

	GERENCIA DE RESERVORIOS
MODELO DE SIMULACION NUMERICA PROYECTO FORMACION PARIÑAS Resumen: Este informe detalla los resultados del modelo de simulación numérica realizado para la plataforma Autores:	
Av. Rivera Navarrete 501, Piso 12 Lima 27 - Perú	Preparado por:

PROYECTO PLATAFORMA

RESUMEN:

Con la finalidad de comprender mejor el comportamiento productivo de los reservorios, se realizó un modelo de simulación numérica para la formación Pariñas en la plataforma

Este estudio nos permitirá, con mayor sustento técnico, conocer las reservas primarias y secundarias asociadas a los diversos escenarios propuestos para incrementar el factor de recobro en el proyecto.

ANTECEDENTES:

El inicio del desarrollo de la formación Pariñas en el área de estudio fue en octubre de 1983 con el pozo A1-8X, se perforaron los pozos A1-9 y A1-9A (side track) que fueron abandonados por la pobre calidad de arena de la formación Pariñas. En el año 1996 se abandono la plataforma A1 pero se continuó el desarrollo de la formación Pariñas con la plataforma desde noviembre de 1998.

Hasta la fecha se ha acumulado 935MBbls con unas reservas de 136MBbls.

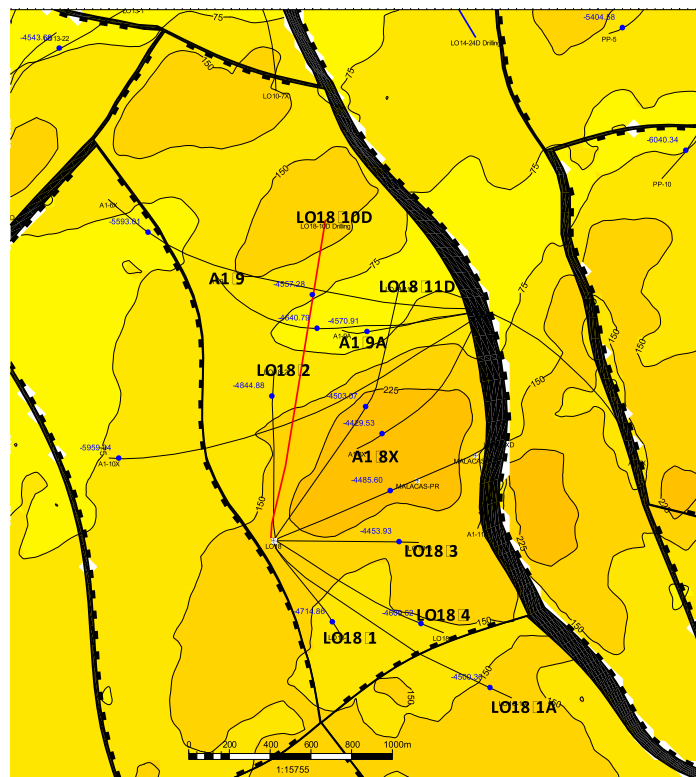


Fig 1.-Modelo Estructural de la formación Pariñas

En la figura 2 se puede observar el bloque en estudio en el tope de la Formación Pariñas, la producción actual de petróleo, la producción actual de agua, el GOR de producción, la producción acumulada y las reservas remanentes por pozo.

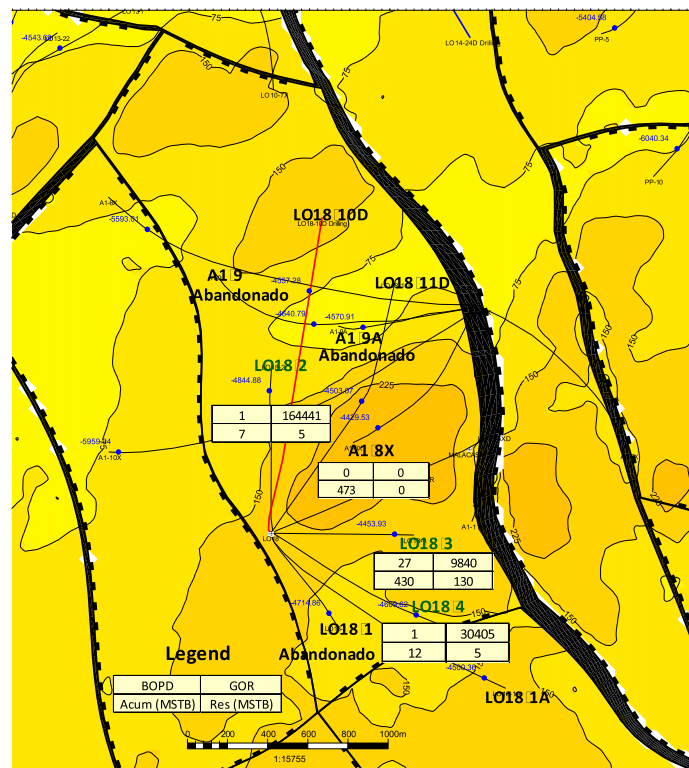


Fig 2.-Condición Actual de los pozos del área en estudio.

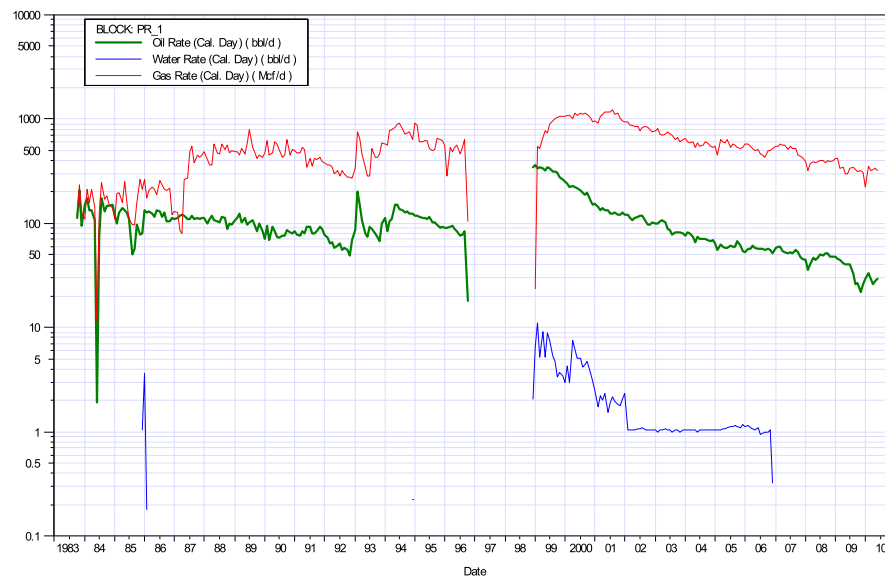


Fig 3.-Curvas de producción histórica de petróleo, agua y gas

MODELO ESTATICO

MODELO ESTRUCTURAL

El modelo se realizó basado en una interpretación estructural basado en interpretación sísmica y datos de pozos, construyendo un modelo geológico limitado por fallas de rumbo normales asociadas que afectaron la sedimentación de las arenas.

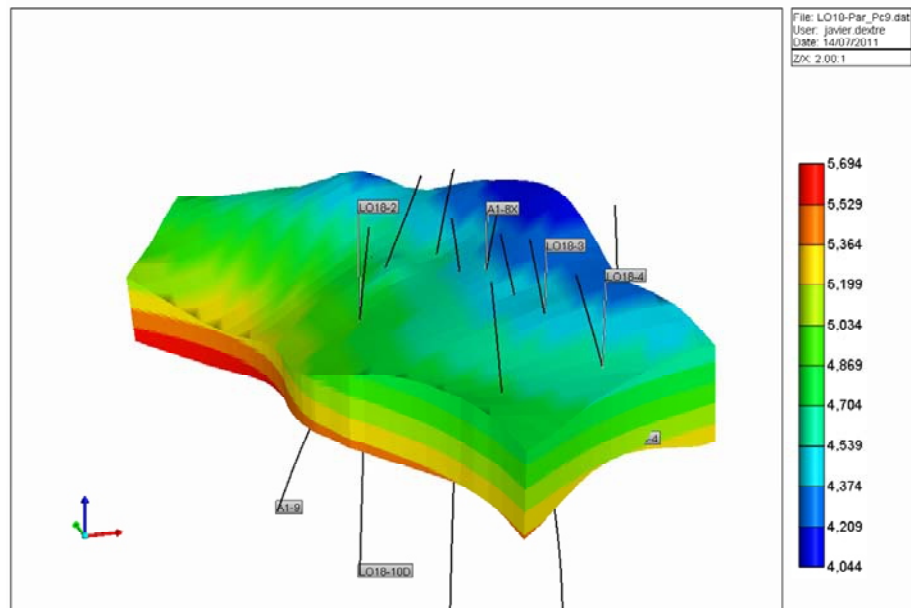


Fig 4.-Modelo estructural Plataforma LO18

MODELO PETROFISICO

La formación cuenta con tres coronas con análisis petrofísicos básicos y especiales, siendo estos los pozos ZZ-19, HU4 y el O-1.

Para definir los tipos de roca, se usó el corte de arcilla de 50%. Dicho corte se aplicó al modelo de arcillosidad obtenido de los registros Gamma Ray disponibles en el área de estudio. De esta manera se obtuvo dos tipos de facies: clay – sand. A la litología tipo “sand”, se le aplicó la ley K-phi Método de Winland) proporcionada por la data de coronas mientras que a la litología tipo “clay” se le considero como no reservorio.

Para realizar el poblamiento de las propiedades petrofísicas en el modelo 3D se utilizo un modelo sedimentario básico por dirección de canales usando un modelo de Facies discretas definido por 3 tipos de facies (Clay, Sandstone and Sand) en función de registros eléctricos disponibles en el área, poblándolas en función al Variograma definido para cada uno de ellas y el algoritmo de Sequential Indicator Simulation (SIS). De lo cual se derivamos el modelo de NTG cuya integración con el modelo de porosidades nos da el volumen poral.

