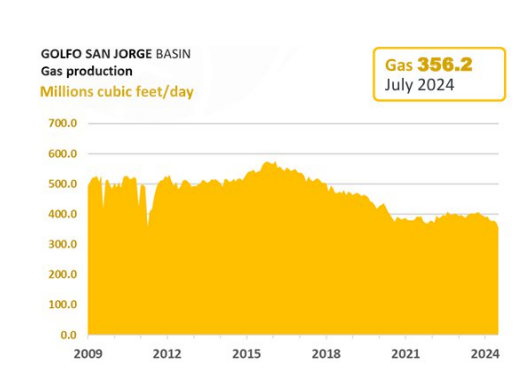


Ilustración 16 – Producción de gas en Cuenca del Golfo San Jorge

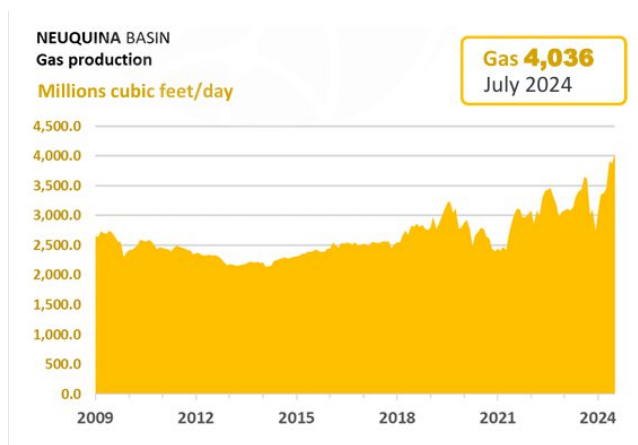


Ilustración 17 – Producción de gas en Cuenca Neuquina

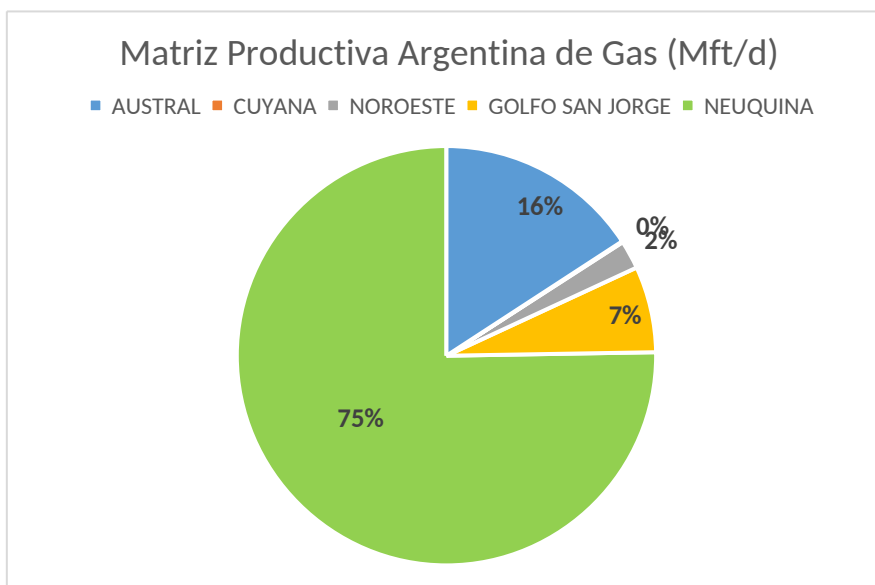


Ilustración 18 – Matriz productiva Argentina de Gas

2.2. Participación del yacimiento Mata Magallanes Oeste en la CGSJ

En los gráficos a continuación, elaborados con datos de la Secretaría de Energía de la Nación, se presenta la participación del yacimiento Mata Magallanes Oeste en comparación con algunos yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ). Como se puede observar, la producción de petróleo en Mata Magallanes Oeste supera a la de Don Ernesto, pero es inferior a la de Bella Vista.

En cuanto a la producción de gas, entre 2006 y 2018, Mata Magallanes Oeste registra niveles superiores a Bella Vista y menores a El Trébol.

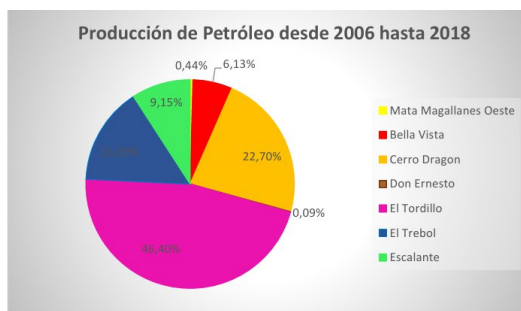


Ilustración 19 – Matriz productiva de petróleo del yacimiento Mata Magallanes Oeste

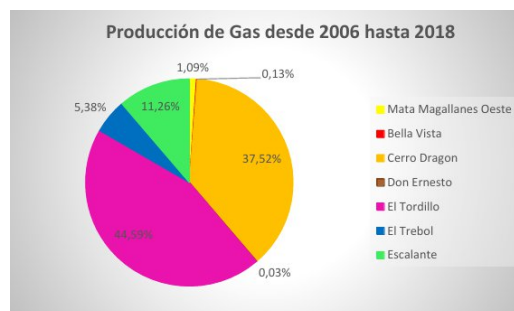


Ilustración 19 – Matriz productiva de gas del yacimiento Mata Magallanes Oeste

2.3. Mercado externo

El análisis actual del contexto energético global sugiere una transición hacia una mayor participación de las energías renovables, impulsada por la creciente preocupación por el cambio climático y las políticas de descarbonización en muchas economías. Aun así, el gas y el petróleo seguirán desempeñando roles significativos en el suministro energético en las próximas décadas, aunque en menor medida que antes. De acuerdo con el informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA) de 2024, se espera que la demanda de gas natural mantenga una leve tendencia de crecimiento en el corto plazo en economías emergentes, a medida que el gas sustituye a otras fuentes más contaminantes, como el carbón.

En el escenario actual, se anticipa que la demanda mundial de petróleo alcanzará su pico hacia 2030, con un crecimiento anual moderado del gas en mercados específicos. Sin embargo, en un contexto de políticas ambiciosas de reducción de emisiones, la demanda global de gas podría caer significativamente hacia 2050. Esto refleja la expansión de fuentes limpias, como la energía solar y eólica, que se proyecta aumenten drásticamente en capacidad, respaldadas por compromisos internacionales para triplicar la capacidad renovable para 2030.

La transformación de la matriz energética implica que la proporción de combustibles fósiles, aunque disminuya, seguirá siendo crucial en varias economías en desarrollo donde el gas, por su menor huella de carbono frente al carbón, permite avances hacia la sostenibilidad sin comprometer el acceso a energía asequible y confiable.

2.4. Análisis del Precio del Barril de Petróleo

El precio del petróleo en el mercado global es el resultado de múltiples factores que interactúan constantemente. La oferta y demanda son determinantes fundamentales: cuando la oferta supera la demanda, el precio tiende a bajar, y cuando la demanda excede la oferta, el precio sube. Además, la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y sus aliados (OPEP+) juegan un rol clave al establecer cuotas de producción entre sus países miembros, lo cual les permite influir en los precios ajustando la oferta global. La geopolítica también tiene un impacto significativo, ya que conflictos en regiones productoras o sanciones a países específicos, como Irán o Venezuela, pueden interrumpir el suministro y elevar los precios. A su vez, los mercados financieros especulan sobre futuros contratos de petróleo, lo que genera variaciones rápidas en el precio según las expectativas de los inversores. Otros factores, como los inventarios de crudo en grandes economías y la transición hacia energías renovables, también moldean el mercado al afectar tanto la oferta como la demanda a largo plazo.

Históricamente, el precio del petróleo ha experimentado fluctuaciones significativas debido a diversos factores geopolíticos y económicos. Eventos como conflictos bélicos, sanciones a grandes productores y descubrimientos de nuevas reservas en regiones previamente inexploradas han causado aumentos o caídas abruptas en los precios.

Estos cambios afectan tanto a países productores como a importadores, influyendo en sus políticas energéticas y económicas.

A continuación, se detalla la evolución del precio del barril de petróleo en los últimos años, destacando las principales tendencias y momentos clave que han moldeado su valor en el mercado global.



Precio medio anual del petróleo crudo fijado por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de 1960 a 2024

Hoy en día, 4 de noviembre de 2024, el precio del barril de crudo Brent se sitúa en torno a los \$73.33 dólares. En los últimos meses, el precio ha mostrado fluctuaciones importantes debido a factores económicos y geopolíticos. Después de un período de descenso a causa de preocupaciones sobre el crecimiento de la demanda global, el precio de Brent se ha recuperado ligeramente. Se espera que aumente gradualmente hacia 2025 debido a la reducción en las reservas globales y los cortes de producción sostenidos por la OPEP+.

3. MARCO GEOLÓGICO:

3.1. Marco Geológico

La cuenca del Golfo San Jorge se ubica en la Patagonia central, entre los 44° y 47°S de latitud, cubriendo una superficie aproximada de 170.000 km². En cuanto a la producción de hidrocarburos, la cuenca presenta el valor acumulado más alto de Argentina

Se formó durante el período Jurásico tardío a través de procesos tectónicos extensivos que generaron una serie de depocentros (áreas de subsidencia) donde se acumularon grandes cantidades de sedimentos.

La cuenca ha experimentado múltiples fases de tectonismo y sedimentación, lo que ha resultado en una compleja estructura estratigráfica y un sistema petrolero eficiente.

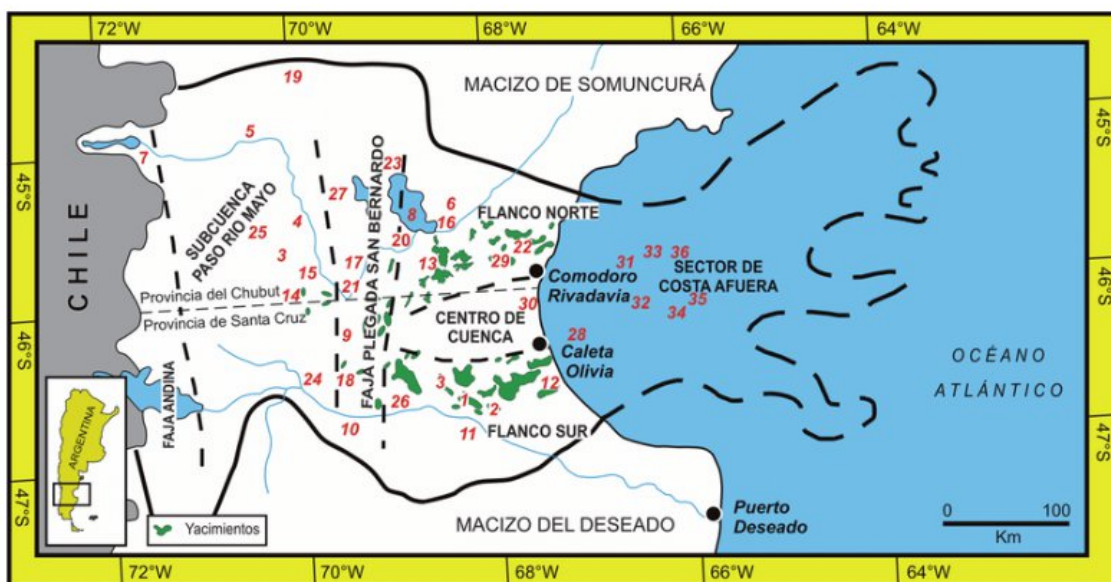


Ilustración 5- Cuenca del golfo san Jorge.

3.2. Marco Estructural.

En la parte central del yacimiento se encuentra una estructura anticlinal, con cierre en los cuatro sentidos, orientada NNE-SSO y generada por una serie de fallas transcurrentes con orientación NNE-SSO.

En esta estructura se encuentran la mayor parte de los pozos productivos, aunque existen pozos fuera de esa estructura que han sido productores de petróleo y gas cuyo tipo de trampa se desconoce.

El intervalo productivo se encuentra entre 950 mbbp y 1550 mbbp. La sección sedimentaria en este intervalo está integrada fundamentalmente por areniscas y pelitas fluviales.

La Cuenca del Golfo de San Jorge se caracteriza por presentar trampas estructurales, estratigráficas y combinadas. Esta diversidad otorga a la cuenca un especial atractivo,

ya que es posible realizar nuevos descubrimientos en base a estudios detallados, aplicando nuevas tecnologías y conceptos.

En el flanco oeste de la cuenca se reconocen dos estilos estructurales principales: por un lado, la porción correspondiente a la Faja plegada que incluye una amplia zona con desarrollo de anticlinales fragmentados de orientación NNE-SSO y por otro, la zona extensional con un sistema de fallas normales de dirección ONO-ESE que delimitan bloques basculados (fosas y hemifosas). Estas fallas atraviesan gran parte de la columna estratigráfica y ponen en contacto la roca madre con los reservorios de la Formación Bajo Barreal.

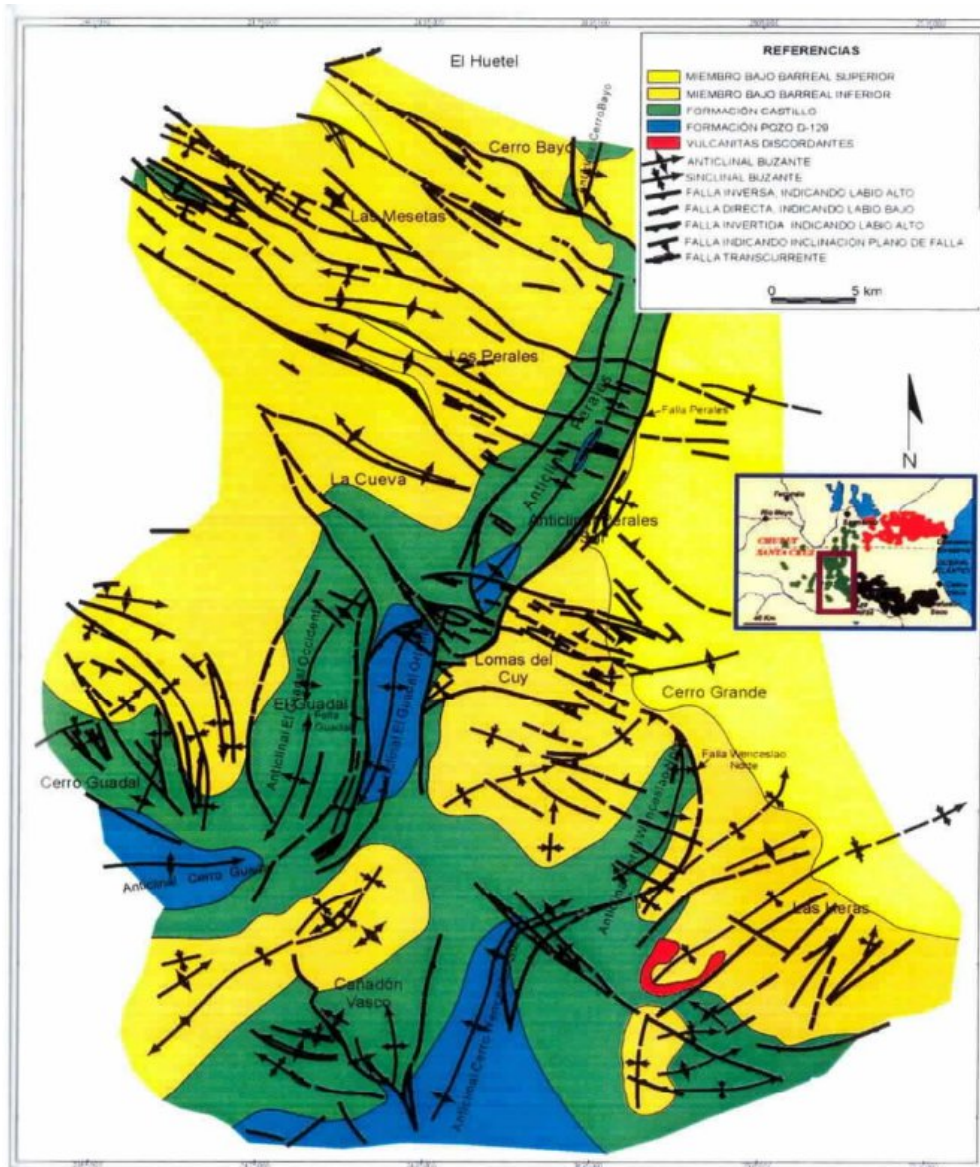


Ilustración 6 -Mapa geológico de subafloramientos

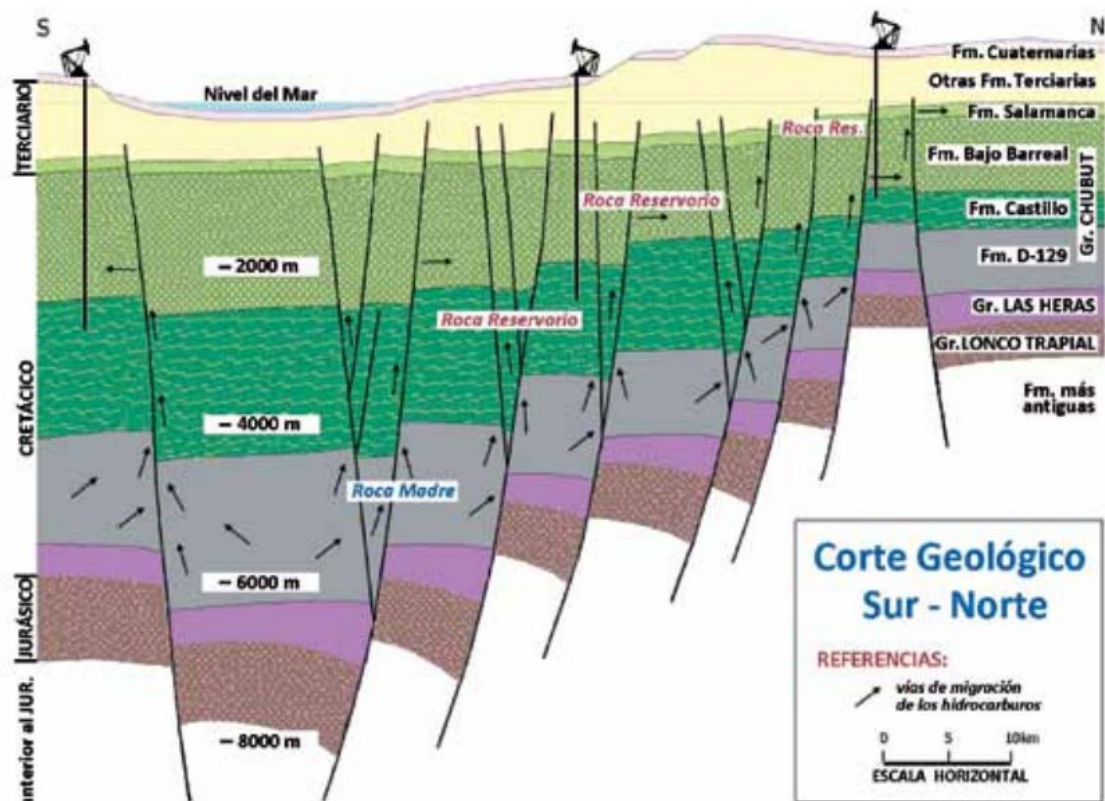


Ilustración 7 – Corte geológico de la cuenca GSJ Norte-Sur

3.3. Marco Estratigráfico.

Las unidades estratigráficas que componen la sucesión que rellenan la cuenca reciben diferentes denominaciones formales. En el caso del flanco oeste donde está centrado el interés de este trabajo, se utilizarán los nombres adoptados de afloramientos.

La columna estratigráfica está compuesta por el llamado basamento económico para la explotación de hidrocarburos, que corresponde a un complejo volcánico-sedimentario producto de la apertura y extensión de la cuenca durante el Jurásico medio. Este complejo de rift incluye diferentes nombres formales, entre ellos Grupo Lonco Trapial y Grupo Bahía Laura o lo que denominan Megasecuencia 0. Por encima de este complejo, mediante una discordancia se depositaron las pelitas y areniscas que integran el denominado Grupo Las Heras del Jurásico superior-Cretácico inferior asociados a una etapa de rift tardío. Las unidades basales de este grupo se conocen informalmente como el Neocomiano y corresponden a las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal, compuestas por arcilitas y fangolitas oscuras depositadas en un ambiente lacustre y corresponden al Ciclo Sedimentario o Megasecuencia I. Estas unidades son consideradas las rocas generadoras de hidrocarburos en el sector occidental constituyendo el segundo sistema petrolero de la cuenca.

La unidad superior que completa el Grupo Las Heras es la Fm. Pozo D-129 del Cretácico inferior alto y corresponde al Ciclo II. Esta formación está constituida por sedimentos pelíticos de origen lacustre, ricos en materia orgánica y es considerada la principal roca generadora de la cuenca, fundamentalmente en la región oriental. Esta unidad fue definida en subsuelo y está compuesta principalmente por limoarcillitas oscuras, areniscas y calizas, mientras que hacia la parte superior se intercalan cuerpos arenosos a conglomerádicos, tobas y pelitas de coloración rojiza que se conocen como Fm. Matasiete, único tramo expuesto en afloramientos de la Sierra de San Bernardo.

Posteriormente se reconoce una etapa de subsidencia termal (sag) durante la cual se depositan los sedimentos del Grupo Chubut del Cretácico medio-superior, integrado por las Formaciones Castillo, Bajo Barreal y Laguna Palacios. Estas unidades corresponden a los Ciclos III, IV y V, respectivamente.

3.4. Formación Castillo:

La Fm. Castillo comprende un conjunto de tobas y areniscas tobáceas de origen fluvial que afloran en la Sierra de San Bernardo, cuyo equivalente en subsuelo del flanco norte es la Fm. Mina del Carmen y está constituida principalmente por pelitas y tobas con algunas intercalaciones arenosas.

3.5. Formación Bajo Barreal:

Sobre esta unidad se apoyan en carácter transicional las sedimentitas de la Fm. Bajo Barreal de edad Cretácica superior. Esta unidad ha sido subdividida en dos miembros: Mb. Bajo Barreal Inferior y Mb. Bajo Barreal Superior, cuyos equivalentes en subsuelo son las Formaciones Comodoro Rivadavia (flanco norte) y Cañadón Seco (flanco sur) para el miembro inferior y Formaciones Yacimiento El Trébol (flanco norte) y Yacimiento Meseta Espinosa (flanco sur), para el superior.

La Fm. Bajo Barreal es de origen fluvial y está constituida en la base por un conjunto de tobas y areniscas tobáceas que se conoce informalmente como "sección tobácea" y representa la transición con la subyacente Fm. Castillo. Hacia arriba la participación piroclástica va disminuyendo y la sucesión se compone de una alternancia de areniscas tobáceas, tobas, areniscas y limoarcillitas tobáceas.

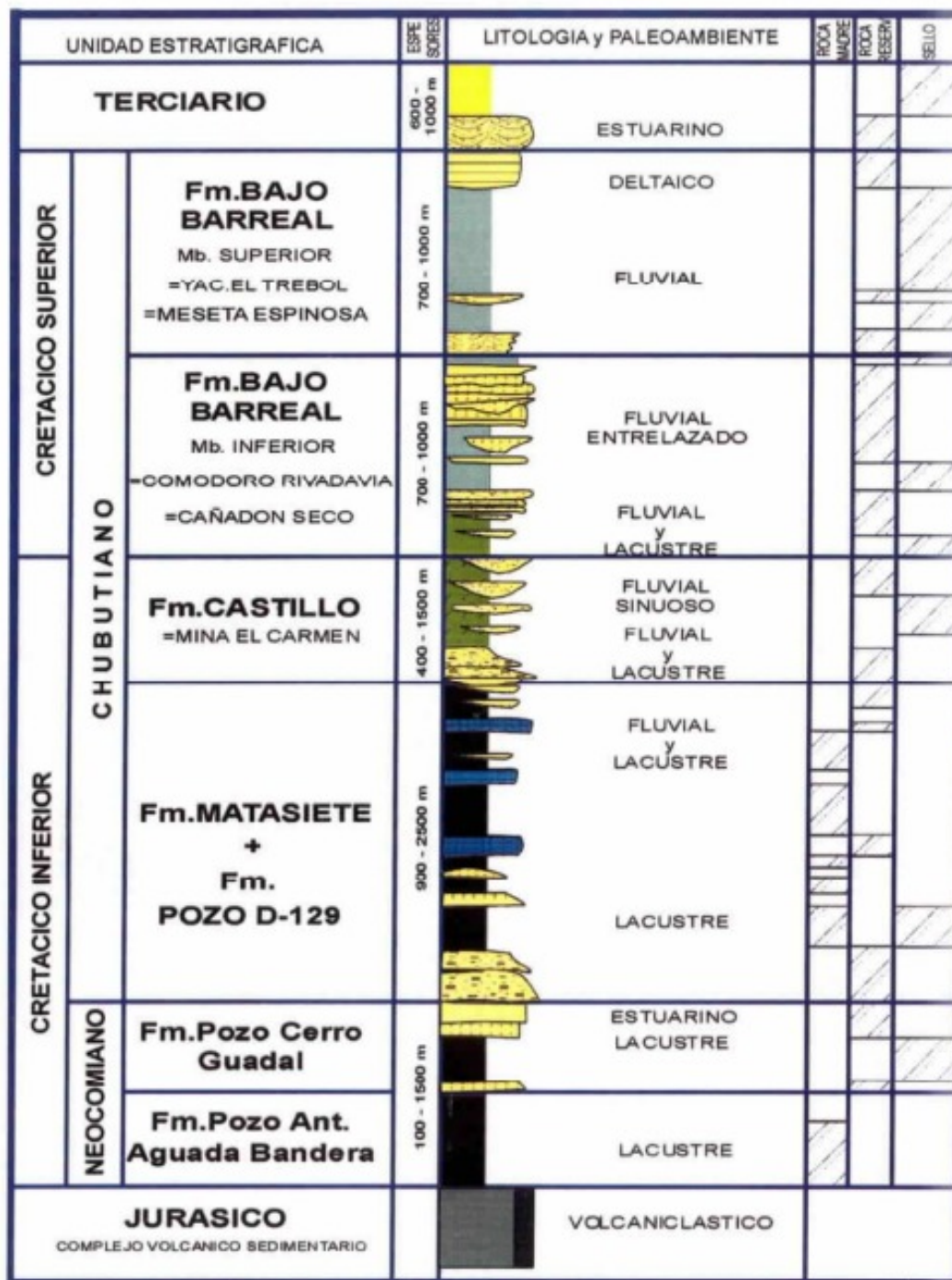


Ilustración 8 – Columna estratigráfica Cuenca del golfo san Jorge Flanco Oeste

3.6. Propiedades de los reservorios:

Los reservorios están constituidos principalmente por areniscas lítico-feldespáticas siendo su granulometría correspondiente a arenisca mediana y gruesa subordinada. Las areniscas son pobremente a bien seleccionada y los clastos angulosos a subangulosos, fundamentalmente líticos de composición volcánica a piroclástica.

Parámetros físicos comparativos de yacimientos:

PARÁMETROS	YACIMIENTO AP			YACIMIENTO LPS		
	MÁX	PROMEDIO	MÍN.	MÁX	PROMEDIO	MÍN.
ESPESOR NETO (m)*	6	2,8	1	8	3,1	1
POROSIDAD (%)	24	20	15	29	22	10
TIPO DE POROSIDAD	INTER-INTRAGRANULAR y MÓLDICA y FRACTURAS			INTER-INTRAGRANULAR y MÓLDICA		
PERMEABILIDAD (mD)	1940	180	32	s/d	90	s/d
RELACIÓN Kv/Kh	s/d			s/d		
SALINIDAD DEL AGUA (ppm en Cl-)	7100			8600		
RELACIÓN ESPESOR NETO/TOTAL	0,23	0,15	0,09	0,17	0,13	0,07
SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)	30	26	24	s/d	30	s/d
RANGO DE PROFUNDIDAD (m)	800	500	250	1600	1200	700

La composición media de estas areniscas está representada por cuarzo monocristalino (12 a 35%), feldespatos (principalmente plagioclasas de 8 a 33% y en menor proporción feldespatos potásicos hasta un 10%). Y fragmentos líticos (32 a 80%) representados por tobas vítreas, vidrio, chonitas, andesitas, riolitas y dacitas.

La matriz de la roca es principalmente arcillosa de origen infiltrado y se presenta como recubrimiento de granos y en menor proporción como relleno parcial de poros.

4. CLASIFICACIÓN DE RESERVORIOS:

Primeramente, vamos a definir qué es un yacimiento, éste se define como un sistema físico ubicado en el espacio por coordenadas (X, Y, Z). Considera además la roca reservorio, los fluidos que contiene la misma y la presión inicial del reservorio.

Los reservorios se clasifican según la presión inicial del mismo y a los fluidos que predominen en:

Yacimientos de gas:

Estos se caracterizan por encontrarse a altas temperaturas y moderadas a altas presiones, pudiendo a su vez clasificarse de acuerdo a las condiciones reinantes de presión y temperatura. A estos yacimientos se los ubica dentro de un diagrama P-T, el cuál es un diagrama termodinámico, si tenemos altas presión y temperatura al encontrarnos fuera de la región de dos fases; El fluido se halla en estado gaseoso. Existen entonces dos tipos de yacimientos de gas dentro de este tipo de reservorios; que son: los yacimientos de gas seco y los de gas húmedo.

Yacimientos de condensados de gas:

La producción de condensado de gas puede considerarse una fase intermedia entre petróleo y gas, en estos yacimientos se produce predominantemente gas; del cual se condensa líquido en separadores de superficie (de allí su nombre). Cuando la temperatura del yacimiento está por debajo del punto crincondensación, debido a la condensación retrograda formándose una fase líquida a medida que la presión disminuye por debajo del punto de rocío.

Al comienzo de la producción al exceder el yacimiento la temperatura crítica, este se encuentra en estado gaseoso y su composición permanece constante hasta llegar a la presión del punto de rocío. Por debajo de esta presión se condensa líquido del fluido del yacimiento en forma de rocío, debido a este proceso la fase gaseosa disminuye su contenido líquido.

Como el condensado líquido se adhiere a las paredes de los poros de la roca, no se mueve y el gas producido en superficie tendrá un contenido menor (aumenta el G.O.R) y a este proceso se lo llama CONDENSACION RETROGRADA. La pérdida de líquido retrógrado es mayor para:

- a) Menores temperaturas en el yacimiento.
- b) Mayores presiones de abandono.
- c) Mayor desviación del diagrama de fases hacia la derecha. Yacimientos de petróleo subsaturado.

Yacimientos de petróleo subsaturado:

Para comenzar a desarrollar de este tipo de yacimiento, primero tenemos que hablar de la solubilidad del gas. Esta solubilidad de gas en petróleo depende de 3 factores:

- a) Presión.
- b) Temperatura.

c) Composiciones tanto del gas como del petróleo.

Para un mismo gas y petróleo a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con la presión y la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta (a presión constante).

Para determinadas condiciones de presión y temperatura, la cantidad de gas en solución aumenta a medida que las composiciones del gas y del petróleo se asemejan (gases de alta gravedad A.P.I y petróleos de alta gravedad A.P.I). Se dice que el petróleo está saturado a cualquier presión y temperatura, si al reducir ligeramente la presión se libera gas de la solución; si por el contrario al reducir ligeramente la presión no se libera gas de la solución, se dice que el petróleo está subsaturado a esa presión.

El estado subsaturado implica una deficiencia de gas y que, si hubiera existido suficiente gas, el petróleo se encontraría en un estado saturado a esa presión. Dicha solubilidad se expresa en condiciones isotérmicas en función del aumento en la unidad de presión ($m^3/m^3/atm$), aunque en muchos yacimientos esta solubilidad es aproximadamente constante sobre un intervalo considerable de presiones y entonces en los cálculos se expresa en términos del gas total en solución a cualquier presión o sea R_s (m^3/m^3).

Yacimiento de petróleo saturado:

Como se mencionó anteriormente, el petróleo se dice que está saturado si al disminuir ligeramente la presión se libera gas del mismo. Estos reservorios producen inicialmente petróleo con una pequeña proporción de gas liberado, a medida que disminuye la presión por debajo del punto de burbuja; comienza a aumentar progresivamente la cantidad de gas que se libera y en superficie se obtiene petróleo y gas.

El gas es una de las energías de las que posee el reservorio para producir los hidrocarburos, y a medida que se extrae todo el gas el yacimiento se va depletando y perdiendo el empuje debido a este. Además de este tipo de empuje, existe el producido por la presencia de agua proveniente de los acuíferos superiores; produciéndose por este motivo la manutención de la presión del reservorio y llevando esto a alargar la vida productiva del mismo.

5. MODELADO DE YACIMIENTO

La metodología de caracterización de un yacimiento se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas.

El objetivo principal de realizar un modelado o una caracterización de un reservorio o yacimiento de hidrocarburos es comprender y predecir el comportamiento del yacimiento para maximizar la extracción eficiente y económica de los hidrocarburos. Este proceso permite:

1. **Estimación de reservas:** Determinar la cantidad de hidrocarburos que se pueden extraer de manera rentable del yacimiento.
2. **Planificación de desarrollo:** Diseñar estrategias de perforación y producción que optimicen la recuperación de los hidrocarburos, minimizando costos y riesgos.
3. **Optimización de la producción:** Ajustar y mejorar las técnicas de producción basadas en una comprensión precisa del yacimiento, incluyendo la gestión de presión y la inyección de agua o gas.
4. **Evaluación de riesgos:** Identificar y mitigar posibles riesgos asociados con la extracción de hidrocarburos, como la fuga de fluidos o la pérdida de presión.
5. **Toma de decisiones informada:** Proporcionar datos y modelos precisos que respalden la toma de decisiones estratégicas y operativas a lo largo del ciclo de vida del yacimiento.

Para lograr estos objetivos, se integran datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería de yacimientos, utilizando modelos matemáticos y simulaciones numéricas que representan las propiedades y el comportamiento del yacimiento bajo diferentes escenarios de producción.

5.1. Modelado estático

El modelado estático se centra en la caracterización y descripción detallada del yacimiento en su estado natural. Este tipo de modelado incluye varias disciplinas y aspectos clave:

Geología Estructural:

- Cartografía y Análisis Estructural: Se mapean y analizan las estructuras geológicas como fallas, pliegues y fracturas. Estas estructuras pueden afectar la distribución y el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Modelos Estratigráficos: Se construyen modelos que representan la disposición y las relaciones de los estratos rocosos, permitiendo entender la geometría del yacimiento.

Petrofísica:

- **Propiedades de la Roca:** Se caracterizan las propiedades físicas y químicas de las rocas del yacimiento, como la porosidad (capacidad de almacenar fluidos), la permeabilidad (facilidad de flujo de fluidos) y la saturación (cantidad de hidrocarburos y agua).
- **Datos de Núcleos y Registros de Pozo:** Se utilizan datos obtenidos de núcleos de roca y registros de pozos (logs) para determinar las propiedades petrofísicas en diferentes partes del yacimiento.

Geofísica:

- **Datos Sísmicos:** Se emplean datos sísmicos para delinear la estructura del yacimiento a gran escala y para identificar las zonas más prometedoras en términos de acumulación de hidrocarburos.
- **Interpretación Sísmica:** Los geofísicos interpretan los datos sísmicos para crear imágenes detalladas del subsuelo, ayudando a definir la extensión y la morfología del yacimiento.

Modelos Estáticos:

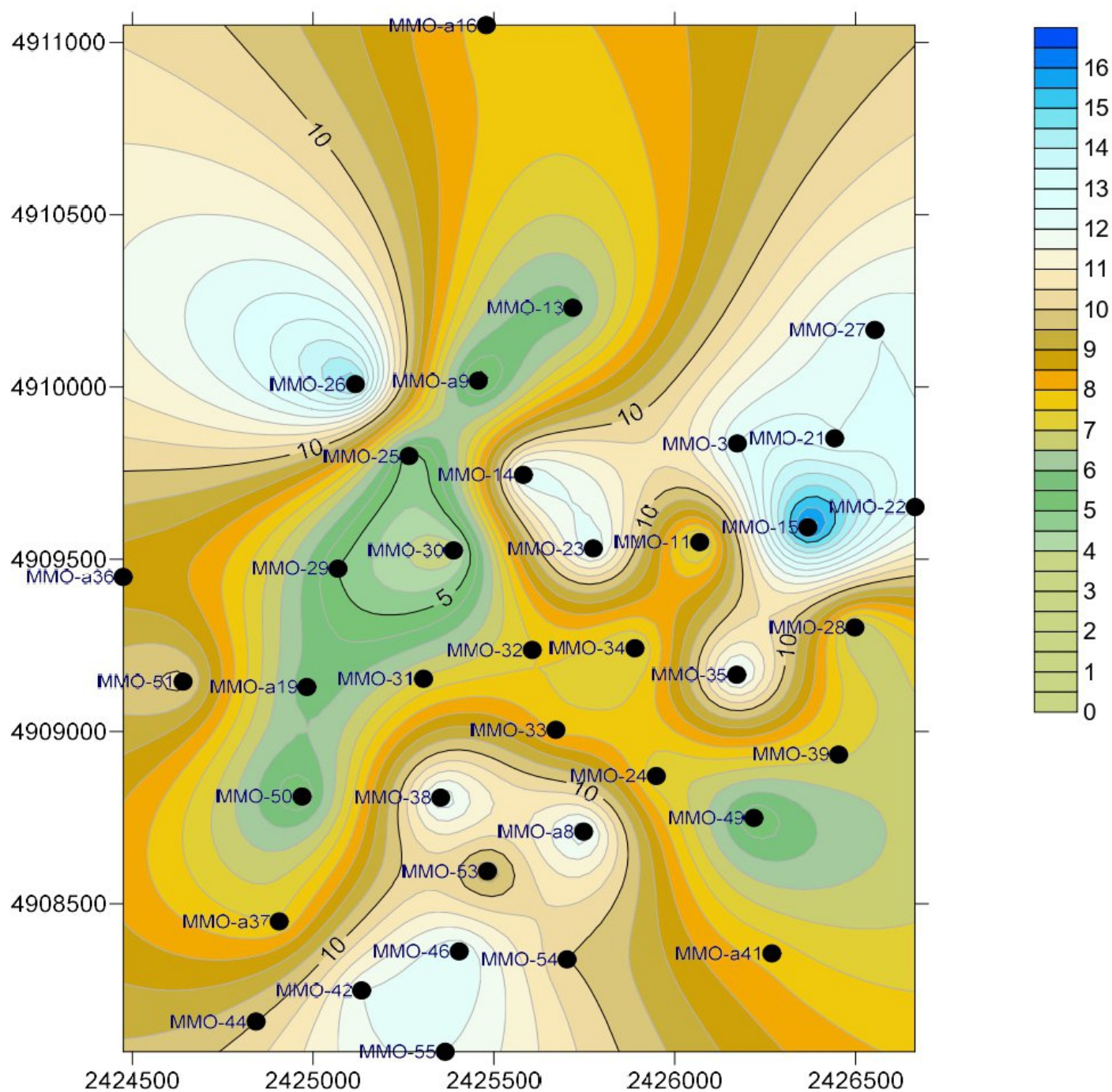
- **Construcción de Modelos 3D:** Se integran todos los datos geológicos, petrofísicos y geofísicos en un modelo tridimensional que representa con precisión la geometría, la heterogeneidad y la distribución de los fluidos en el yacimiento.
- **Simulación Estática:** Este modelo estático se utiliza como base para realizar simulaciones iniciales y para planificar la perforación de nuevos pozos.