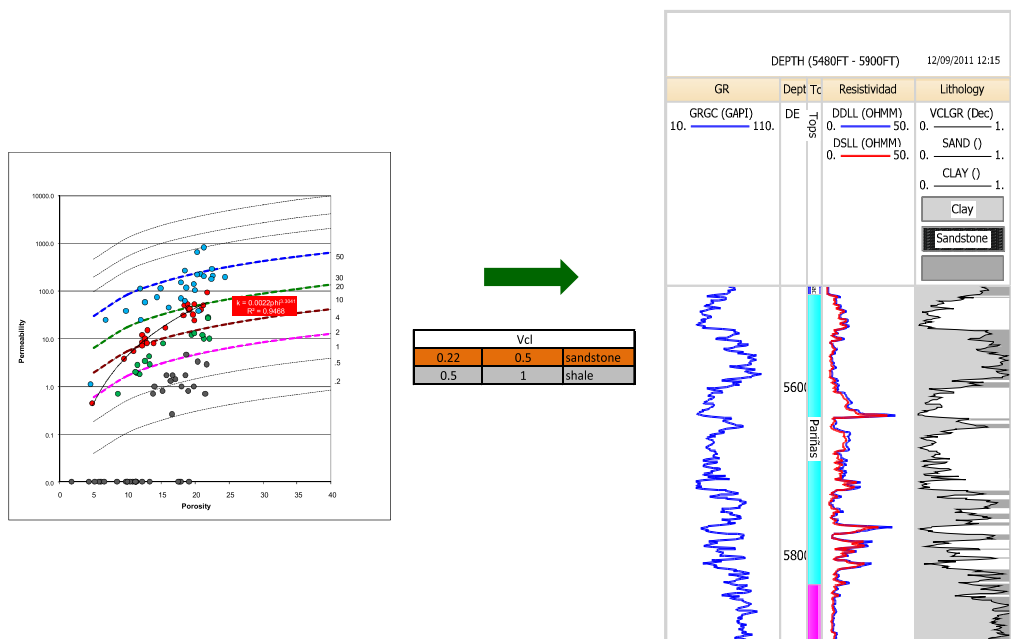


Fig 5.- Definición de tipos de roca usado en el modelo petrofísico

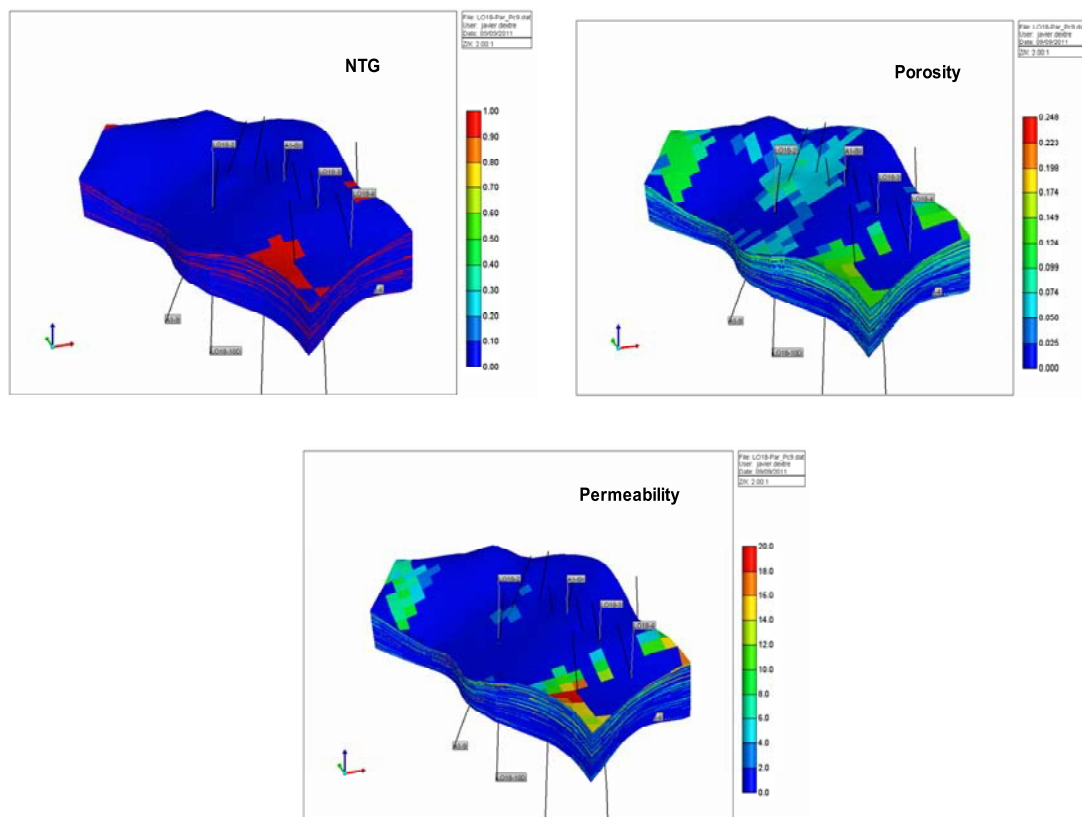


Fig 6.- Poblamiento de propiedades petrofísicas en el modelo 3D

MODELO DINAMICO

Se realizo el modelo de simulación numérica a partir del modelo estático 3D realizado en Petrel, con la finalidad de pronosticar con mayor sustento técnico las reservas primarias y secundarias que se propongan en el estudio.

El numero de celdas del modelo es: 22x35x200 y las dimensiones X=50m, Y=50m, Z=3ft.

MODELO DE FLUIDOS

Se ajusto la prueba de laboratorio PVT del pozo H-4 con correlaciones, además se determino la presión inicial y la presión de burbuja también con correlaciones.

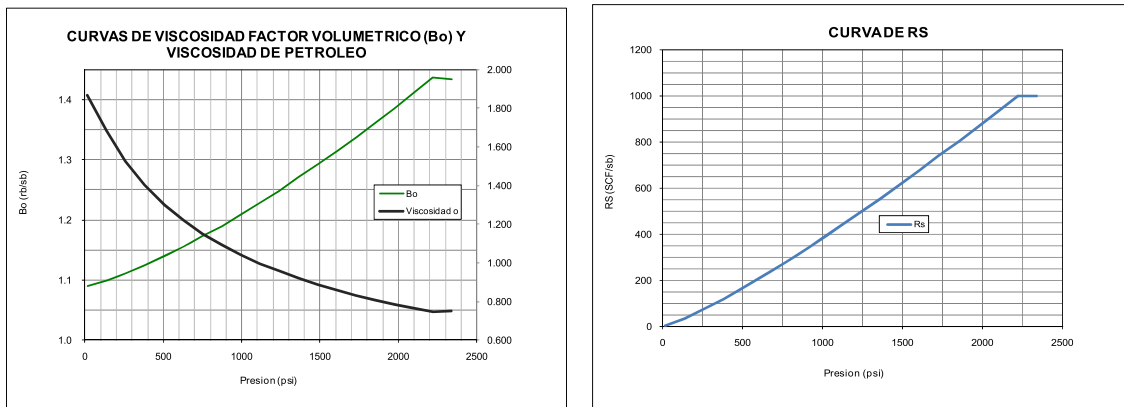


Fig7.-Parametros PVT obtenido por correlaciones

MODELO DE ROCA-FLUIDO

A partir de la data de análisis especiales de corona de los pozos O-1 y ZZ-19 se determinaron curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo y gas-petróleo.

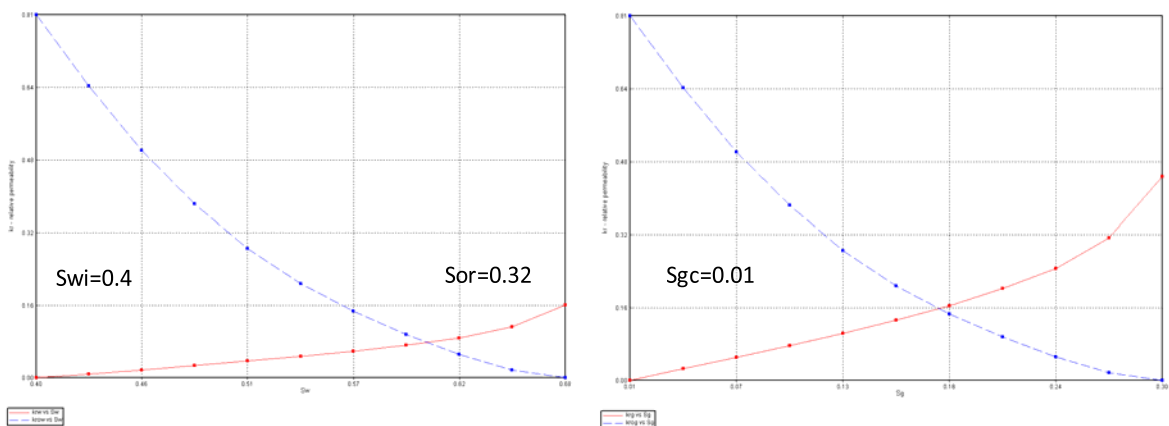


Fig 8.-Curvas de permeabilidad relativas agua-petróleo y gas petróleo.

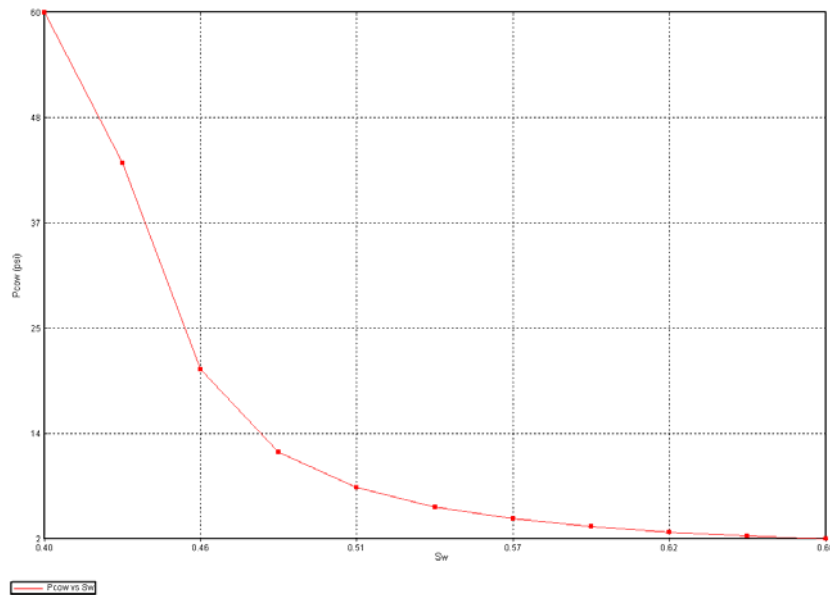


Fig 9.-Curvas de Presión Capilar usada en el modelo

INICIALIZACION

El petróleo original in place para la formación Pariñas es igual a 23.2MMBbls y fue calculado a partir del modelo estático 3D realizado en el Petrel.

También se realizó un balance de materiales para determinar el volumen de petróleo in place contactado por los pozos existentes de este análisis se obtuvo 8MMBbls.

A partir del modelo dinámico se obtuvo un petróleo original in place de 21.6 MMBbls considerando un contacto agua petróleo a una profundidad de -5600 ft.

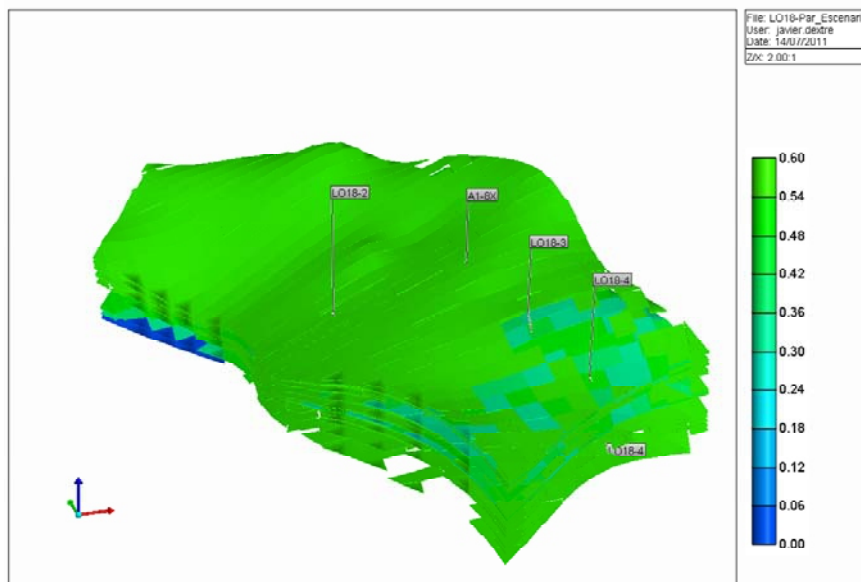


Fig 10.-Distribucion de saturación de petróleo inicial usado para la inicialización del modelo

HISTORY MATCH

Para realizar el cotejo histórico se controló los pozos por caudal de petróleo en el simulador