Mapas de espesores

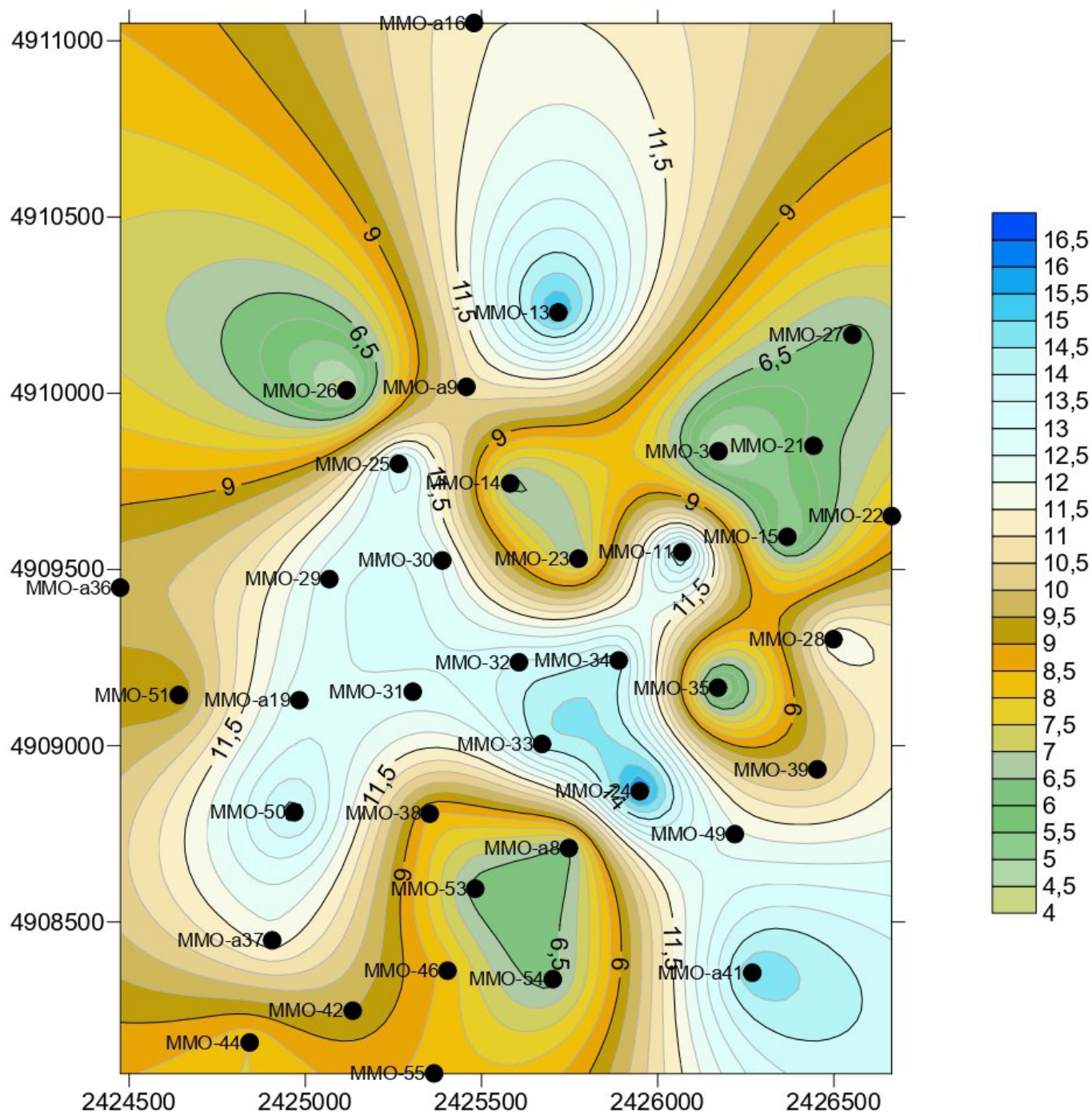
De los perfiles de correlación con la discriminación de capas se obtuvo los datos de los espesores útiles donde se consideró los espesores de punzados.

A continuación, se pueden observar los mapas de espesores útiles de las capas de interés y el tope de la formación Castillo.

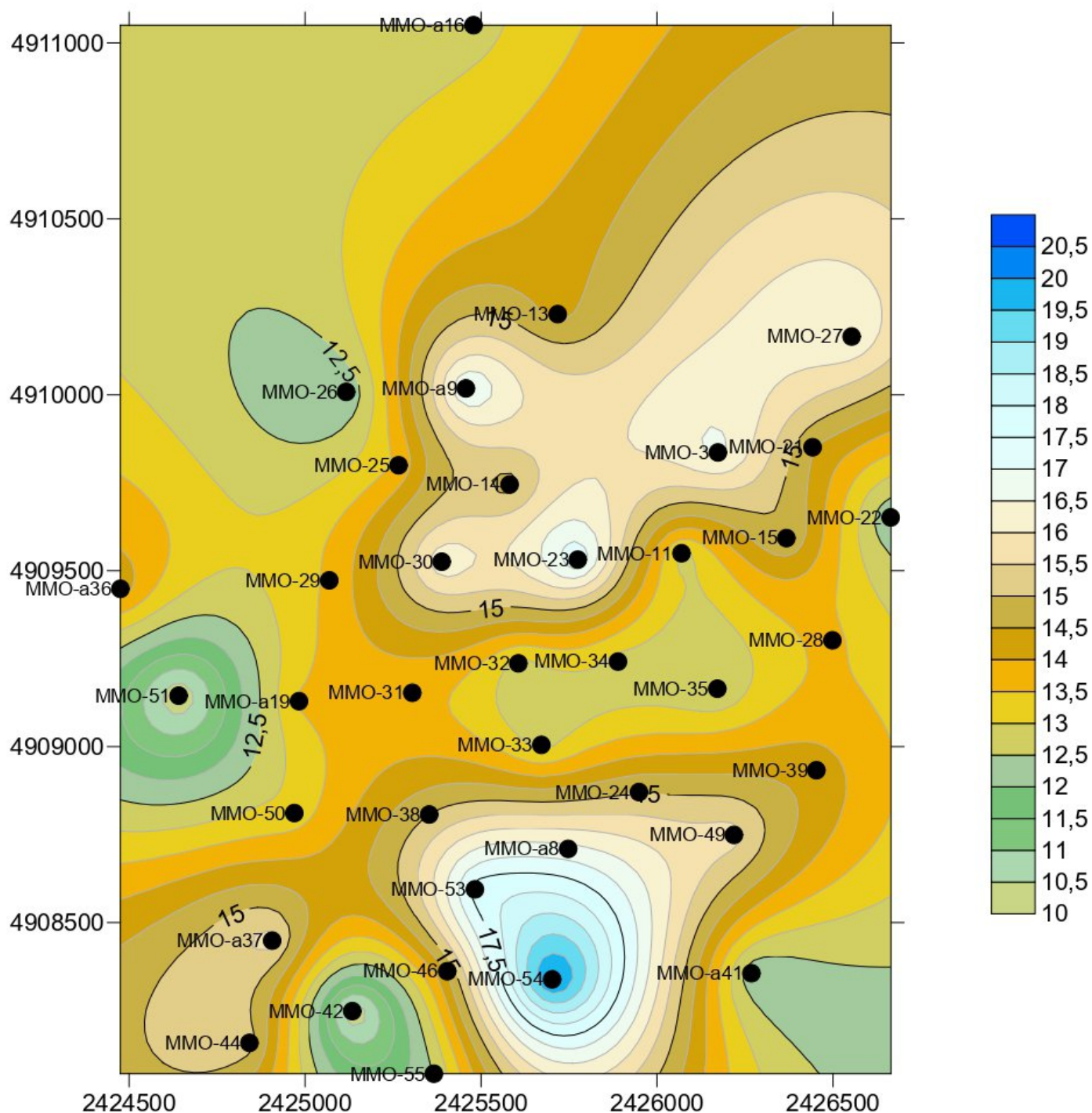
CAPA 22



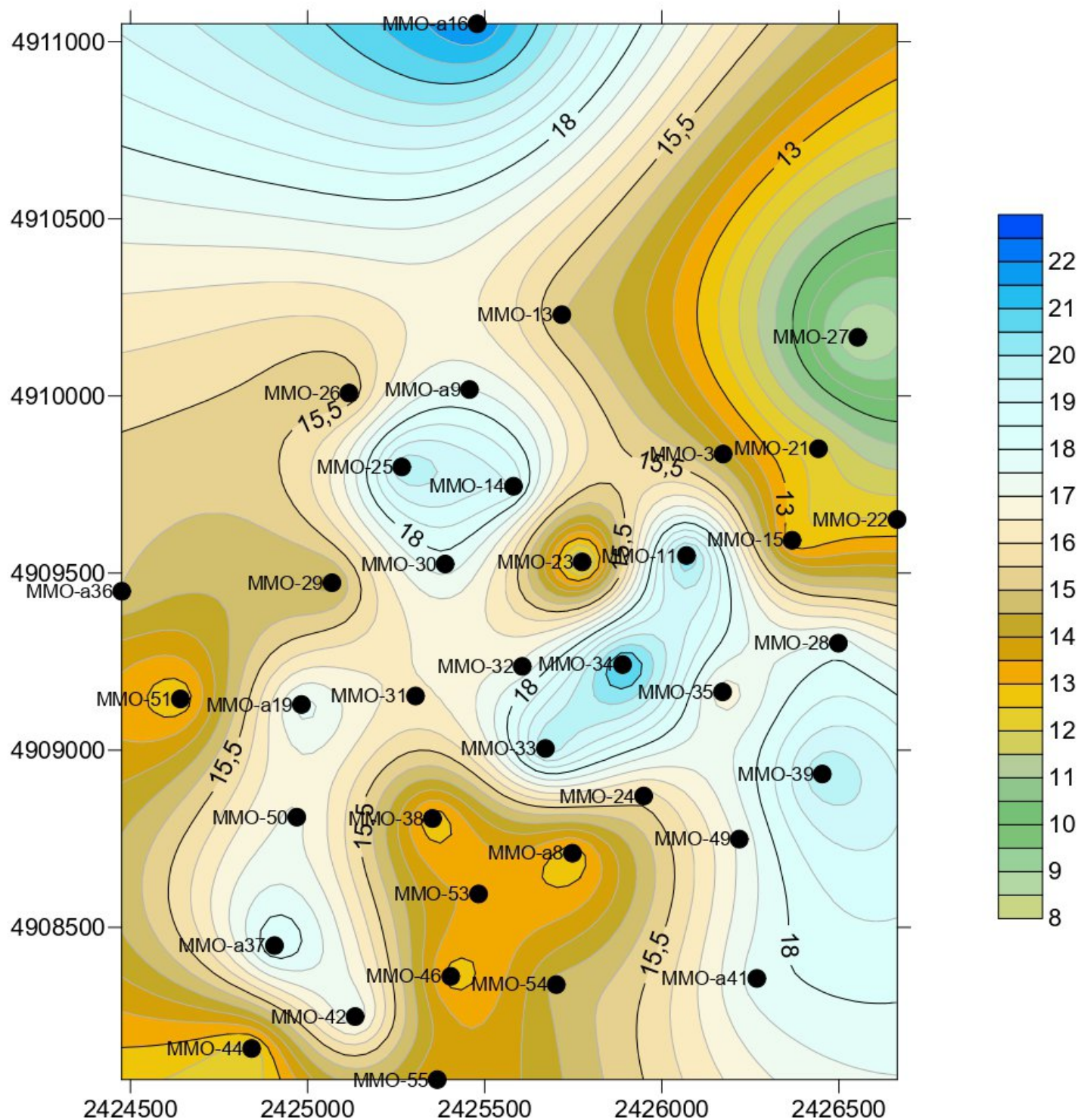
CAPA 23



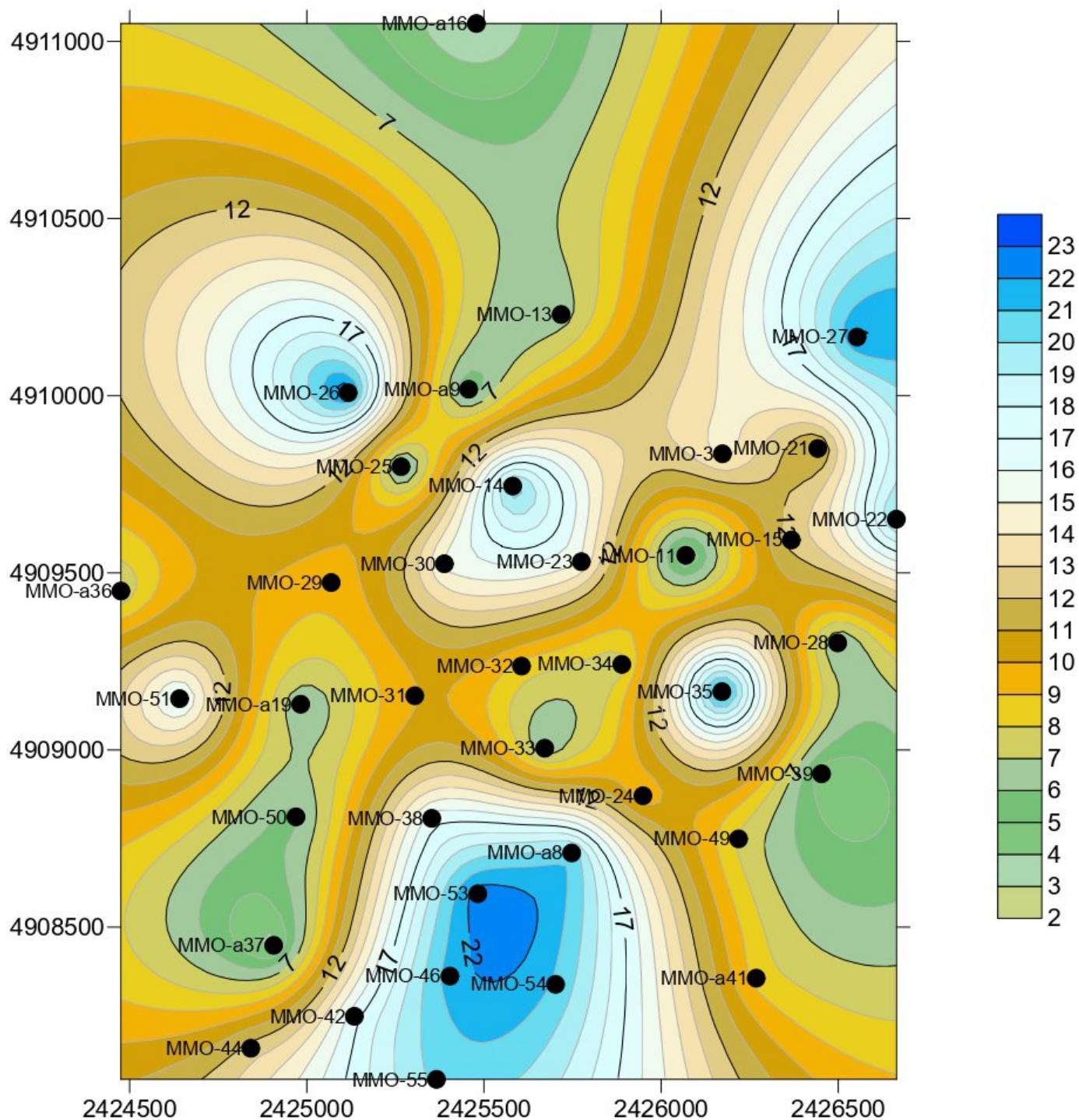
CAPA 24



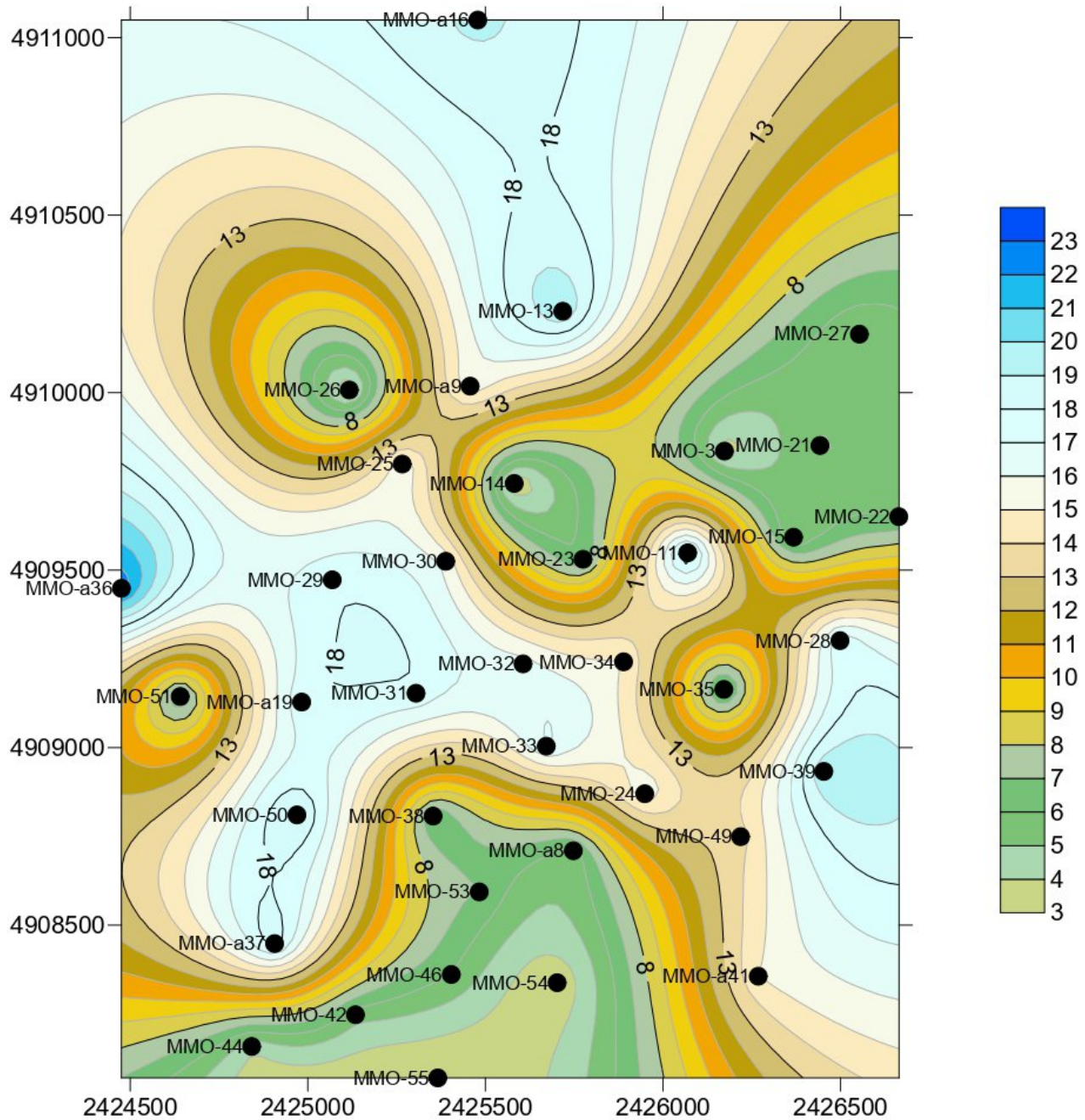
CAPA 25



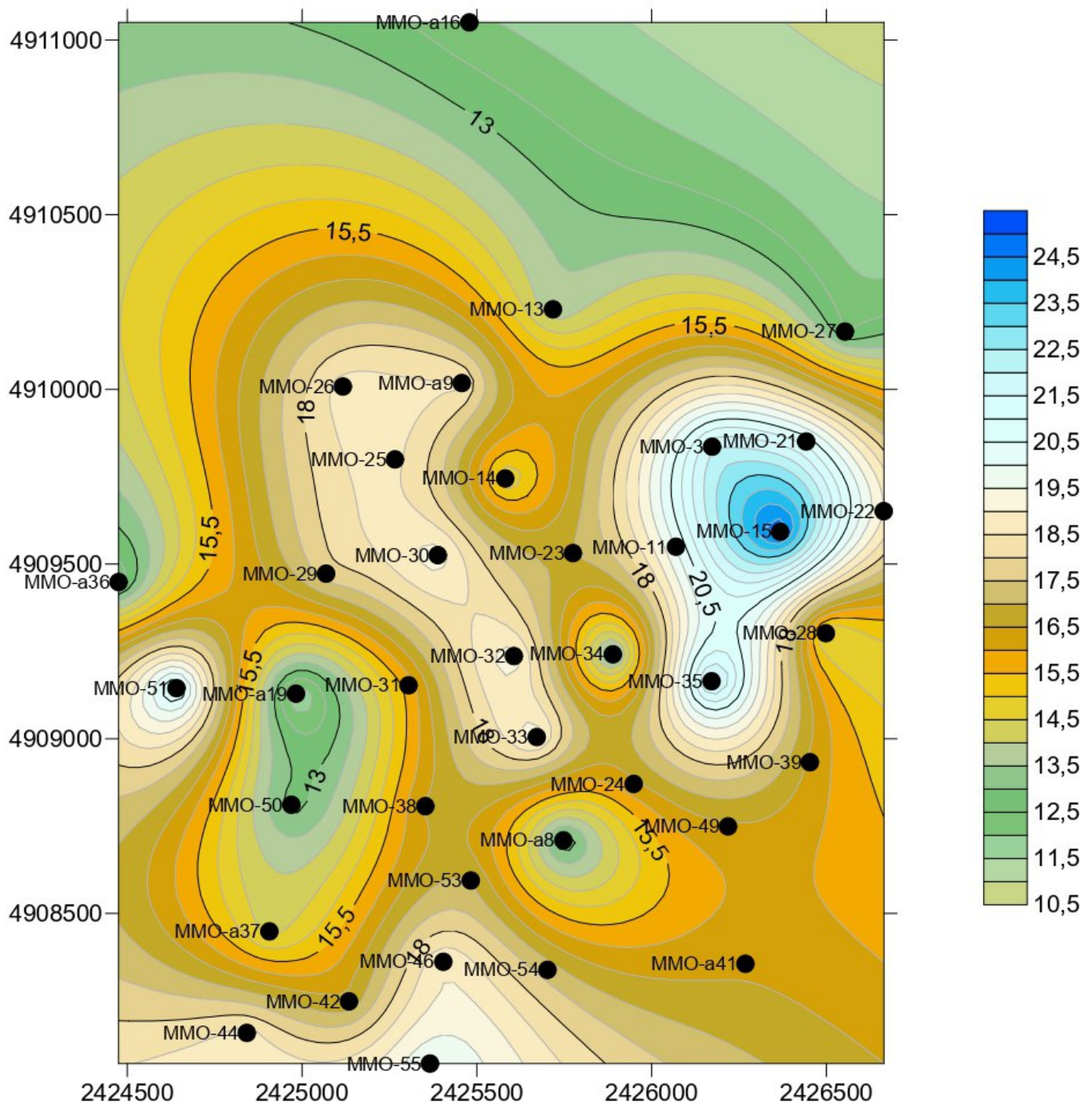
CAPA 26



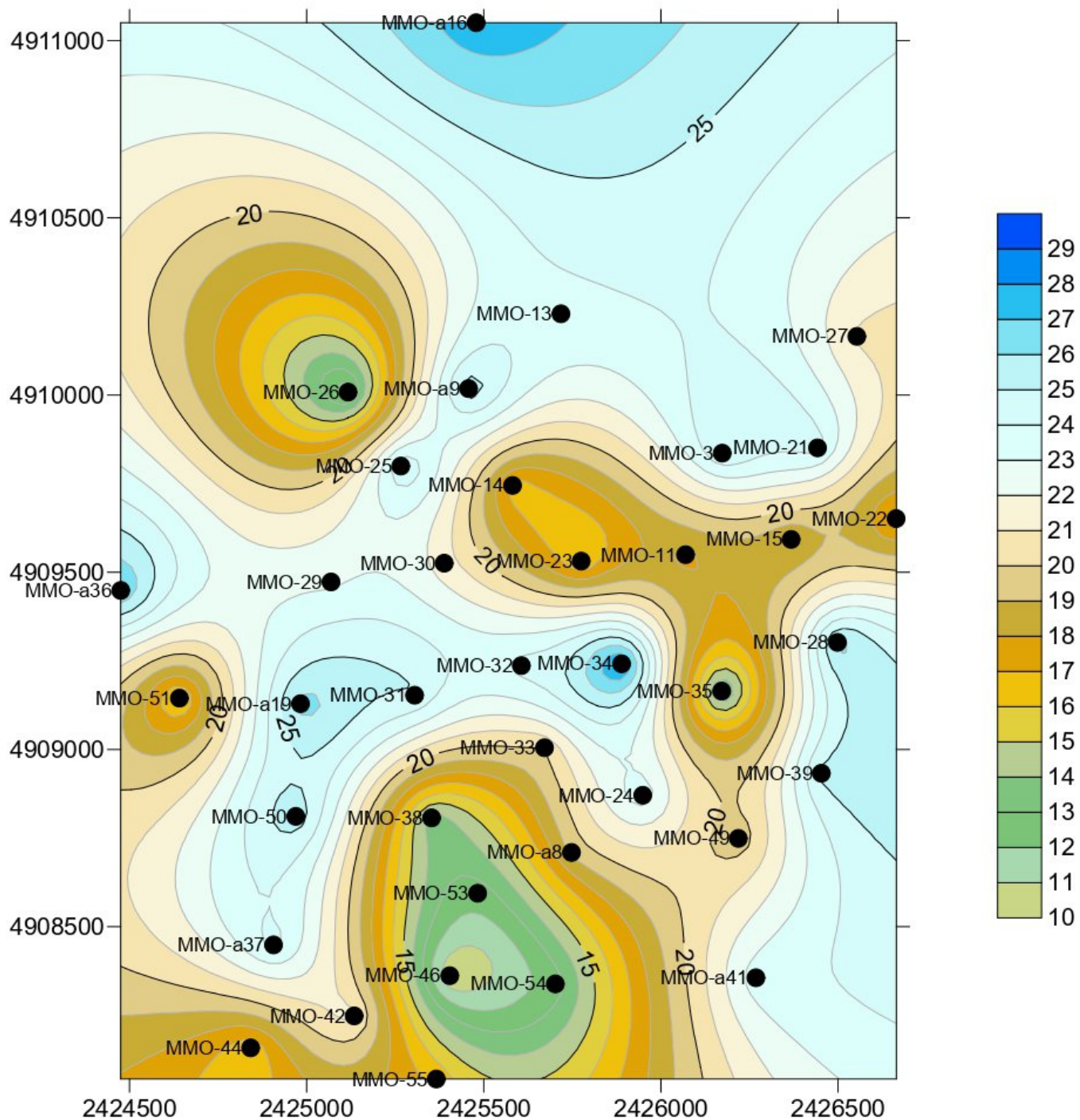
CAPA 27



CAPA 28

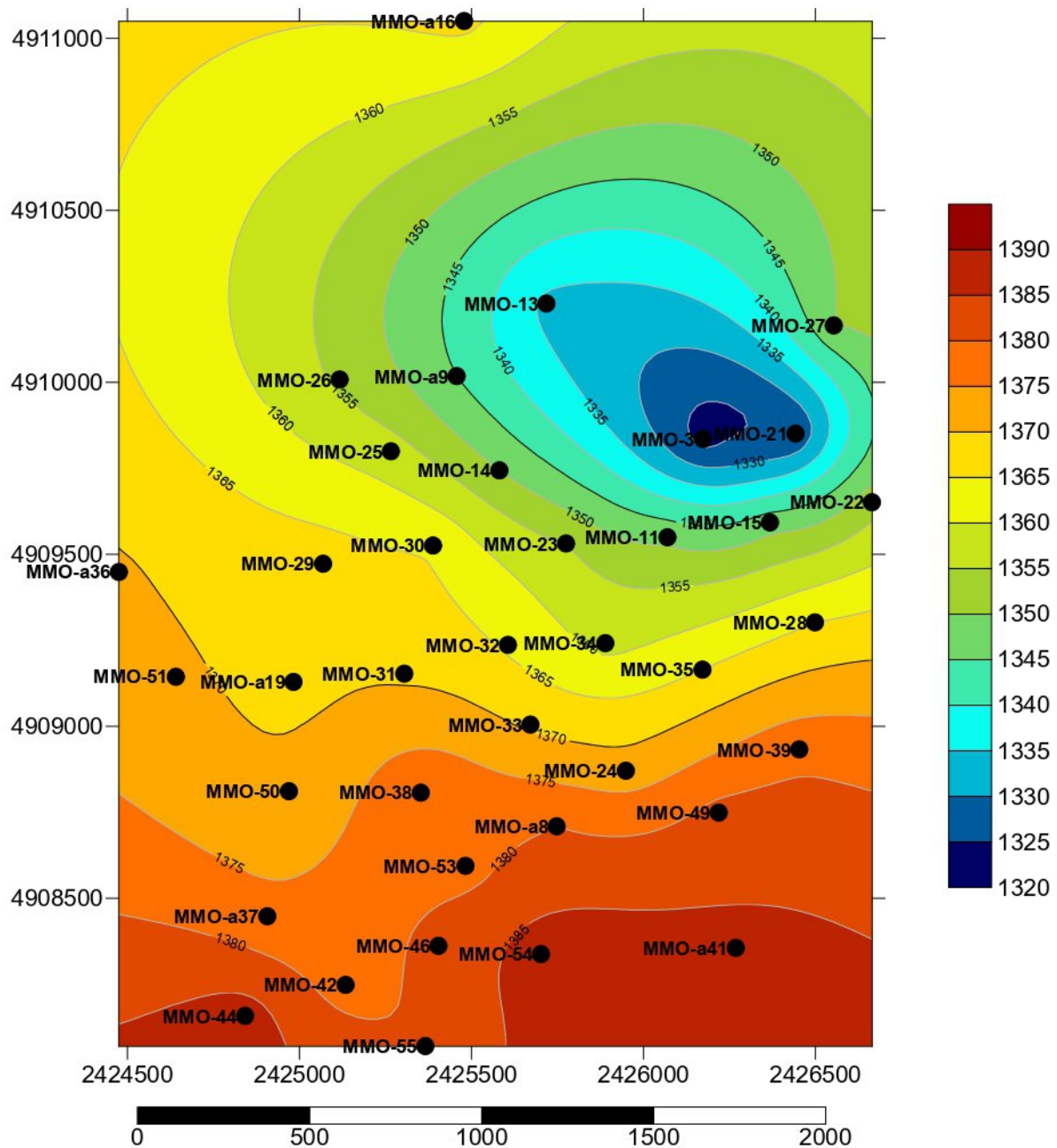


CAPA 29

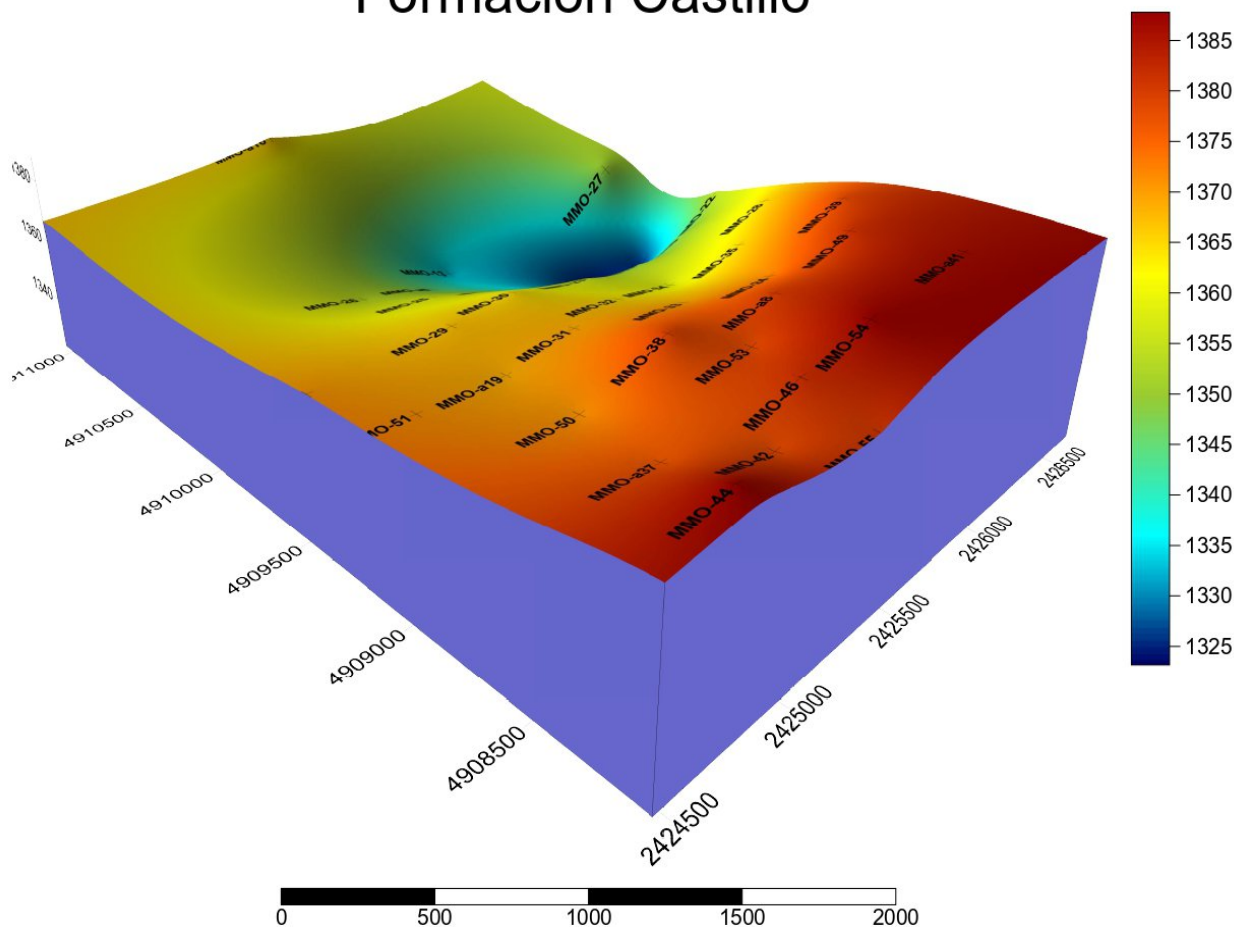


Formación Castillo: A continuación, se presenta un mapa estructural el cual representa la base en profundidad de la formación Castillo:

Formación Castillo



Formación Castillo



5.2. Modelado dinámico

El modelado dinámico se ocupa de la simulación del comportamiento del yacimiento a lo largo del tiempo, considerando los cambios provocados por la producción de hidrocarburos y las operaciones de manejo del yacimiento. Incluye los siguientes aspectos:

Simulación de Flujo de Fluidos:

- Modelos Numéricos: Se utilizan modelos numéricos para simular el flujo de hidrocarburos, agua y gas dentro del yacimiento y hacia los pozos de producción. Estos modelos consideran las propiedades petrofísicas y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

- Balance de Materiales: Se aplican principios de conservación de masa para calcular la cantidad de hidrocarburos extraídos y los cambios en la saturación de fluidos en el yacimiento.

Historia de Producción:

- Calibración del Modelo: Se integran datos históricos de producción (tasas de producción, presiones de fondo de pozo, etc.) para calibrar el modelo dinámico y mejorar su precisión predictiva.
- Análisis de Desempeño: Se analiza el desempeño pasado del yacimiento para identificar tendencias y comportamientos que puedan influir en la producción futura.

Gestión de la Presión:

- Inyección de Fluidos: Se evalúa la inyección de agua, gas u otros fluidos para mantener o aumentar la presión del yacimiento, mejorando así la recuperación de hidrocarburos.
- Monitoreo de Presión: Se monitorean las presiones en el yacimiento y en los pozos para ajustar las estrategias de producción y de manejo de la presión.

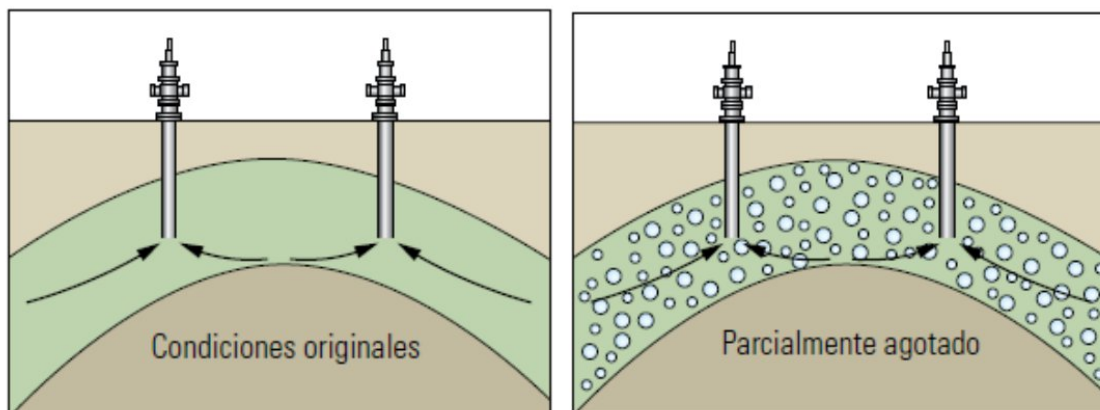
Optimización de la Producción:

- Simulación de Escenarios: Se simulan diferentes escenarios de producción para evaluar el impacto de diversas estrategias de manejo (perforación de nuevos pozos, cambios en las tasas de producción, etc.) en la recuperación de hidrocarburos.
- Maximización de la Recuperación: El objetivo es encontrar las estrategias óptimas que maximicen la recuperación de hidrocarburos y minimicen los costos operativos, asegurando la viabilidad económica del proyecto.

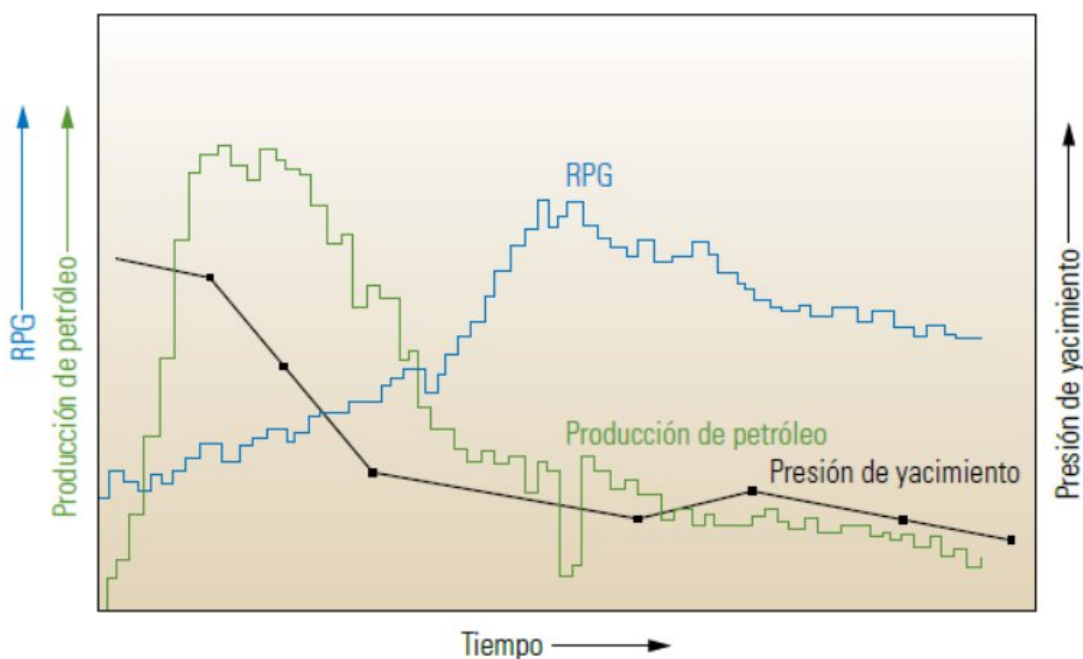
4.2.1 Mecanismo de drenaje:

Como en la mayoría de los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge, el mecanismo de drenaje correspondiente a Mata Magallanes Oeste es el de expansión por gas disuelto, y el mismo se verifica al analizar las curvas de producción de cada uno de los pozos a lo largo de su vida.

Los mecanismos de expansión por gas disuelto se observan en los yacimientos, saturados, en los que la presión de poro inicial se encuentra por encima del punto de burbujeo. A medida que se produce el petróleo, la presión del yacimiento cae por debajo del punto de burbujeo, las burbujas de gas se desprenden de la solución y se expanden en el petróleo. Las burbujas de gas en expansión agregan energía al sistema y sustentan la presión del yacimiento.



Las burbujas de gas presentes en el petróleo pueden ayudar a reducir la viscosidad de este último, facilitando el flujo de petróleo desde el yacimiento hacia el interior del pozo, si bien después de alcanzar el punto de burbujeo, la producción de petróleo usualmente declina y la producción de gas se incrementa. En la fase de producción inicial, el pozo produce petróleo con una baja relación gas-petróleo (RPG). A medida que se extrae el petróleo, la presión del yacimiento (negro) se abate, el gas se desprende de la solución, y la relación RPG se eleva bruscamente, como consecuencia de lo cual la producción de petróleo se reduce.