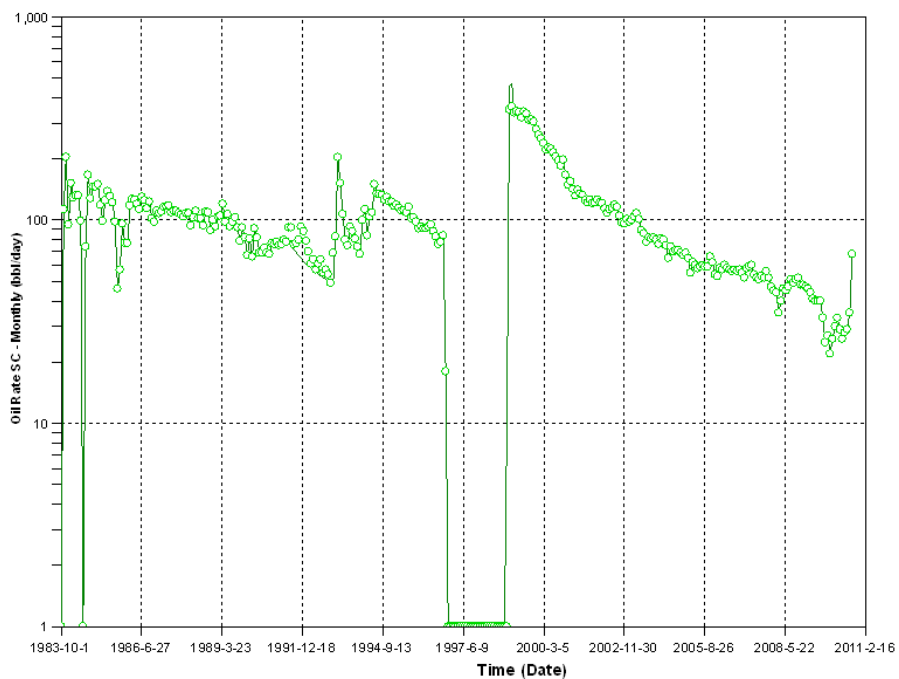


Fig 11.-Cotejo histórico para el caudal de petróleo para

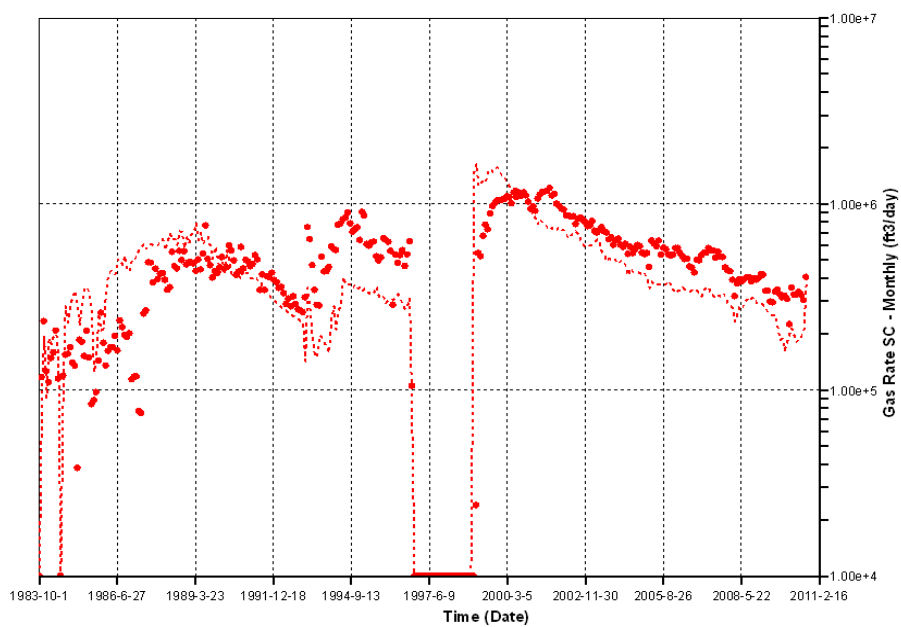


Fig 12.-Cotejo histórico para el caudal de gas

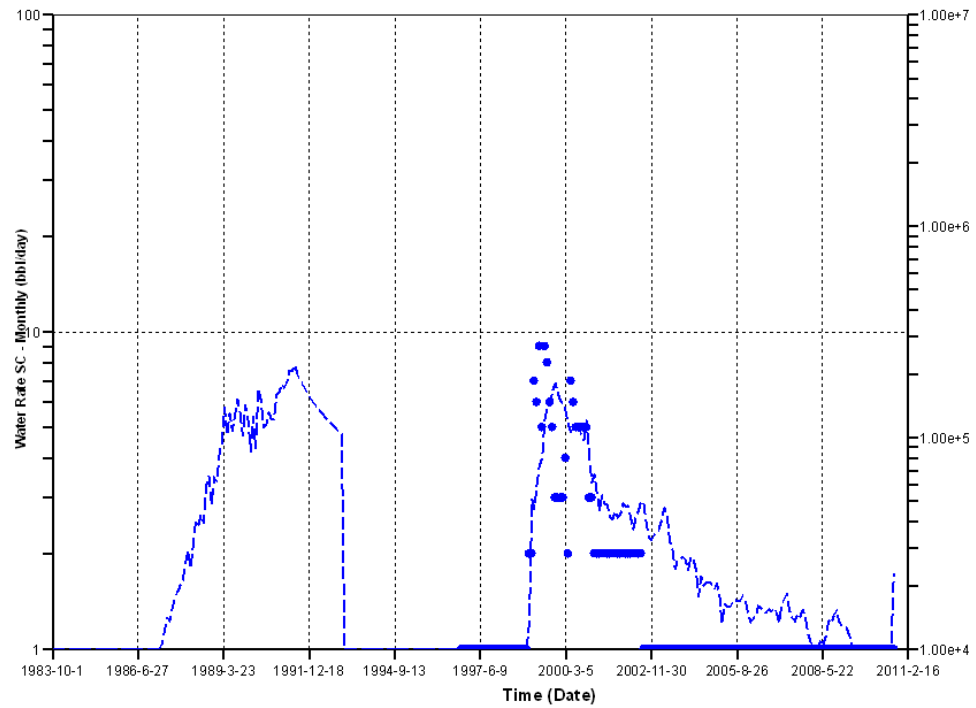


Fig 13.-Cotejo histórico para el caudal de agua par

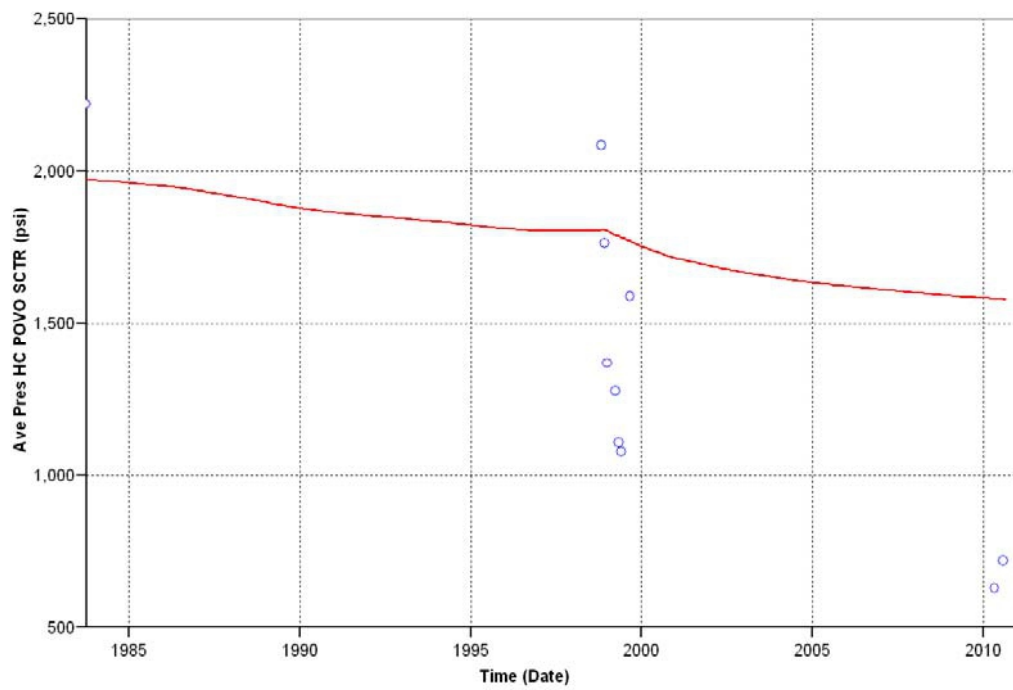
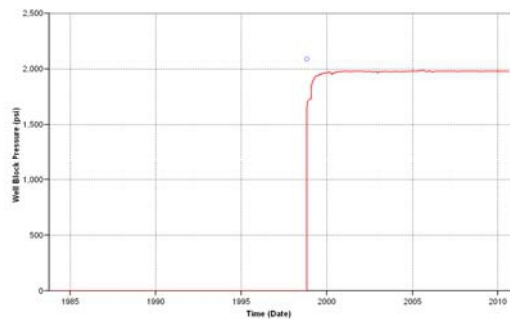
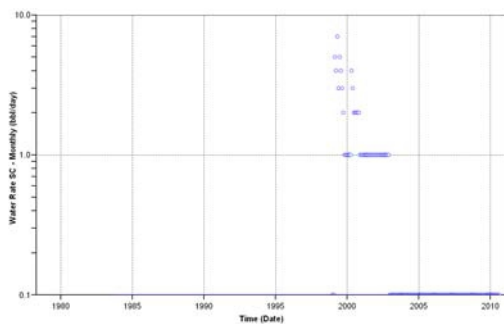
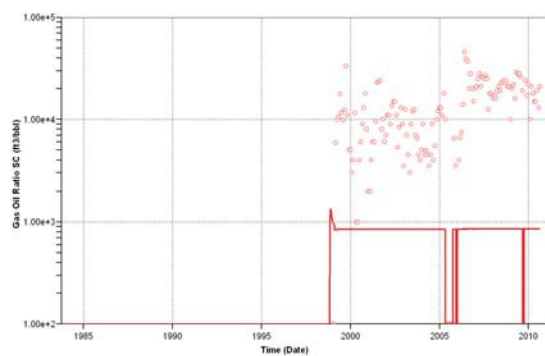
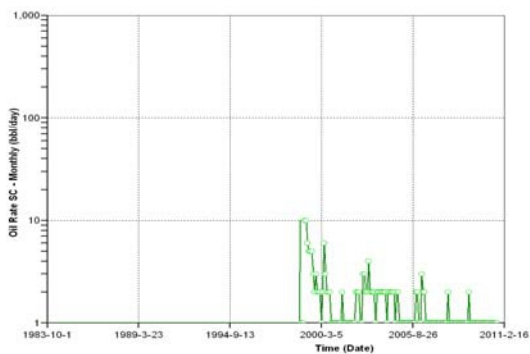
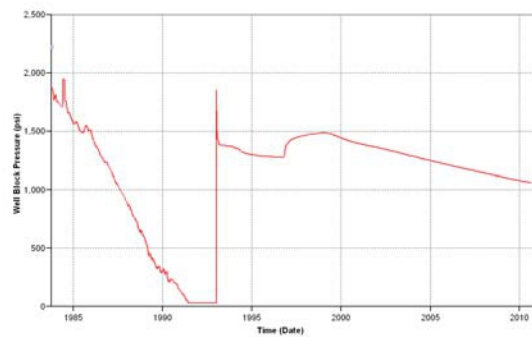
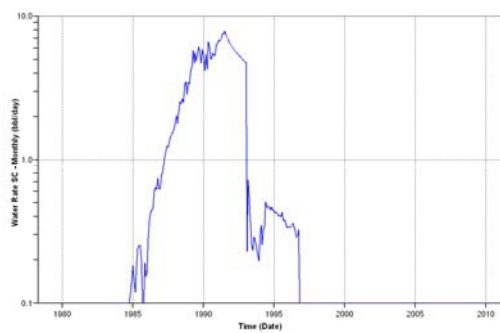
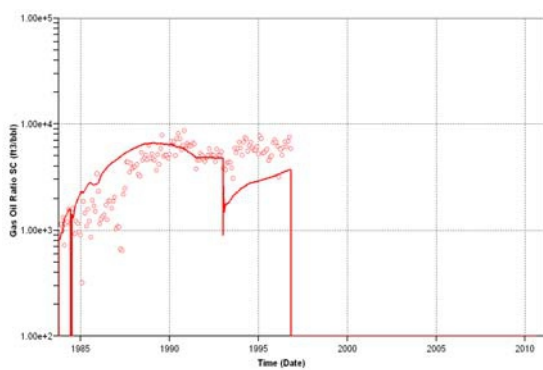
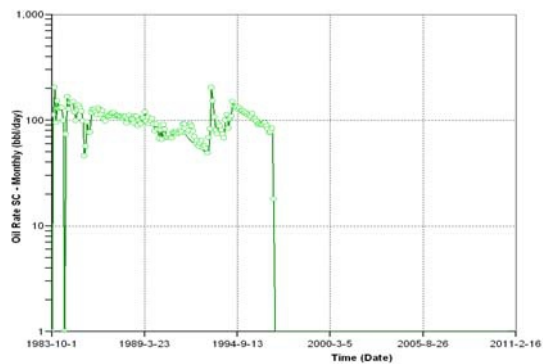
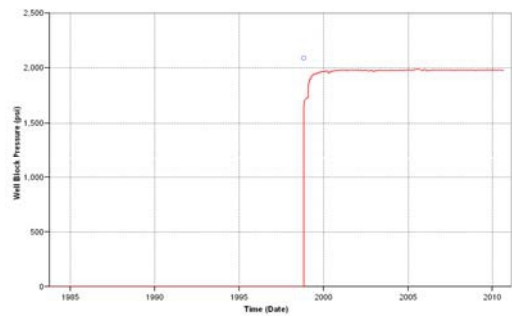
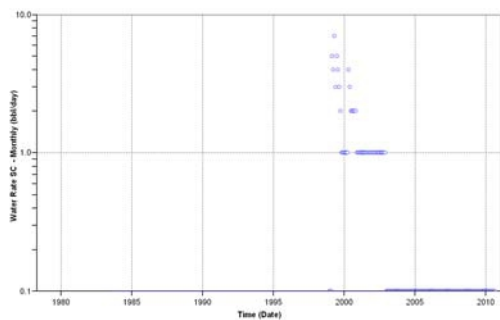
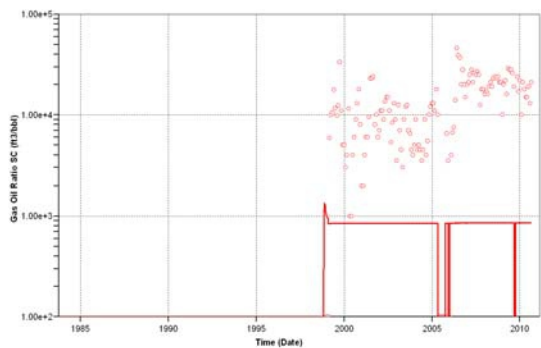
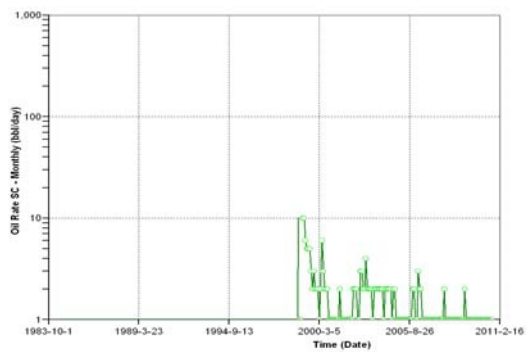
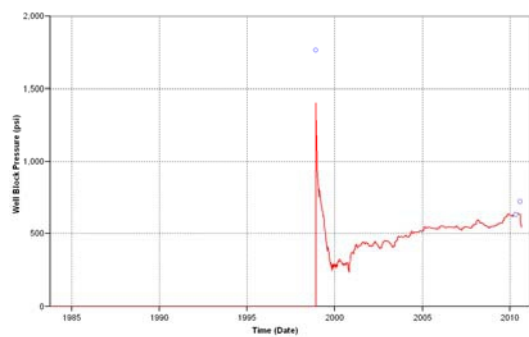
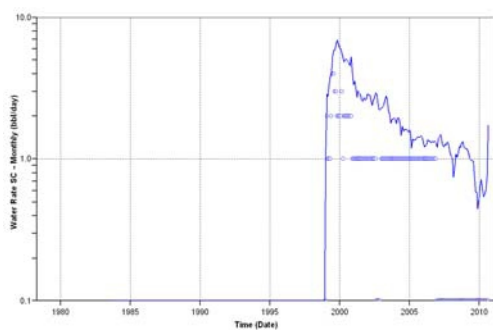
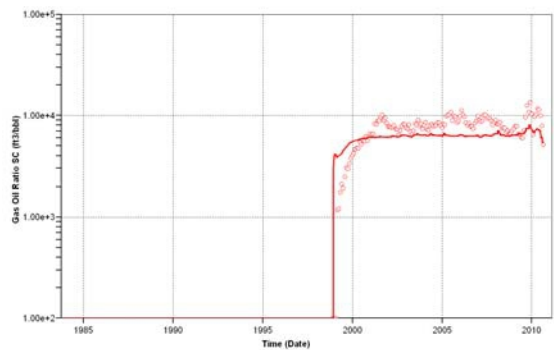
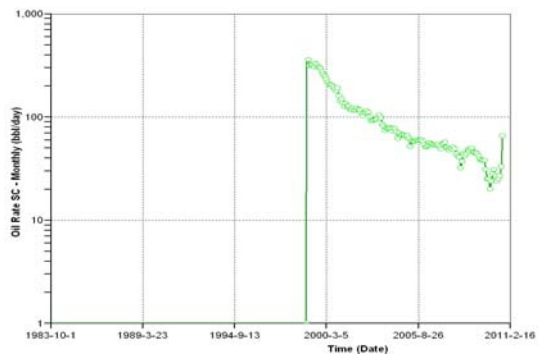


Fig 14.-Cotejo histórico para la presión estática

Los siguientes gráficos muestran el cotejo histórico de petróleo (verde), gas (rojo), agua (azul) y presión estática (marrón) para cada pozo.





CASO BASE

Se realizó el pronóstico de producción hasta diciembre de 2023, controlando los pozos productores por presión de fondo (BHP).

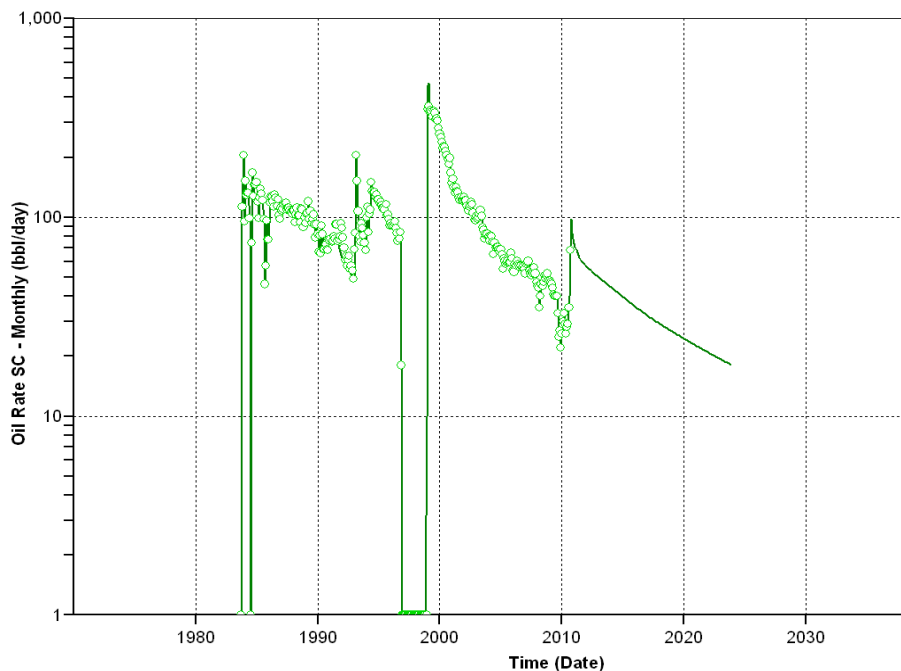


Fig 15.-Pronostico de producción de petróleo hasta diciembre de 2023

Del caso base obtenemos mapas de saturación de petróleo y presión estática @ diciembre de 2023

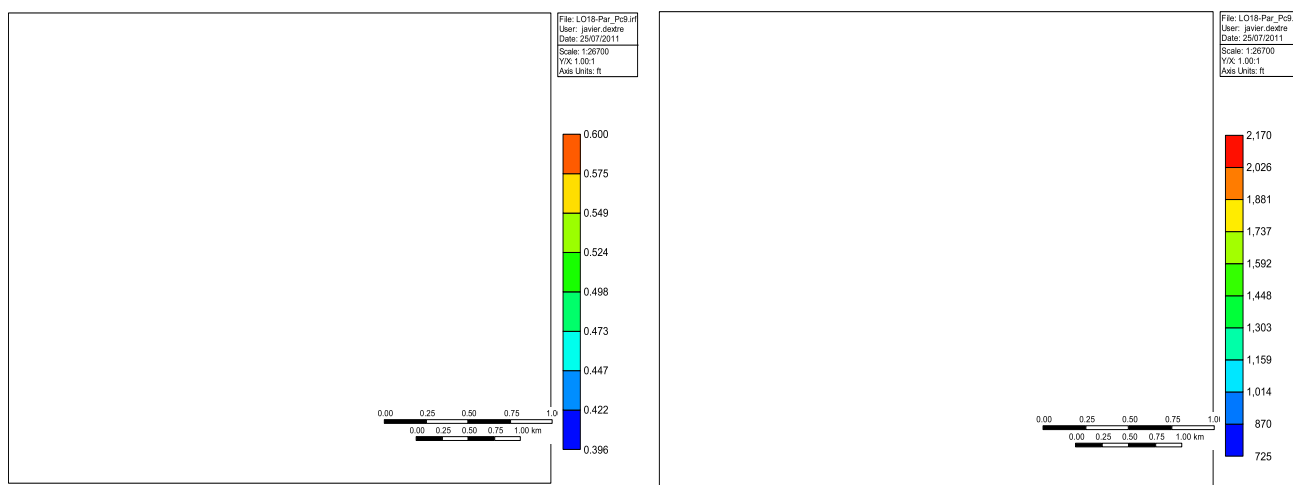


Fig 16.-Mapa de distribución de saturación de petróleo y presión estática a diciembre de 2023

Para determinar áreas potenciales para perforar pozos se realizo un mapa multiplicando los siguientes parámetros: Net pay, saturación de petróleo @ dic 2023 y presión estática @ dic 2023.