En un sistema de gas disuelto, cuando la presión de yacimiento cae, el gas librado puede migrar hacia el tope del yacimiento, formando un casquete de gas secundario. Si el petróleo es producido rápidamente, pueden formarse burbujas de gas y expandirse en los poros de las rocas, impidiendo el flujo del petróleo a través del yacimiento. El agotamiento del casquete de gas secundario puede producir el abatimiento rápido de la presión y reducir la recuperación. Los factores de recuperación de los sistemas de expansión por gas disuelto oscilan entre el 5% y el 30% del OOIP. Siendo el factor de recuperación promedio de alrededor del 15%.

4.2.2. Análisis de declinación:

Este análisis se realiza mediante curvas de declinación de la producción que se usan ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro. Cuando las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción, debe recordarse siempre que este análisis se usa solo por facilidad, es decir, es un método que acepta un tratamiento gráfico o matemático y no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo del petróleo y gas a través de la formación. Estas curvas se pueden trazar para cada pozo en particular, un grupo de pozos de un yacimiento o todos los pozos del mismo.

El primer objetivo de cualquier análisis de declinación es estimar el último recobro esperado para el pozo, el cual está limitado por las condiciones económicas del momento, vida útil del yacimiento o periodo de concesión.

La segunda utilidad, reside en obtener el pozo tipo de la zona, el cual visualiza la producción promedio que se esperaría encontrar en caso de perforar nuevos pozos.

Por último, permite diferenciar, según el caso, producciones primarias y secundarias bajo criterios de análisis lo suficientemente rigurosos como para poder asumir dichas asunciones.

La complejidad de este análisis reside en las condiciones variables de producción, ya que se basa en la tendencia de la curva de producción asumiendo condiciones de extracción constantes.

En el caso que se produzca la apertura de nuevas capas productivas, se pueden evidenciar tres efectos sobre la curva de producción:

- Aumento de la producción
- Disminución de la producción
- Ser indiferente

En el presente trabajo, se estima el aporte de cada capa en función de los IP, debido a que es muy difícil distinguir la producción por capa por la falta de ensayos individuales.

4.2.3. Pozo tipo:

Para realizar el pozo tipo se seleccionaron pozos que cumplieran con los siguientes criterios:

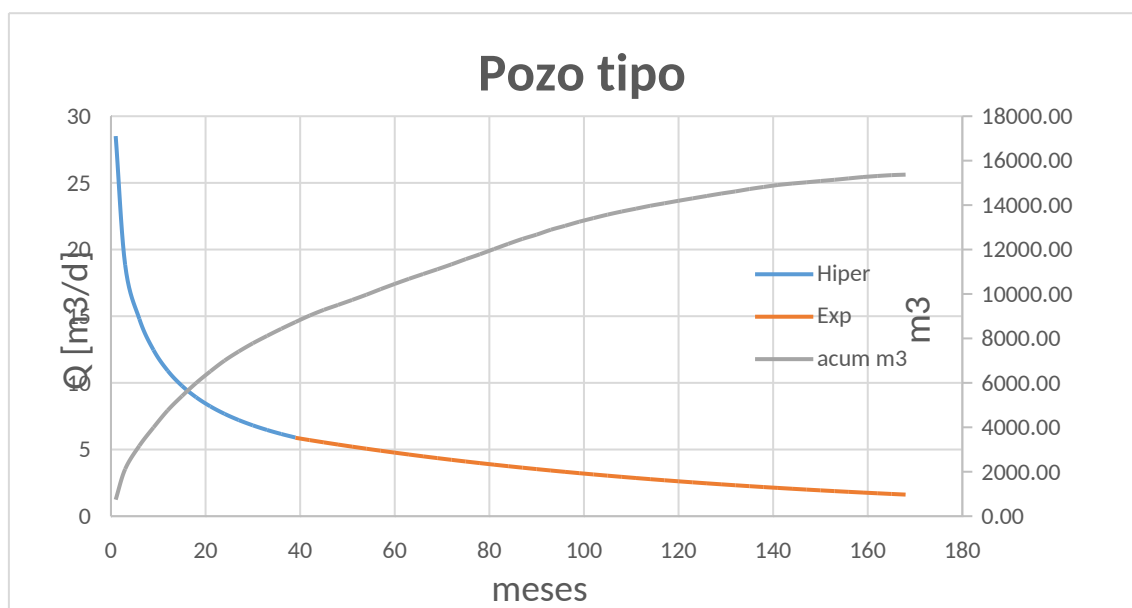
- Pozos que no hayan sido repunzados.
- Pozos que no tengan caudales ni excesivamente altos, ni excesivamente bajos.
- Pozos con un mínimo de 3 años de producción continua.

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

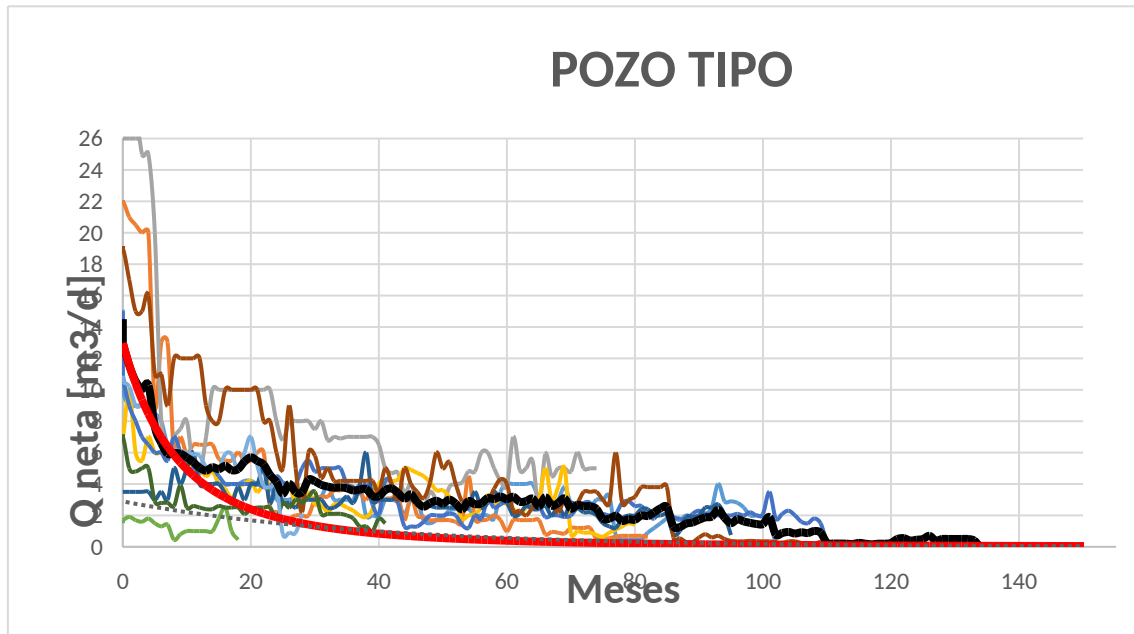
Para la realización del pozo tipo se consideraron los primeros 36 meses de producción como comportamiento hiperbólico y para el resto de vida útil del mismo un comportamiento exponencial.

De esta forma no se subestima la producción del pozo tipo para la etapa final de declinación de los pozos.

Información pozo tipo promedio		
Qo	18,8	caudal inicial m³/d
n		
Di	0,59700	
Alfa ✓	-0,01000	declinación exponencial
Acumulada Final	15370,86	acumulada m³
Vida Útil	171	meses



Es razonable que haya una coherencia entre el perfil del Pozo Tipo delineado y los perfiles de producción de los pozos utilizados en el análisis. Por ello, es fundamental presentarlo junto con las producciones normalizadas de dichos pozos.



6. PROPIEDADES PETROFÍSICAS:

Las propiedades petrofísicas se utilizan para conocer las características de la roca reservorio, ya sea su capacidad de almacenar fluidos y su capacidad de dejarlos pasar a través de ella.

Se obtuvieron datos de porosidad y permeabilidad para distintas profundidades de testigos laterales recuperados del pozo MMO – 7 y MMO – 20.

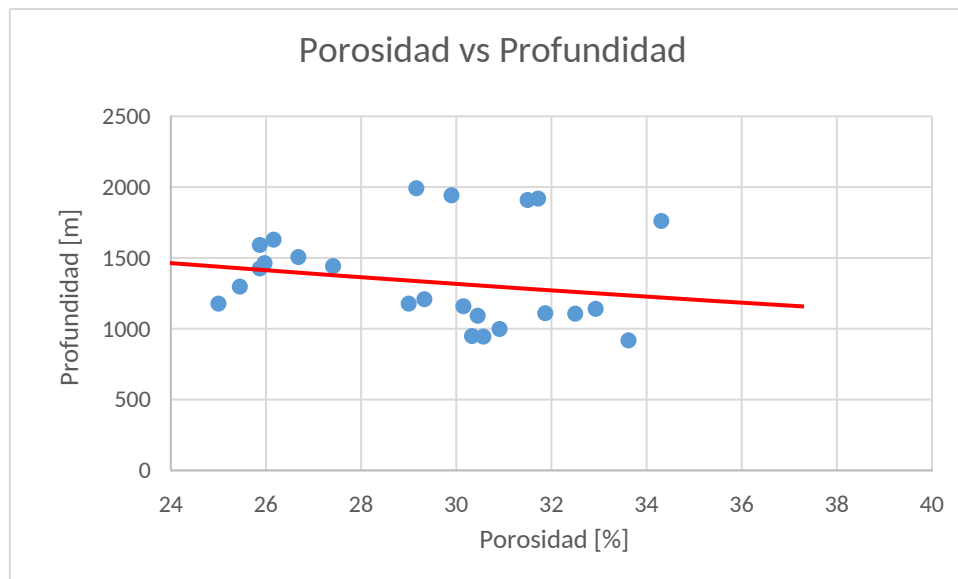
Del legajo del pozo MMO-7 se obtuvieron los siguientes datos:

PROFUND.	PERMEAB. en Milidarcyes	Porosidad	Salinidad gr. Cl Na	P R O N D S b-ANÁLISIS
1992.0	16.3	29.16	-	Ag + Pet.
1942.0	35.6	29.90	-	Ag + Pet.
1909.0	10.5	31.50	56.6	Ag + Pet.
1919.0	13.7	31.72	63.0	Ag + Pet.
1761.0	34.1	34.31	43.3	-
1629.0	26.1	26.16	52.1	agua
1591.5	-	25.87	-	Ag + Pet.
1506.2	34.5	26.68	-	Ag + Pet.
1463.5	-	25.97	-	Ag + Pet.
1442.5	105.7	27.41	-	Ag + Pet.
1426.0	25.9	25.87	70.4	Ag + Pet.
1297.5	29.9	25.45	75.9	agua
1208.5	97.6	29.33	-	Ag + Pet.
1177.5	28.42	25.0	-	agua
1177.5	35.1	29.00	63.6	Ag + Pet.
1159.0	26.1	30.15	73.9	agua
1140.8	23.9	32.93	63.9	Ag + Pet.
1109.8	26.0	31.87	60.7	Ag + Pet.
1106.5	26.7	32.50	78.8	Ag + Pet.
1092.0	32.7	30.45	66.1	Ag + Pet.
998.5	23.7	30.91	70.5	Ag + Pet.
948.5	43.4	30.33	67.0	Ag + Pet.
944.9	29.0	30.57	69.2	Ag + Pet.
918.0	56.8	33.62	82.4	Ag + Pet.

6.1. Porosidad

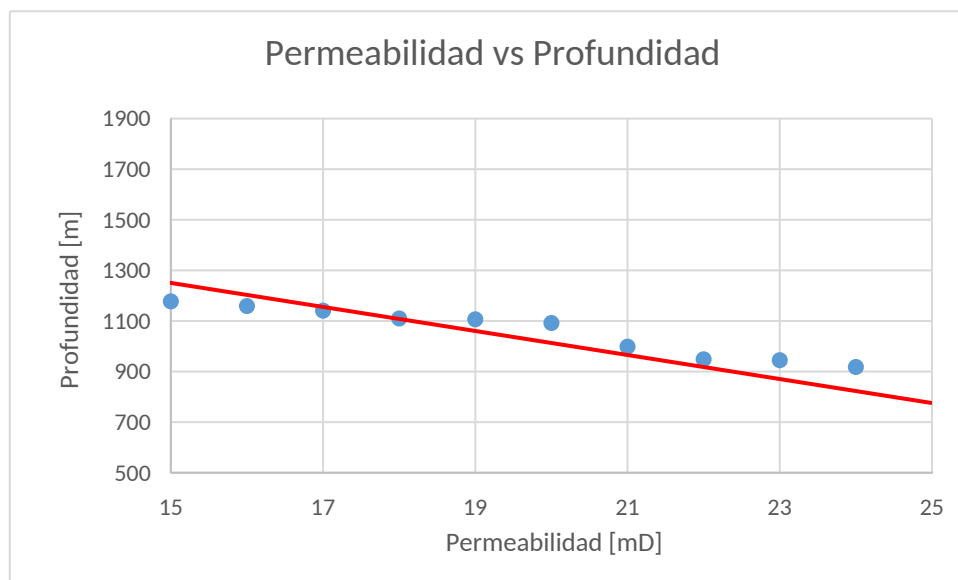
Esta propiedad mide la capacidad de la roca de almacenar fluidos, para el yacimiento Mata Magallanes Oeste se obtuvieron los datos de porosidad de testigos laterales extraídos del pozo MMO-X7.

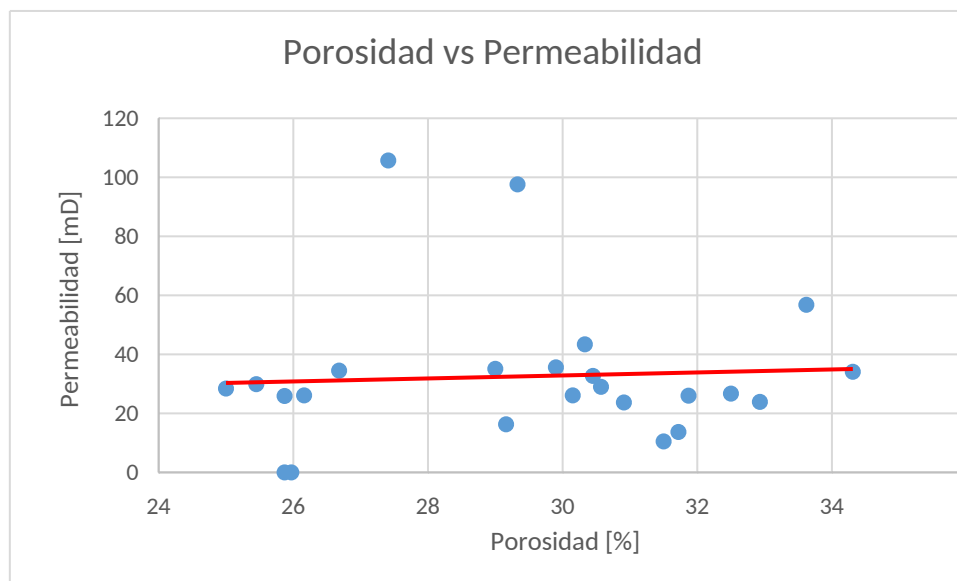
Se calculó una porosidad promedio de 29,44 para la formación Castillo.



6.2. Permeabilidad

Mide la capacidad de la roca de dejar pasar a los fluidos a través de ella, para nuestro yacimiento dicho valor se extrajo del análisis de testigos laterales y luego se procedió a promediarlos.





6.3. Saturación de agua:

Indica el porcentaje del volumen poral ocupado por agua, a este parámetro se lo cuantifico analizando testigos laterales extraídos de pozos y promediando luego los valores para obtener uno representativo de la zona.

La elaboración de dicho modelo comprende las tareas necesarias para estimar la Saturación de agua (S_w). La S_w se obtiene de los análisis de corona y de testigos laterales para la correcta validación del modelo.

Para la confección de este modelo, utilizamos la ecuación de Archie para calcular la saturación de agua inicial.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{\Phi^m \times R_t}}$$

Siendo:

- **n**: exponente de saturación, tomando un valor de 2,15 para el Yac.
- **m**: exponente de cementación de la roca, de valor 2.
- **a**: factor de tortuosidad valor: 0,65
- **R_w**: resistividad del agua de formación, 0,28 para nuestro estudio.
- **R_t**: resistividad verdadera, tomando valores de los perfiles realizados.
- **Φ**: porosidad, 0,251.

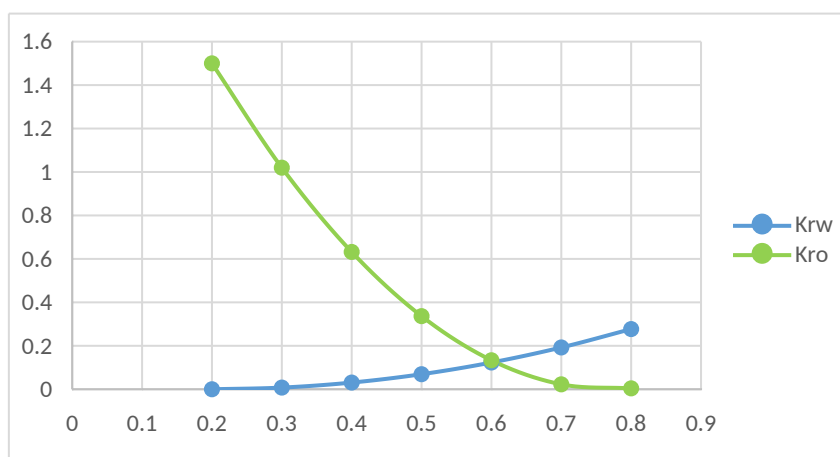
Description of rock	a	m
Weakly cemented detrital rocks, such as sand, sandstone, and some limestones, with a porosity range from 25 to 45%, usually Tertiary in age	0.88	1.37
Moderately well cemented sedimentary rocks, including sandstones and limestones, with a porosity range from 18 to 35%, usually Mesozoic in age	0.62	1.72
Well-cemented sedimentary rocks with a porosity range from 5% to 25%, usually Paleozoic in age	0.62	1.95
Highly porous volcanic rocks, such as tuff, aa, and pahoehoe, with porosity in the range 20% to 80%	3.5	1.44
Rocks with less than 4% porosity, including dense igneous rocks and metamorphosed sedimentary rocks	1.4	1.58

Se consideró $n=2$, con $a=0.62$ y $m=1.95$. Debido a que el rango de porosidad de las capas estudiadas estuvo en el rango de 5-25%. Además, se tomó como resistividad del agua un promedio del yacimiento igual a $R_w=0,28$, junto a un promedio de porosidad por capa previamente calculado. Por último, se tuvo que estimar R_t a partir de los diferentes perfiles de cada pozo. Con toda esta información se pudo estimar las saturaciones de las capas en cada punto de información dado por cada pozo.

Capa	Sw Promedio (%)
17	56,19%
22	56,28%
23	61,12%
24	56,24%
25	64,44%
26	63,30%
27	61,30%
28	65,15%
29	63,00%
30	61,04%
Promedio	60%

Sw	krw	kro,w
----	-----	-------

	0,2	0	1,5
0,3	0,007694675	1,019852262	
0,4	0,030778701	0,632040628	
0,5	0,069252078	0,336565097	
0,6	0,123114805	0,133425669	
0,7	0,192366882	0,022622345	
0,8	0,27700831	0,004155125	
	0,578	0,109944598	0,170193906



6.4. Propiedades PVT:

Las propiedades PVT (Presión-Volumen-Temperatura) del petróleo son esenciales para comprender el comportamiento del petróleo y del gas en un yacimiento y durante las operaciones de producción. Estas propiedades incluyen:

Presión de burbuja: Es la presión a la cual el primer volumen de gas comienza a liberarse del petróleo en el yacimiento. Es crucial conocer esta presión para evitar problemas de producción asociados con la liberación de gas en el pozo.

Factor de volumen del petróleo (B_o): Es la relación entre el volumen de petróleo en el yacimiento y el volumen del mismo petróleo a condiciones estándar de superficie. Este factor es importante para convertir los volúmenes producidos en superficie a volúmenes originales en el yacimiento.

Factor de volumen del gas (B_g): Similar al factor de volumen del petróleo, pero para el gas. Permite la conversión de volúmenes de gas a condiciones de yacimiento a condiciones estándar de superficie.

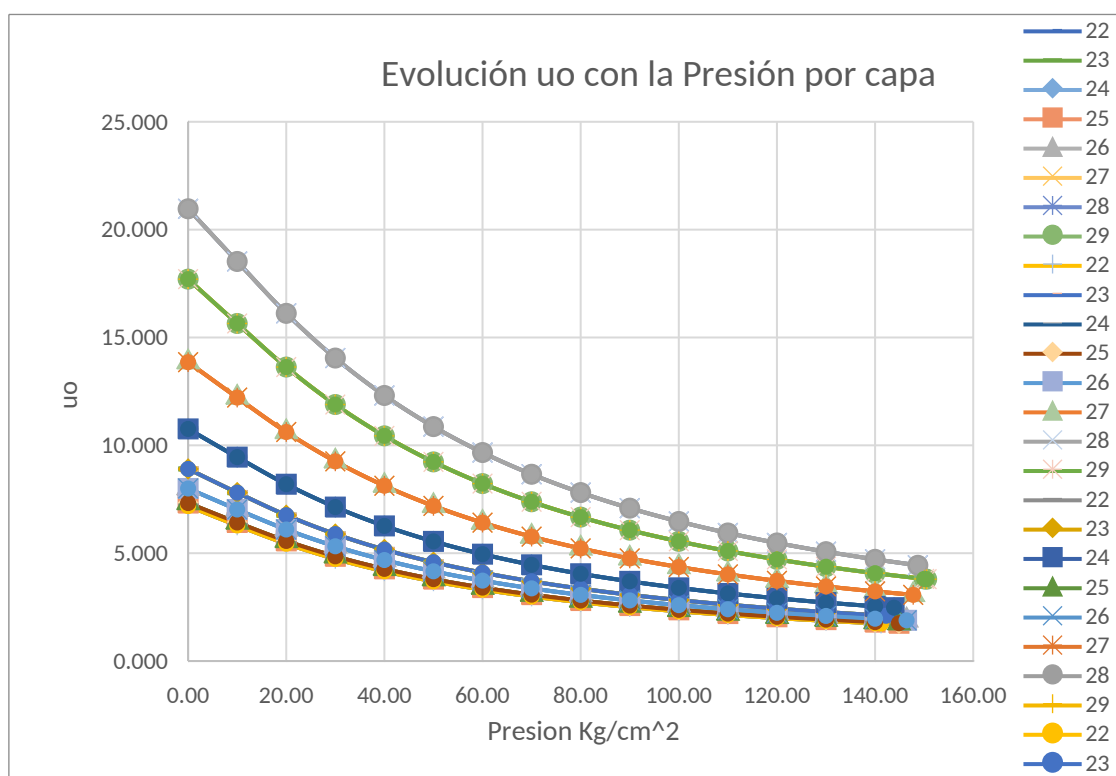
Relación gas-petróleo disuelto (R_s): Es la cantidad de gas disuelto en el petróleo a una determinada presión y temperatura. Esta relación es crucial para entender cómo se comportará el petróleo cuando se reduzca la presión durante la producción.

Viscosidad del petróleo: Es una medida de la resistencia al flujo del petróleo. La viscosidad afecta directamente la movilidad del petróleo en el yacimiento y la eficiencia de las operaciones de producción.

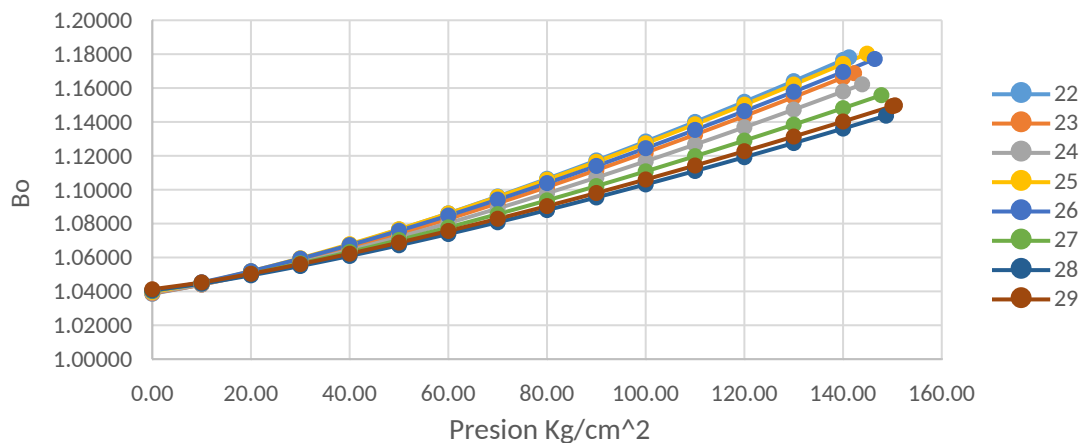
Densidad del petróleo: Es la masa por unidad de volumen del petróleo. La densidad puede influir en el diseño de las instalaciones de superficie y en el cálculo de los recursos recuperables.

Conocer estas propiedades es fundamental para diseñar y optimizar un proyecto de recuperación secundaria, que incluye técnicas como la inyección de agua o gas para mantener la presión del yacimiento y mejorar la recuperación de petróleo. Las propiedades PVT permiten:

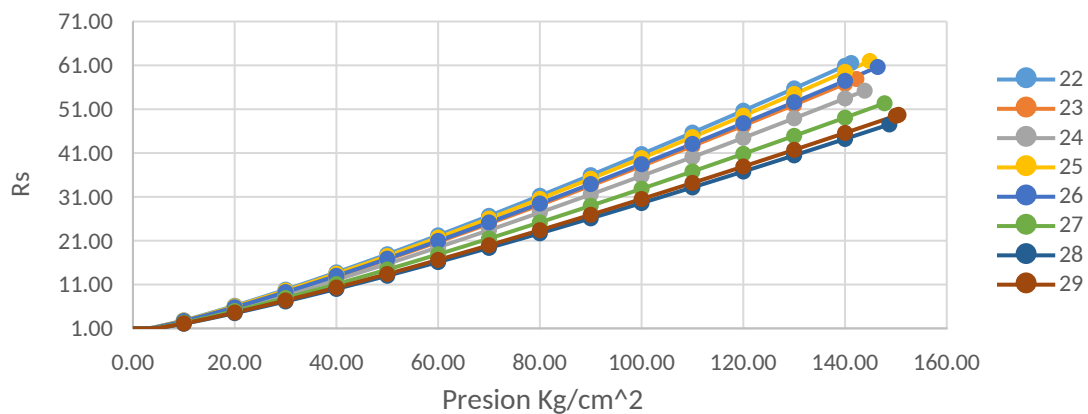
- Diseñar adecuadamente los sistemas de inyección: Ajustando las tasas de inyección y la presión para maximizar la eficiencia de la recuperación.
- Modelar el comportamiento del yacimiento: Utilizando simulaciones numéricas para predecir cómo responderá el yacimiento a las diferentes técnicas de recuperación secundaria.
- Optimizar las estrategias de producción: Ajustando las tasas de producción y las ubicaciones de los pozos para maximizar la recuperación y minimizar los costos.
- Evaluar la viabilidad económica: Determinando los volúmenes recuperables y los costos asociados para asegurar que el proyecto sea rentable.
-



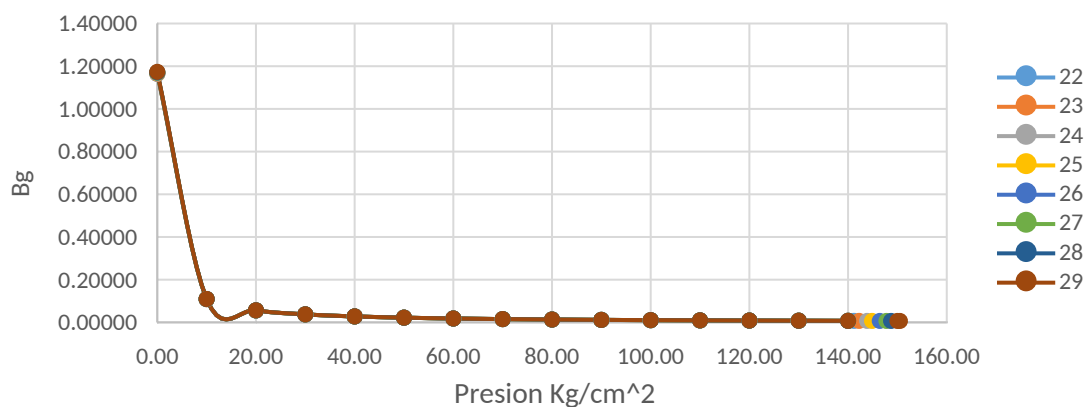
Evolución de Bo con la presión por capa



Evolución de Rs con la presión por capa



Evolución de Bg con la presión por capa



Temperatura Reservorio [°C]	Densidad Petróleo [g/cm³]	Densidad API	γ _g	B ₀ (nó/nó)	R _s (nó/nó)	μ ₀ (cp)	Z	B ₁ (nó/nó)	μ ₁ (cp)	K ₀	B _{0a}	R _a	μ _{0Actu} (cp)
51,25	0,9325	19,988808	0,65	1,092	34,31	8,521	0,839	0,00333	0,0147	0,1539	1,090	55,600	1481
52,15	0,9333	20,106841	0,65	1,1065	36,41	7,680	0,839	0,0089	0,0150	0,1974	1,080	77,230	1055
60,81	0,9333	38,5046664	0,65	1,2499	86,37	0,737	0,835	0,0022	0,0163	0,1999	1,806	109,480	0,901
62,82	0,8899	27,5766296	0,65	1,1783	61,53	1,739	0,838	0,0006	0,0165	0,1982	1,107	82,530	266
63,15	0,901	25,547245	0,65	1,1689	57,89	2,099	0,830	0,0002	0,0166	0,0988	1,104	72,100	362
63,29	0,904	23,340048	0,65	1,1588	53,78	2,671	0,831	0,0099	0,0166	0,1164	1,080	65,200	507
63,62	0,9103	23,859271	0,65	1,1620	55,22	2,474	0,834	0,0065	0,0167	0,1990	1,070	47,560	572
63,95	0,8928	26,990437	0,65	1,1809	61,99	1,752	0,837	0,0091	0,0167	0,0028	1,054	47,600	391
64,07	0,9097	24,065842	0,65	1,1699	56,15	2,36	0,838	0,0089	0,0167	0,109	1,097	82,230	383
64,39	0,8881	26,03337	0,65	1,1776	60,63	1,88	0,832	0,0085	0,0168	0,0857	1,183	98,530	262
64,82	0,9245	21,55059	0,65	1,1580	52,3	3,09	0,835	0,0080	0,0169	0,118	1,149	104,180	421
65,06	0,9423	18,946333	0,65	1,1439	47,52	4,49	0,837	0,0056	0,0169	0,068	1,002	51,790	106
65,67	0,936	19,5461443	0,65	1,1480	49,71	3,76	0,834	0,0060	0,0170	0,095	1,080	73,600	712
65,71	0,936	19,583857	0,65	1,1506	49,88	3,78	0,834	0,0069	0,0170	0,150	1,137	135,190	418
66,30	0,907	24,588809	0,65	1,1787	60,57	2,04	0,839	0,0066	0,0172	0,116	1,100	89,080	322
70,32	0,906	24,576527	0,65	1,1922	65,18	1,79	0,843	0,0021	0,0177	0,223	1,089	73,500	334
70,73	0,906	24,576527	0,65	1,1936	64,99	1,76	0,851	0,0026	0,0177	0,102	1,126	109,600	263

7. PROPIEDADES DEL AGUA:

Las propiedades de los fluidos en condiciones de reservorio son importantes para los cálculos que se deben llevar a cabo para estimar las reservas asociadas al proyecto de recuperación secundaria, por lo cual es importante contar con un análisis de muestras de laboratorio para obtener un valor de viscosidad adecuado, aunque se pueden emplear correlaciones o métodos analíticos.

En el caso del agua de producción, se realizó un análisis químico del agua producida del pozo MMO-x12, y a partir del mismo, se determinó la viscosidad para su uso como agua de inyección.

Cabe aclarar, que se utilizó el último análisis de agua producida del pozo, cuya fecha de extracción es del 14 de septiembre de 1973.

A partir de las concentraciones en ppm de Na⁺ y Cl⁻, se determinó con el método de reactivo limitante la concentración de NaCl para estimar la viscosidad del agua.

	g/l	Ppm	%
Na ⁺	2,409	2409	0,24
Cl ⁻	3,7	3700	0,37
Reactivo Limitante ClNa			
NaCl	6,109	6109	0,61

Se tomo como temperatura del agua de inyección el promedio de las capas de interés T_{prom} = 58°C (137°F) para emplear la correlación de McCain W.D, dada por las siguientes ecuaciones:

$$\mu = A.T^B$$

Donde:

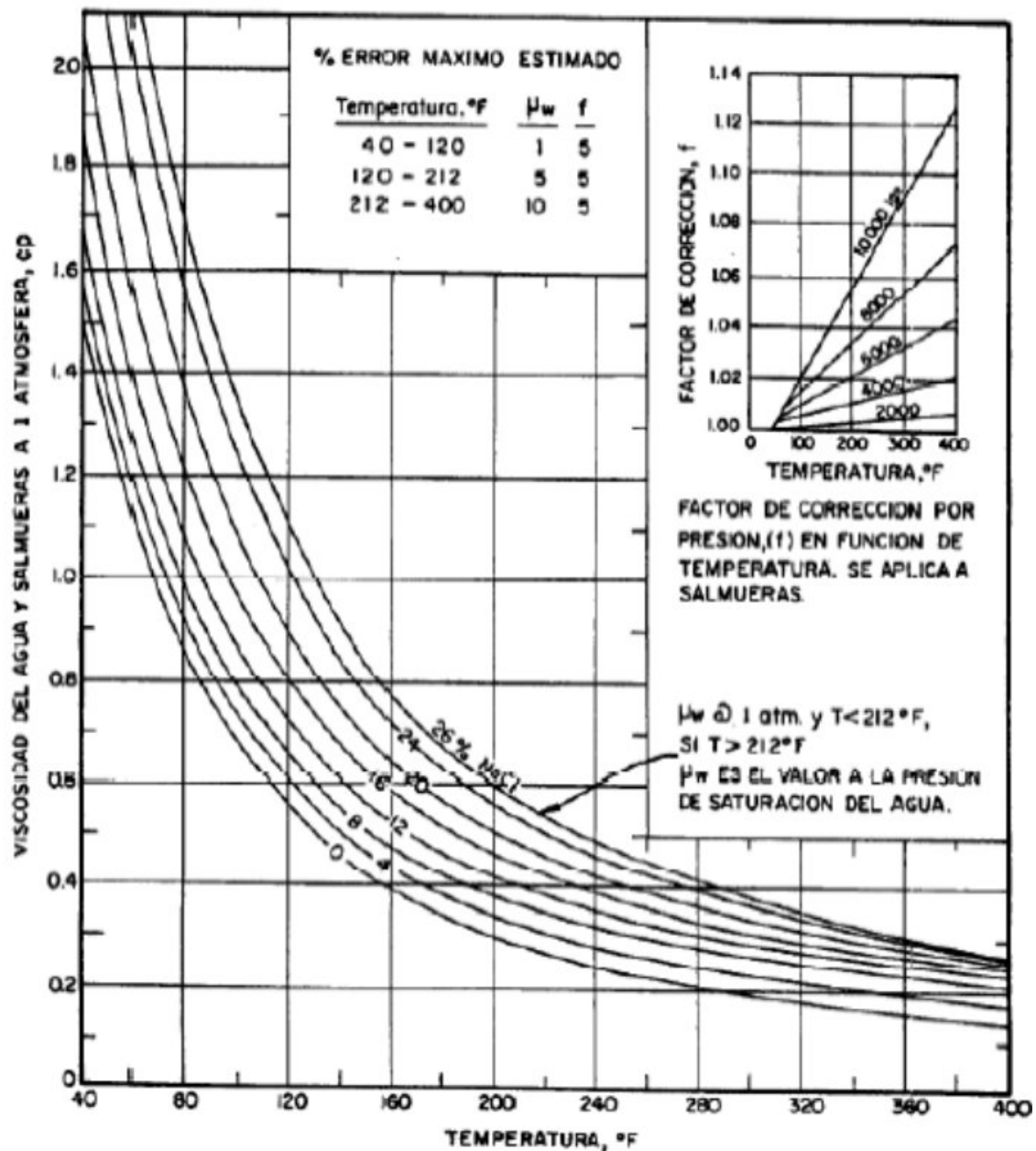
$$A = 109,574 - 8,405.S + 0,313314.S^2 + 8,72213.S^3$$

$$B = -1,12166 + 2,63951.S - 6,79461.10^{-4}S^4 - 5,47119.10^{-5}.S^3 + 1,55586.10^{-6}S^4$$

T = temperatura [°F]

S = salinidad [%] por peso de sólidos disueltos (1% = 10000 ppm)

Esta correlación ajusta las curvas de la siguiente figura dentro de 5% para temperaturas entre 100 y 400°F y salinidades hasta 26%



En base a lo detallado anteriormente, se obtuvo que la viscosidad del agua producida es de 0,45 cP.

Los datos de análisis de agua se obtuvieron de ensayos realizados al pozo MMO-12 para diferentes profundidades:

X12-8 ANALISIS DE AGUA Nº 216 GEOL 3-0
04021033

Procedencia:
Pozo: M.M.x-12
Profundidad b.b.p.:
Profundidad s.n.m.:
Caudal:
Nivel: 1.386/88 mts.
Formación:
Fecha extracción: 14-9-73 hora 8

Densidad a 15°C

	Gramos por litro	Valores de reacción
Residuo a 105°C	7.624	
Residuo a 180°C		
Cl ⁻	3.700	42.76
SO ₄ ²⁻	0.081	0.69
HCO ₃ ⁻	0.976	6.55
CO ₃ ²⁻		
Ca ²⁺	0.545	7.05
Mg ²⁺		
Na ⁺ (+K ⁺)	2.408	42.95
		100.00

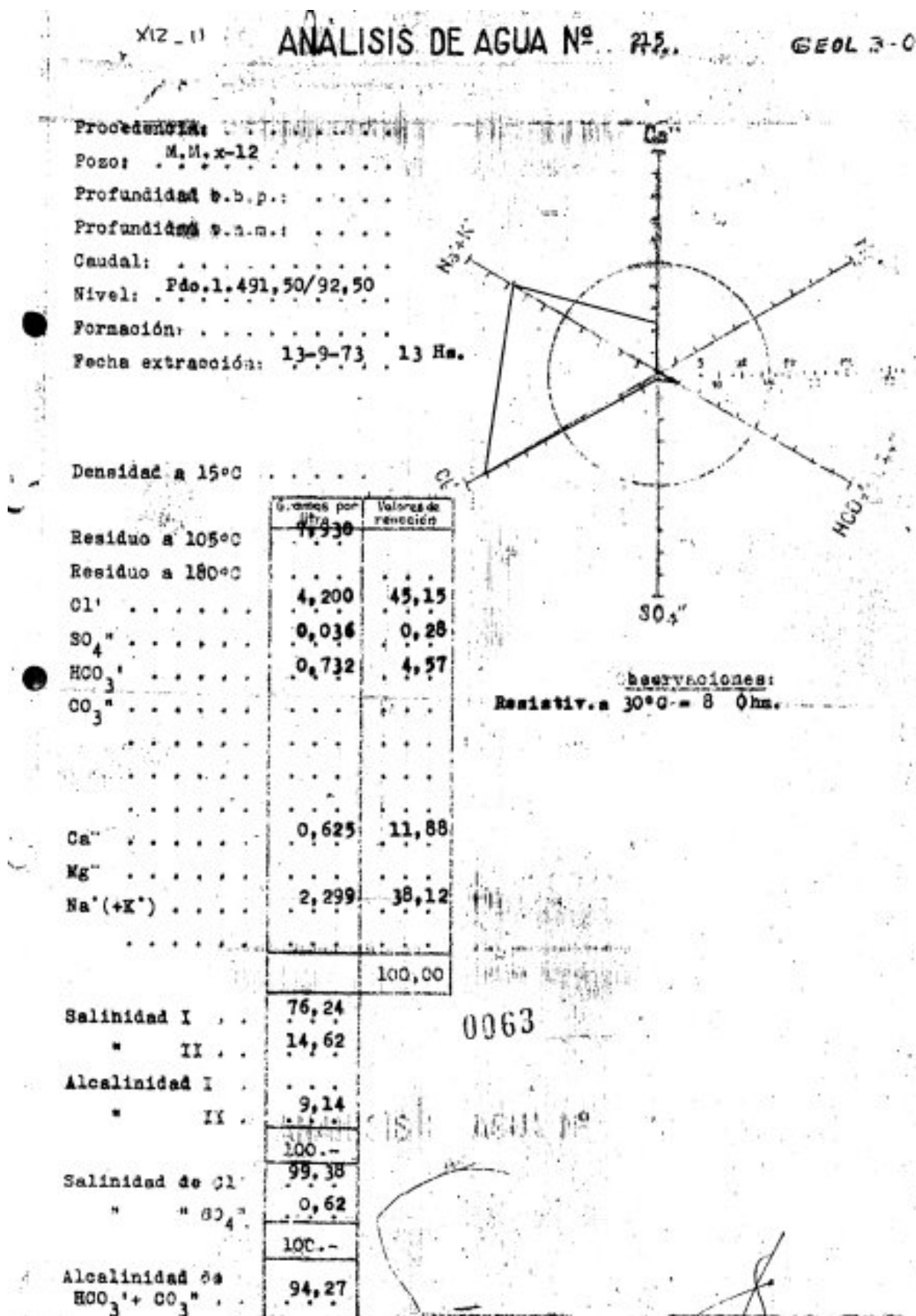
Salinidad I . . . 85.90
" II . . . 1.00
Alcalinidad I . . .
" II . . . 13.10
100.-

Salinidad de Cl⁻ . . . 98.41
" " SO₄²⁻ . . . 1.59
100.-

Alcalinidad de HCO₃⁻+ CO₃²⁻ . . . 90.47
9.53

Observaciones:
Resistiv. a 20°C 9 Ohm.

0060



A continuación, se presenta una tabla con valores de referencia para poner en condiciones óptimas el agua que será reutilizada para la inyección:

VALORES INDICATIVOS CALIDAD DE AGUA			
Determinación	Valor Optimo	Valor aceptable	Valor crítico
Sulfuros (S=)	0 ppm	< 2 ppm	> 5 ppm
Dióxido de Carbono (CO ₂)	10 ppm	< 50 ppm	> 250 ppm
Oxígeno disuelto (O ₂)	0 ppb	< 50 ppb	> 0,5 ppm
ion Carbonato (CO ₃ ²⁻)	0 ppm	< 10 ppm	> 15 ppm
ion bi-Carbonato (HCO ₃ ⁻)	< 600 ppm	< 1000 ppm	> 2000 ppm
ion Sulfato (SO ₄ ²⁻)	< 10 ppm	< 50 ppm	> 100 ppm
Hierro total (Fe ²⁺ + Fe ³⁺)	0 ppm	< 1 ppm	> 5 ppm
ion Calcio (Ca ²⁺)	< 30 ppm	< 60 ppm	> 100 ppm
ion Magnesio (Mg ²⁺)	< 100 ppm	< 500 ppm	> 1000 ppm
ion Bario (Ba ²⁺)	0 ppm	< 1 ppm	> 2 ppm
ion Estroncio (Sr ²⁺)	0 ppm	< 10 ppm	> 15 ppm
pH	7	6.5 < pH < 7.5	6.2 > pH > 7.8
Bacterias Sulfato Red (BSR)	0 UFC/ml	10 UFC/ml	> 100 UFC/ml
Bacterias Aeróbicas Totales (BAT)	0 UFC/ml	100 UFC/ml	> 1000 UFC/ml
Sólidos suspendidos Totales (TSS)	0 ppm	< 5 ppm	> 10 ppm
Hidrocarburos suspendidos (OSS)	0 ppm	< 3 ppm	> 5 ppm
Sólidos susp. libres de hidrocarburos (OFSS)	0 ppm	< 2 ppm	> 5 ppm
Medición de incrustación (cupón)	0 gr/pulg ² /mes	< 0,003 gr/pulg ² /mes	> 0,01 gr/pulg ² /mes
Velocidad de corrosión	0 mpy	< 3 mpy	> 10 mpy
Sólidos susp. libres de hidrocarburos (OFSS)	0 ppm	< 2 ppm	> 5 ppm
REFERENCIAS			
BSR : BACTERIAS SULFATOREDUCTORAS			
O ₂ : ppb : PARTES POR BILLÓN.			
UFC : UNIDAD FORMADORA DE COLONIAS			
gr/pulg ² /mes : GRAMOS POR PULGADA CUADRADA POR MES.			
mpy : MILÉSIMA DE PULGADA POR AÑO.			

8. CALCULO DE OOIP

8.1. Conceptos de reserva:

Las Reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, de una fecha dada en adelante.

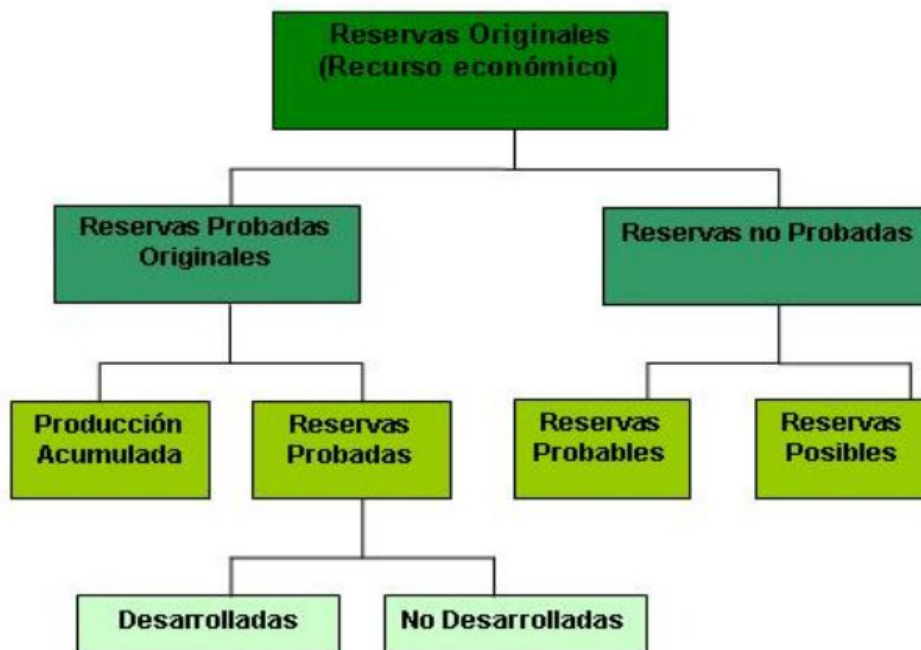


Ilustración 9 - Clasificación de las reservas

Reserva probada:

Son las cantidades estimadas de hidrocarburos (petróleo, gas natural y líquidos del gas natural) que los datos geológicos y de ingeniería demuestran con una certeza razonable, serán recuperables en años futuros de acumulaciones conocidas bajo las condiciones económicas y operativas vigentes a la fecha de estimación.

El término “certeza razonable” implica que, a medida que se vayan incorporando nuevos datos técnicos a la estimación de la reserva comprobada, es mucho más factible que se produzca una revisión en alza (positiva) que a la baja (negativa).

El área declarada como reserva comprobada abarcará:

- La porción del yacimiento correspondiente al área delimitada por perforación (área de drenaje de los pozos existentes) y aquellas localizaciones inmediatamente adyacentes no perforadas, cuya certidumbre razonable de producción comercial esté soportada por datos técnicos concluyentes e inequívocos.
- El área se proyectará verticalmente hasta el contacto entre fluidos o el nivel más bajo de hidrocarburo reconocido: en ausencia de contactos no se considera reserva comprobada los volúmenes de hidrocarburos por debajo del nivel más bajo de hidrocarburo reconocido.

- Áreas no inmediatas perforadas podrán ser declaradas reserva comprobada si puede demostrarse con certeza la existencia de continuidad de producción del reservorio. Es necesaria, más allá de la evidencia sísmica, la comprobación de comunicación a través de ensayos de presión/producción.

Reserva comprobada desarrollada

Se consideran desarrolladas aquellas reservas cuya producción se realizará a través de los pozos, instalaciones y métodos operativos existentes.

Reserva comprobada no desarrollada

Son aquellas que se espera producir mediante nuevos pozos en áreas no perforadas, mediante pozos existentes cuando se necesita un desembolso relativamente importante para su reparación, o con la instalación de nuevos equipamientos de superficie y/o plantas de procesamiento.

Se considerarán reservas comprobadas no desarrolladas las pertenecientes a las áreas no perforadas adyacentes a los pozos existentes donde pueda demostrarse con certeza la existencia de la continuidad de producción del yacimiento y que estructuralmente estén por encima del nivel de hidrocarburo más bajo conocido y cuando exista una certeza razonable de su producción comercial.

Reserva no comprobada

Se basan en datos geológicos, técnicos y económicos similares a los empleados en la estimación de reservas comprobadas, pero bajo incertidumbres técnicas, económicas, contractuales o legales que no permiten su inclusión como reserva comprobada.

Reserva probable

Son cantidades de hidrocarburos comercialmente explotables evaluadas basándose en datos geológico-técnicos como los utilizados para caracterizar reservas comprobadas, pero por razones diversas se carece de certidumbre necesaria para catalogarlas como tales. La recuperación de reservas probables es menos segura que la de las comprobadas.

Si se usan métodos probabilísticos, habrá al menos un 50% de probabilidad que las cantidades recuperadas sean iguales o excedan las reservas comprobadas más las reservas probables estimadas.

Reserva posible

Son aquellas reservas no comprobadas que, según lo sugieren los análisis de datos geológicos o de ingeniería de yacimientos, son menos factibles de ser recuperadas que las reservas probables.

En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan la suma de las reservas estimadas como comprobadas más probables más posibles.

8.2. Estimación de reservas por primaria

Los factores de recobro utilizados para calcular las reservas dependen principalmente del mecanismo de drenaje que posea el reservorio.

Mecanismo de drenaje	Rango de FR, %
Expansión monofásica	2 a 5
Expansión gas en solución	8 a 25
Expansion gas cap	20 a 40
Acuífero lateral	20 a 50
Acuífero de fondo	25 a 55
Gravedad	30 a 70

Los cálculos realizados en este proyecto corresponden a la formación Castillo, la cual ha sido el objeto de estudio.

Se realizó el modelado de yacimiento capa a capa, siguiendo los pasos que a continuación se detallan:

1. Reconstrucción estructural del subsuelo, al tope de cada capa.
2. Definición de la geometría del cuerpo (mapa isopáquico).
3. Mapa de isoporosidad (estableciendo un cutt off de porosidad de 18% por defecto).
4. Superposición del mapa de isoporosidad con el mapa isopáquico para definir la roca reservorio.
5. Mapa de isosaturación (Adoptado S_o original 51%).
6. Determinación de espesor útil.
7. Cálculo de OOIP.

Espesor útil

Espesor poroso y permeable que efectivamente ha comprobado petróleo durante el ensayo.

Para el proyecto se consideró que el espesor útil es el espesor de los punzados que han producido petróleo. Los datos se obtuvieron de los perfiles de correlación con la discriminación de las capas, los datos de los fluidos producidos y la profundidad de tope y base de los punzados.

Cálculo volumétrico:

Para el cálculo del volumen de roca se consideró utilizar los radios de drenaje de los pozos en estudio. Por lo tanto, el volumen de roca se calculó como el área (circular) de cada uno de los pozos por los espesores útiles de cada capa.

Se calculó el volumen de petróleo inicial comprobado en superficie mediante método volumétrico, a partir de la siguiente expresión:

$$OOIP = \frac{A * H_u * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Donde:

OOIP = petróleo original en sitio [m3]; A*Hu = Volumen de roca [m2*m]; ϕ = porosidad [fracción]; Swc = Saturación de agua connata [fracción]; Boi = Factor volumétrico de petróleo [m3/m3].

Para el proyecto se consideró un área de drenaje de 250 m para poder realizar los cálculos volumétricos correspondientes a la estimación de las reservas. En este radio se consideraron las reservas probadas y las probables.

Con los datos obtenidos del prorratio se procedió al cálculo del factor de recobro por primaria.

Capas	Vol Roca útil (m3)	Saturacion	Porosidad	Boi	OOIP (M3)	NP [m3]	FR [%]
22	5467352,965	0,5628	0,19	1,0256487	442804,7	87060,56874	19,66
23	15128732,12	0,6112	0,19	1,0233126	1092129,3	200454,3792	18,35
24	6322455,215	0,5624	0,21	1,0232394	567812,73	110031,8233	19,38
25	9611310,025	0,6444	0,21	1,0251175	700148,25	115354,2796	16,48
26	5305364,594	0,633	0,22	1,0260746	417469,78	13637,12275	3,27
27	5489933,162	0,613	0,22	1,0225854	457089,36	11166,28681	2,44
28	4142975,312	0,6515	0,22	1,0205166	311256	20158,53154	6,48
29	5888522,73	0,63	0,23	1,0218888	490379,47	23287,72602	4,75
Total					4479089,6		

9. PRORRATEO DE LA PRODUCCIÓN

La necesidad de realizar un prorrateo de producción surgió debido a la necesidad de determinar el aporte de cada una de las capas a la producción total existente. El objetivo principal del prorrateo fue reconocer y cuantificar el potencial de cada uno de los reservorios de interés. De esta forma se pudo definir cuáles fueron las capas de mayor interés para aplicar el proyecto integral de recuperación secundaria.

A partir de los datos provistos por los ensayos de capas y las curvas de producción histórica, y el uso de una planilla Excel con algoritmos y funciones específicas se pudo evaluar la producción acumulada correspondiente a cada capa, a fin de conocer el potencial de cada una, su factor de volumen de petróleo actual, saturación de petróleo actual y saturación de gas correspondiente.

El prorrateo de la producción total por pozo se realizó tomando en cuenta la relación que existe entre el índice de productividad de cada capa y el índice de productividad del pozo.

$$IP = \frac{Q_o}{(P_{ws} - p_{wf})}$$

Donde:

IP: índice de producción m³/d / kg/cm²

Q_o: Caudal de petróleo (m³/d)

P_{ws}: Presión estática (kg/cm²)

P_{wf}: Presión dinámica (kg/cm²)

Calculo de presión estática de fondo (P_{ws}):

Para el cálculo de la presión dinámica de fondo se consideró el gradiente normal de presión:

$$P_{ws} = 0,1 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \cdot \text{TVD (m)} = \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

Calculo de presión dinámica de fondo (P_{wf}):

Para el calculo de la presión dinámica de fondo se utilizaron los valores de fracción de liquido producido y los valores de densidad:

$$P_{wf} = 0,223 * S * \left[0,43 * \rho_o * \left(1 - \frac{\%w}{100} \right) + 0,43 * \rho_w * \frac{\%w}{100} \right]$$

Donde:

P_{wf}: presión dinámica de fondo. (kg/cm²)

S: sumergencia (m)

ρ_o: densidad del petróleo (g/cm³)

ρ_w : densidad del agua (g/cm³)

%w: corte de agua.

Pozos multicapas:

Muchos ensayos realizados involucran a más de una capa. Un criterio para poder establecer la productividad de cada capa individual es afectar el índice de productividad del ensayo en conjunto por la relación entre el espesor de cada capa y la sumatoria de los espesores de las capas involucradas, como se muestra en la siguiente expresión.

$$IP_{Capa} = IP_{conjunto} * \frac{h}{\sum h}$$

Para el proyecto se consideró trabajar con las capas que más produjeron en los 39 pozos estudiados.

Los datos de producción utilizados en el prorrateo se obtuvieron de los ensayos de pistoneo descritos en los legajos de los distintos pozos.

A continuación, se presenta una tabla con los resultados obtenidos del prorrateo de producción de petróleo.

Capa	Apariciones	Prod. P/C (m3)	%
23	18	187877	35,7%
26	10	17537	3,3%
27	9	9287	1,8%
22	13	43456	8,3%
24	13	76976	14,6%
25	14	68154	12,9%
28	7	4994	0,9%
14	11	17393	3,3%
29	8	5594	1,1%
17	6	14095	2,7%
Total		445363	84,6%

Del estudio de prorrateo se puede observar que las capas de mayor producción corresponden a las capas 22, 23, 24, 25, 26, de la formación Castillo, la cual produjeron un 75% de la producción acumulada del yacimiento.

Estas 5 capas serán las candidatas para realizar el proyecto de recuperación secundaria.

10. CONDICIONES ACTUALES DEL RESERVORIO

El yacimiento Mata Magallanes Oeste ha estado en producción por más de 30 años, lo que indica que los reservorios han experimentado una considerable depleción. Por esta razón, es esencial comprender este declive, ya que proporcionará información sobre las condiciones actuales de cada reservorio en términos de presión y saturación de fluidos.

La estimación se realizó utilizando el Balance de Materiales para determinar el Factor de Recobro (FR), aplicando iteraciones sucesivas con diferentes presiones de reservorio hasta alcanzar un margen de error entre el Factor de Recobro Calculado y el error del Factor de Recobro por capa inferior o igual al 1%

$$FR = \frac{Bo - Boi + Bg(Rsi - Rs)}{Bo + Bg(Rp - Rs)}$$

Luego, una vez determinadas las diversas presiones se determinaron las Saturaciones de Petróleo y Gas actuales (Soa y Sga, respectivamente).

$$Soa = (1 - FR) \left(\frac{Boa}{Boi} \right) (1 - Swi)$$

$$Sga = 1 - Soa - Swi$$

En la siguiente tabla se muestran los valores actuales calculados por correlación con los datos PVT:

Capa	Pr Actual (kg/cm ²)	Soa (Fracción)	Sga (Fracción)
22	55	0,37	0,07
23	70	0,34	0,05
24	65	0,37	0,06
25	50	0,31	0,04
26	65	0,36	0,01

Capa	FR (Fracción)	Boa (m ³ /m ³)	Boi (m ³ /m ³)	Swi (Fracción)
22	0,1966	1,080	1,026	0,56
23	0,1835	1,092	1,023	0,61
24	0,1938	1,086	1,023	0,56
25	0,1648	1,074	1,025	0,64
26	0,0827	1,095	1,026	0,63

11. PROYECTO DE SECUNDARIA

Un requisito fundamental para la selección de la zona en la que se propondrá realizar recuperación secundaria es el comportamiento que la inyección de agua tendrá allí. Y para estimar tal comportamiento es importante conocer las propiedades básicas de la roca del reservorio. Estas propiedades son de dos tipos principales: (1) propiedades de la roca propiamente dichas, como porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de los poros y área de su superficie y (2) propiedades combinadas de la roca y los fluidos, como características de permeabilidades relativas.

En el presente trabajo se seleccionó como reservorios para realizar recuperación secundaria los de la Fm. Castillo, ya que, como quedó demostrado es la zona de mayor valor de porosidad, así como de permeabilidad y además cuenta con una buena superficie de espesor permeable en la mayoría de las capas

Proyecto Piloto:

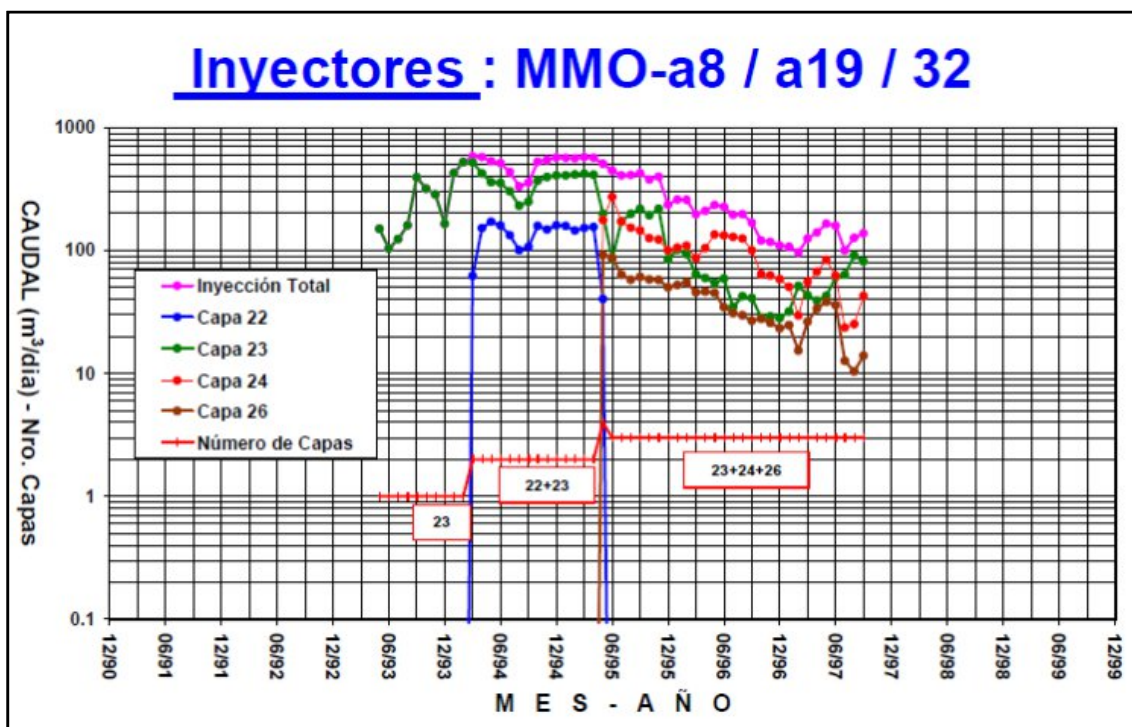
En mayo de 1993 comenzó el piloto de inyección de los pozos MMO-a19, MMO-32 y MMO-a8. Es posible sostener que la respuesta obtenida es satisfactoria teniendo en cuenta que mientras se sostuvo la inyección durante los primeros 2 años en el orden de los 300 m³/d se pudo obtener un pico de producción de 25 m³/d de petróleo atribuible a la inyección de agua, estimándose una producción acumulada de petróleo en la malla de inyección de 28.7 Km³.

El siguiente análisis comprende el estudio de la malla de los inyectores MMO-a8, MMO-a19 y MMO-32, tal como se puede apreciar en la siguiente tabla donde se muestra los estados de las capas para cada relación entre pozo productor e inyector que se tuvieron en cuenta.

Inyectores	Productores	
MMO.a-8	MMO-23	MMO-34
MMO.a-9	MMO-24	MMO a-36
MMO.a-19	MMO-29	MMO-38
MMO-26	MMO-30	MMO-50
MMO-32	MMO-31	MMO-53
	MMO-33	MMO-54

RELACION POSIBLE entre INYECTORES y PRODUCTORES
(CAPAS ABIERTAS en los Diferentes Pozos)

POZOS	Línea	22i	23N	23A	24(1)	24(2)	26(1)	26(2)	26(3)
MMO-a8									
MMO-a19									
MMO-32									
MMO-14		PRODUCE DE LA Fm. BAJO BARREAL							
MMO-23									
MMO-24									
MMO-29									
MMO-30									
MMO-31									
MMO-33									
MMO-34									
MMO-35 (2da.)									
MMO-a36									
MMO-38									
MMO-45 (2da.)									
MMO-46 (2da.)									
MMO-49 (2da.)									
MMO-50									
MMO-53									
MMO-54									

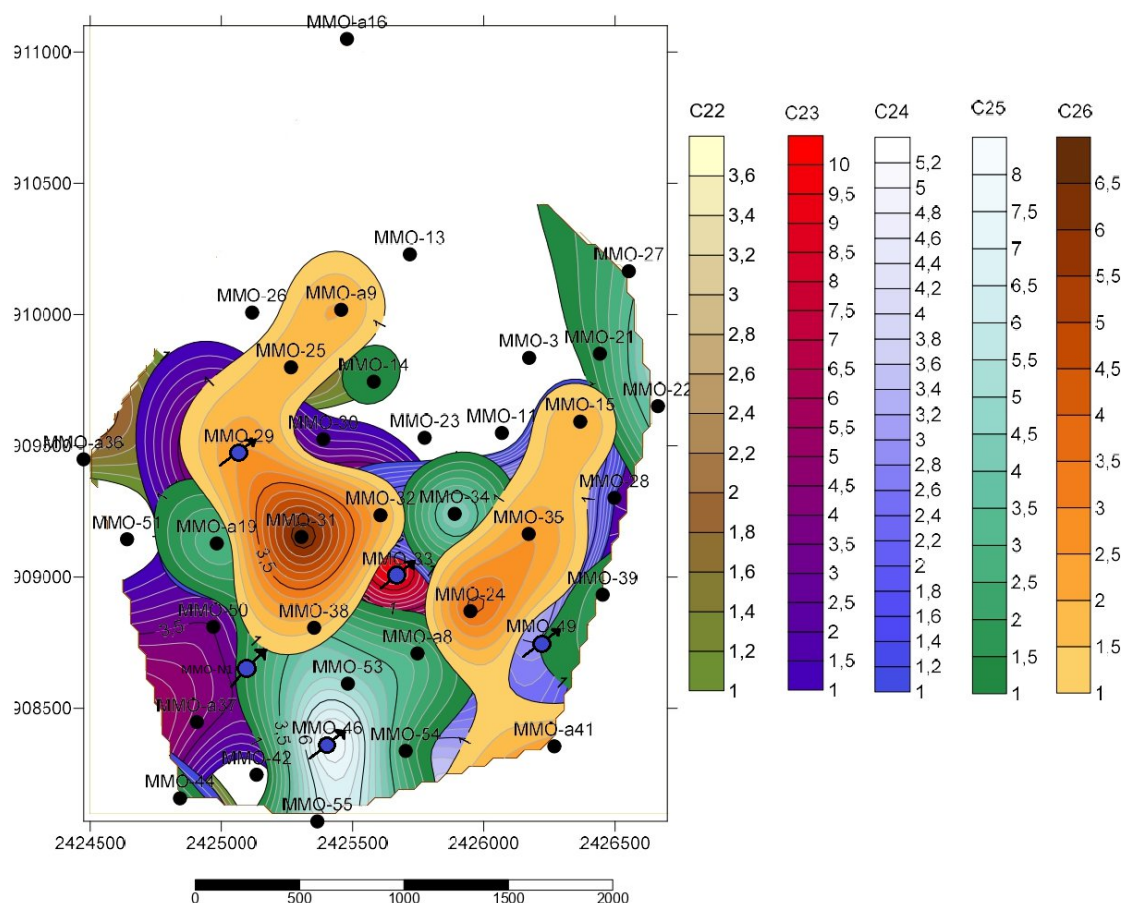


11.1. Reactivación del proyecto de secundaria

En base a los estudios de prorrato como la correlación de los espesores útiles de las capas de interés, Se fueron seleccionando los mejores pozos candidatos para transformarlos en inyectores.

En el siguiente gráfico se superpusieron las capas de interés con los espesores útiles con el objetivo de seleccionar los mejores candidatos para la inyección de agua.

CAPAS 22-23-24-25-26 Hu



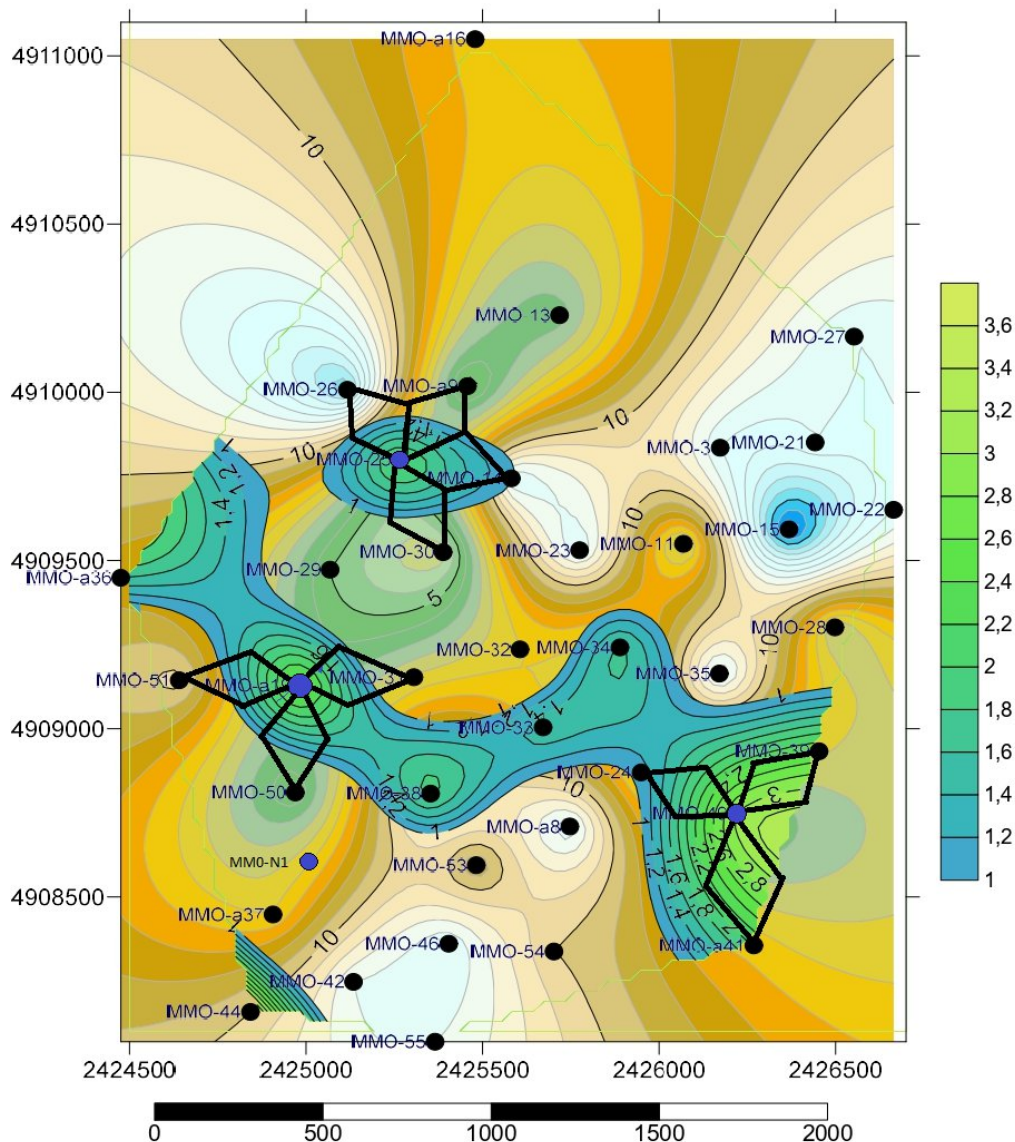
En la siguiente tabla se presentan los pozos a transformar en inyectores, como también los pozos productores que se verán afectados.

Se decidió perforar un nuevo pozo in-fill (pozo MMO-N1) con el objetivo de poder aumentar las reservas por secundaria.

Pozos Inyectores	Pozos Productores		
MMO-49	MMO-39	MMO-31	MMO-32
MMO-29	MMO-a41	MMO-26	MMO-38
MMO-46	MMO-24	MMO-a9	MMO-a37
MMO-33	MMO-51	MMO-42	MMO-53
MMO-N1	MMO-50	MMO-30	MMO-54
MMO-25			
MMO-19			

En los siguientes gráficos se presentan los pozos inyectores y los pads de inyección, como también las tablas que identifican los volúmenes de roca contactados por la secundaria.

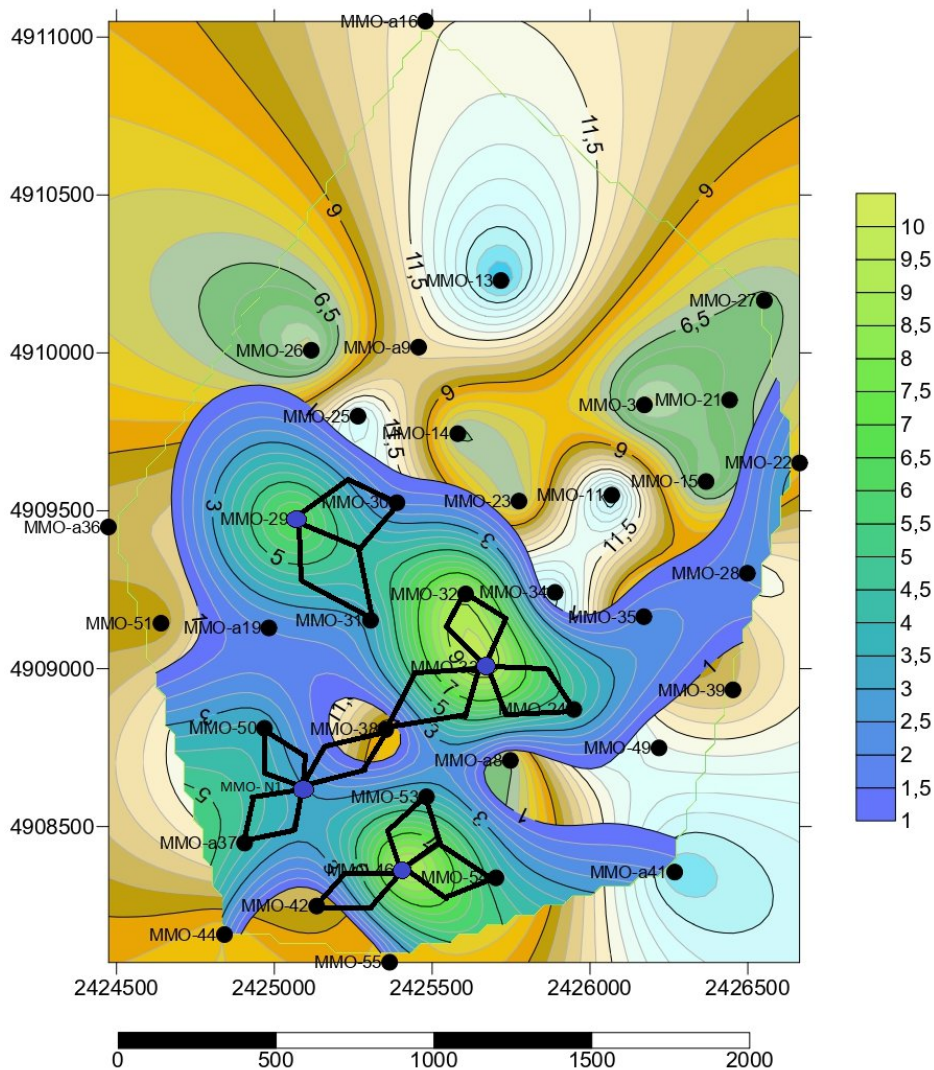
CAPA 22



Capa	Pozo Inyector	Pozo Productor	Areas m2	hu	Volumen (m3)
22	MMO-49	MMO-39	24959	3	74877
		MMO-a41	40935	3	122805
		MMO-24	24263	3	72789
	TOTAL				270471
	MMO-19	MMO-51	27676	2	55352
		MMO-50	28795	2	57590
		MMO-31	26521	2	53042
	TOTAL				165984
	MMO-25	MMO-26	26085	1,6	41736

		MMO-a9	23412	1,6	37459,2
		MMO-30	29058	1,6	46492,8
	TOTAL				125688

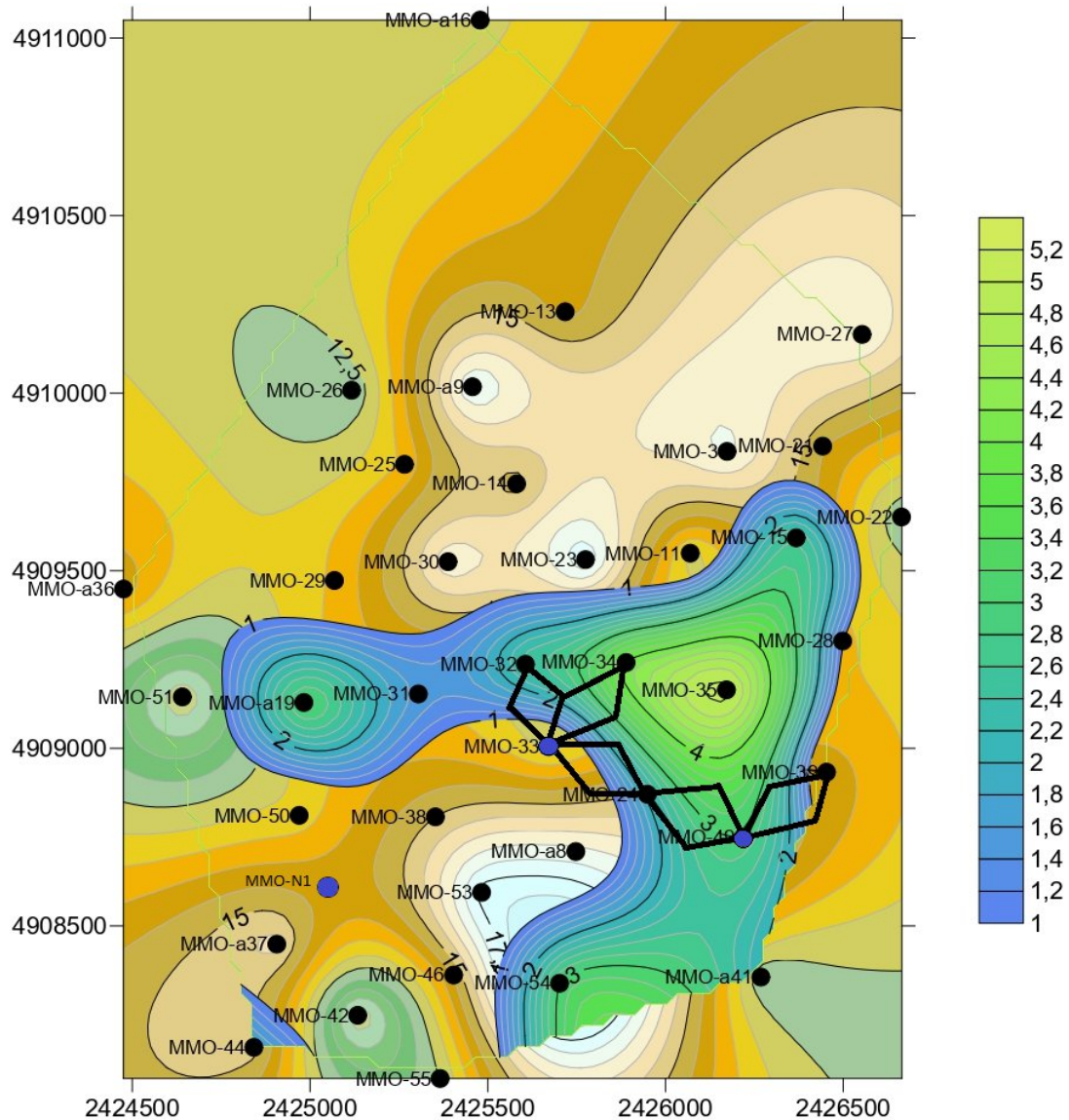
CAPA 23



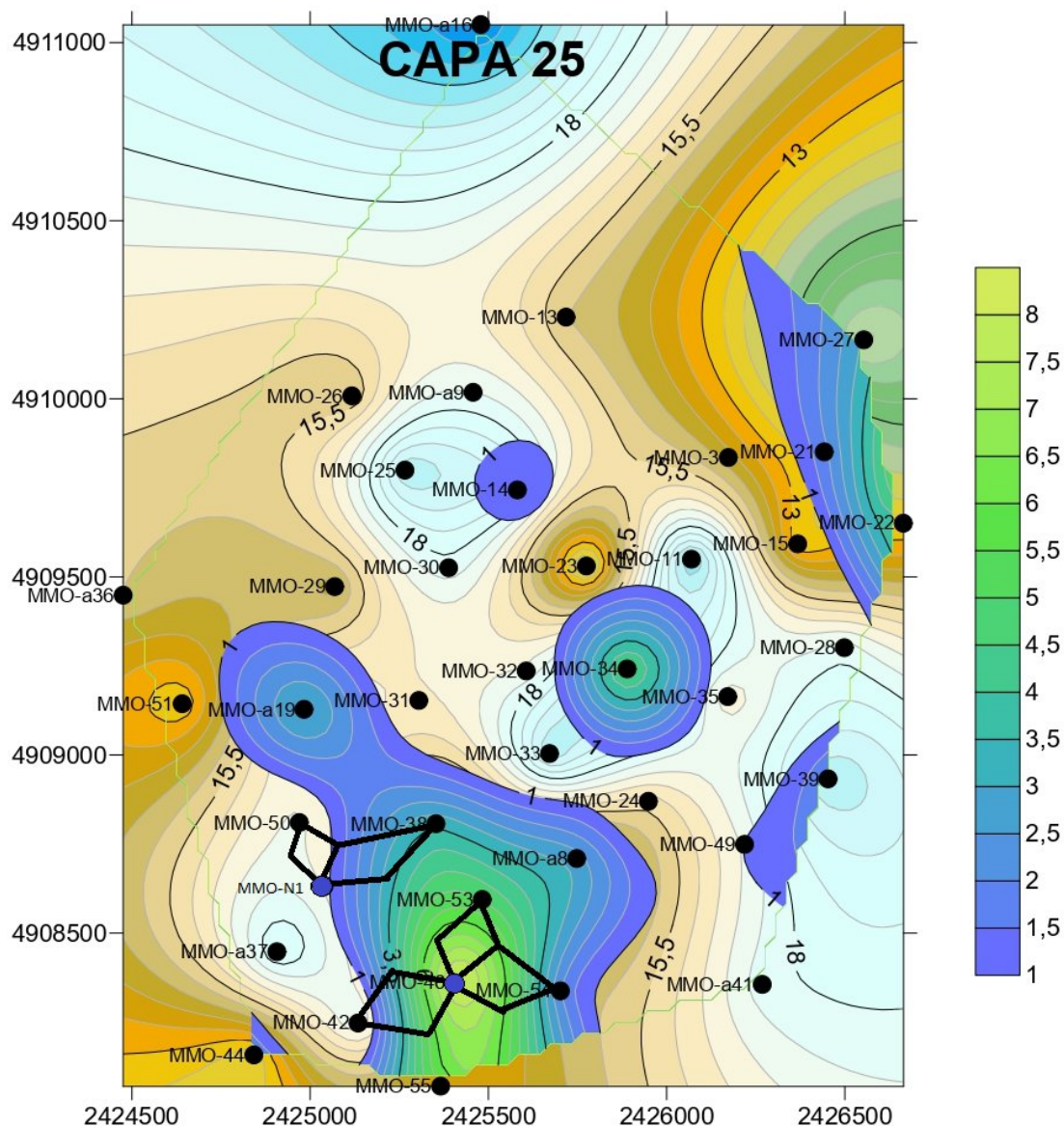
Capa	Pozo Inyector	Pozo Productor	Areas m2	hu	Volumen (m3)
23	MMO-29	MMO-31	39709	2,5	99272,5
		MMO-30	36899	2,5	92247,5
	TOTAL				191520
	MMO-33	MMO-24	29317	6	175902
		MMO-32	23540	6	141240
		MMO-38	35673	6	214038
	TOTAL				531180
	MMO-IN1	MMO-50	15327	1,5	22990,5
		MMO-38	21473	1,5	32209,5
		MMO-a37	18367	1,5	27550,5
	TOTAL				82750,5
	MMO-46	MMO-53	18619	5	93095