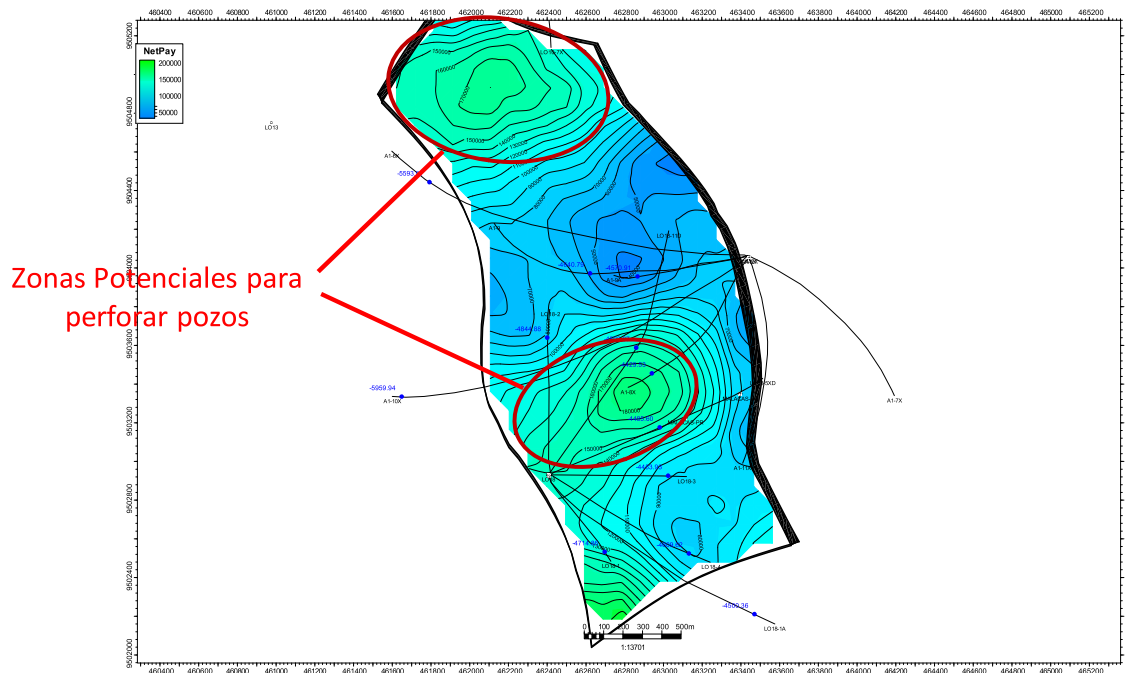


Fig 17.-Zonas potenciales para perforar pozos según el modelo de simulación numérica.

Se consideraron los siguientes escenarios:

1. WO: LO18-5XD, LO18-11D y LO18-10D.
2. WO's + Perforación de 2 Pozos.
3. WO's + Perforación de 3 Pozos.
4. WO's + Inyección de gas.
5. WO's + Perforación de 2 Pozos productores + Perforación de 1 pozo inyector de gas.
6. WO's + Perforación de 3 Pozos productores + Perforación de 2 pozo inyector de gas.
7. WO's + Perforación de 3 Pozos productores + Conversión de 1 pozo inyector de agua.
8. WO's + Perforación de 3 Pozos productores + Perforación de 1 pozo inyector de agua+ Conversión de 1 pozo inyector de agua

ESCENARIOS

ESCENARIO 1: WO: LO18-5XD, LO18-11D y LO18-10D

Los pozos LO18-5XD, LO18-11D y LO18-10D fueron perforados para desarrollar la formación Mogollón en el área, pero estos pozos presentan arenas de la formación Pariñas que fueron evaluadas en el simulador numérico.

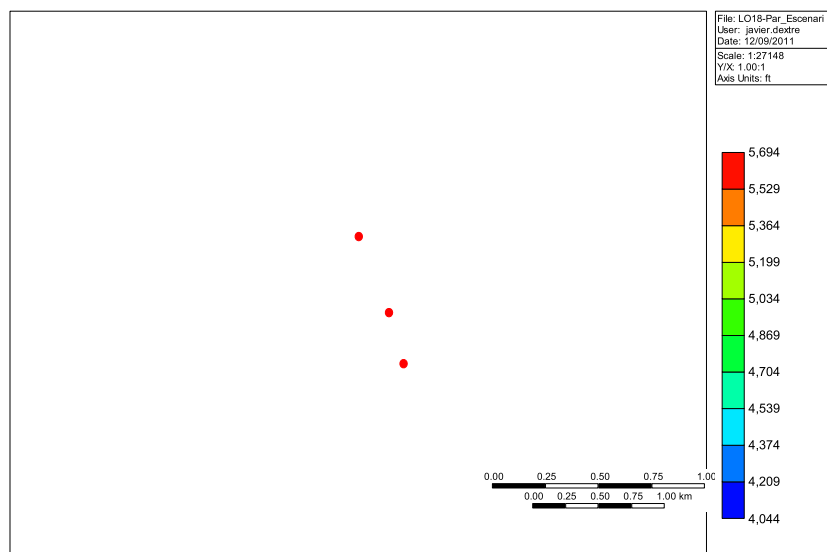


Fig 18.-Ubicación de los WO's en el área de estudio.

Los pozos nuevos fueron controlados por presión de fondo (BHP) con lo cual el nuevo perfil de producción del campo se muestra en la figura 18

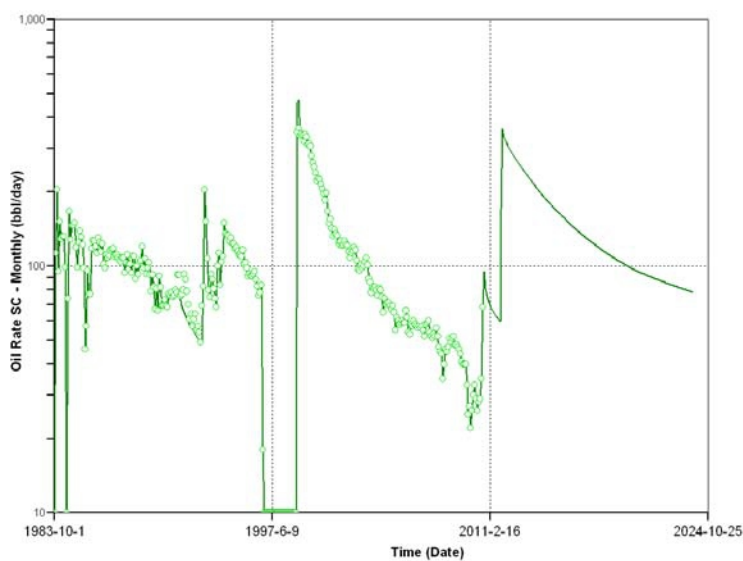


Fig 19.-Curva de producción de petróleo para el escenario 1.

Según el modelo numérico las curvas de producción de los WO's propuestos son:

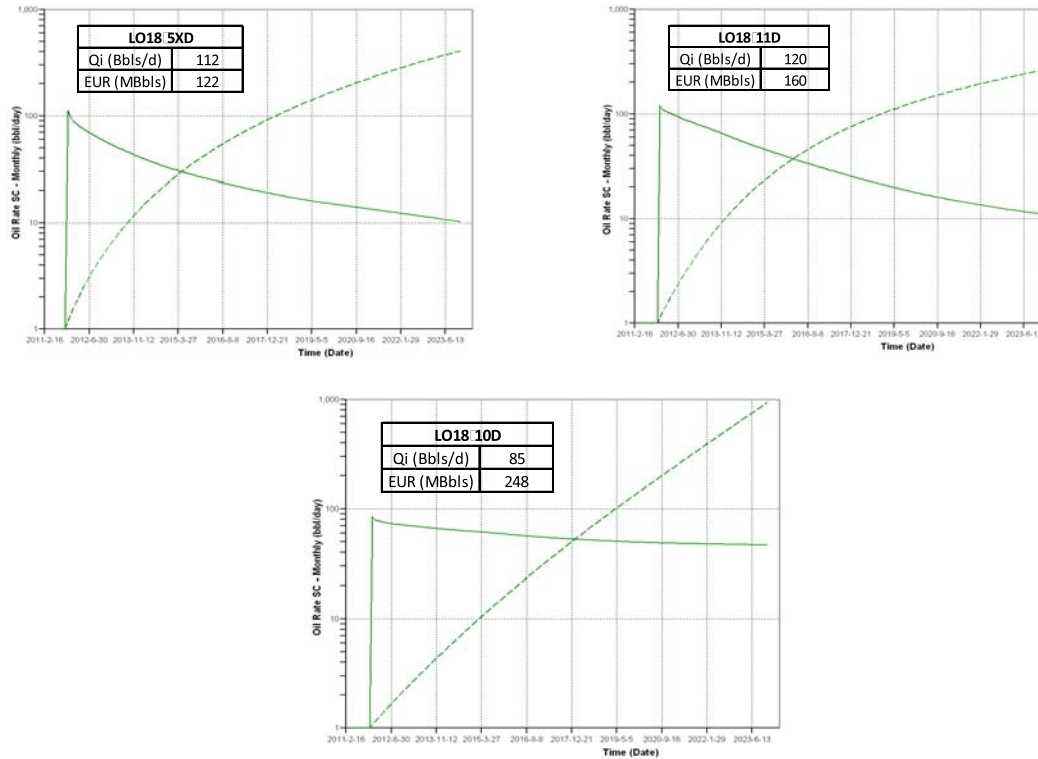


Fig 20.-Curvas de producción de los WO's pozos LO18-5XD, LO18-11D y LO18-10D.