		MMO-54	24961	5	124805
		MMO-42	19319	5	96595
	TOTAL				314495

CAPA 24

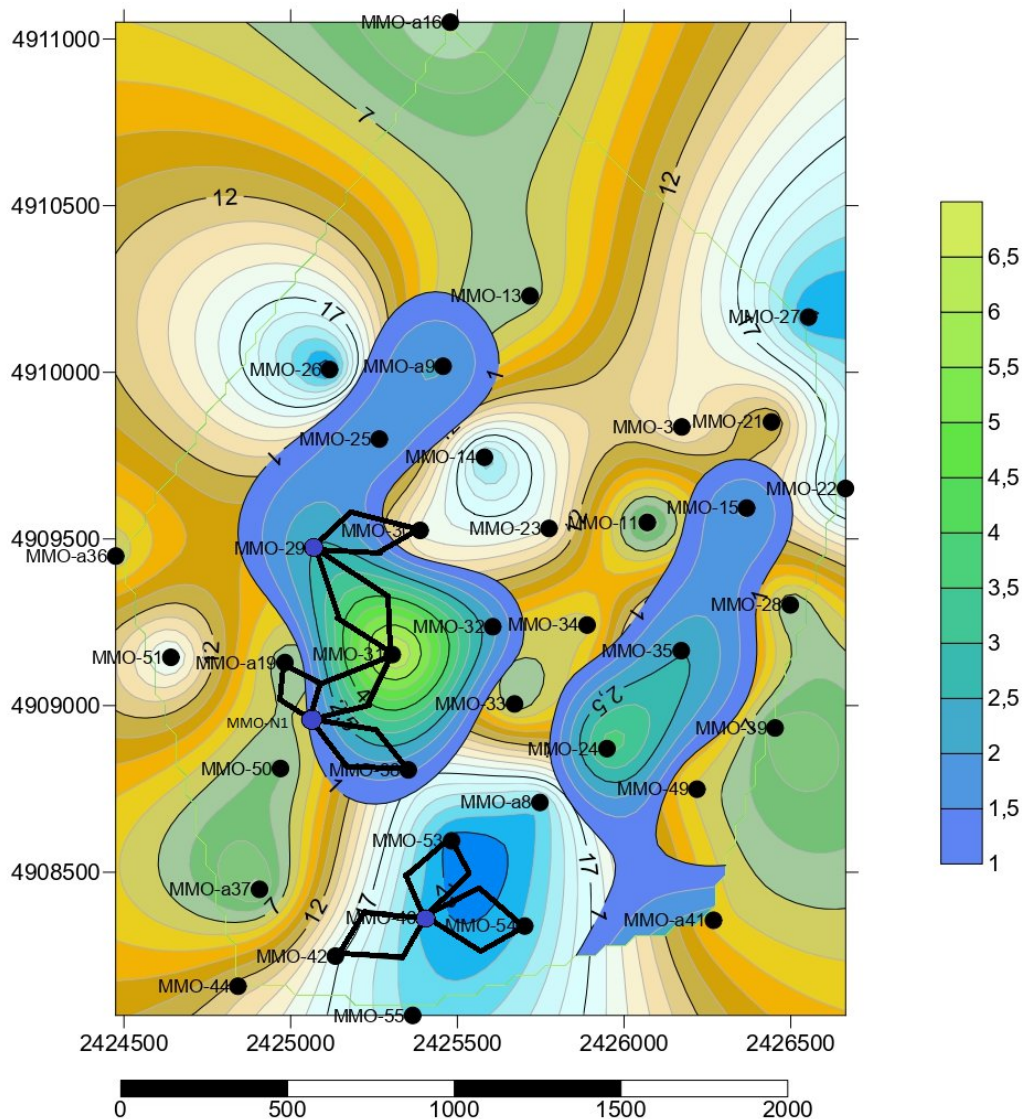


Capa	Pozo Inyector	Pozo Productor	Areas m2	hu	Volumen (m3)
24	MMO-33- PUNZAR	MMO-32	17296	1,8	31132,8
		MMO-34	23453	1,8	42215,4
		MMO-24	22633	1,8	40739,4
	TOTAL				114087,6
	MMO-49	MMO-39	22241	3,6	80067,6
		MMO-24	30644	3,6	110318,4
	TOTAL				190386



Capa	Pozo Inyector	Pozo Productor	Areas m2	hu	Volumen (m3)
25	MMO-46	MMO-42	29641	7	207487
		MMO-54	28163	7	197141
		MMO-53	20108	7	140756
	TOTAL				545384
	MMO-IN1	MMO-50	12517	2	25034
		MMO-38	24971	2	49942
	TOTAL				74976

CAPA 26



Capa	Pozo Inyector	Pozo Productor	Areas m2	hu	Volumen (m3)
26	MMO-29	MMO-30	21926	3,5	76741
		MMO-31	32544	3,5	113904
	TOTAL				113904
	MMO-N1	MMO-a19	11414	3	34242
		MMO-31	19784	3	59352
		MMO-38	23648	3	70944
	TOTAL				164538
	MMO-46	MMO-53	22596	2	45192
		MMO-54	28793	2	57586
		MMO-42	25950	2	51900
	TOTAL				154678

A continuación, se presenta un resumen con el estado actual de los pozos y las modificaciones que se realizarán a los mismos.

POZO	Acum. Oil	Estado del Pozo (1999)	Proyecto actual
MMO-a9	14,270.7	Inyector Suspendido	Productor
MMO-a19	14,270.7	Inyector Suspendido	Productor
MMO-24	28,314.3	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-26	5,266.2	Inyector Suspendido	Productor
MMO-29	14,836.9	Suspendido (Petróleo)	Inyector
MMO-30	15,290.3	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-31	32,968.2	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-32	17,558.0	Inyector Suspendido	Productor
MMO-33	13,857.8	Suspendido (Petróleo)	Inyector
MMO-a37	15,637.6	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-38	20,662.5	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-39	11,532.7	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-a41	4,429.8	E.P.E (Petróleo)	Productor
MMO-42	25,703.7	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-46	12,972.5	Suspendido (Petróleo)	Inyector
MMO-49	10,426.3	Suspendido (Petróleo)	Inyector
MMO-50	8,515.1	E.P.E (Petróleo)	Productor
MMO-51	1,223.6	Suspendido (Gas)	Productor
MMO-53	6,865.9	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-54	4,744.1	Suspendido (Petróleo)	Productor
MMO-N1	-	-	Pozo Nuevo Inyector

11.2. Cálculo de las reservas por secundaria

Para determinar las reservas por secundaria se calcularon de manera previa las eficiencias de barrido volumétrico y de área, así como la relación de movilidad.

Relación de Movilidad:

La relación de movilidad es un concepto clave en la recuperación secundaria de petróleo. Se define como la razón entre la movilidad del fluido desplazante (por ejemplo, agua o gas) y la movilidad del fluido desplazado (petróleo). Matemáticamente, se expresa como:

$$M = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w}$$

Cuando $M > 1$ el flujo es inestable, el frente de desplazamiento presenta alta digitación viscosa y se trata de un proceso no favorable, esto es claro, a nadie le interesa que el fluido inyectado en el yacimiento se desplace más rápido que el fluido de interés, ya que

esto dejará una saturación alta de aceite móvil detrás del frente de invasión y se producirá una irrupción temprana del fluido inyectado.

Cuando $M < 1$ el fluido desplazante se mueve más despacio que el fluido desplazado y esto beneficia al proceso retrasando la irrupción en los pozos productores y haciendo incluso que el aceite móvil logre rebasar el frente de invasión. Es la condición ideal en un desplazamiento.

Cuando $M = 1$, el fluido desplazante y el desplazado se mueven con la misma competencia, tal situación establece que delante del frente sólo se mueve el fluido desplazado y en la parte posterior del frente sólo el desplazante, no habrá digitación viscosa, a este fenómeno se le nombra como desplazamiento tipo pistón.

Viscosidad	
Agua	0,45 Cp
Petróleo	50 Cp
Permeabilidades	
Kro (Swirr)	1,15
Krw (Sor)	0,27
Movilidad	
M = 26	

Eficiencia de barrido:

La eficiencia de un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada se puede cuantificar como el producto de dos eficiencias, la eficiencia de desplazamiento o microscópica y la eficiencia volumétrica, esta última se compone del producto de otras dos, la eficiencia vertical y la eficiencia areal.

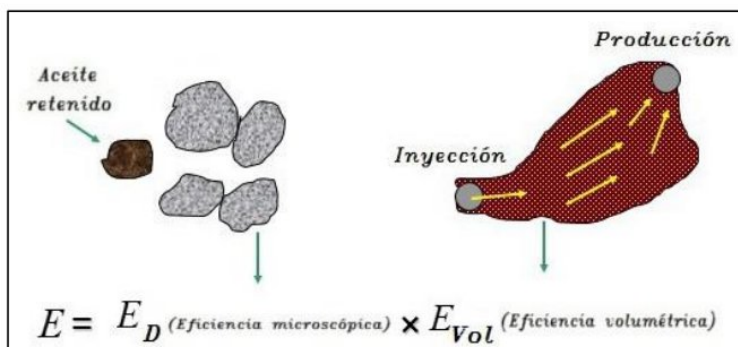


Ilustración 10 - Eficiencia de desplazamiento y volumétrica

Eficiencia areal: La eficiencia areal se define como la relación que hay entre el área contactada por los fluidos inyectados y el área total a considerar en el análisis, es decir, la relación del área barrida de un determinado modelo entre el área total del mismo. Representa lo que se ha barrido en un área determinada como se muestra en la siguiente figura:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal invadida} + \text{área horizontal no invadida}} = \frac{\text{área invadida}}{\text{área total}}$$

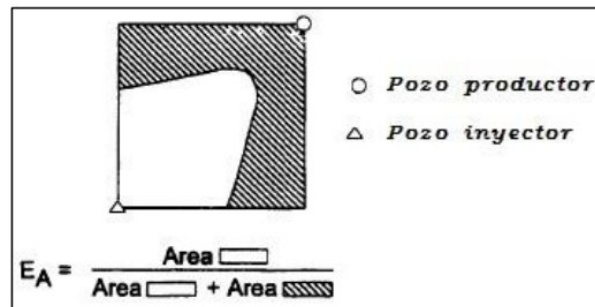


Ilustración 11 - Eficiencia de barrido areal. Modificada de (Paris de Ferrer M. , 2001)

La eficiencia areal está controlada por numerosos factores, la mayoría de los cuales no se pueden controlar; entre ellos: las variaciones entre propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, transmisibilidad, otros) y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, otros), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos. (Paris de Ferrer M. , 2001)

Los principales factores de los que depende la eficiencia areal son:

- Patrón de pozos inyectores y productores
- Heterogeneidad de la permeabilidad en el yacimiento
- Relación de movilidad
- Relativa importancia de las fuerzas gravitacionales y viscosas.

Eficiencia vertical: La eficiencia vertical es el espacio de poros invadido por el fluido que es inyectado dividido entre el espacio poral cerrado en las capas de la zona transversal del frente de invasión y se puede establecer la siguiente expresión:

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total}}$$

La siguiente figura muestra un desplazamiento en un yacimiento de 4 estratos, la eficiencia areal, así como la vertical en cada uno de ellos, y como se sabe, la eficiencia vertical total será la sumatoria de cada una de estas eficiencias verticales.

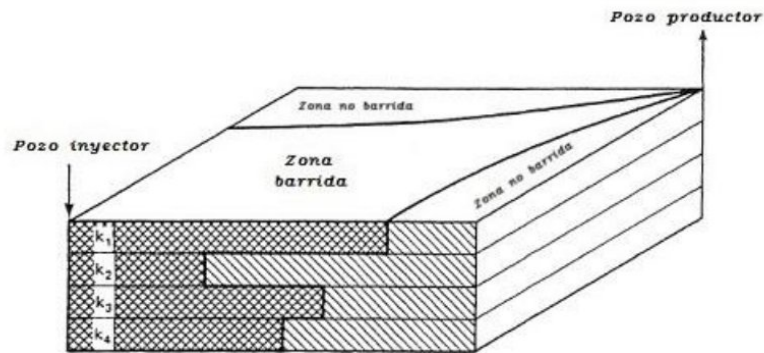


Ilustración 12 - Eficiencia de barrido areal. Modificada de (Paris de Ferrer M. , 2001)

Todas las eficiencias son expresadas como fracción, la eficiencia vertical es la eficiencia volumétrica de la región perpendicular al desplazamiento, específicamente de la región perpendicular a la región confinada por la eficiencia areal de barrido que es la más grande en el sistema

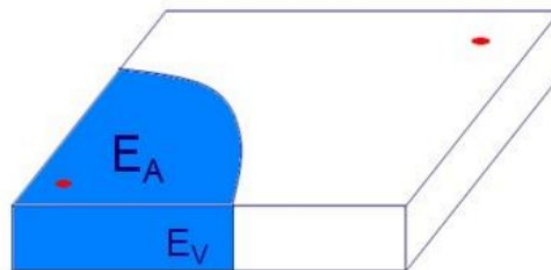


Ilustración 13 - Eficiencia de barrido vertical y areal (Pérez García, 2013)

Los factores que afectan la eficiencia vertical son: (Willhite & Green, 1998)

- La segregación gravitacional causada por la diferencia en densidades.
- La relación de movilidades.
- La variación horizontal y vertical de la permeabilidad.
- Fuerzas capilares.
- Volumen total del fluido inyectado

Eficiencia volumétrica: La eficiencia volumétrica es una eficiencia a nivel macroscópico que da información acerca de la calidad del desplazamiento que se ha hecho en el yacimiento por parte de los fluidos inyectados y los fluidos originales en él, se puede enunciar como: “La fracción del volumen poral que ha sido contactado o afectado por el fluido inyectado.”

La eficiencia de barrido volumétrico es un resultado total que depende de: (Schlumberger, 2014)

- Patrón de inyección seleccionado.
- Pozos de patrón separado.
- Fracturas en el yacimiento.
- Posición de los contactos gas/aceite y aceite/agua.
- Espesor del yacimiento.
- Permeabilidad.
- Heterogeneidad areal y vertical.
- Relación de movilidades.

- Diferencia de densidades entre los fluidos.
- Gasto de flujo.

La eficiencia volumétrica depende del volumen del yacimiento contactado por el fluido inyectado, puede ser considerada conceptualmente como el producto de la eficiencia areal y la vertical, por tanto, su expresión más sencilla es:

$$E_{vol} = E_v \cdot E_A$$

Donde,

E_v = eficiencia vertical

E_A = eficiencia areal

Para el cálculo de la eficiencia volumétrica se utilizó el método de Dykstra – Parsons el cual permite determinar de manera gráfica la eficiencia utilizando los valores de WOR, Movilidad y la variación de la permeabilidad.

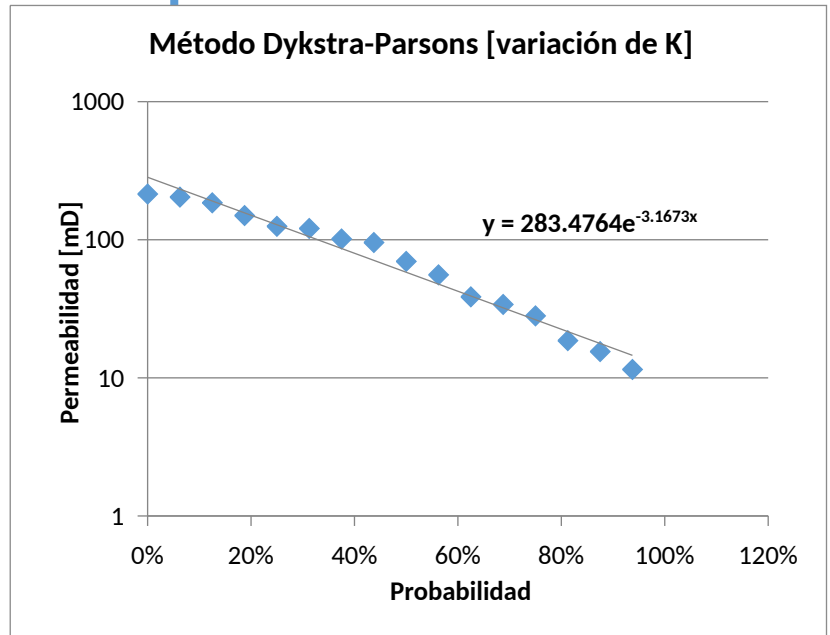
Se considero un valor de WOR promedio de 50.

A continuación, se calculó la varianza de la permeabilidad utilizando los valores de K obtenidos de testigos laterales del pozo MMO-20.

Pozo	Profundidad (mbbp)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)
MMO-20	1669,7		27,7
MMO-20	1655,5	11,5	32,9
MMO-20	1631,5		32,62
MMO-20	1631,5	18,6	29,43
MMO-20	1516,7	214,3	29,29
MMO-20	1404,8	95,5	28,81
MMO-20	1346,9	28,1	31,38
MMO-20	1341,8	125,1	31,1
MMO-20	1288,6	34	27,42
MMO-20	1255	38,6	29,15
MMO-20	1229	15,5	26,81
MMO-20	1189,4	55,7	28,99
MMO-20	1185,5	120,7	30,54
MMO-20	1116	149,7	33,08
MMO-20	1081,8	101,3	31,6
MMO-20	1020	203,6	34,52
MMO-20	1020	185,1	35,14
MMO-20	841		34,14
MMO-20	814		33,9
MMO-20	1074	69,7	36,85

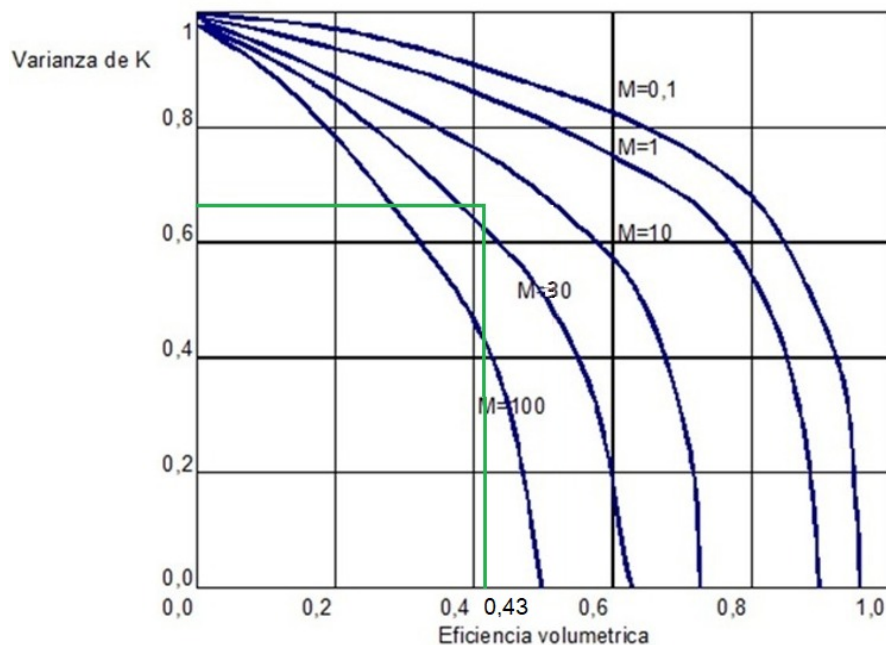
n	Permeabilidad (mD)	Probabilidad (%)
---	--------------------	------------------

0	214,3	0%
1	203,6	6%
2	185,1	13%
3	149,7	19%
4	125,1	25%
5	120,7	31%
6	101,3	38%
7	95,5	44%
8	69,7	50%
9	55,7	56%
10	38,6	63%
11	34	69%
12	28,1	75%
13	18,6	81%
14	15,5	88%
15	11,5	94%
16	Total	



$$V = \frac{k_{50\%} - k_{84,1\%}}{k_{50\%}}$$

k 50%	58,19
K 84,1%	19,76
Varianza k	0,66



Eficiencia volumétrica $E_{vol} = 0,43$

Eficiencia de desplazamiento: La eficiencia de desplazamiento es a nivel microscópico, involucra a nivel poral lo ocurrido en la interacción de los fluidos con la formación, se realiza a nivel de laboratorio con muestras de núcleos, denominados

“slug” o tapones, se realizan operaciones de invasión para ver y analizar el comportamiento del fluido desplazado, es decir, el comportamiento a micro escala de lo que ocurriría en el yacimiento al realizar la inyección de alguna sustancia, pudiendo ser de manera inmiscible o miscible, inyección de vapor, espumas, soluciones alcalinas, surfactantes, bacterias, etc.

Si se asume constante la densidad del petróleo, la definición de eficiencia de desplazamiento para aceite es: Según (Lake, 1989)

$$E_D = \frac{\text{Cantidad de aceite desplazado}}{\text{Cantidad de aceite contactado por el agente desplazante}}$$

Esta eficiencia microscópica está afectada por los siguientes factores principalmente:

- Condiciones iniciales
- Agente desplazante
- Fuerzas de tensión superficial e interfacial.
- Mojabilidad.
- Presión Capilar.
- Permeabilidad relativa.

Si el desplazamiento se realiza de tal manera que el agente contacta a todo el petróleo inicialmente presente en el medio, la eficiencia volumétrica es unitaria, y la eficiencia de desplazamiento E_D se convierte en la eficiencia de recuperación global. (Lake, 1989)

Normalmente fluyen dos o más fluidos en un método de recuperación mejorada. Cuando dos o más fluidos están presentes, la saturación de una fase afecta la permeabilidad de las otras, y las permeabilidades relativas tienen que ser consideradas. (Meyers, 2001)

La eficiencia de desplazamiento es una función de la saturación de petróleo residual S_{or} en la muestra que ha sido barrida, debido a que toma en cuenta el cambio de saturación de los fluidos presentes en el núcleo. Para una inyección de agua, asumiendo que, debido a la presión de inyección, todo el gas que pudiera estar libre se disuelve en el petróleo, se tiene la siguiente expresión para expresar dicha eficiencia de desplazamiento.

$$E_D = \frac{S_{oa} - S_{or}}{S_{oa}}$$

Donde,

S_{or} = saturación de petróleo residual.

S_{oa} = saturación de petróleo actual.

Capa	Soa (Fracción)	Sor (Fracción)	E_D
22	0,37	0,15	0,59
23	0,34	0,15	0,56
24	0,37	0,15	0,60
25	0,31	0,15	0,52
26	0,36	0,15	0,58

Cálculo de las reservas por secundaria:

Con los volúmenes contactados por la inyección de agua y las eficiencias de barrido de determino las reservas alcanzadas por la recuperación secundaria.

$$N_s = \frac{V_{roca} * \phi * (S_{oa} - S_{or}) E_D * E_{vol}}{B_{oa}}$$

CAPA	Volumen de Roca(m3)	Porosidad	Soa (Fracción)	Sor (Fracción)	Boa (m3/m3)	E _D	E _{vol}	Ns (m3)
22	977991	0,19	0,37	0,15	1,080	0,59	0,45	10125,90
23	2012774,4	0,19	0,34	0,15	1,092	0,56	0,45	16683,14
24	591277,4	0,21	0,37	0,15	1,086	0,6	0,45	6784,26
25	1109987,2	0,21	0,31	0,15	1,074	0,52	0,45	8093,65
26	867805,4	0,22	0,36	0,15	1,095	0,58	0,45	9597,26
								51284,22

CAPA	Ns (m3)	OOIP (m3)	FR s
22	10125,90	442804,70	2,29%
23	16683,14	1092129,33	1,53%
24	6784,26	567812,73	1,19%
25	8093,65	700148,25	1,16%
26	9597,26	417469,78	2,30%

Calculo de caudal de inyección:

Para el cálculo de la inyección por capa se utilizará un valor promedio de la cuenca, el cual es de 15 m3 /d por H_K promedio. La presión de inyección en boca de los inyectores será de 80 kg/cm², este valor ha sido con el que han trabajado los inyectores MMO-a8, MMO-a19 y MMO-32 y para el cual los caudales de inyección fueron uniformes en el piloto anterior.

En la siguiente tabla se observa los caudales a inyectar calculados por capa, considerando el espesor promedio de cada una.

Capa	Pozo	lnY (m ³ /d/m)	Hk (m)	lw (m ³ /d)	lw por capa
------	------	---------------------------	--------	------------------------	-------------

	inyector				
22	MMO-49	15	2,5	37,5	112,5
	MMO-19	15	2,5	37,5	
	MMO-25	15	2,5	37,5	
23	MMO-29	15	4,3	64,5	258
	MMO-33	15	4,3	64,5	
	MMO-IN1	15	4,3	64,5	
	MMO-46	15	4,3	64,5	
24	MMO-33	15	3	45	90
	MMO-49	15	3	45	
25	MMO-46	15	5,4	81	162
	MMO-IN1	15	5,4	81	
26	MMO-29	15	2,75	41,25	123,75
	MMO-N1	15	2,75	41,25	
	MMO-46	15	2,75	41,25	
TOTAL				746,25	

Se observa que el caudal total a inyectar calculado fue de 746,25 m³/d. La distribución de la inyección por pozo fue la siguiente:

Pozo inyector	Q (m ³ /d)
MMO-49	82,5
MMO-25	37,5
MMO-IN1	186,75
MMO-33	109,5
MMO-29	143,25
MMO-46	186,75
MMO-19	37,5
Total	746,25

Calculo del volumen y tiempo de llenado:

Considerando la saturación de gas estimada y el volumen poral contactable de cada una de las capas a inundar seleccionadas, se determinó el volumen de agua inyectado necesario para obtener la primera respuesta de acuerdo a la siguiente expresión:

$$t = \frac{V_{\text{llenado}}}{Q_{\text{iny}}}$$

$S_g = 1 - S_o - S_w$ Saturación de gas

$V_{\text{llenado}} = V_{\text{poral contactable}} * S_g$ Volumen de llenado

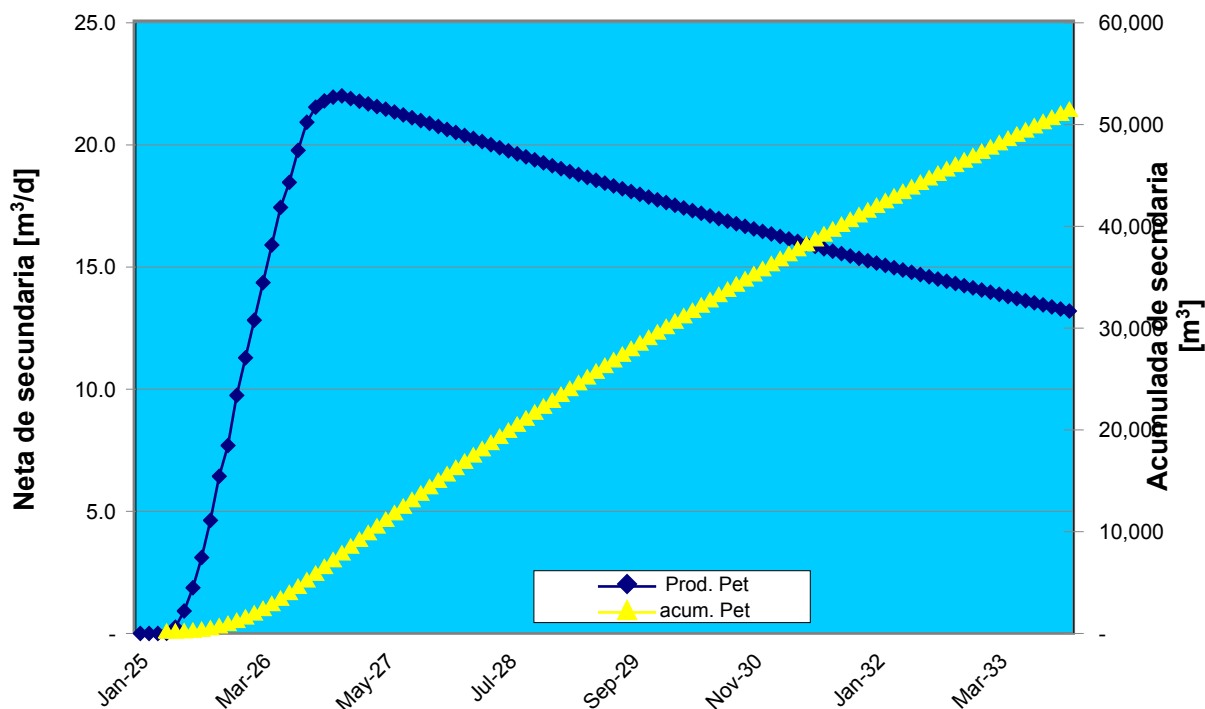
Q_{iny} Caudal inyectado por capa

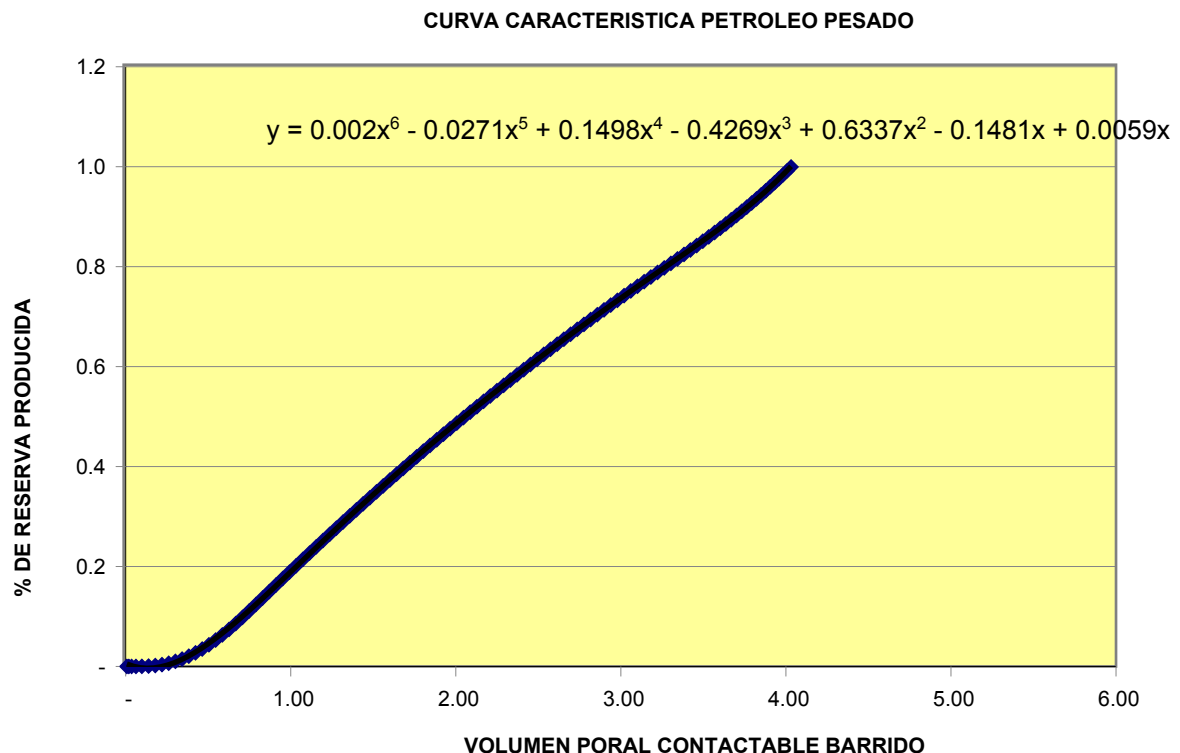
Capa	Pozo inyector	Volumen poral m ³	S _g	W _{fill-up} m ³	I _w (m ³ /d)	t _{fill-up} (días)	t _{fill-up} (mes)
22	MMO-49	83915,286	0,07	5874,1	37,5	156,6	5,1

	MMO-19	52131,744	0,07	3649,2	37,5	97,3	3,2
	MMO-25	49771,26	0,07	3484,0	37,5	92,9	3,0
23	MMO-29	57594,32	0,04	2303,8	64,5	35,7	1,2
	MMO-33	165233,88	0,04	6609,4	64,5	102,5	3,4
	MMO-IN1	55993,266	0,04	2239,7	64,5	34,7	1,1
	MMO-46	103605,67	0,04	4144,2	64,5	64,3	2,1
24	MMO-33	57610,77	0,05	2880,5	45	64,0	2,1
	MMO-49	66557,484	0,05	3327,9	45	74,0	2,4
25	MMO-46	191212,896	0,06	11472,8	81	141,6	4,6
	MMO-IN1	41884,416	0,06	2513,1	81	31,0	1,0
26	MMO-29	69498,66	0,03	2085,0	41,25	50,5	1,7
	MMO-N1	64537,704	0,03	1936,1	41,25	46,9	1,5
	MMO-46	56880,824	0,03	1706,4	41,25	41,4	1,4

Curva característica de producción:

Se estaría en condiciones de empezar la inyección de agua del proyecto en enero de 2025 con un caudal de inyección de 746,3 m³ /d. La curva de producción se obtuvo al aplicar el concepto de curva característica de un yacimiento análogo al de Mata Magallanes Oeste, de donde se obtuvo la siguiente curva:





11.3. Balance de agua

Realizar un proyecto de secundaria conlleva realizar un balance de agua, con el objetivo de corroborar que se satisfaga la demanda que necesita dicho proyecto.

Para nuestro estudio, se calculó un caudal de inyección de 746,25 m³/d el cual debe ser suministrado de manera constante.

Del prorratio de agua realizado previamente se corroboró que el caudal de inyección de agua no era el suficiente para cubrir la necesidad del proyecto. Por lo tanto, se determinó reactivar pozos que hayan tenido un aporte considerable de agua.

Para la elección de los pozos a reactivar se estudió la base de datos de los esquemas de pozo, se buscó repunzar las capas que marcaron alto aporte de agua en los ensayos del mismo.

Los pozos seleccionados fueron los siguientes:

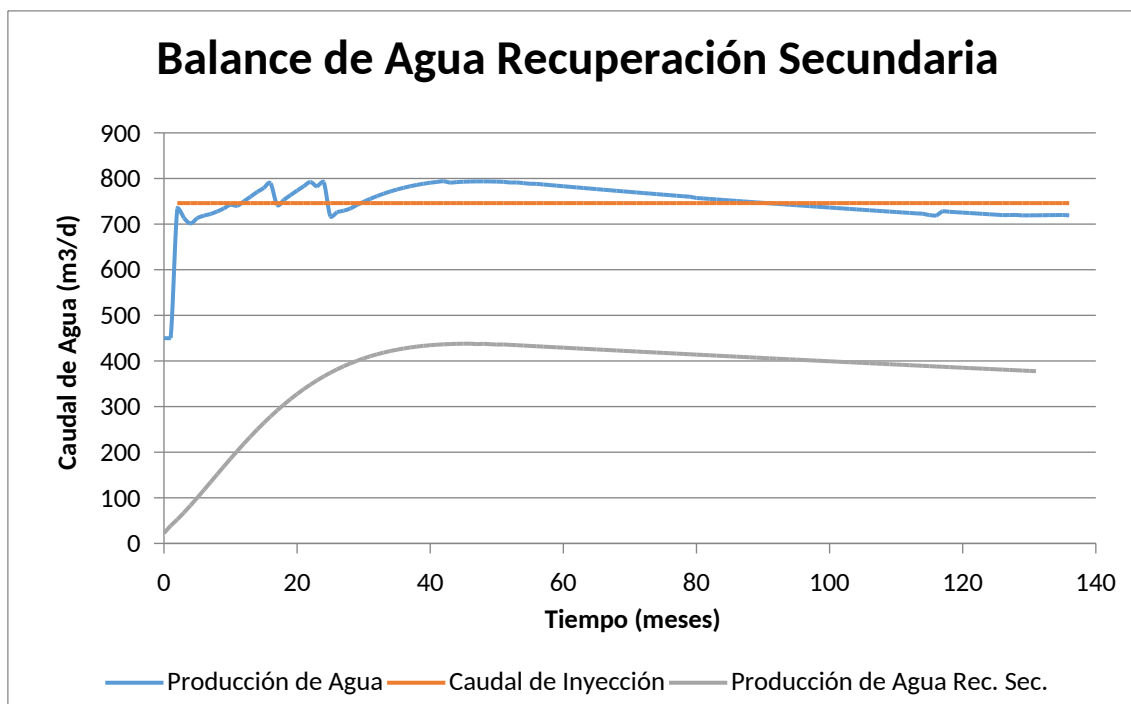
- Pozo 22 con un aporte de 70 m³/d
- Pozo 23 con un aporte de 90 m³/d
- Pozo 21 con un aporte de 120 m³/d

El volumen de agua estimado a producir en conjunto con la puesta en marcha de los pozos suspendidos, se estima que cubrirá el umbral del volumen de agua necesario para la puesta en funcionamiento del proyecto de inyección de agua.

Se debe tener en cuenta la gran necesidad de agua inicial debido al alto porcentaje de gas presente en los reservorios.

Posterior a la irrupción del banco de agua en los productores, el nivel de inyección se reduce por lo que se encontraría cubierto la cantidad de agua necesaria. Además, se

debe tener en cuenta el balanceo de agua en los pozos productores para evitar canalizaciones y lograr mayor eficiencia en la producción.



12. PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA SECUNDARIA

Las secciones a continuación presentadas en el orden cronológico de diseño de un proyecto, resumen algunas de las prácticas habituales en las Operaciones de Recuperación Secundaria.

Como ya ha sido expresado anteriormente, no se pretende reemplazar la abundante bibliografía existente sino recordar algunos puntos clave que hacen a una buena práctica.

Datos de Subsuelo:

Comprende toda la información vinculada a los Reservorios y a las Instalaciones de Subsuelo (Pozos Productores y Pozos Inyectores).

Datos de reservorio:

Se deben mantener actualizado todos los datos correspondientes al modelo estructural, estratigráfico, petrofísico, productividad, inyectividad, presiones estáticas y dinámicas.

Estos datos deben estar almacenados en las bases de datos correspondientes con índices por pozo y capa.

Esta información tiene diversas fuentes a lo largo de la vida del yacimiento. Existe por un lado información obtenible directamente de resultados de operaciones en los pozos, y por otros datos originados por estudios y análisis.

Las principales fuentes son:

- Estudios de Geología
- Análisis de terminación, reparación e intervenciones.
- Partes de operaciones
- Informes de Ensayos de Presión
- Informes de Operaciones de Estimulación.
- Estudio
- Estudios de Reservorios
- Legajos de pozos de Petrofísica.

Cada vez que se realice una operación en la que se obtenga nueva información, se modifiquen condiciones de capas vinculadas al proyecto o se realicen estudios que indiquen un cambio en interpretaciones previas, deberá modificarse la base correspondiente. Se recomienda guardar las interpretaciones anteriores.

En síntesis, como resultado de todos los datos disponibles se deben confeccionar distinto tipo de mapas para cada capa (atributos sísmicos, estructural con distribución de fluidos, espesor total, espesor neto, porosidad, permeabilidad, saturación, isoalmacenaje, isobáricos y mapas de producción: isoacumuladas, isoporcentaje de agua, etc) así como cortes estructurales y estratigráficos.

Instalaciones de subsuelo

Tanto para los pozos productores como para los inyectores se deberá mantener la información de su estado mecánico: datos de entubación, calidad del cemento, roturas de casing, pescas, tapones, capas cementadas, etc. Se deberá mantener también un archivo con la historia de intervenciones y reparaciones. Se recomienda prestar especial

atención al estado de las cañerías de aislación, ante el riesgo de contaminar acuíferas superficiales. A tal fin, se deben correr perfiles de corrosión con la frecuencia necesaria.

Datos de pozos inyectores

Se debe tener la información de la instalación de inyección: Profundidades y características de la cañería de inyección, packers, mandriles, y reguladores de caudal bajados al pozo. También se salvarán los caudales programados y reales de inyección por capa y la historia de presión de boca. Se recomienda medir en cada pozo, sea con Spinner sea con tránsito de fluido, un mínimo de dos veces al año, los caudales reales de inyección por capa.

Datos de pozos productores

Se debe tener la información de capas afectadas a secundaria, instalación de producción, y tipo de sistema extractivo. Es necesario disponer, al menos, de un control de producción y un nivel por mes. El seguimiento del valor de salinidad del agua producida es también una herramienta a tener en cuenta.

Pronósticos-reservas

Los pronósticos del área bajo inyección de agua, tanto de inyección como de producción, tienen origen en el estudio de factibilidad que originó el proyecto de recuperación secundaria.

Instalaciones de superficie

El sistema de instalaciones de superficie abarca la captación, tratamiento, transporte del agua a inyectar hasta la boca de pozo inyector y todo el sistema de ductos del fluido producido, baterías, plantas deshidratadoras y transporte del crudo hasta el punto de entrega. Se incluyen también las instalaciones auxiliares que forman el sistema de energía (plantas compresoras y/o plantas generadoras y subestaciones de energía eléctrica).

Se debe realizar un seguimiento de las instalaciones para preservar las mismas y mantener actualizado un mapa para ser utilizado como base en diferentes análisis.

En los mapas debe estar presente la siguiente información:

- Fuente de Agua: Ubicación del Pozo (en el caso de ser ésta la fuente) y todo el sistema de captación.
- Acueductos, Oleoductos y Gasoductos: Diámetros, Presión Máxima que toleran y materiales de las cañerías.
- Planta de Tratamiento e Inyección.
- Satélites.
- Baterías: Ubicación y Capacidad.
- Planta Deshidratadora: Ubicación, Capacidad.
- Sistemas Auxiliares (plantas compresoras, generadoras, subestaciones, etc)

Además, las Plantas y Baterías deben tener su respectivo plano y manual de operación y mantenimiento.

En el caso de cambios en el Sistema Colector (Producción o Inyección), debe mantenerse el registro histórico de los mismos.

El seguimiento del estado de las instalaciones se realiza mediante inspecciones visuales de las mismas, análisis de cupones de incrustación y de corrosión, técnicas de medición de espesor.

Datos calidad del agua

La calidad necesaria del Agua de Inyección depende de cada reservorio. Se debe también tener en cuenta la preservación de los materiales en contacto tanto en las instalaciones de superficie como en las de fondo. Los criterios para establecer las especificaciones del agua a inyectar deben ser fijados a través de un Análisis Técnico-Económico.

Es vital definir los puntos de muestreo y su frecuencia.

Todos los valores obtenidos serán cargados por el personal de laboratorio en una base que está destinada a tal fin (por ejemplo, CCP Control de Calidad de Proceso).

En la tabla siguiente se listan los principales parámetros a medir, así como la frecuencia mínima. Los parámetros y la frecuencia, son sólo indicativos y deben adecuarse a las necesidades de cada operación.

Los valores máximos aconsejados serán definidos por el ingeniero de reservorios y dependerán de las características propias de cada yacimiento y/o formación.

	Determinación	Frecuencia
Aniones	Cloruros (CL ⁻)	Mensual
	Sulfuros (S ⁼)	Semanal
	Sulfato (SO ₄ ²⁻)	Mensual
	Carbonato (CO ₃ ²⁻)	Mensual
	Bi-Carbonato (HCO ₃ ⁻)	Mensual
Cationes	Hierro total (Fe ²⁺ + Fe ³⁺)	Semanal
	Calcio (Ca ²⁺)	Mensual
	Magnesio (Mg ²⁺)	Mensual
	Bario (Ba ²⁺)	Mensual
	Estroncio (Sr ²⁺)	Mensual
Otras Propiedades	pH	Diario
	Temperatura	Diario
	Bacterias Aeróbicas Totales (BAT)	Semanal
	Bacterias Sulfato Red (BSR)	Semanal
	Sólidos suspendidos Totales (TSS)	Diario
	Hidrocarburos suspendidos (OSS)	Diario
	Dióxido de Carbono disuelto (CO ₂)	Semanal
	Oxígeno disuelto (O ₂)	Semanal
	Medición de incrustación (cupón)	bimestral
	Velocidad de corrosión	bimestral

En la medida que los parámetros muestreados (bario, estroncio, etc.) permanezcan constante durante un periodo de tiempo la frecuencia de muestreo puede ampliarse.

Deben generarse reportes de las inspecciones visuales que se realizan en las instalaciones cuando se detecta corrosión y/o incrustación durante una toma de muestra o una intervención. Se graficará la evolución temporal de los parámetros medidos.

El análisis de esta información ayudará a:

- Evitar mermas de la inyección que en definitiva terminan extendiendo la vida del proyecto y por ende haciéndolo menos rentable.

- Evitar el taponamiento de capas que pueden terminar en la anulación de las mismas.
- Minimizar el número de intervenciones en inyectores debidas a esta problemática.
- Prevenir una desmedida corrosión /incrustación de las instalaciones.
- Poder adecuar las especificaciones de la calidad de agua requerida a la respuesta del sistema (inclusive relajando los límites iniciales).

Estudio hidrogeológico

Se sugiere realizar un Estudio Hidrogeológico en aquellas zonas en donde las acuíferas de baja salinidad tengan o se supongan tengan una gran extensión areal y se tenga planificado realizar en esas zonas una continuación del desarrollo y por lo tanto implementación de Proyectos de Recuperación Secundaria. Los Objetivos que debería tener ese estudio son los siguientes:

- Establecer profundidad límite hasta donde deben ser protegidos los acuíferos de baja salinidad, para consumo humano, abrevamiento y riego, mediante una correcta longitud de las cañerías guías en trabajos de explotación petrolíferas.
- Definir el/los sistemas de deposición de agua de corte (purga). Legislación vigente, permisos particulares.
- Disponer de información fehaciente sobre la hidrodinámica subterránea, que permitirá disponer de información para actividades tales como:
 - a) Perforación.
 - b) Producción.
 - c) Implementación y seguimientos de Proyectos de Recuperación Secundaria.
 - d) Atender requerimientos de suministros de agua.
 - e) Disponer de información para eventuales medidas de protección o reparación ambiental.
 - f) Atender a cualquier situación vinculada a actividades en el subsuelo.

13. DESARROLLO DEL YACIMIENTO

13.1. Reactivación de pozos suspendidos

Para la reactivación de los pozos suspendidos en el yacimiento, se deberá determinar cuál es el potencial de cada uno de ellos en la actualidad y analizar su historia de producción e intervenciones.

El primer paso es efectuar mediciones de presiones estáticas y dinámicas de los pozos suspendidos para definir la presencia de agua y petróleo en cada pozo y su potencial mediante una curva de IPR. A su vez, se realizará un perfil de corrosión y cemento para observar la integridad de los casings y si los mismos están adheridos a las formaciones. Con esta información disponible se propondrá las intervenciones con equipo de pulling y/o WO en cada uno de ellos.

El segundo paso será analizar la información de los pozos la cual será de gran ayuda para la toma de decisiones.

Para su evaluación es necesario analizar:

- Ubicación física, topográfica y distancias: planos, mapas, etc.
- Causales de su desafectación, dada de baja o abandono.
- Programa de terminación y/o reparación: punzados, ensayos, etc.
- Instalación de extracción diseñada e historial de producción
- Mediciones físicas: niveles, dinamómetros, ameradas, etc.
- Funcionamiento de las bombas y en especial de la última bajada.
- Problemas de fluidos: gas, viscosidad, parafinas, arena, etc.
- Capítulo IV y/o registros de ensayos de producciones y toma de muestras.
- Condiciones de colección: tanque elevado o batería colectora.
- Condiciones de atención y/o problemas operativos presentados.
- Tratamiento o calentamiento por parafinas, viscosidad, etc

Reactivación de pozos por primaria

En base al valor de acumulada y al del último caudal producido, tomando como criterio reactivar los pozos suspendidos que tuvieron un último caudal de petróleo mayor a 0,5 m³/d y además que no estuviesen afectados por el Proyecto de Recuperación Secundaria, se seleccionó para la reactivación y puesta en producción 4 pozos, los cuales se detallan en la siguiente tabla:

Pozo	Acumulada de petróleo [m ³]	Último caudal de bruta [m ³ /d]	Último caudal de petróleo [m ³ /d]	Fecha de suspensión	Tiempo de producción [años]
MMO-14	23845,4	28	4	ene-99	13
MMO-3	27415	7	4	jun-99	14
MMO-21	19892,7	9	4,5	jun-99	14

Programa de Pulling para pozos productores:

- Montar equipo, controlar verticalidad del mismo y sistemas hidráulicos.
- Desclavar bomba y sacar diseño de varillas de bombeo en singles.
- Montar BOP.
- Constatar fondo.

- Librar ancla y sacar instalación de tubings en doble.
- Bajar instalación de tubings y limpiar relleno si huiese, hasta fondo en determinada profundidad con bomba Bailer.
- Bajar diseño de tubing midiendo.
- Hacer prueba de hermeticidad.
- Bajar bomba, más diseño de varillas de bombeo.
- Probar producción con equipo a pileta.
- Desmontar equipo, acondicionar locación y boca de pozo.

En el presente trabajo se asume que las instalaciones de profundidad y el equipo de bombeo mecánico de los pozos a reactivar, están en buenas condiciones y no se necesitarán intervenciones.

13.2. Reactivación de pozos afectados al proyecto de recuperación secundaria.

El yacimiento Matamagallanes Oeste presenta una oportunidad estratégica para revitalizar su producción mediante la reactivación de pozos suspendidos, combinada con la implementación de un proyecto de recuperación secundaria. Este enfoque integrado no solo busca incrementar el factor de recuperación del yacimiento, sino también maximizar el aprovechamiento de los recursos existentes, extendiendo la vida útil del activo de manera eficiente y sostenible.

Este proyecto considera un análisis exhaustivo de los pozos suspendidos, evaluando su acumulada y su conectividad con las zonas de interés del yacimiento.

La implementación de este plan no solo permitirá a Matamagallanes Oeste alcanzar un nuevo pico productivo, sino que también posicionará este proyecto como un ejemplo de innovación en la gestión de yacimientos maduros, impulsando el desarrollo energético sostenible de la región.

A continuación, se presenta el estado actual de los 39 pozos asociados, con una discriminación detallada de las capas correlativas:

ESTADO	N° POZOS	PORCENTAJE
E.P.E. (Petróleo)	7	18 %
Suspendido (Petróleo)	27	69 %
Injector (Suspendido)	5	13 %

El análisis actual de los 39 pozos del yacimiento Matamagallanes Oeste muestra una distribución específica según su estado operativo y su participación en el total, lo que destaca áreas clave para intervenir.

A continuación, se presenta el desglose detallado:

- **Pozos en Producción de Petróleo (E.P.E.):**

Actualmente, 7 pozos se encuentran activos en producción, representando un 18% del total. Estos pozos continúan extrayendo hidrocarburos y ofrecen datos fundamentales sobre la dinámica actual del yacimiento, como la presión del reservorio, la producción diaria y las características del crudo. Su estado operativo es crucial para monitorear las condiciones del yacimiento y planificar las estrategias de recuperación secundaria.

- **Pozos Suspendidos (Petróleo):**

La mayoría de los pozos, 27 en total, están suspendidos, lo que equivale al 69% del total. Estos pozos han cesado su actividad por diversas razones, como agotamiento de presión, problemas mecánicos o baja rentabilidad en condiciones pasadas. No obstante, representan un importante potencial para la reactivación, ya que pueden ser reaprovechados con técnicas de recuperación secundaria, como la inyección de agua, para movilizar los hidrocarburos remanentes en las capas productivas.

- **Pozos Inyectores Suspendidos:**

5 pozos, que corresponden al 13% del total, están clasificados como inyectores, pero actualmente se encuentran suspendidos. Estos pozos son clave para el desarrollo del proyecto de recuperación secundaria, ya que pueden ser reacondicionados para reanudar la inyección de fluidos y mantener o incrementar la presión del yacimiento, facilitando la movilización de hidrocarburos hacia los pozos productores.

La distribución actual de los pozos muestra que un alto porcentaje se encuentra suspendido, lo que resalta una importante oportunidad para revitalizar estos activos a través de intervenciones estratégicas. El proyecto de reactivación, combinado con el plan de recuperación secundaria, tiene como objetivo maximizar la producción, optimizar los recursos existentes y prolongar la vida útil del yacimiento Matamagallanes Oeste.

Dentro de este marco, se contempla la transformación de 4 pozos suspendidos a inyectores, seleccionados estratégicamente para apoyar el proyecto de recuperación secundaria. Estos pozos son los siguientes:

- MMO-29
- MMO-33
- MMO-46
- MMO-49

Además, según el análisis realizado, se propone la reactivación de 4 pozos inyectores suspendidos, los cuales serán transformados a pozos productores. Estos pozos fueron elegidos por su ubicación dentro del yacimiento y su potencial para mejorar la recuperación de hidrocarburos remanentes mediante la inyección de fluidos.

Los pozos seleccionados para este propósito son:

- MMO-a9
- MMO-a19
- MMO-26
- MMO-32

Estos pozos desempeñarán un papel clave en el restablecimiento de la presión en el reservorio, movilizando el petróleo atrapado y mejorando la eficiencia de la producción. El proyecto de recuperación secundaria busca maximizar el aprovechamiento del

yacimiento, optimizando las técnicas de recuperación y asegurando una producción más sostenible a largo plazo.

Además, como parte del análisis realizado, se han reactivado otros pozos que quedaban ligados bajo el área de influencia de los pozos inyectoros. Aparte de los 4 pozos mencionados como productores, se han transformado 2 pozos E.P.E a productores: MMO-a41 y MMO-50. Asimismo, 10 pozos suspendidos adicionales se han reactivado como productores, sumando un total de 16 pozos productores. Los pozos incluidos en este total son:

- MMO-a9
- MMO-a19
- MMO-24
- MMO-26
- MMO-30
- MMO-31
- MMO-32
- MMO-a37
- MMO-38
- MMO-39
- MMO-a41
- MMO-42
- MMO-50
- MMO-51
- MMO-53
- MMO-54

La implementación de estas transformaciones es esencial para maximizar la recuperación de recursos en el yacimiento Matamagallanes Oeste, optimizando su operación y asegurando la sostenibilidad de la producción en el largo plazo.

En la siguiente tabla se detalla el tipo de intervención realizada en los pozos seleccionados para el proyecto de recuperación secundaria en el yacimiento Matamagallanes Oeste:

POZO	INTERVENCION
MMO-a9	PULLING
MMO-a19	PULLING
MMO-24	PULLING
MMO-26	PULLING
MMO-29	PULLING
MMO-30	PULLING
MMO-31	PULLING
MMO-32	PULLING
MMO-33	WO
MMO-a37	PULLING
MMO-38	PULLING
MMO-39	PULLING
MMO-a41	PULLING
MMO-42	PULLING
MMO-46	PULLING
MMO-49	PULLING
MMO-50	PULLING
MMO-51	PULLING
MMO-53	PULLING
MMO-54	PULLING

Con el objetivo de asegurar la apertura de todas las capas del proyecto en los pozos productores asociados, se ha llevado a cabo una reparación específica en el pozo MMO-33, cuyo objetivo es punzar dicho pozo.

Después de la evaluación, se ha identificado que los demás pozos ya tienen abiertas las capas correspondientes al proyecto, por lo que se procederá a reactivarlos utilizando un equipo de Pulling.

Se requerirá la reactivación de 15 pozos mediante un Equipo de Pulling, mientras que se intervendrá 1 pozo con Equipo de Workover (WO). Para optimizar el tiempo operativo y asegurar la eficiencia de la intervención con el equipo de WO, primero se retirará la instalación de fondo de este pozo utilizando el equipo de Pulling.

A continuación, se detallan los programas de Pulling para los pozos productores incluidos en el proyecto:

Programa de Pulling para pozos productores:

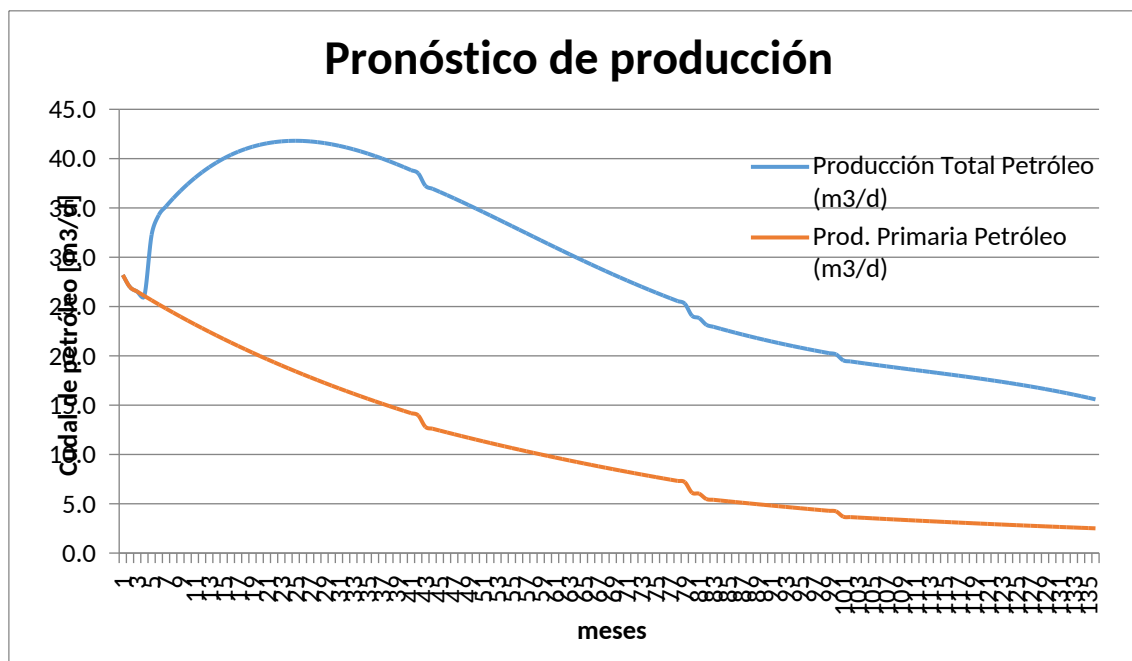
- Montar equipo, controlar verticalidad del mismo y sistemas hidráulicos.
- Desclavar bomba y sacar diseño de varillas de bombeo en singles.
- Montar BOP.
- Constatar fondo.
- Librar ancla y sacar instalación de tubings en doble.
- Bajar instalación de tubings y limpiar relleno si huiese, hasta fondo en determinada profundidad con bomba Bailer.
- Bajar diseño de tubing midiendo.
- Hacer prueba de hermeticidad.
- Bajar bomba, más diseño de varillas de bombeo.

- Probar producción con equipo a pileta.
- Desmontar equipo, acondicionar locación y boca de pozo.

En el presente trabajo se asume que las instalaciones de profundidad y el equipo de bombeo mecánico de los pozos a reactivar, están en buenas condiciones y no se necesitarán intervenciones.

13.3. Pronóstico de producción.

Luego de evaluar las producciones asociadas con las perforaciones propuestas, las reparaciones, el piloto de inyección de agua y los pozos que aún se encontraban activos se obtuvo la curva de producción total del yacimiento.



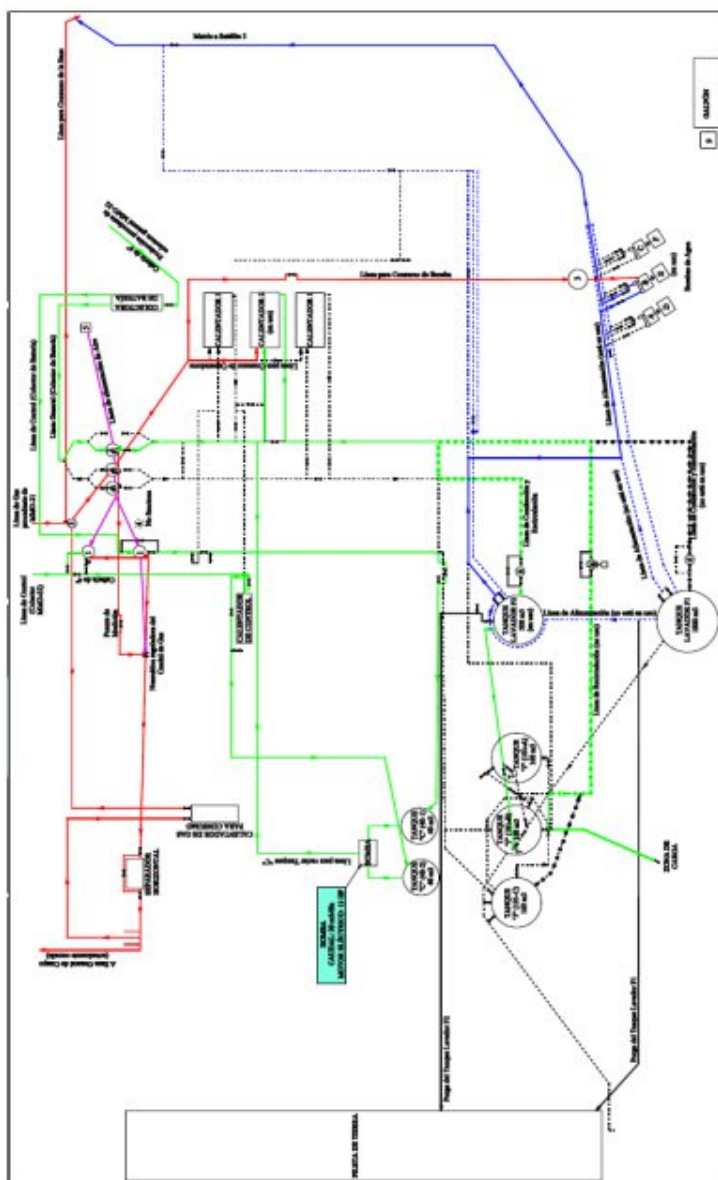
14. INSTALACIONES DE FONDO Y SUPERFICIE

Antes de contemplar la puesta en marcha del proyecto, es importante tener en cuenta las instalaciones con las que cuenta el yacimiento, ya que las mismas fueron diseñadas en su momento para un determinado caudal de producción.

Para el caso particular del proyecto que se desarrolla en el presente trabajo, se prevé un aumento considerable de producción según lo observado por las curvas pronosticadas, lo cual exige que se deba realizar una verificación de las instalaciones existentes para definir la instalación o no de nuevos equipos.

El yacimiento cuenta con una planta de tratamiento, la cual a la fecha se encuentra en un avanzado estado de deterioro.

A continuación, se muestra un esquema de las instalaciones al año 2000:



Separador general

Tras haber llevado a cabo el pronóstico de producción de fluidos para el Yacimiento, se determinó que los caudales máximos a tratar en la Planta serán:

Qo (m ³ /d)	40,2
Qw (m ³ /d)	793
Qbruta (m ³ /d)	833,2

En función del estudio de las instalaciones actuales de la planta se concluye que el separador general tiene una capacidad de procesamiento de 600m³ /d con solo un separador de 200m³ /d actualmente en uso.

El caudal de agua máximo que se obtendría es el de inyección antes determinado, es decir los 793 m³ /d; y de la curva pronóstico de producción por secundaria se visualiza que el caudal de petróleo máximo que se obtendrá es de 25 m³ /d y por primaria el caudal máximo de los tres pozos reactivados será de 15,2 m³ /d.

Realizando la suma de estos dos valores, hallamos el valor de la bruta máxima con la que trabajaría el separador, siendo este de 833,2 m³ /d. Por lo que se decide, agregar un separador más de 300 m³ /d y reparar los otros dos que están en desuso.

La producción de bruta luego de pasar por el separador y el calentador, será enviada al tanque de 1000m³, el cual funcionará como tanque cortador y a partir del tiempo de residencia se separarán las fases del fluido.



Calentador general

El calentador debe tener la capacidad suficiente como para generar un salto térmico de 30°C sobre el fluido para poder fluir con sus funciones, las cuales son:

- Reducir la viscosidad del fluido
- Favorecer la separación agua – petróleo en los procesos posteriores

En función de la nueva producción se realiza la verificación de la capacidad del equipo discriminando por parte el calor requerido para cada fase del fluido.

Para asegurar el correcto funcionamiento del equipo se debe cumplir que:

$$Q_{\text{calentador}} \geq Q_O + Q_W$$

$$Q = q * \rho * C_p * \Delta T = [\text{Kcal/h}]$$

Qo (m3/d)	40,2
Do (kg/m3)	900
Qw (m3/d)	793
Dw (kg/m3)	1000
DT (°C)	30
Cp O (Kcal/kg.°C)	0,5
Cp W (Kcal/kg.°C)	1
Q calentador (Kcal/h)	1130
Q petroleo (Kcal/h)	23790
Q agua (Kcal/h)	542,7
Q total (Kcal/h)	24332,7

A partir de estos cálculos, se concluye que es necesario instalar un nuevo calentador con mayor capacidad para que pueda cumplir con el salto térmico correspondiente.



Tanques

Otro aspecto importante a tener en cuenta es la capacidad de almacenamiento de la planta y los tiempos de residencia requeridos para el proceso. La planta cuenta con un tanque lavador de 500m³ que actualmente se encuentra en servicio y con otro de 1000m³ que se encuentra fuera de servicio, motivo por el cual se debe reacondicionar. Se decide trabajar primeramente con el tanque de 1000m³, debido al caudal de bruta

máximo que se obtendría. Y contar con el de 500m³ como soporte ante cualquier eventualidad.



Bombas

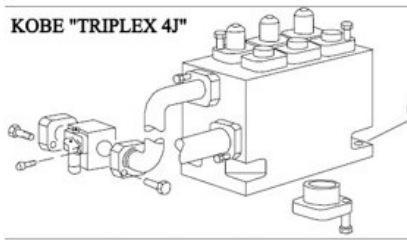
Acorde a la producción estimada en el Proyecto de Recuperación Secundaria será necesario inyectar a los pozos un caudal de 746,25 m³/d con una presión de 80 kg/cm², lo cual hace indispensable el uso de 4 bombas trabajando en paralelo.

Actualmente, el yacimiento se encuentra con una sola Bomba marca Kobe en uso, mientras que hay otras 2 de la misma marca y modelo que no se utilizan que serán puestas en marcha. En función a esto, será necesario incorporar 2 bombas de pistón triplex similar a las que se encuentran en la instalación, o caso contrario, adquirir las más similares que se encuentren en el mercado.

Cabe aclarar, que se deben comprar 2 bombas para que una de ellas quede disponible en stock para utilizarla cuando sea necesario reparar o realizar tareas de mantenimiento a las que se encuentren en funcionamiento.

Las características de las bombas instaladas se detallan a continuación.

KOBE "TRIPLEX 4J"



BOMBAS (A,B,C)
MARCA: KOBE
MODELO: "TRIPLEX 4J"
ACTUALMENTE SE UTILIZA UNA DE LAS BOMBAS

MOTORES (D,E,F)
MARCA: FIAT 221
6 CILINDROS

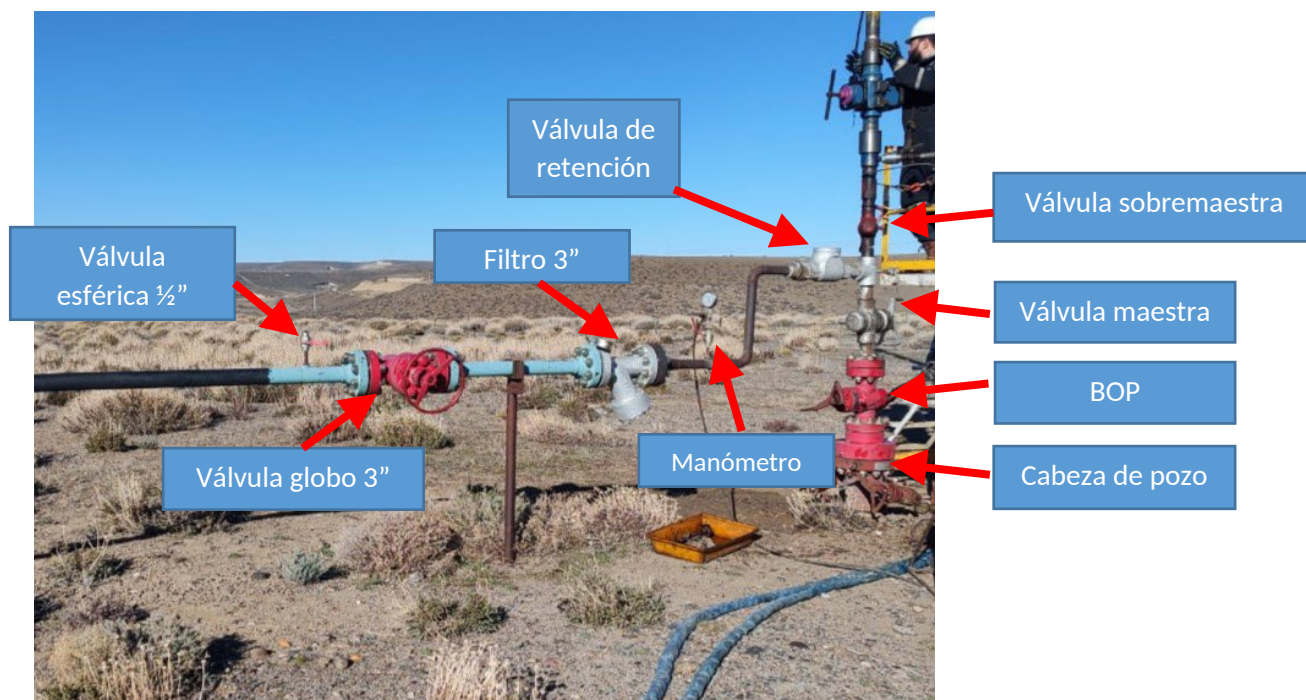
BOMBAS KOBE: TRIPLEX 4J TABLA DE RENDIMIENTOS

Diámetro émbolo		Máxima Presión		Caudal por 100 RPM		Caudal a 45 RPM			
Inches	Milímetros	PSI	Kg/cm2	GPM	B/D	Litros Min.	GPM	B/D	Litros Min.
1-1/2	38.1	5000	352	11.5	393	43.6	51.8	1768	196
1-5/8	41.3	4630	326	13.5	462	51.2	60.8	2079	230
1-3/4	44.5	4000	281	15.6	535	59.1	70.2	2408	266
1-7/8	47.6	3480	244	17.9	615	67.8	80.6	2768	305
2	50.8	3060	216	20.4	700	77.3	91.8	3150	348
2-1/8	54.0	2720	192	23.0	790	87.2	103.5	3555	392
2-1/4	57.2	2420	170	25.8	885	97.7	116.0	3983	440
2-3/8	60.3	2170	153	28.8	986	109.0	129.6	4437	490

Instalaciones Pozos inyectoros

A continuación, se presentan los esquemas de las instalaciones de superficie a utilizar en los pozos inyectoros, tanto los propuestos a transformar de proyector a inyector como el pozo nuevo.

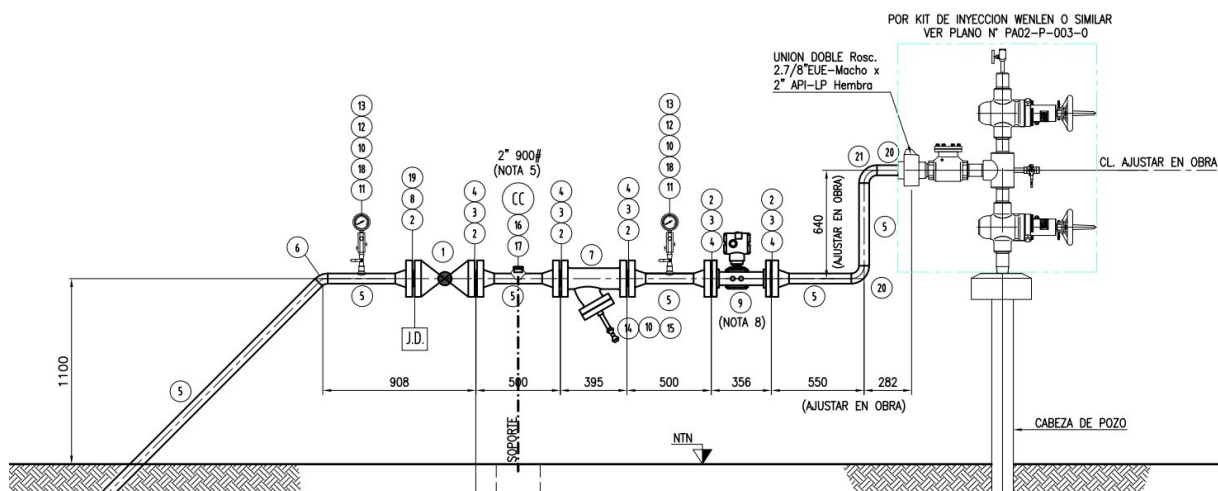
Puente de inyección:



El puente de inyección debe contar con todos los componentes que permitan una manipulación de los parámetros a la hora de realizar una intervención y contar con un sistema de control de presión al igual que elementos que permitan la medición de estos parámetros.

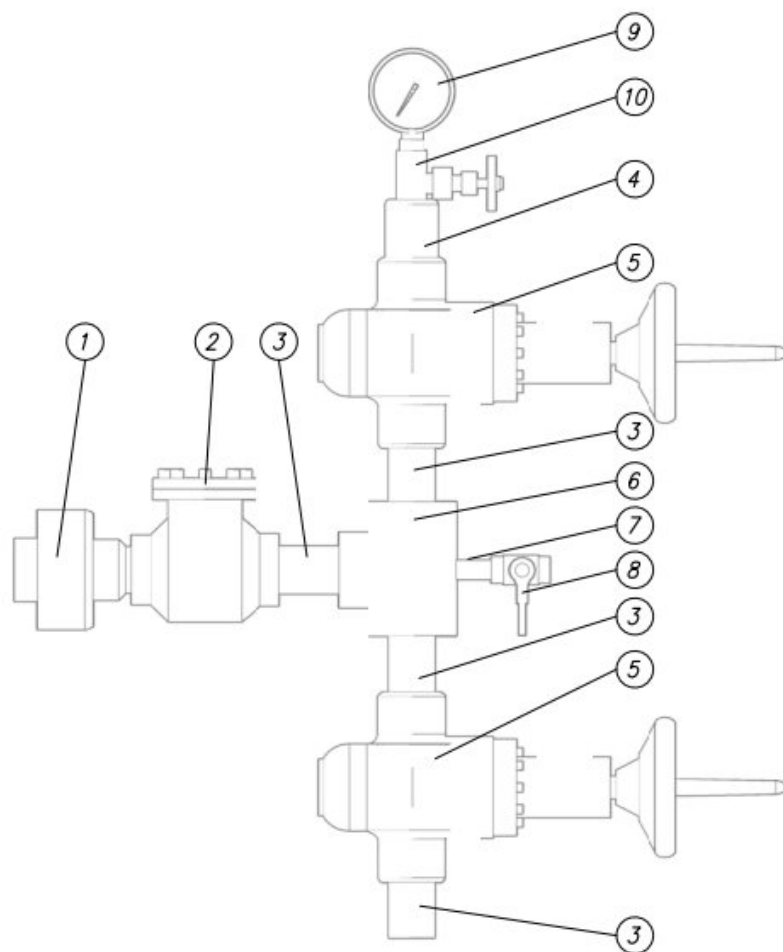
El puente de inyección para pozos inyectoros de agua es una estructura sofisticada que incluye una variedad de componentes y controladores diseñados para asegurar un flujo controlado, seguro y eficiente de agua hacia el yacimiento. Cada componente tiene un rol específico en la contención de presiones, control del flujo y monitoreo de las

condiciones operativas, lo que es crucial para el éxito de la recuperación secundaria y la seguridad general de la operación.