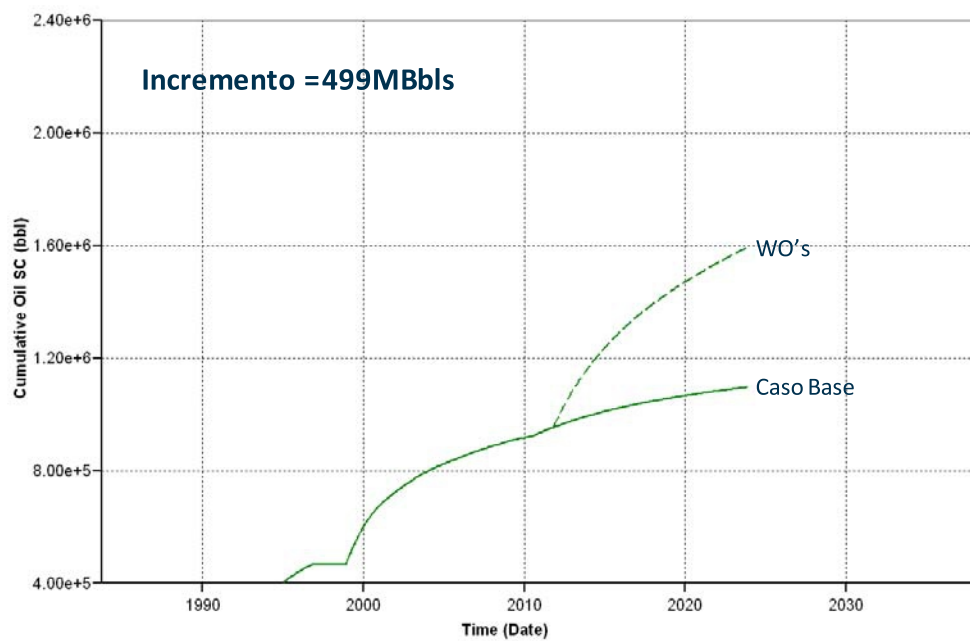


Fig 21.-Incremento de reservas por la perforación de pozos adicionales

ESCENARIO 2: WO's + Perforación de 2 Pozos

Se considero el mapa obtenido en el caso base (Fig 16) para proponer la perforación de pozos nuevos, cabe resaltar que en todos los escenarios de perforación solo se ubico pozos en la parte central del bloque en la que tenemos mayor cantidad de información por lo tanto menos incertidumbre que en la parte norte.

Se ha propuesto los pozos LO18-Loc1 (MD= 5450 ft) y LO18-Loc2 (MD= 5500 ft)

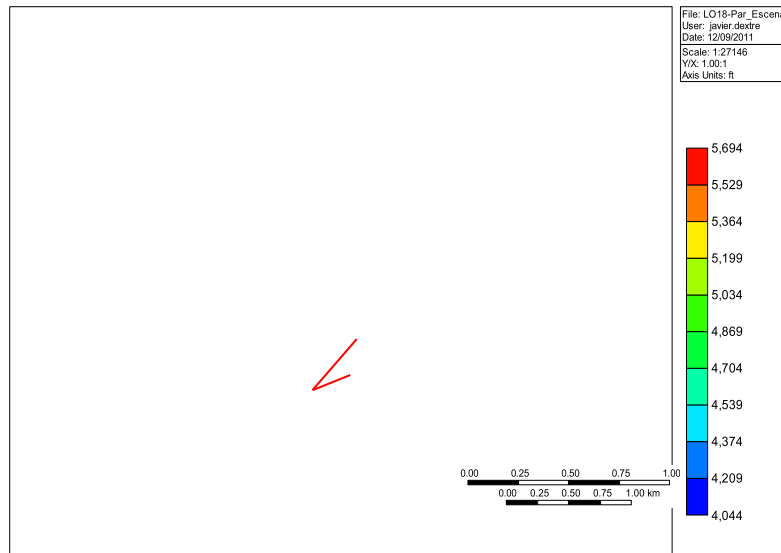


Fig 22.-Ubicación de las 2 propuestas de perforación.

Los pozos nuevos fueron controlados por presión de fondo (BHP) con lo cual el nuevo perfil de producción del campo se muestra en la figura 23

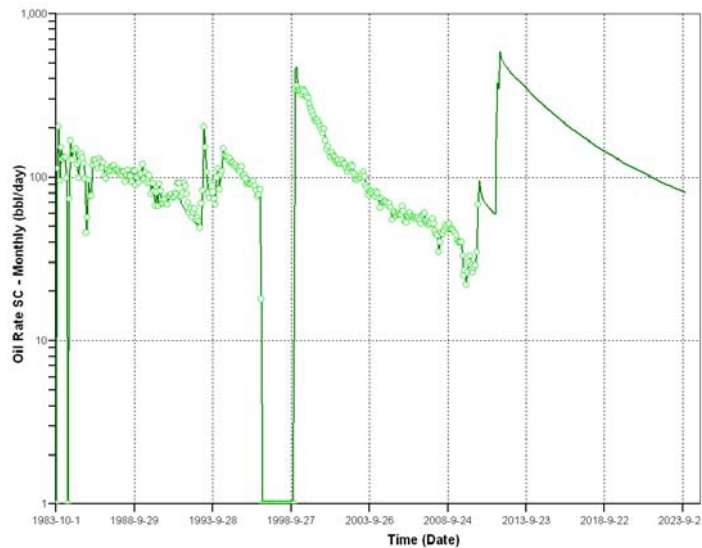


Fig 23.-Curva de producción de petróleo para el escenario 2

Según el modelo numérico las curvas de producción de los pozos propuestos son:

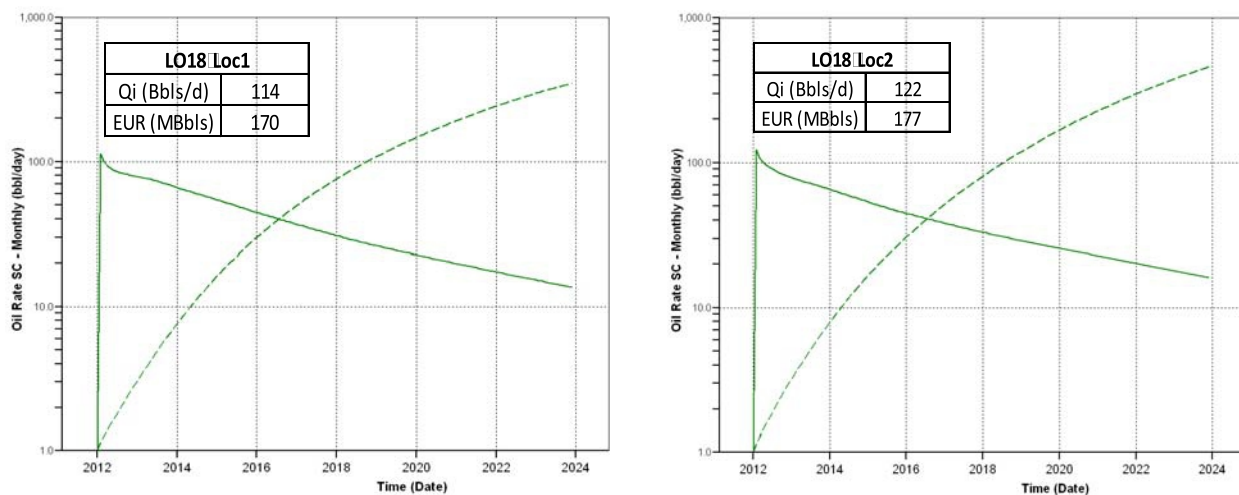


Fig 24.- Curvas de producción de los pozos LO18-Loc1 y LO18-Loc2

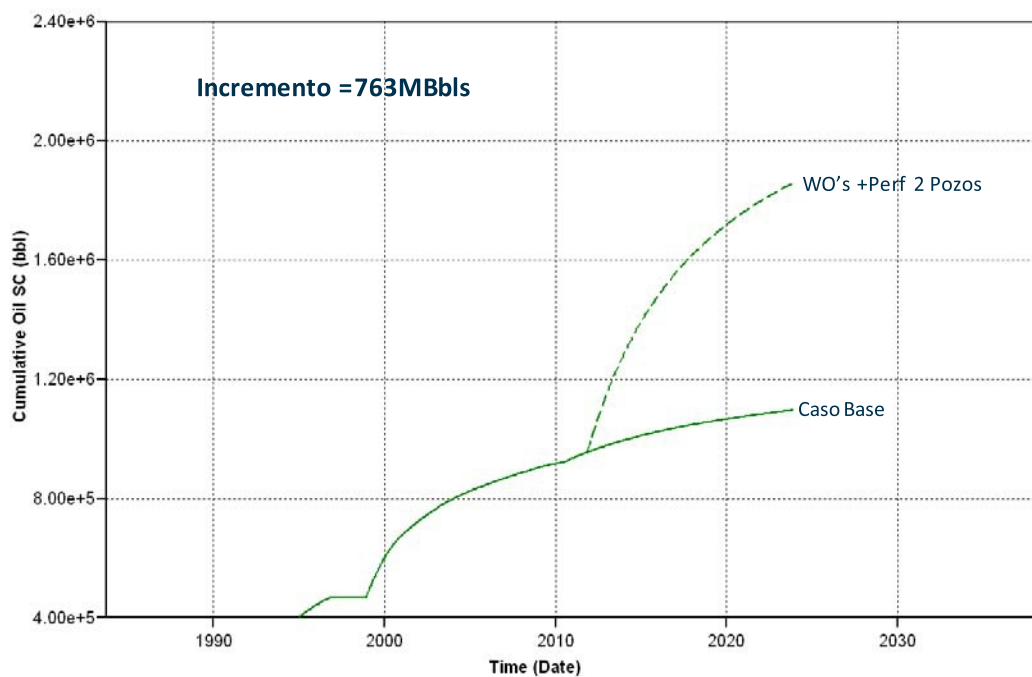


Fig 25.- Incremento de reservas por los trabajos de WO's y la perforación de pozos adicionales.

ESCENARIO 3: WO's + Perforación de 3 Pozos

Se ha propuesto los pozos LO18-Loc1 (MD= 5450 ft), LO18-Loc2 (MD= 5500 ft) y LO18-Loc3 (MD= 5700 ft)

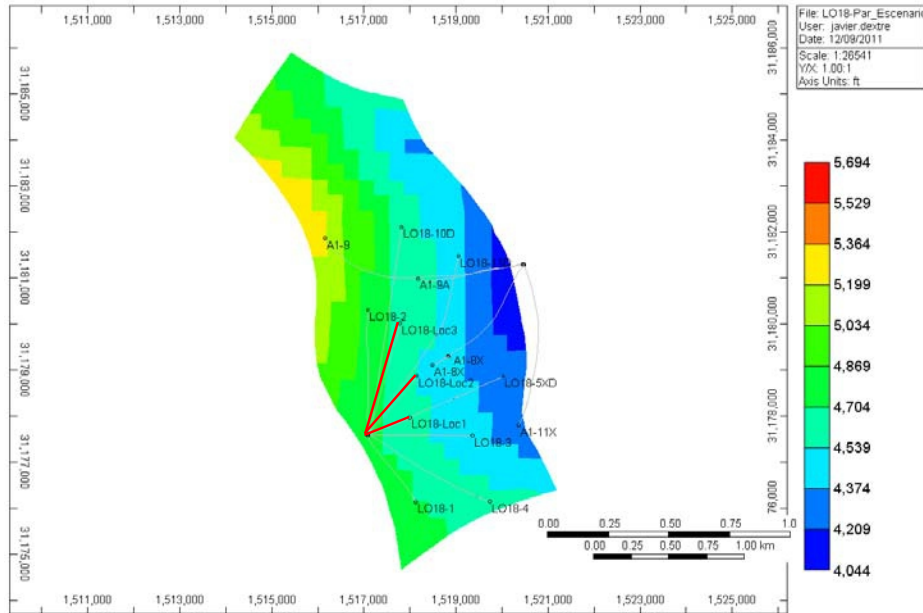


Fig 26.- Ubicación de las 3 propuestas de perforación.

Los pozos nuevos fueron controlados por presión de fondo (BHP) con lo cual el nuevo perfil de producción del campo se muestra en la figura 27

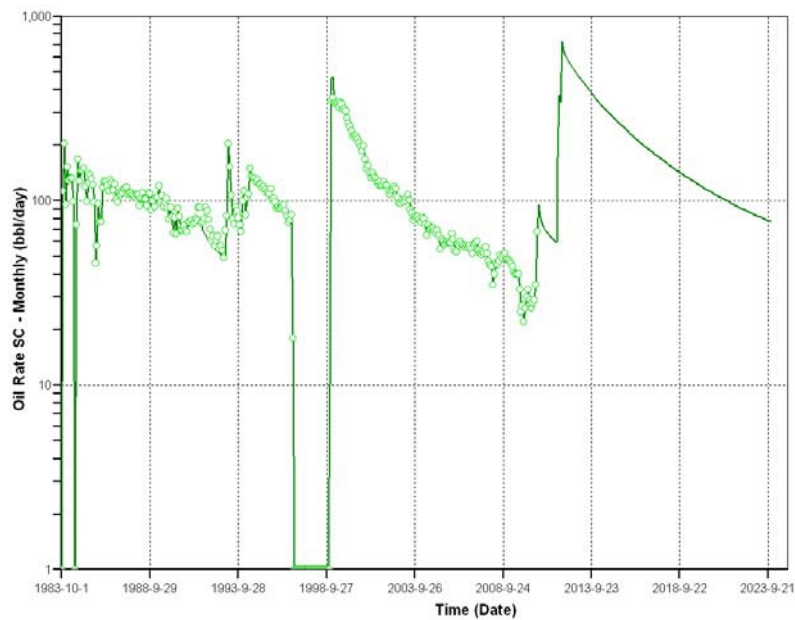


Fig 27.- Curva de producción de petróleo para el escenario 3.

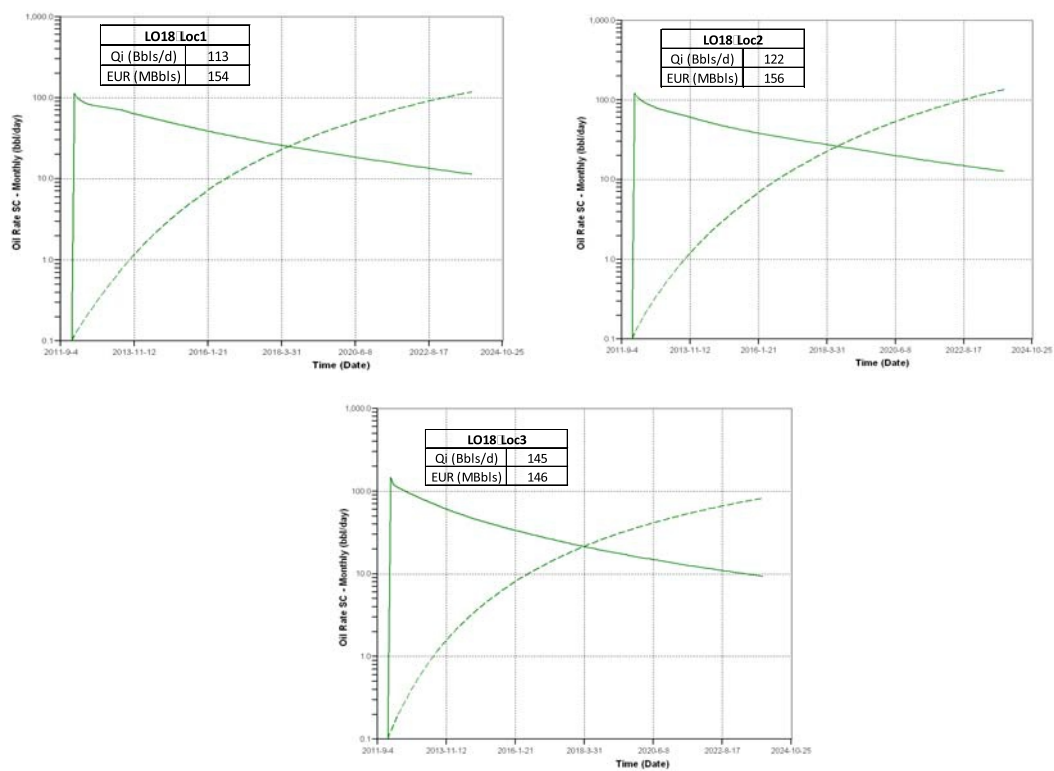


Fig 28.- Curvas de producción de los pozos LO18-Loc1, LO18-Loc2 y LO18-Loc3

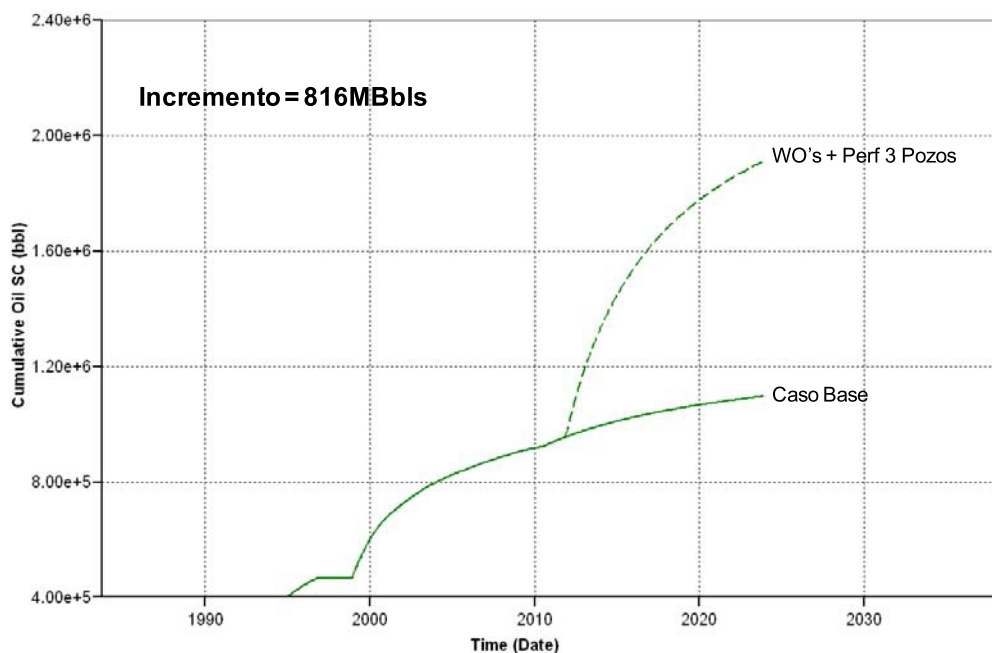


Fig29.- Incremento de reservas por los trabajos de WO's y la perforación de pozos adicionales.

ESCENARIO 4: WO's + Inyección de gas

En este escenario se considera los realizar los WO's y convertir el pozo LO18-3 en inyector de gas con un caudal de 2MMscf/d a partir de abril de 2012

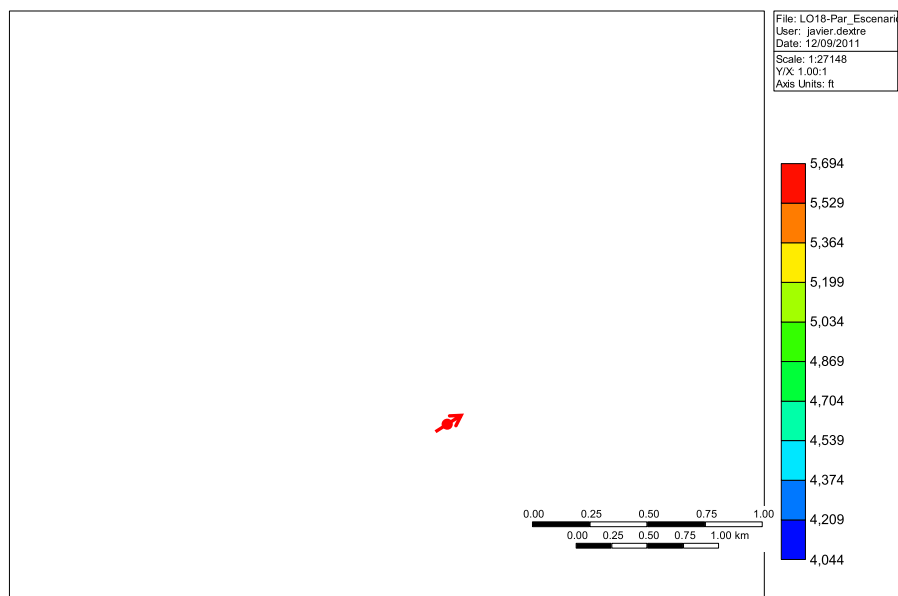


Fig 30.- Escenario de WO's con inyección de gas con inyección de gas para el proyecto LO18.

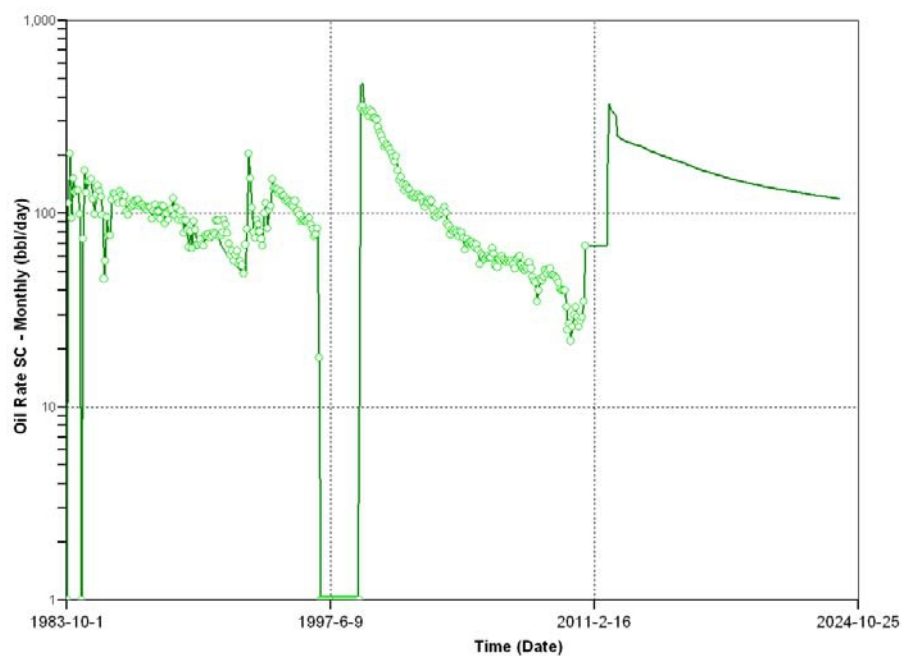


Fig 31.- Curva de producción de petróleo para el escenario 4.