I	CODIGO PAE	DESCRIPCION	SERIE	SCH	Ø / long	UNID	CLASE	CANT
1	42C506078900	VÁLVULA GLOBO 2". ACC A VOLANTE, EXTREMOS BRIDADOS RTJ ASME B16.5.	900#		2"	U	CB-150	1
2	39C803005000	BRIDA WN RTJ ASTM A-105 ASME B16.5	900#	150	2"	U	CB-150	6
3	75C106012400	JUNTA DE ANILLO OCTOGONAL HIERRO DULCE DUREZA BRINELL R24 MAX. 120	900#		2"	U	CB-150	5
4	71C108026700	ESPÁRRAGO C/2 TUERCAS ASTM A 193 GR. B7			7/8" x 5 1/4"	U	CB-150	40
5	32C304017500	CAÑO S/COSTURA EXTREMOS BW API 5L GR. B		150	2"	mts	CB-150	6
6	39C306025600	CODO 45° EXTREMOS BW ASTM A 234 GR. WPB		150	2"	U	CB-150	2
7	39C600000186	FLTRO "Y" BRIDADO RTJ, ELEMENTO FILTRANTE MALLA METALICA AC. INOXIDABLE AIS. 316, MESH 12	900#		2"	U	CB-150	1
8	75C205005600	JUNTA DE ANILLO DIELECTRICA TIPO "D" FENOL FORMALDEHDO (MICARTA CE) TUBOS AISLANTES G-10 ARANDELAS AISLANTES G-10 ESP. 3.2 MM, ARANDELAS ACERO SAE 1010 ZINCADAS ESP. 3.2 MM.	900#		2"	U	CB-150	1
9	17C900000259	CAUDALIMETRO MAGNETICO 3.50M3/H B 16.5	1500		2"	U	CB-150	1
10	42C300014200	VÁLVULA ESFERICA PASO TOTAL ROSCADA (NPT) 5000 WOG.	6000#		1/2"	U	CB-150	3
11	39C366021400	MEDIA CUPLA ACERO, CONEXIÓN ROSCA NPT, MATERIAL ASTM A 105	6000#	-	1/2"	U	CB-150	2
12	17C906092200	VALVULA INTEGRAL DE BLOQUEO Y PURGA. ROSCADA NPT MACHO X NPT HEMBRA CON PURGA 1/2". TIPO ABAC MODELO VI 550 MIT AISI 316.	6000#		1/2"	U	CB-150	2
13	17C700045600	MANOMETRO INOXIDABLE CONEXION INFERIOR 1/2" NPT MACHO RANGO 0-420 KG/CM2 V (0 - 6000 PSI). DIAMETRO NOMINAL 100MM.			1/2"	U	CB-150	2
14	39C300133000	NIPLE . MAT ASTM A 105. ROSCADO (NPT)		XXS	1/2" x 100mm	U	CB-150	1
15	39C301030300	TAPON CABEZA HEXAGONAL . ASTM A 105 ROSCADO (NPT)	6000#		1/2"	U	CB-150	1
16	39C301030805	TAPON AC CABEZA HEXAGONAL ASTM A 105 ROSCADO NPTM	6000#	-	2"	U	CB-150	1
17	-	THREADOLET NPT (POR PORVEEDOR DEL CUPON DE CORROSIÓN, NO COMPRAR)			2"	U	CB-150	1
18	39C301067300	ENTREROSCA ACERO; ROSCA NPT, MATERIAL ACERO AL CARBONO ASTM A105	6000#	-	1/2"	U	CB-150	2
19	71C108026900	ESPÁRRAGO C/2 TUERCAS ASTM A 193 GR. B7			7/8" x 6 1/4"	U	CB-150	8
20	39C366144600	NIPLE BW X NPT - ASTM A 106 GR B	-	150	2" x 8" (200mm)	U	CB-150	1
21	39C306035600	CODO 90° EXTREMOS BW ASTM A 234 GR. WPB		150	2"	U	CB-150	2

Kit de inyección para pozos inyectoros:

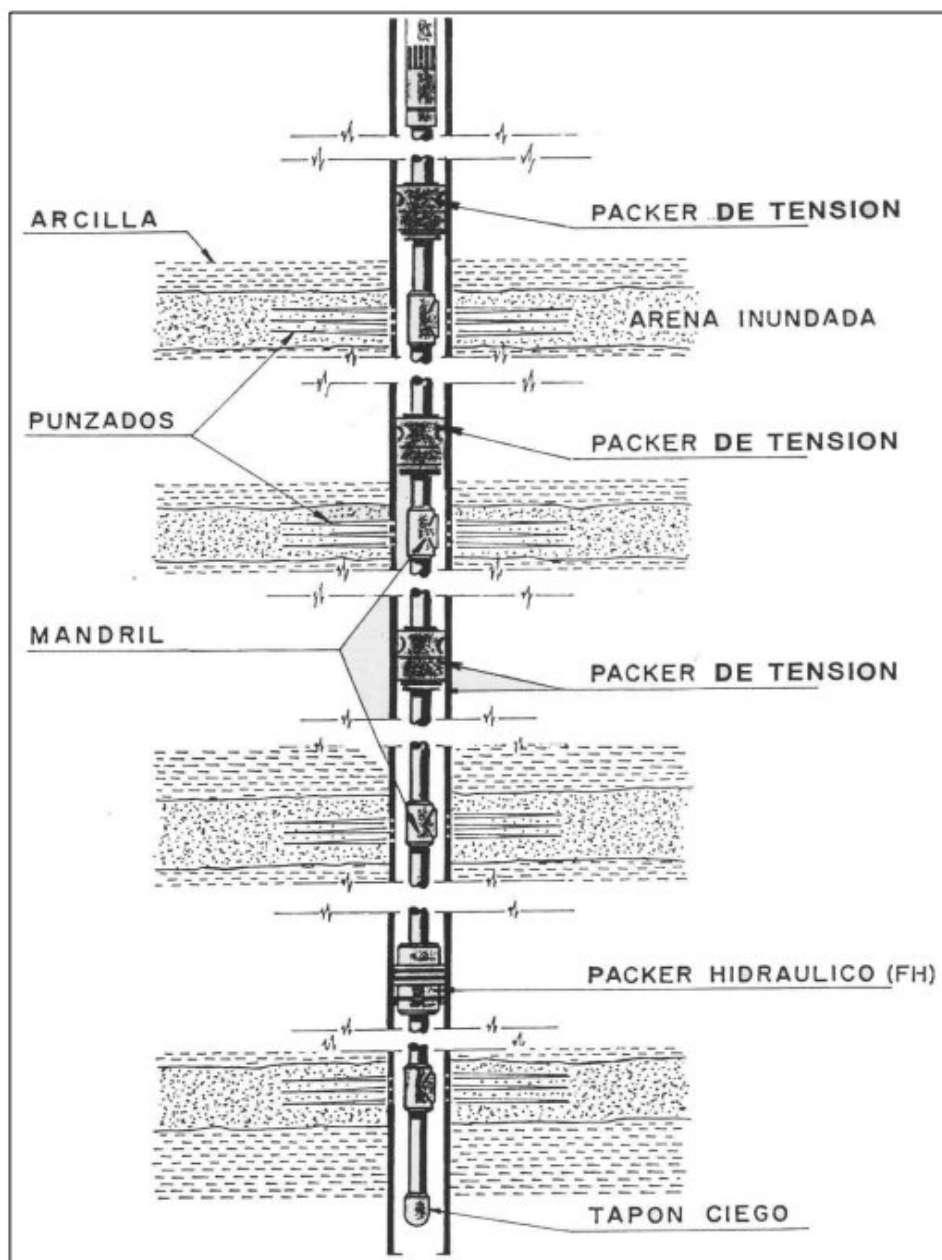


POS.	CANT.	DENOMINACION
1	1	UNION DOBLE Rosc. 2.7/8" EUE – Macho x 2" API-LP Hembra
2	1	VALVULA CLAPETA Mod. "H" – 2.7/8" EUE – 3000 tapa brid.
3	4	NIPLE DOBLE MACHO 2.7/8" EUE x 2.7/8" EUE
4	1	TAPON 2.7/8" EUE MACHO x 1/2." NPT
5	2	VALVULA ESCLUSA "W3" 2.9/16"3M-Rca.H-2.7/8" x H 2.7/8"EUE
6	1	TE 2.7/8" x 2.7/8" x 2.7/8" EUE 3000
7	1	NIPLE DOBLE MACHO 1/2" API LP
8	1	VALVULA ESFERICA 1/2" NPT
9	1	MANOMETRO
10	1	VALVULA AGUJA 1/2" NPT

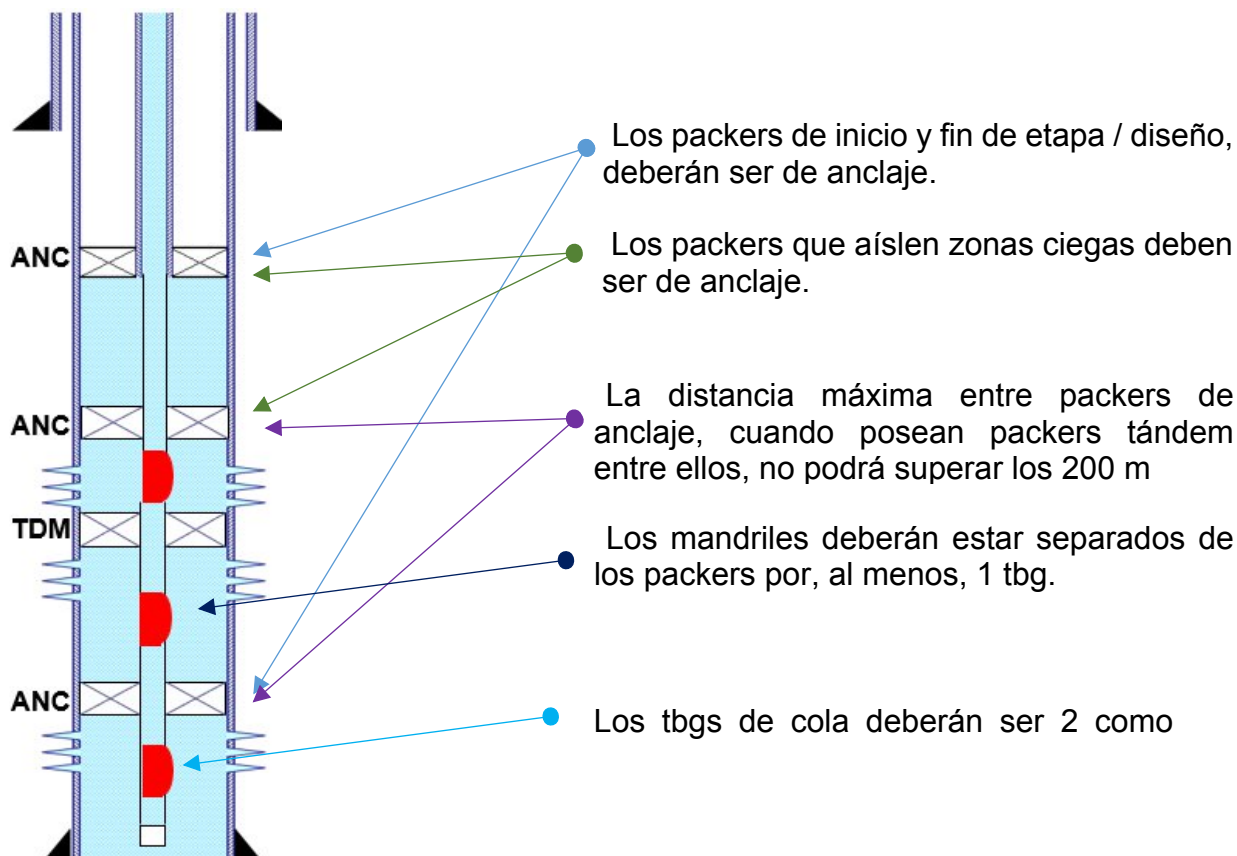
Instalación de fondo:

Para el proyecto de los pozos inyectores se utilizarán selectivas con válvulas reguladores de caudal. A continuación se describen las instalaciones a utilizar:

Selectivas: Es un conjunto de herramientas que permite interactuar con distintas arenas de manera selectiva e independiente, la capacidad de selectivizar arenas depende en gran medida del espacio entre estas, que deberá ser suficiente para alojar la o las herramientas necesarias.



Consideraciones de diseño de selectivas:



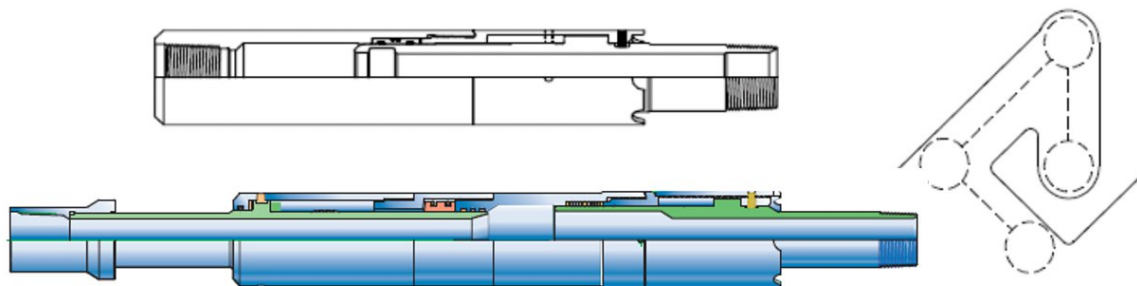
Para fijar el diseño se accionará en primer lugar el PKR 1, se tensionará la instalación 8000 lb y luego se fijarán el resto de las herramientas.

Para verificar la profundidad de fijación se realiza un perfil de neutrón fino. En este se registra el diseño como así también la formación. Una vez realizado, se lo correlaciona con el perfil de inducción y se evalúan los movimientos a realizar para dejar la instalación en la profundidad deseada.

El diseño se llevará a la profundidad deseada, basados en la longitud medida en superficie de la sarta de tbg.

Una vez armado y calibrado el diseño, se procede a bajarlo en forma lenta para permitir la ecualización de presión. Si el nivel no está en boca de pozo, se debe entrar con precaución para evitar diferenciales de presión, ya que estos pueden accionar las herramientas en forma accidental.

Conectores On-Off: Proveen de un punto de desconexión en el diseño. En nuestras instalaciones se utiliza uno en la parte superior que permite reemplazar la cañería ante una eventual pérdida y otro en la mitad del diseño (giratorio) que permite reemplazar solo una etapa. Este último tiene la particularidad de no transmitir torsión hasta que no se lo activa, de esta manera el riesgo de librar la etapa inferior de manera involuntaria se minimiza.



Packers: Suministran sello a una profundidad determinada entre el casing y el tubing, de esta manera permiten aislar las zonas a inyectar. Existen distintos modelos con diferentes accionamientos y características. En nuestra operación encontraremos 2 variantes principales: Packers de anclaje (con mordazas) y Packers Tandem (sin mordazas) en ambos casos de accionamiento hidráulico y liberados por rotación a la derecha con $\frac{1}{4}$ de vuelta. Los proveedores actuales son Texproil, Weatherford y Tacker, existiendo también pruebas piloto con empresas como MMS para herramientas de similares características.

TEXPROIL

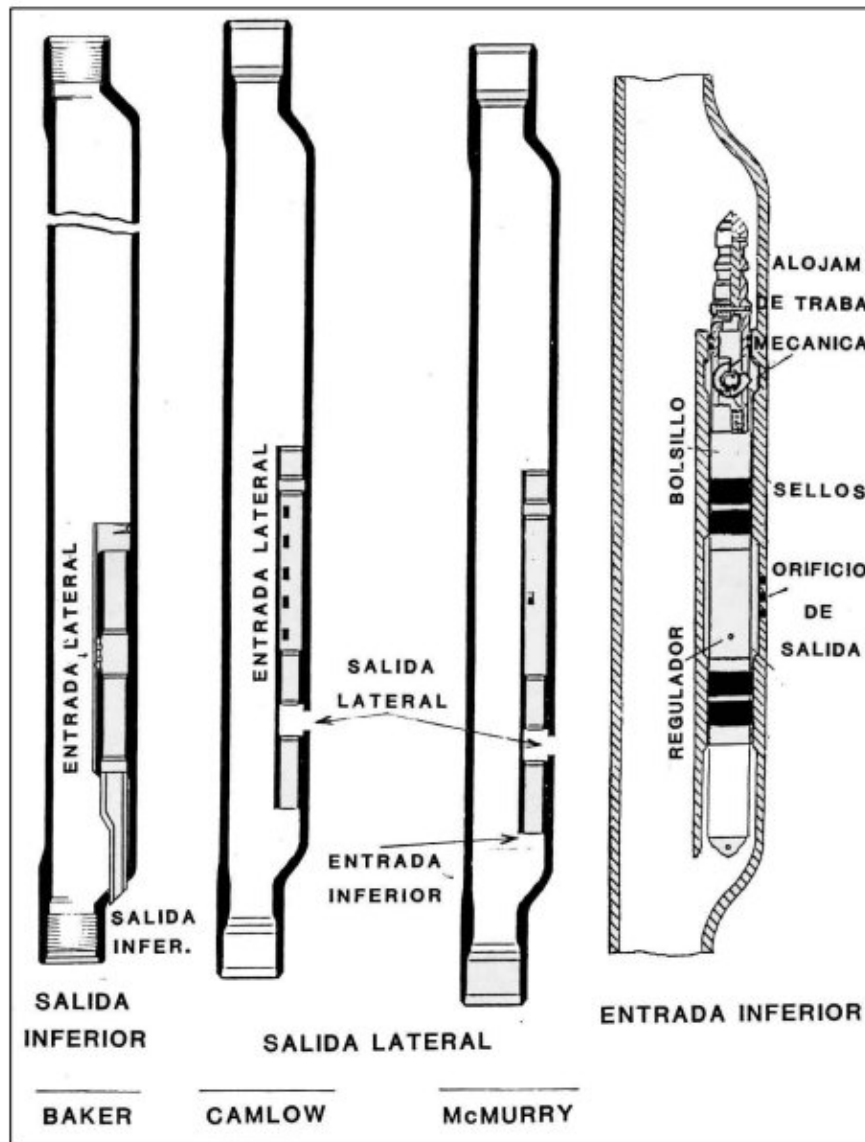


WEATHERFORD

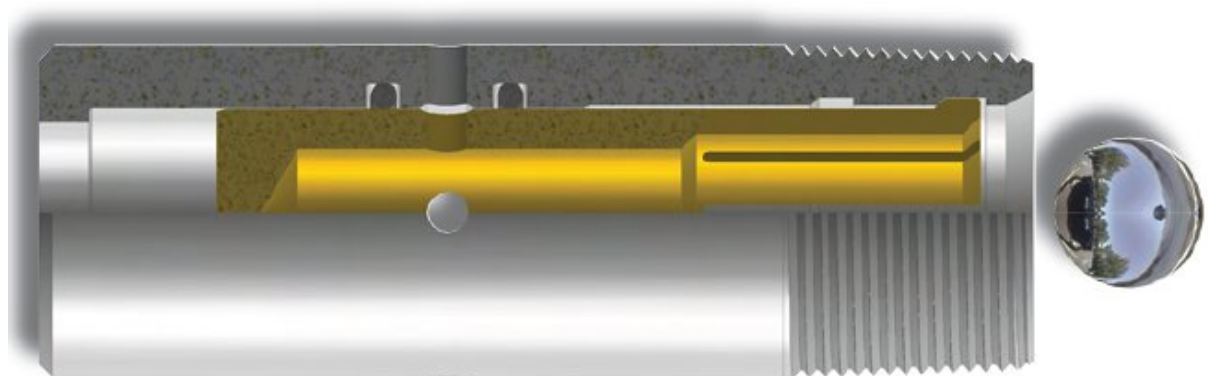


Mandriles: Este elemento del diseño de inyección, de sección circular u oval, está diseñado para alojar la válvula reguladora y permitir realizar trabajos con herramientas especiales para el asentamiento y recuperación de la misma, como así también la ejecución de perfiles de admisión con válvulas instaladas.

La medida del mandril a instalar estará relacionada con el diámetro de la cañería de aislación (casing), de allí que para un casing de 5 $\frac{1}{2}$ " se bajarán mandriles de 2 $\frac{3}{8}$ " y para casing de 7" serán mandriles de 2 $\frac{7}{8}$ " ó 3 $\frac{1}{2}$ " según sea su diseño. Los tipos de mandriles utilizados en la operación son Mc Murry modelo FMH de salida lateral, Camlow modelo M de salida lateral y Baker modelo MM de salida inferior, todos en medida de 2 $\frac{3}{8}$ " para alojar válvulas de 1 $\frac{1}{2}$ ".



Válvula de fondo: Permite que la instalación se llene al momento de profundizar y puede cerrarse en el momento que se desee arrojando una esfera desde superficie para, de esta manera, poder presurizar el diseño y fijar las herramientas.

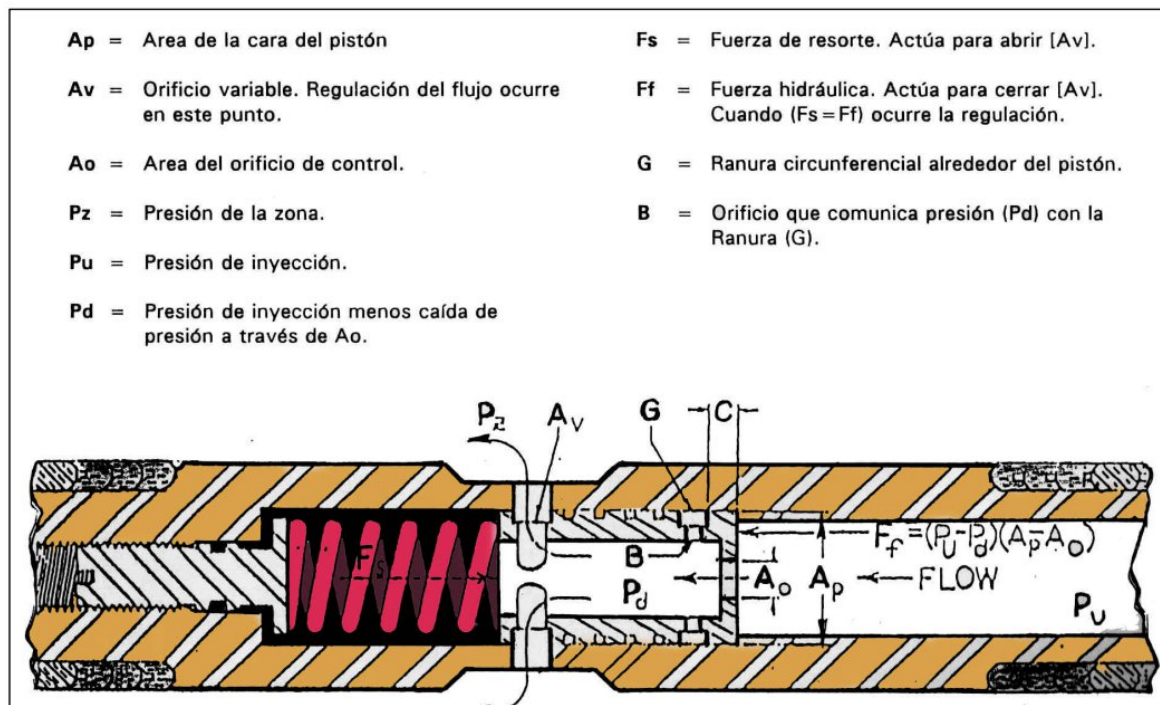


Válvulas reguladoras de flujo (VRF): El regulador de caudal permite mantener el régimen de inyección deseado en cada línea en forma constante independiente de la

presión disponible. Si la presión de la zona aumenta, el regulador se abre permitiendo que pase el mismo caudal de fluido con una menor presión diferencial. Si hay un incremento en la presión de inyección, el regulador se cerrará automáticamente hasta mantener el flujo deseado.

El rango de caudales de los reguladores de fondo es de 9 a 260 m³ de agua por día para válvulas de 1 ½" y de 9 a 150 m³ de agua por día para válvulas de 1". En nuestra operación tenemos instalados dos tipos de reguladores: los de superficie ubicados en el distribuidor de inyección, y los de fondo alojados en los mandriles en profundidad del pozo. El principio de operación de ambos reguladores es el mismo, y consta básicamente de una placa orificio intercambiable, un pistón cuyo movimiento es resistido por la acción de un resorte calibrado y un orificio fijo cuya área de pasaje es variable de acuerdo a la posición del pistón. Su principio de funcionamiento garantiza un caudal constante a través de la placa orificio cuando la presión diferencial es de 100 psi.

Los reguladores de caudal de fondo empleados son: de salida inferior, ubicada en el sentido del flujo principal, y de salida lateral donde el flujo ingresa por la nariz del regulador. La diferencia operativa observada es que cuando decanta arena sobre el regulador de salida inferior es difícil recuperar dicha válvula por no permitir ecualizar sus presiones, mientras que para la de salida lateral es muy poco probable que decante sólidos encima del regulador.



Tassaroli: Material Generalmente fabricada con materiales de alta resistencia a la corrosión y la erosión, adecuados para ambientes agresivos en la industria del petróleo.

Esta válvula suele ofrecer una regulación de flujo a través de un sistema de apertura gradual, que permite ajustes finos del caudal.

Ampliamente utilizada en operaciones de producción y manejo de fluidos corrosivos o abrasivos, debido a su durabilidad y fiabilidad.

Su diseño interno suele estar optimizado para minimizar la caída de presión y evitar la cavitación, lo que es crucial en operaciones de alta presión.



VRC: Similar a la válvula Tassaroli, se fabrica con materiales resistentes a la corrosión, pero puede incluir opciones de materiales específicos según las necesidades del cliente (como aleaciones especiales para ambientes ácidos).

Ofrece una regulación precisa con un diseño que puede incluir múltiples etapas de estrangulamiento, lo que permite manejar fluidos a alta presión sin problemas de erosión interna.

Se utiliza en operaciones donde se requiere un control extremadamente preciso del flujo, como en inyección de agua o gas a alta presión, o en pozos con condiciones particularmente desafiantes.

Puede estar diseñada con características adicionales como insertos intercambiables para personalizar la válvula según el tipo de fluido manejado, ofreciendo flexibilidad operativa.



Ambas válvulas, Tassaroli 1,5" y VRC 1,5", son opciones sólidas para la regulación de flujo en pozos petroleros, con diferencias clave en sus aplicaciones, diseño y precisión de regulación. La elección entre ellas depende de las necesidades específicas de la operación, incluyendo el tipo de fluido, la presión de operación y las condiciones del pozo.

Tapón: Válvula ciega, denominada "Dummy", destinada a sellar la comunicación entre el tubing y el casing, constituida por un cuerpo de igual configuración que la reguladora, sin orificio de salida y con doble juego de copas que se ubican en el bolsillo del mandril confiriendo un positivo sello entre el tubing y el casing. Se utiliza en diseño selectivo cuando deseamos aislar una o más arenas del resto, en ensayos de hermeticidad de mandriles previos a ser bajados al pozo y en pruebas de hermeticidad de diseños (tubing, niples, mandriles).



Ejemplo de esquema de pozo con selectiva:

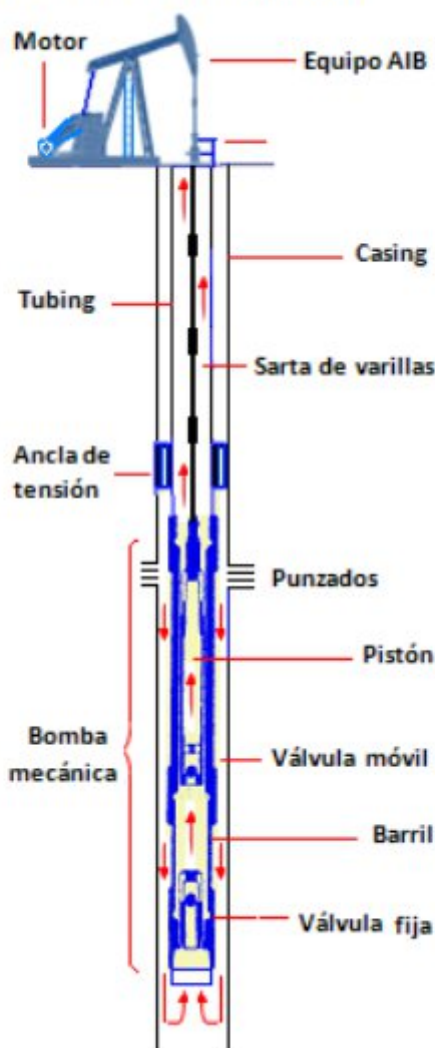
PACKER	PACKER SEH-3J 5 1/2" x 2 3/8"	3	686.5						688.3	
NIPLE	NIPPLE, TUBING 2.375 J 55 X 12 (3.60 MTS.)	6	698						701.6	
								701	704	700
NIPLE	NIPPLE, TUBING 2.375 J 55 X 4 (1.20 MTS.)	5	711.3						705.8	A11
MANDRIL	MANDRIL 2 3/8" x 1 1/2" TASSAROLI	2	712.5						712.5	3
NIPLE	NIPPLE, TUBING 2.375 J 55 X 2 (0.60 MTS.)	4	715.3						715.3	
									715.8	
PACKER	PACKER SEH-3J 5 1/2" x 2 3/8"	2	725						726.8	
								738	740.5	734.3
									740.9	A14
								748	751.5	747
									751.5	A15
								761	762.5	758.6
									767.9	A16
										1
PACKER	PACKER SEH-3J 5 1/2" x 2 3/8"	1	765						766.8	
NIPLE	NIPPLE, TUBING 2.375 J 55 X 4 (1.20 MTS.)	3	776.6						777.9	
MANDRIL	MANDRIL 2 3/8" x 1 1/2" TASSAROLI	1	777.9						780.7	
NIPLE	NIPPLE, TUBING 2.375 J 55 X 2 (0.60 MTS.)	2	780.7						781.2	
NIPLE	NIPPLE, TUBING 2.375 J 55 X 8 (2.40 MTS.)	1	781.2						783.7	
REDUCCION	CROSS-OVER, TUBING, 2.875 X 2.375	1	783.7						784	
								793.5	794.1	793.5
									799.5	A22
VALVULA FONDO	VALVULA DE FONDO 2 7/8"	1	793.5						793.8	
								794.1	798.5	793.5
									799.5	A22
										4
TAPON N		1	808.5							
RELLENO		1	815							
								838	842.5	837.5
									846.7	301
								853.5	857	852.8
									857.5	303
								863	864.5	861.3
									865.9	304
										1
FONDO DEL POZO		1	875							
AISLACION	AISLACION - Diametro: 5.5	1	891							

Instalaciones Pozos productores

Se cuenta con 4 pozos inyectoros que serán convertidos a productores, para ello se consideró utilizar bombeo mecánico como método de extracción.

Se estimó que los pozos productores luego de la activación del proyecto de secundaria pueden alcanzar los caudales de 23 m³/d. Por lo tanto, a continuación, se mostrarán los detalles de los tipos de bomba y AIB a utilizar para dichos parámetros.

Bombeo Mecánico BM (SRP)



		Golpes por minuto										
Ø	carrera	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 1/2" PULG	44	9	11	13	15	17	18	20	22	24	26	28
	54	11	14	16	18	20	23	25	27	29	32	34
	64	13	16	19	21	24	27	29	32	35	37	40
	74	15	19	22	25	28	31	34	37	40	43	46
	85	18	21	25	28	32	35	39	43	46	50	53
	100	21	25	29	33	38	42	46	50	54	58	63
	120	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
	144	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90
	168	35	42	49	56	63	70	77	84	91	98	105
	192	40	48	56	64	72	80	88	96	104	112	120

En función de los parámetros de producción se consideró utilizar el siguiente diseño de bomba:

25-175-RHBM 20-4-4

- Diámetro de tubing 2 7/8
- Diámetro de pistón 1 ½
- Tipo de bomba insertable
- Pared de barril gruesa
- Ubicación del asiento inferior de tipo mecánico
- Largo del barril 20 ft
- Largo del pisto 4 ft

Conducción de los fluidos

El último relevamiento de las instalaciones de conducción fueron las siguientes:

Cañerías de conducción y Oleoductos

Línea general: De acero de 2 7/8" (cañerías de conducción, desde pozo hacia colector gral.), de 6" (de colector gral. hacia colector de batería) y de 14" (oleoductos internos y troncales respectivamente), soldadas. Transportan el fluido desde el pozo hasta el colector general, luego hacia el colector de batería y de allí a la planta deshidratadora. Por último, las bombas envían la producción hacia Terminal de despacho, con el petróleo en especificación.

- Tramo Colector General- Colector de Batería
- Tramo Colector de Batería-Separador General (FW)
- Tramo Separador General-Calentadores
- Tramo Calentadores-Tanque Lavador (500m3)
- Tramo Tanque Lavador- Tanque "J" (160m3)
- Tramo Tanque "J"-Bombas de Petróleo
- Tramo Bombas de Petróleo-Puente de Medición
- Tramo Puente de Medición-TERMAP

Línea de ensayo: De acero de 4", soldadas. Transportan el fluido desde el pozo o conjunto de pozos a ensayar hacia los tanques de control y de estos, mediante las bombas hacia la línea general.

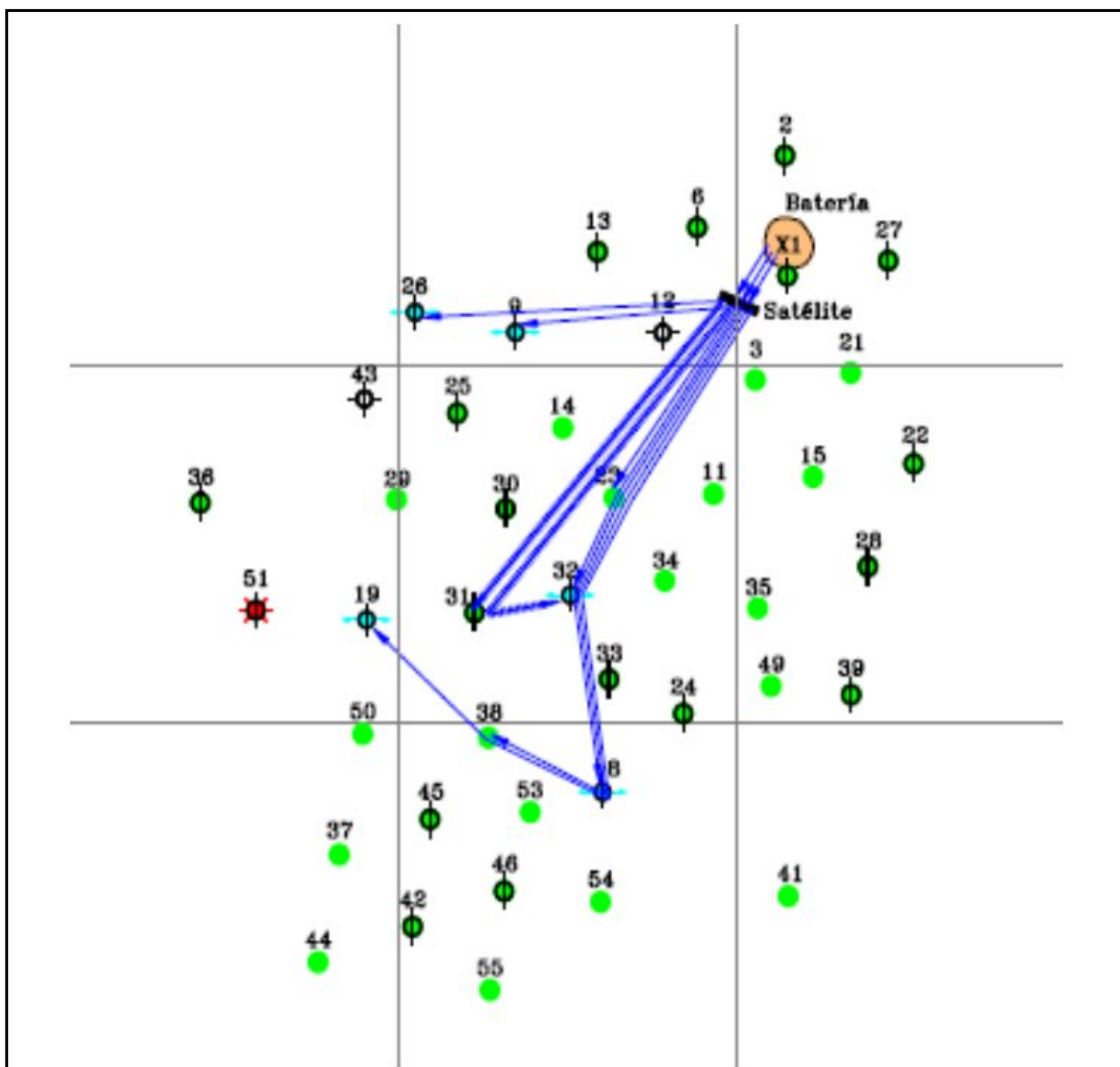
- Tramo Colector de Batería-Separador de ensayo
- Tramo Separador de ensayo-Tanque de Control (40m3)
- Tramo Tanque de Control-Bomba

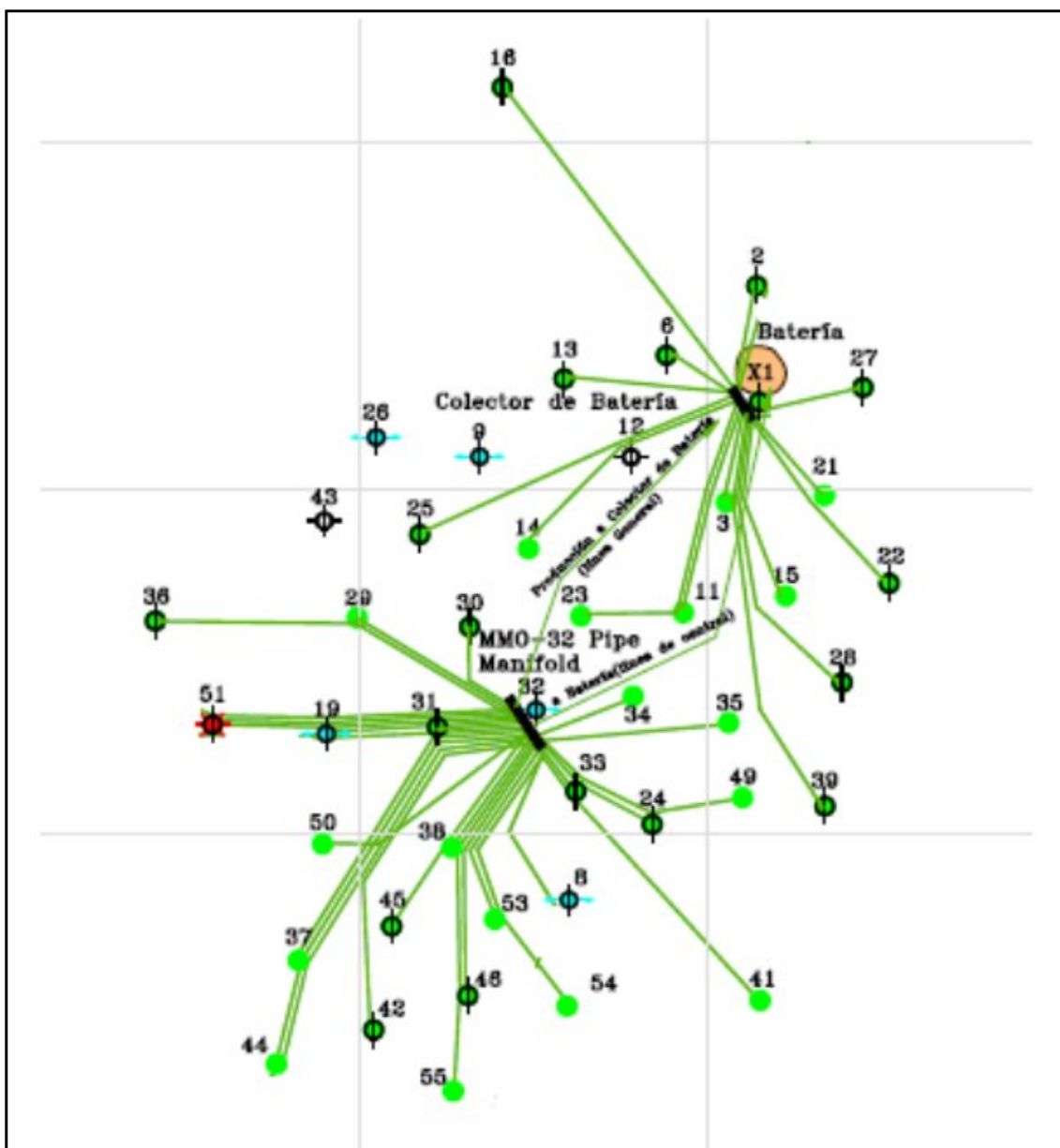
- Tramo Bomba-Línea General (a Calentador General)

Línea de recirculación: De acero de 4", soldadas. Vuelven a procesar el fluido hasta lograr dejarlo en especificación.

- Tramo Recirculación Tanque "J"-Tanque Lavador

Para lograr una mejor visualización de las modificaciones, a continuación, se muestran los mapas de las líneas de inyección y de producción actuales en el yacimiento. Es importante aclarar, que los pozos que se muestran son aquellos con los cuales se decidió trabajar en el presente proyecto por encontrarse correlacionados por capa.





Las líneas de inyección a construir serán para el pozo inyector nuevo MMO-N1, y para los pozos que se convierten de productor a inyector. Respecto al MMO-a9, MMO-a19 y MMO-26 que fueron inyectores en el Piloto inicial, se decidió anular sus líneas.

Se considera que las líneas actuales de producción se encuentran en buen estado y por lo tanto se decidió no realizar ninguna modificación.

15. LEGISLACIÓN VIGENTE

La legislación en la industria del gas y petróleo se refiere a un conjunto de leyes que regulan un conjunto de acciones dentro de la misma, integrando disposiciones, decretos y documentos normativos que permiten una operación de los activos condicionando en su proceder.

Se realizó una consulta a la página web de la Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, donde se observa una lista con las normativas vigentes en materia medioambiental de la República Argentina seleccionando aquellas que rigen en la provincia de Chubut.

Legislación Nacional:

LEYES

Ley Nacional N° 17.319/67 “Ley de Hidrocarburos”.

Ley Nacional N° 20.284/73 “Disposiciones para la preservación del recurso aire”. Ley Nacional N° 22.421/81 “Conservación de la Fauna”.

Ley Nacional N° 22.428/81 “Conservación y recuperación de la capacidad productiva del suelo”.

Ley Nacional N° 24.051/92 “Residuos peligrosos” gestión de los mismos, y establece los límites permisibles para distintos compuestos sobre el medio ambiente.

Ley Nacional N° 24.375/94 “Convenio sobre la diversidad biológica”.

Ley Nacional N° 25.612/96 “Convención sobre la lucha contra la desertificación”.

Ley Nacional N° 25.612/02 “Gestión integral de residuos industriales y de servicios”.

Ley Nacional N° 25.670/02 “Presupuestos mínimos de gestión ambiental para el manejo de PCB’s”

Ley Nacional N° 25.675/02 “General de Ambiente”. La misma habla de los presupuestos mínimos para la gestión sustentable del Ambiente, su preservación, protección biológica y la implementación del desarrollo sustentable.

Ley Nacional N° 25.688/02 “Presupuestos mínimos para la preservación, aprovechamiento y uso racional del ambiente”.

Ley Nacional N° 26.011/04 “Convenio de Estocolmo para el uso de contaminantes orgánicos persistentes (PCB’s)”.

Ley Nacional N° 25.916/04 “Presupuestos mínimos para la gestión integral de residuos domiciliarios”.

RESOLUCIONES

Resolución conjunta N° 622/88-SE y N° 5/88-SAGP: Importes indemnizatorios a fondos superficiarios afectados por la actividad petrolera.

Resolución N° 105/92 de la Secretaría de Energía: Normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos.

Resolución N° 263/93 de la Secretaría de Energía, modificada por Resolución N°143/98: Normas sobre aventamiento de gas natural.

Resolución N° 252/93 de la Secretaría de Energía: Guías y Recomendaciones para la ejecución de los Estudios Ambientales y Monitoreos de Obras y Tareas exigidos por Res. 105/92. Complementada por la Resolución N° 25/04.

Resolución N° 341/93 de la Secretaría de Energía: Cronograma y normas para el reacondicionamiento de piletas y de restauración de suelos.

Resolución N° 342/93 de la Secretaría de Energía: Estructura de los Planes de Contingencia exigidos por Resolución SE N°252/93. Artículos 2 y 3 derogados por Resolución SE N°24/04.

Resolución N° 224/94 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable: Establece los parámetros y normas técnicas tendientes a definir los residuos peligrosos de alta y baja peligrosidad según lo dispuesto en el Decreto N° 831/93.

Resolución N° 250/94 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable: Establece categorías de generadores de residuos líquidos.

Resolución N° 404/94 de la Secretaría de Energía: Ordena el texto de la Resolución N°419/93. Disposiciones Generales. Registro de Profesionales Independientes y Empresas Auditoras de Seguridad. Auditorías. Sanciones. Inhabilitaciones. Vigencia.

Resolución N° 5/95 de la Secretaría de Energía: Normas y procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburo.

Resolución N° 143/98 de la Secretaría de Energía: Modifica la Resolución N° 236/96. Aprueba las Normas y Procedimientos para el Aventamiento de Gas.

Resolución N° 192/99 de la Secretaría de Energía: Información y documentación relativa a la inversión en pozos adicionales que deberán presentar las empresas adheridas al régimen de incentivo fiscal establecido en el decreto N° 262/99.

Resolución N° 295/03 de la Ministerio de Trabajo Empleo y Seguridad Social: Aprueba especificaciones técnicas sobre ergonomía y levantamiento manual de cargas, y sobre radiaciones. Modificación del Decreto N° 351/79. Deja sin efecto la Resolución N°444/91-MTSS.

Resolución N° 24/04 de la Secretaría de Energía: 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.

Resolución N° 25/04 de la Secretaría de Energía: Aprueba las normas para la presentación de los estudios ambientales correspondientes a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos. Dichas normas sustituyen las Guías y Recomendaciones para la Ejecución de los Estudios Ambientales descriptas en el Anexo I de la Resolución N° 252/93 de la Secretaria de Energía.

Resolución N° 785/04 de la Secretaría de Energía: Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus derivados. Objetivos centrales. Reglamento del Programa. Registro de empresas.

Resolución N° 3587/06 del Ente Nacional Regulador del Gas (ENERGAS): Aprueba las normas argentinas mínimas para la protección ambiental en el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías (nag 153). Derogase la resolución N° 186/95.

DISPOCISIONES

Disposición 123/06 de la Subsecretaria de Combustibles: Aprueba las “Normas de protección ambiental para los sistemas de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias”. Abrogase la disposición N° 56 del 4 de abril de 1997 de la Subsecretaria de Combustibles, dependiente de la Secretaria de Energía, del Ex-Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

Legislación Provincial:

LEYES

Ley Provincial N° 993/73. Aprueba el convenio para preservar el ambiente del Golfo Nuevo.

Ley Provincial N° 1.119/73. Declara de interés público la Conservación del Suelo

Ley Provincial N° 1.126/73. Regla el destino de los fondos y la coparticipación municipal por regalías petroleras.

Ley Provincial XVII N° 17 (antes Ley N° 1.921/81). Adhiere a la Ley Nacional N° 22.428, de fomento a la conservación de suelos.

Ley Provincial N° 2.226/83. Modifica artículos 6 y 14 y agrega artículo 11 bis a la Ley 1.503 “Legislación ambiental de la provincia del Chubut”.

Ley Provincial XVII N° 35 (antes 3.129/88). Ley de Canteras: Explotación de canteras. Reglamentada por Decreto XVII-N° 960/89.

Ley Provincial XI N° 10 (antes ley 3.257/89). Conservación de la Fauna. Ley Provincial XVII N° 53 (antes ley 4.148/95). Código de Aguas de la provincia del Chubut.

Ley XI N° 35 (antes Ley 5.439/06). Código Ambiental de la provincia del Chubut.

Ley V N° 4 (antes Ley XI N° 50). Establece las exigencias básicas de protección ambiental para la gestión integral de los residuos Sólidos Urbanos en el ámbito de la Provincia del Chubut.

Ley N° 5.843/08. Modifica denominaciones (del Título V del Libro Segundo y Capítulo V del Título IX del mismo Libro), artículos (64 y 65) e inciso (“b” del art. 25) de la Ley XI N° 35 e incorpora el inciso f) al artículo 111 de la mencionada Ley.

DECRETO – LEY

Decreto-Ley N° 1.503/77. Protección de las Aguas y de la Atmósfera: Medidas de Preservación. Reglamentada por Decreto N° 2.099/77.

DECRETOS

Decreto N° 2.099/77. Reglamenta el Decreto-ley N° 1.503.

Decreto N° 439/80. Reglamenta la Ley N° 1.119 de Conservación de suelos.

Decreto N° 1.675/93. Reglamenta las actividades de generación, manipulación, transporte, tratamiento y disposición final de residuos peligrosos, dentro de la jurisdicción de la Provincia del Chubut.

Decreto N° 10/95. Sobre la Actividad petrolera: Registro, Estudio Ambiental Previo (EAP), Monitoreo Anual de Obras y Tareas (MAOT) y Reporte Accidentes.

Decreto N° 1.153/95. Reglamentario de la Ley N° 4.032 de Evaluación de Impacto Ambiental y los Anexos I, II, III, y IV.

Decreto N° 1.387/98. Reglamenta la Ley XI N° 11. Decreto N° 216/98. Reglamenta el Código de Aguas de la Provincia, Ley 4.148. Complementa en su reglamentación el Decreto 1.213/00.

Decreto N° 1.636/04. Asigna a la Dirección General de Control Ambiental, Minería y Petróleo, dependiente de la Secretaría de Hidrocarburos y Minería, Ministerio de Coordinación de Gabinete, el carácter de Autoridad de Aplicación del Decreto 10/95 referido al control ambiental de la actividad hidrocarburífera.

Decreto N° 1.975/04. Reglamenta el título VII de la Ley XI N° 18.

Decreto N° 1.462/07. Reglamenta el título VIII de la Ley XI N° 18. Decreto N° 1.282/08. Procedimiento Sumarial Infracciones ambientales.

Decreto 185/09. Reglamenta la Ley XI N° 35 “Código ambiental de la Provincia del Chubut”. Decreto N° 1.567/09. Registro hidrogeológico Provincial.

Decreto N° 1.456/11. Gestión Integral de los residuos Petroleros. Deroga Decreto N°993/07. Decreto N° 1.476/11. Modifica al Art. 54 del Decreto 185/09. Normas ambientales para la prospección, exploración, explotación, almacenamiento y transporte de hidrocarburos.

Decreto N° 350/12. Plan de Educación Ambiental Permanente. Decreto 39/13. Establece que el Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable como Autoridad de Aplicación llevará el Registro de Consultoría Ambiental, en el que deben inscribirse todas las personas físicas y/o jurídicas que realicen consultoría de evaluación ambiental en el ámbito de la Provincia del Chubut.

RESOLUCIONES

Resolución N° 32/10. Tratamiento de aguas negras y grises en campamentos mineros e hidrocarburíferas.

Resolución N° 11/04. Establece la obligatoriedad de las Empresas operadoras, administradoras o explotadoras de áreas hidrocarburíferas, de presentar informes detallados de Pasivos Ambientales existentes en el área y Pozos activos, inactivos y abandonados producto de la actividad petrolera.

Resolución N° 3/08. Adopción de un sistema cerrado de procesamiento de fluidos que utilice el concepto de “Locación Seca”

16. EVALUACIÓN ECONÓMICA

16.1. Inversiones.

El proyecto de desarrollo presentado contempla una serie de inversiones asociadas a las diversas propuestas que se plantean, tanto para recuperación primaria como secundaria.

Las inversiones incluyen fundamentalmente:

Caminos y locaciones

Realización de obras previas a la perforación o reparación de pozos. Incluyen la tramitación de permisos necesarios, estudios específicos para determinar con precisión las coordenadas de perforación, marcación del pozo, obras civiles normalmente relacionadas con caminos, construcción y mantenimiento de locación y otras instalaciones.

Perforación de pozos

Esta actividad comienza cuando el equipo de perforación se encuentra físicamente en el lugar donde se perforará, en consecuencia, los costos de movilización, desmovilización, transporte, armado y desarmado del equipo son incluidos en esta actividad funcional. Adicionalmente, en esta etapa se incluye el costo de equipo de torre utilizado durante toda la actividad, el servicio de entubado del pozo con cañerías de protección (intermedias y/o de producción) y posterior servicio de cementación de las mismas, como así también, el costo del equipamiento asociado (cañerías y cabeza de pozo). En esta actividad se toma el costo de todos los servicios que se utilicen durante la perforación del pozo, incluso el abandono del pozo en caso de ser necesario.

Intervenciones de pozos (Terminación y WO)

Una vez finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación del pozo que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo. Dicha unidad consiste en un equipo de componentes similares al de perforación, pero normalmente de menor potencia y capacidad ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado y, por consiguiente, con menores diámetros y volúmenes que los utilizados durante la perforación. El costo asociado al equipo de torre utilizado durante esta etapa, como así también su movilización, desmovilización, transporte, armado y desarmado son incorporados a esta actividad funcional.

En esta actividad se toma el costo de todos los servicios que se utilicen durante la terminación/reparación del pozo, incluyendo su abandono en caso de ser necesario.

Puede observarse que la operación de terminación/reparación implica una sucesión de tareas más o menos complejas según las características del yacimiento y requerimientos propios de la ingeniería de producción.

Equipar el pozo

En esta parte se incluyen los costos del equipamiento necesario para la instalación final en cuanto a los servicios y materiales necesarios para bajar el equipamiento de fondo, la instalación y montaje de los equipos de superficie y el acondicionamiento final de la locación, como así también el costo del equipo de torre utilizado durante esta etapa son costos asociados a esta actividad funcional.

Mantener infraestructura de la perforación

Costos asociados para mantener la infraestructura de perforación correspondiente al pozo o unidad de negocio, no asociado directamente al proceso de perforación.

Instalaciones de superficie

Debido a las nuevas propuestas del proyecto es necesario asociar los costos de construcción de las nuevas líneas de conducción de fluidos, como así también la reparación del tanque de 1000 m³, los dos separadores que se encuentran inactivos de 200 m³ /d cada uno y la compra de un separador de 350 m³ /d, un calentador que cubra la capacidad calorífica requerida, y dos bombas como se detalladas en la sección 14.

Se asume que el 50% de las cañerías existentes en los pozos que producirán por primaria y secundaria se encuentran en buen estado.

Inversión en Perforación:

La perforación de pozos contempla una gran cantidad de actividades que van desde el preparado de la locación hasta la puesta en producción del pozo, cuyas valorizaciones difieren de acuerdo al grado de complejidad de la operación y las compañías contratadas.

A continuación, se destacan los principales puntos a tener en cuenta en la valorización de la perforación de un pozo:

- Cementación
- Inyección
- Trépanos
- Servicio de cable
- Casing
- Cabeza de pozo
- Cargas líquidas y solidas
- Equipos

En nuestro caso se perforará un pozo inyector, se considera que el presupuesto para la perforación del pozo ronda el \$1,000,000 USD. en promedio.

Inversión en acondicionamiento de pozos:

Una vez finalizada la perforación de los pozos inyectores, se procede a sus acondicionamientos que se detallan en las siguientes tablas.

Descripción Servicio	Proveedor	Costo (U\$S)
Equipo WO	San Antonio Internacional S.A	\$ 150.000,00
Transporte de Cargas Líquidas y Sólidas	Clear Petroleum S.A.	\$ 8.500,00
Servicios Varios	MEHSA	\$ 6.200,00
Alquiler de Tapón y Packer	San Antonio Internacional S.R.L	\$ 1.304,00
Tratamiento de Efluentes	BAC S.A.	\$ 1.593,00
Registro Satelital	Pason DGS S.A	\$ 2.040,00
Alquiler de Fresas	Servicios Especiales San Antonio S.A.	\$ 352,00
Perfil y Punzado	Copgo GE Oil & Gas Argentina S.A.	\$ 20.000,00
Fluidos para Tratamiento	Swaco de Argentina S.A.	\$ 3.500,00
		\$ 193.489,00

Tabla 1 - Costo de terminación de pozo inyector nuevo

El total del acondicionamiento para el nuevo pozo inyector será de \$ 193,489.00 USD

Inversión en conversión de pozos:

Considerando los costos de equipos de WO y preparación de locaciones antes mencionados, solo resta calcular el costo de las instalaciones a bajar en el pozo inyector a convertir, y en el pozo productor a convertir.

Descripción Servicio	Proveedor	Costo (U\$S)
Equipo	San Antonio Internacional S.A	\$ 100.800,00
Transporte de Cargas Líquidas y Sólidas	Clear Petroleum S.A.	\$ 8.500,00
Servicios Varios	MEHSA	\$ 6.200,00
Tratamiento de Efluentes	BAC S.A.	\$ 1.115,00
Registro Satelital	Pason DGS S.A	\$ 1.428,00
Perfil y Punzado	Copgo GE Oil & Gas Argentina S.A.	\$ 15.000,00
Fluidos para Tratamiento	Swaco de Argentina S.A.	\$ 3.500,00
		\$ 138.199,00

Tabla 2 - Costo de WO para conversión de pozo

Descripción	Cantidad	Metros	Costo Unitario (U\$S)	Costo Total (U\$S)
Tubing 2.7/8" 6.5 J55 R2 EU C/CUPLA	170	1632,00	\$ 20,00	\$ 32.640,00
Tapón Ciego 2 7/8"	7	-	\$ 584,00	\$ 4.088,00
Tapón Casing 5 1/2"	7	-	\$ 600,00	\$ 4.200,00
Packer SAT-2HU 2 7/8"	7	-	\$ 2.890,00	\$ 20.230,00
Packer Tandem	12	-	\$ 2.000,00	\$ 24.000,00
Mandriles	19	-	\$ 500,00	\$ 9.500,00
Puente de Inyección	5	-	\$ 2.500,00	\$ 12.500,00
				\$ 107.158,00

Tabla 3 - Costo de instalaciones para pozos inyectoros

De los 5 pozos inyectoros se va a reutilizar las instalaciones tanto de selectivas como puente de inyección de los 4 pozos inyectoros que serán transformados a productores. Por lo tanto, solo se deberán adquirir las instalaciones para un solo pozo inyector.

La inversión total para la conversión de los pozos será de \$ 245,357.00 USD.

Inversión en pozos productores de agua:

Los 3 pozos productores de agua a reactivar serán intervenidos con equipo de Pulling, por lo que se considera el costo asociado del mismo. A su vez, se consideran las preparaciones de locaciones y el siguiente diseño de producción.

Descripción	Cantidad	Metros	Costo Unitario (U\$S)	Costo Total (U\$S)
Ancla Tubing 2.7/8EUx5½"	3	-	\$ 265,00	\$ 795,00
Tubing 2.7/8" 6.5 J55 R2 EU C/CUPLA	510	4896,00	\$ 20,00	\$ 97.920,00
Varilla de bombeo 3/4" GR D x 25	251	-	\$ 112,00	\$ 28.112,00
Varilla de bombeo 7/8" GR D x 25	325	-	\$ 136,00	\$ 44.200,00
Barras de peso 1 1/8" nueva D	3	-	\$ 210,00	\$ 630,00
Cupla reducción V/B T FS 7/8" x 3/4"	3	-	\$ 2,20	\$ 6,60
Cupla reducción V/B T FS 1" x 7/8"	3	-	\$ 2,20	\$ 6,60
Trozo Varilla de Bombeo 1"x2'/4'/6'	3	-	\$ 21,00	\$ 63,00
Vast.Bombeo 1.1/2" x 24' Cromado	3	-	\$ 500,00	\$ 1.500,00
Cupla para vástago 1 1/2"x1"	3	-	\$ 138,00	\$ 414,00
Reparación Bomba de Profundidad 25 - 175 - RWAC - 24 - 4	3	-	\$ 250,00	\$ 750,00
				\$ 174.397,20

Tabla 4 - Costo en instalaciones de pozo productor de agua

Como en el presente proyecto se reactivan tres pozos para producción de agua, el total es de U\$S 174,397.20

Inversión en reactivación de pozos por primaria:

En total se tienen 3 pozos a reactivar para recuperación secundaria, a continuación, se detallan los costos de las instalaciones para la reactivación de los mismos:

Descripción	Cantidad	Metros	Costo Unitario (U\$S)	Costo Total (U\$S)
Ancla Tubing 2.7/8EUx5½"	3	-	\$ 265,00	\$ 795,00
Tubing 2.7/8" 6.5 J55 R2 EU C/CUPLA	501	4809,60	\$ 20,00	\$ 96.192,00
Varilla de bombeo 3/4" GR D x 25	501	-	\$ 112,00	\$ 56.112,00
Varilla de bombeo 7/8" GR D x 25	433	-	\$ 136,00	\$ 58.888,00
Barras de peso 1 1/8" nueva D	6	-	\$ 210,00	\$ 1.260,00
Cupla reducción V/B T FS 7/8" x 3/4"	3	-	\$ 2,20	\$ 6,60
Cupla reducción V/B T FS 1" x 7/8"	3	-	\$ 2,20	\$ 6,60
Trozo Varilla de Bombeo 1"x2'/4'/6'	3	-	\$ 21,00	\$ 63,00
Vast.Bombeo 1.1/2" x 24' Cromado	3	-	\$ 500,00	\$ 1.500,00
Cupla para vástago 1 1/2"x1"	3	-	\$ 138,00	\$ 414,00
Reparación Bomba de Profundidad	3	-	\$ 250,00	\$ 750,00
				\$ 215.987,20

Tabla 5 - Costo de reactivación de pozos afectado a primaria

Inversión en reparación de equipos:

Como se detalló en el capítulo 14, los equipos involucrados en reparaciones serán los siguientes:

Descripción	Costos (U\$s)
Reparación separadores	\$ 150.000,00
Reparación Líneas de conducción	\$ 400.000,00
Reparación tanque 1000m	\$ 150.000,00
Reparación Bombas	\$ 60.000,00
	\$ 760.000,00

Tabla 6 - Costo de reparación de equipos

Inversión en nuevos equipos:

En resumen, la inversión asociada a las instalaciones de superficie es:

Descripción	Costos (U\$s)
Separador	\$ 300.000,00
Calentador	\$ 500.000,00
Bombas	\$ 60.000,00
Líneas de Conducción	\$ 150.000,00
	\$ 1.010.000,00

Tabla 7 - Costo de compra de equipos nuevos

A continuación, se presenta un resumen con el total de capital a invertir, y la distribución de la inversión.

Descripción	Costo (U\$S)
Pozo MMO-N1	\$ 1.000.000,00
Reactivaciones Pozos Primaria (Pulling)	\$ 215.987,00
Pozos productores de agua (WO)	\$ 174.397,00
Reactivaciones Pozos Secundaria (Pulling)	\$ 923.148,80
Conversiones / Reparaciones (WO)	\$ 1.067.605,35
Líneas de Conducción	\$ 400.000,00
Calentador	\$ 500.000,00
Separador	\$ 300.000,00
Reparación Tanque 1000 m3	\$ 150.000,00
Bombas	\$ 60.000,00
	\$ 4.791.138,15

Tabla 8 - Resumen de inversiones

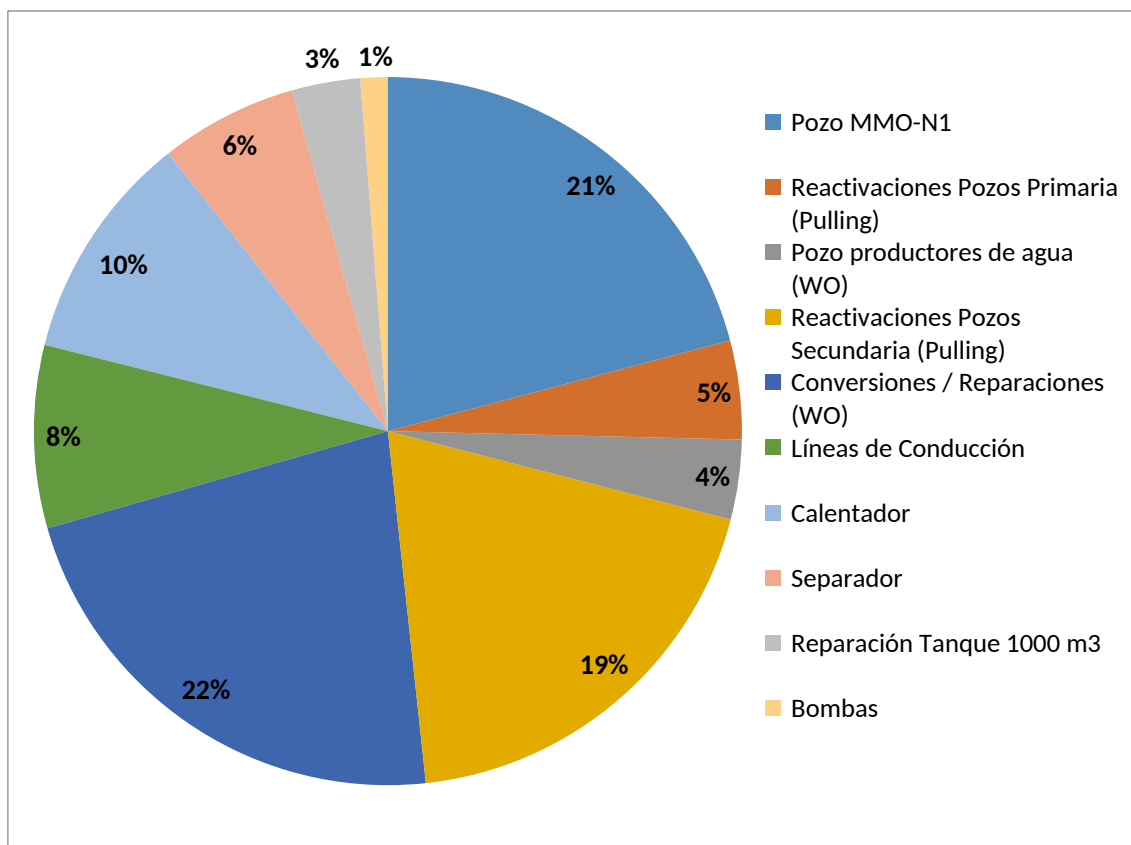


Ilustración 14 - Gráfico de torta de la distribución de las inversiones.

16.2. Costos.

En este apartado se pretende discriminar los costos según su relación con la actividad o con el volumen de petróleo producido, y así definir los costos variables vinculados a la operación, mientras que por otra parte es importante tener en cuenta los costos fijos a los que se debe incurrir mes a mes.

Costos Fijos:

Los costos asociados a la actividad que no dependen de la cantidad de pozos o cantidad de producción, son discriminados como costos fijos.

En la siguiente tabla, se pueden observar los costos que se encuentran dentro de esta categoría para el primer año.

Cabe mencionar que para los años posteriores se considera un incremento del 5% anual, con respecto al año precedente.

Descripción	Costo (U\$S)
Sueldos	\$ 20.000,00
Cargas Sociales	\$ 5.000,00
Mantenimiento Vehículos	\$ 1.000,00
Base Operativa	\$ 1.000,00
Servidumbre	\$ 1.000,00
	\$ 28.000,00

Tabla 9 - Costos Fijos

Costos Variables:

El costo variable hace referencia a los costos de producción que varían dependiendo de la misma. En nuestro caso estos costos estarán asociados a los productos químicos que se utilizan en los pozos.

Descripción	Costo (U\$/lt)	Costo (U\$/m ³)
Desemulsionantes	\$ 4,30	\$ 0,0043
Inhibidores de Incrustaciones	\$ 4,00	\$ 0,0040
Inhibidor de Corrosión	\$ 2,50	\$ 0,0025
PQ para mejora de flujo	\$ 3,00	\$ 0,0030
Coagulante	\$ 4,50	\$ 0,0045
Floculante	\$ 5,50	\$ 0,0055

Tabla 10 - Costos variables

16.3. Lifting Cost Operativo

A partir de la determinación de costos variables, y con la curva de producción asociada al plan de acción propuesto podemos estimar el Lifting Cost y su variación asociada a la producción de fluidos.

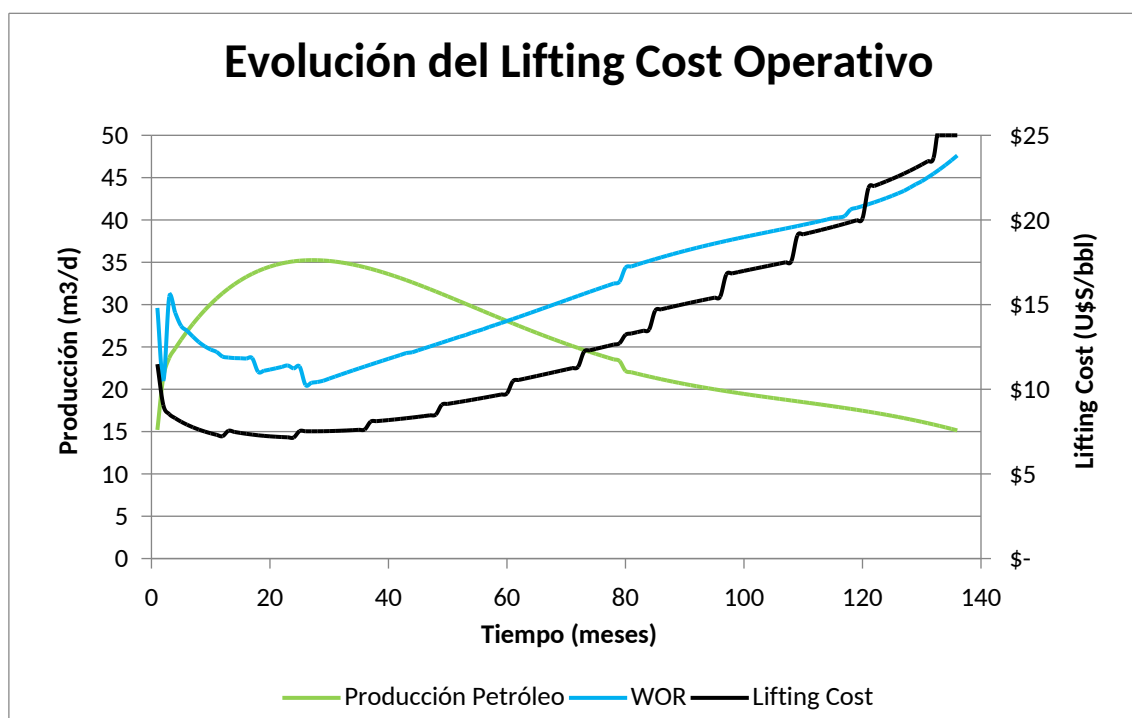


Ilustración 15 - Lifting Cost Operativo

16.4. Flujo de caja o Cash Flow

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

Los componentes tenidos en cuenta para el cash Flow son los siguientes:

Ingresos	Desembolsos
Ventas	Inversiones
Intereses cobrados	Gastos
Prestamos Recibidos	Intereses pagados
Ahorros	Amortización de prestamos
	Variación del capital
	Impuestos
	Regalias

Tabla 11 - Componentes del cash Flow

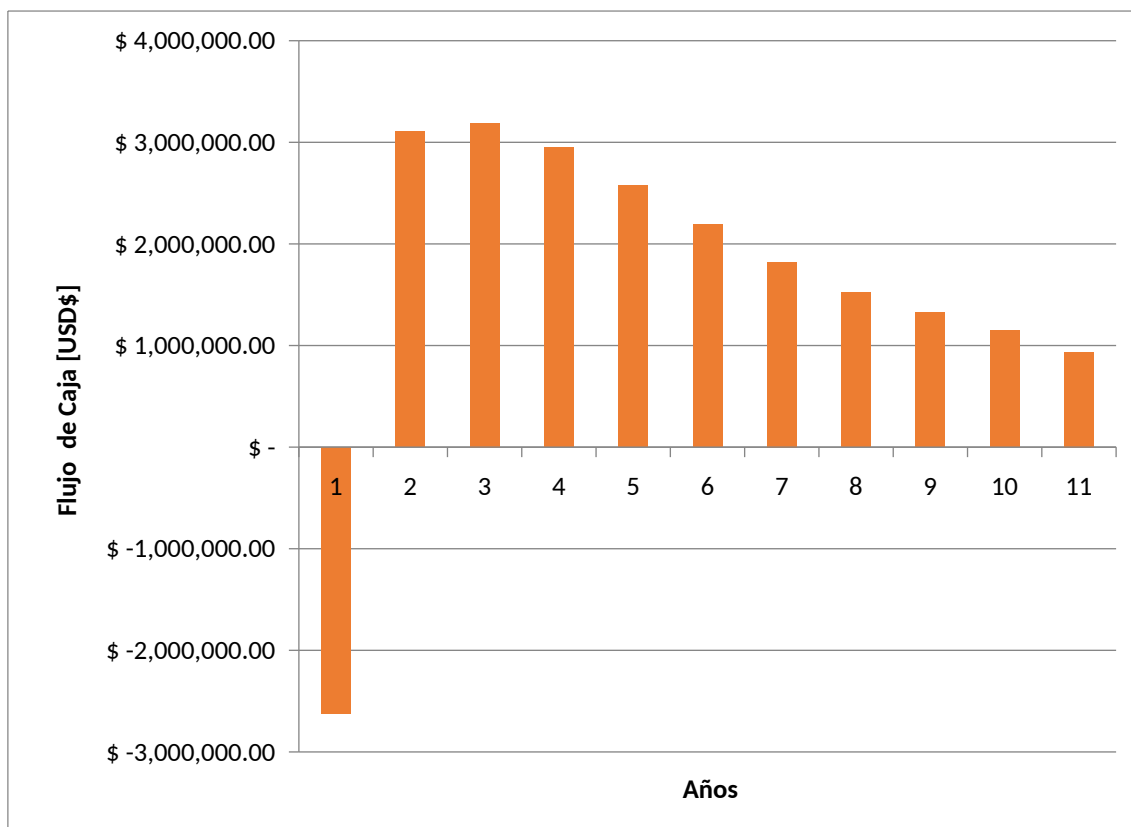


Ilustración 16 - Flujo de caja / Cash flow

16.5. Tiempo de repago o Pay-Off

El tiempo de repago se define como el tiempo en el cual el flujo de caja actualizado se hace cero e indica el momento en que se comienza a recuperar el dinero invertido.

Básicamente, representa el tiempo necesario para repagar los desembolsos iniciales del proyecto, utilizando a tal fin los fondos genuinos por él generados. Es el tiempo de endeudamiento. Ninguna compañía desea estar endeudada por un largo periodo, ya que esto impediría encarar nuevas inversiones. Por tal motivo, las distintas empresas establecen tiempos de repago máximos que no deben ser superados por los proyectos para que los mismos puedan ser aceptados.

En nuestro caso, el tiempo de pay-off del proyecto es de 2 años, el cual se puede observar en la siguiente gráfica:

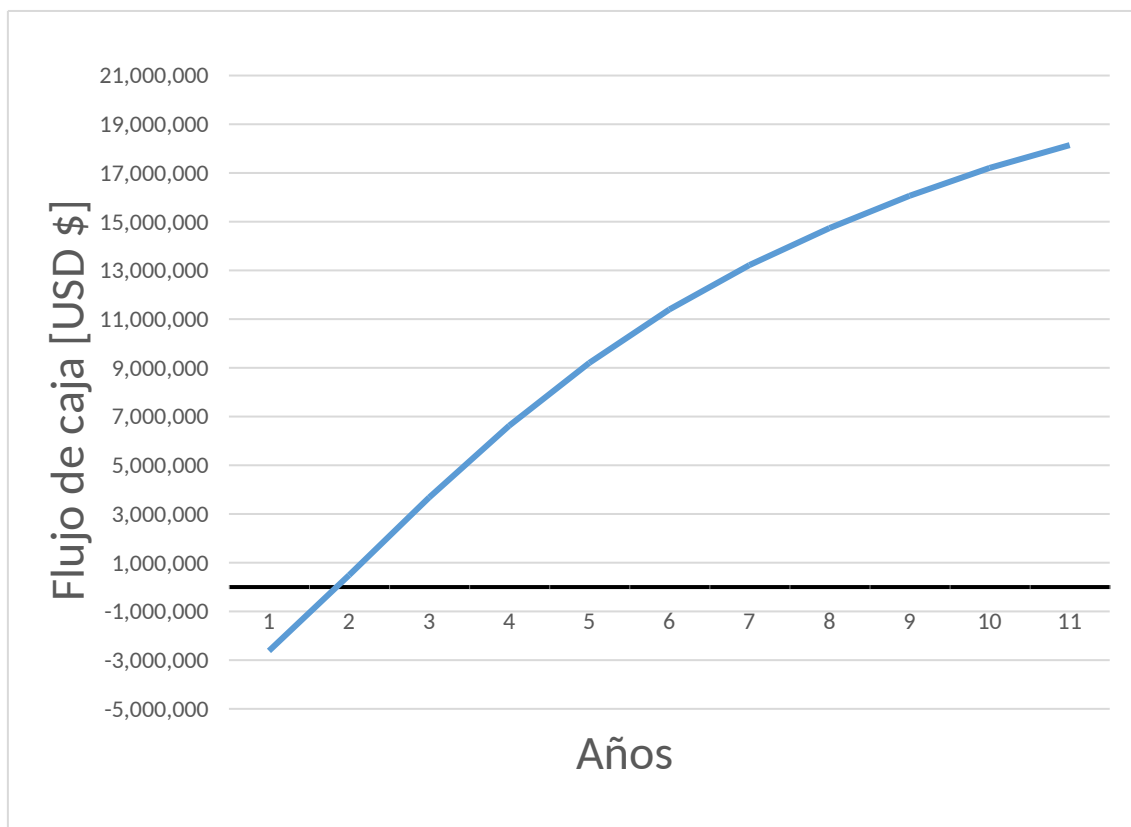


Ilustración 17 - Tiempo de repago

16.6. Valor Actual Neto (VAN)

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

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} - INVERSIÓN$$

Siendo n los años de evaluación e i la tasa de interés del banco, que para el caso particular del proyecto se considera una tasa de interés del 13%.

Entonces, en función de los datos volcados en la tabla de resultados que se adjunta, se observa que el VAN del proyecto resulta ser de U\$S 8,954,343.20

16.7. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Otro indicador muy importante es la tasa interna de retorno, la cual indica la tasa de interés a la cual el VAN es nulo. Entonces, en función del flujo de caja del proyecto se estima una TIR de 115%

El criterio de selección será el siguiente donde i es la tasa de interés elegida para el cálculo de VAN.

- Si $TIR > i$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = i$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN es igual a cero. En esta situación, la inversión podría llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < i$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

Por lo antes mencionado, en nuestro caso el proyecto será aceptado.

16.8. Análisis de sensibilidad

Al hacer cualquier análisis económico proyectado al futuro, siempre hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas que se estudian y es precisamente esa falta de certeza lo que hace que la toma de decisiones sea bastante difícil.

Con el objeto de facilitar la toma de decisiones dentro, debe efectuarse un análisis de sensibilidad, el cual indicará las variables que más afectan el resultado económico de un proyecto y cuáles son las variables que tienen poca incidencia en el resultado final.

En este caso, se les realizó el análisis de sensibilidad a las variables: producción, lifting cost, inversión y precio del barril. En el siguiente gráfico puede observarse lo antes mencionado.

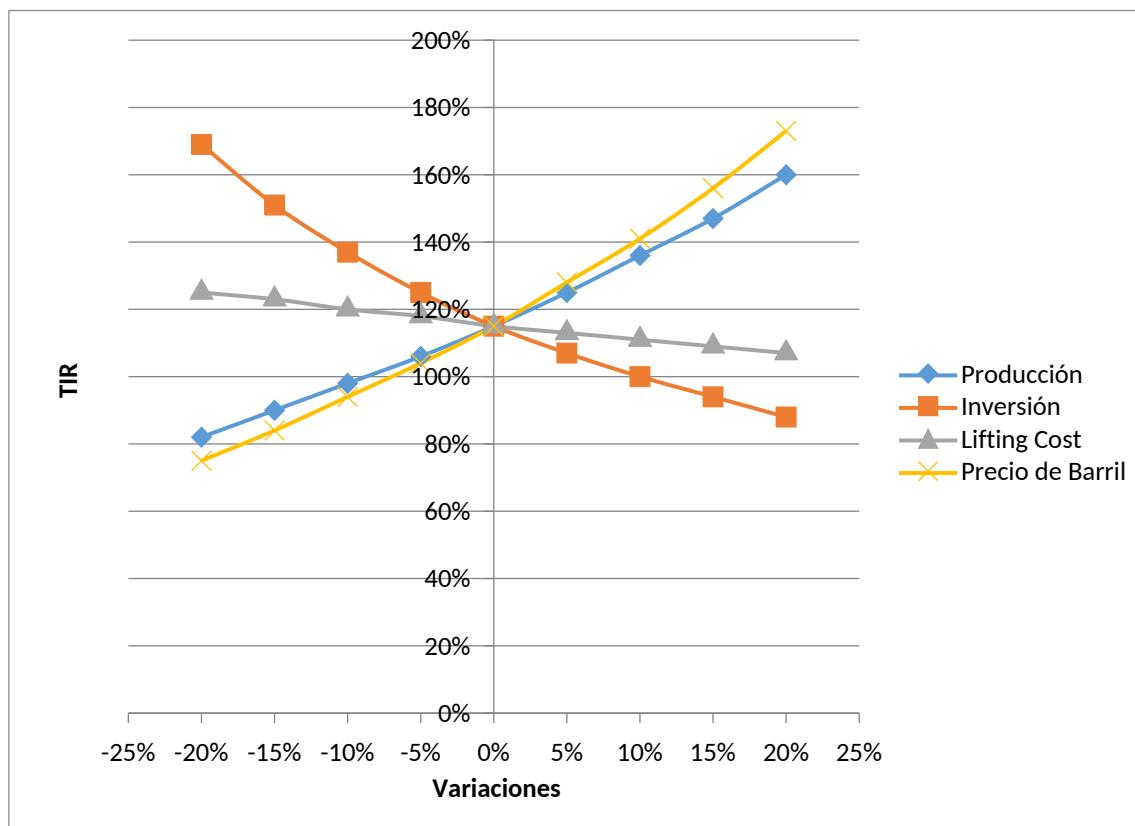


Ilustración 18 - Análisis de sensibilidad

17. CONCLUSIÓN

En base al análisis económico realizado y a los indicadores económicos calculados se determina que el Proyecto de Desarrollo de Mata Magallanes Oeste es rentable, ya que el valor del VAN es positivo, la TIR es mayor a la tasa de corte y el periodo de repago es considerablemente corto respecto a la duración total del proyecto.

En cuanto al diagrama obtenido de Lifting Cost, se puede observar en el mismo que el costo operativo se mantiene a lo largo del proyecto en un valor mayor respecto a la producción esperada, excepto cuando se comienza a obtener producción por Recuperación Secundaria.

El proyecto de recuperación secundaria realizado en el yacimiento demostró ser una estrategia viable y económicamente rentable, validando el enfoque propuesto para maximizar la recuperación de hidrocarburos en campos con reservas remanentes significativas. La implementación de este proyecto no solo optimiza la producción, sino que también prolonga la vida útil del yacimiento, contribuyendo a un mejor aprovechamiento de los recursos existentes.

Finalmente, este caso exitoso pone de manifiesto la importancia de aplicar técnicas avanzadas en recuperación secundaria como una herramienta clave para revitalizar yacimientos considerados marginales, aportando un modelo replicable para futuros proyectos en condiciones similares.