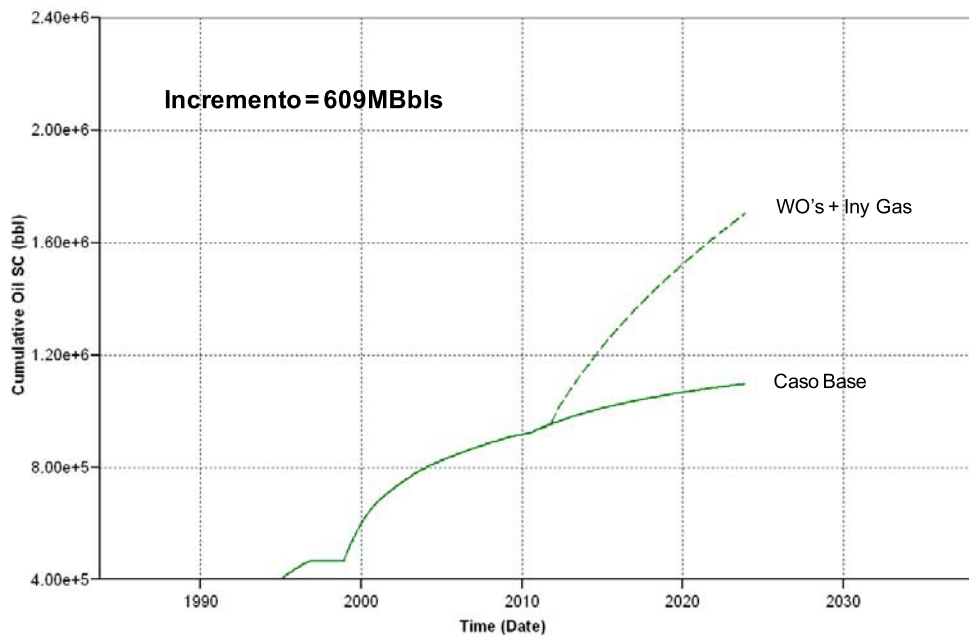


Fig 32.- Incremento de reservas por los trabajos de WO's y la inyección de gas.

ESCENARIO 5: WO's + Perforación de 2 Pozos productores + Perforación de 1 pozo inyector de gas.

Se ha propuesto los pozos LO18-Loc1 (MD= 5450 ft), LO18-Loc2 (MD= 5500 ft) y LO18-Loc3 (MD= 6300 ft) como pozo inyector de gas con un caudal de inyección de 1MMscf/d

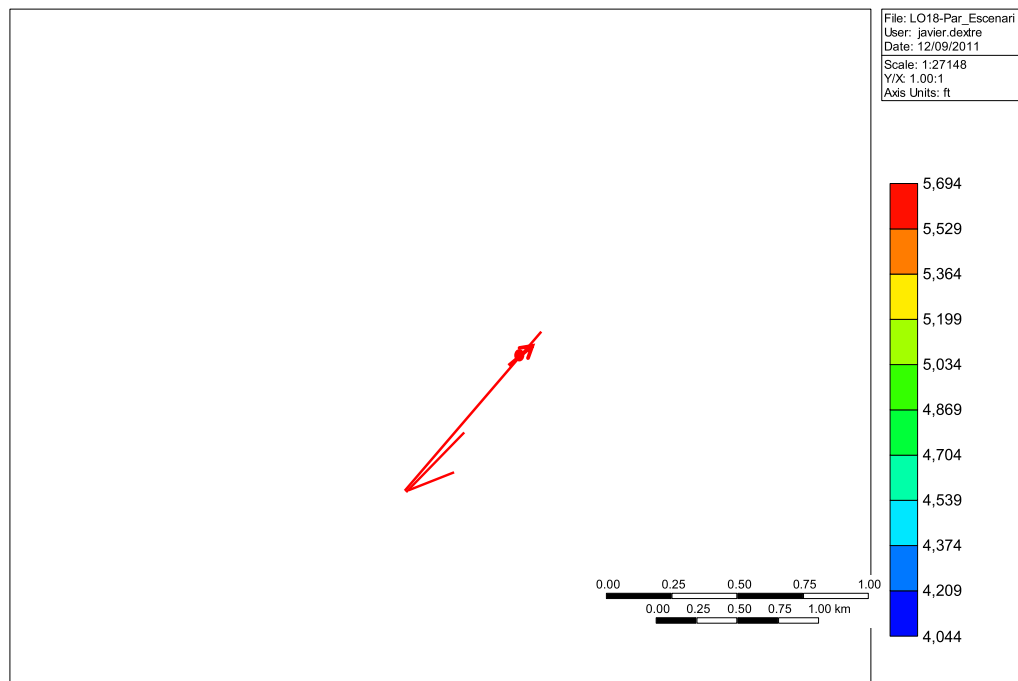


Fig 33.- Escenario de WO's con perforación de 2 pozos productores y la perforación de 1 pozo inyector de gas.

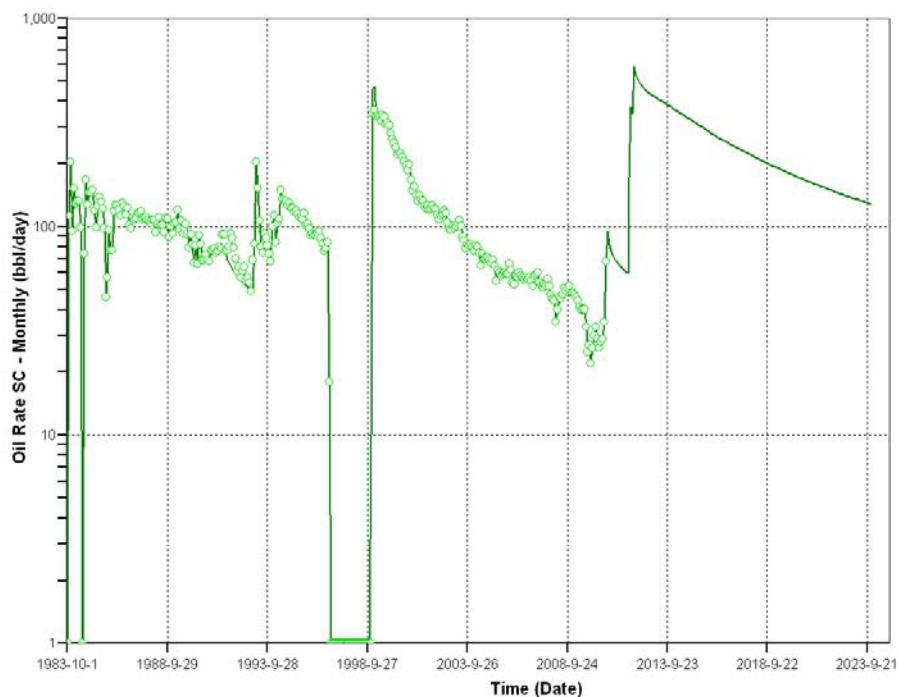


Fig 34.- Curva de producción de petróleo para el escenario 5.

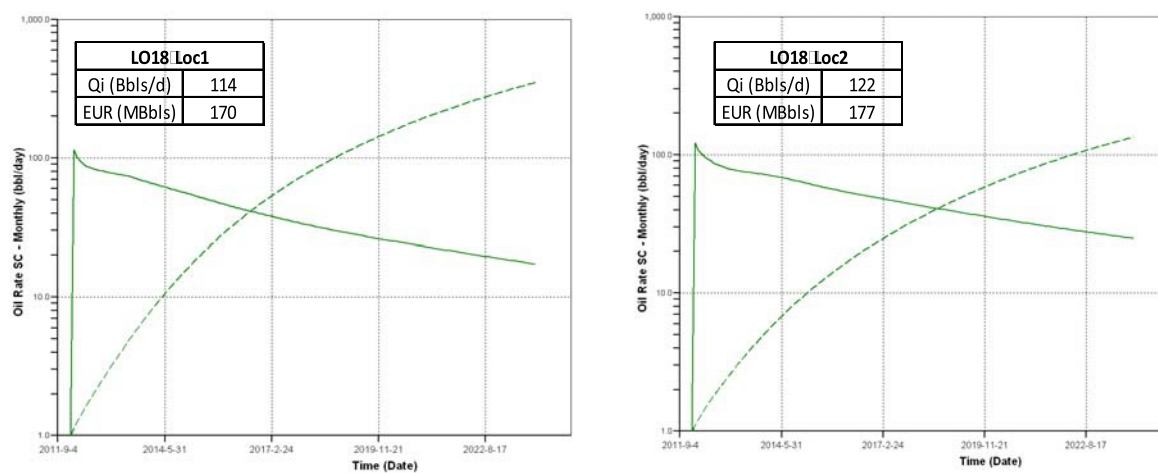


Fig 35.- Curvas de producción de los pozos LO18-Loc1 y LO18-Loc2

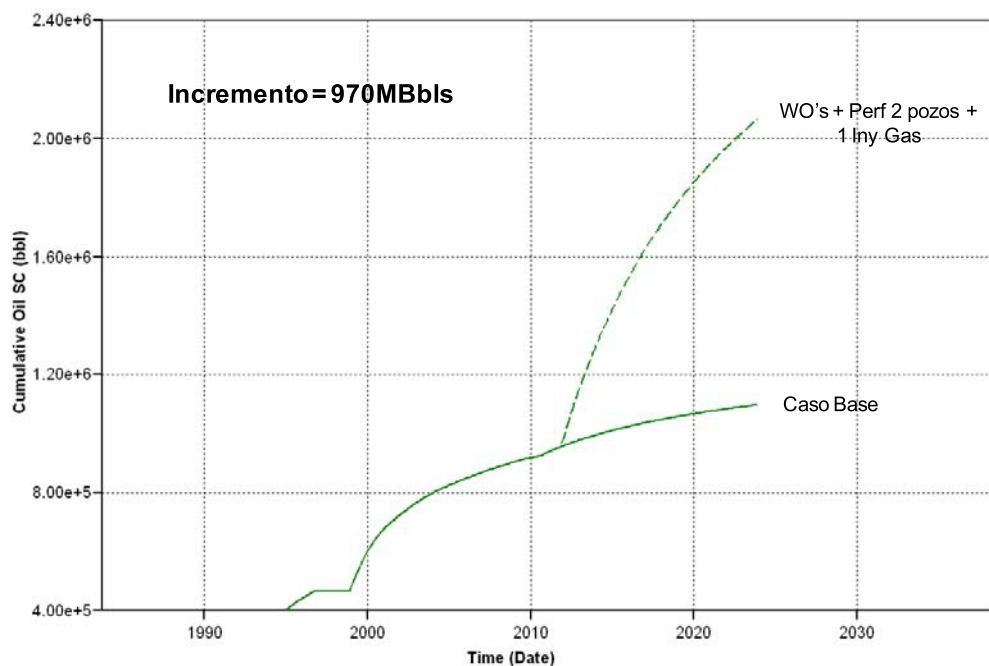


Fig 36.- Incremento de reservas por los trabajos de WO's, la perforación de 2 pozos productores y 1 pozo inyector de gas.

ESCENARIO 6: WO's + Perforación de 3 Pozos productores + Perforación de 2 pozos inyectores de gas.

Se ha propuesto los pozos productores: LO18-Loc1 (MD= 5450 ft), LO18-Loc2 (MD= 5500 ft) y LO18-Loc6 (MD= 5700 ft) y los pozos: LO18-Loc3 (MD= 6300 ft) y LO18-Loc4 (MD= 6000 ft) como pozos inyectores de gas con un caudal de inyección de 1.5MMscf/d por pozo.

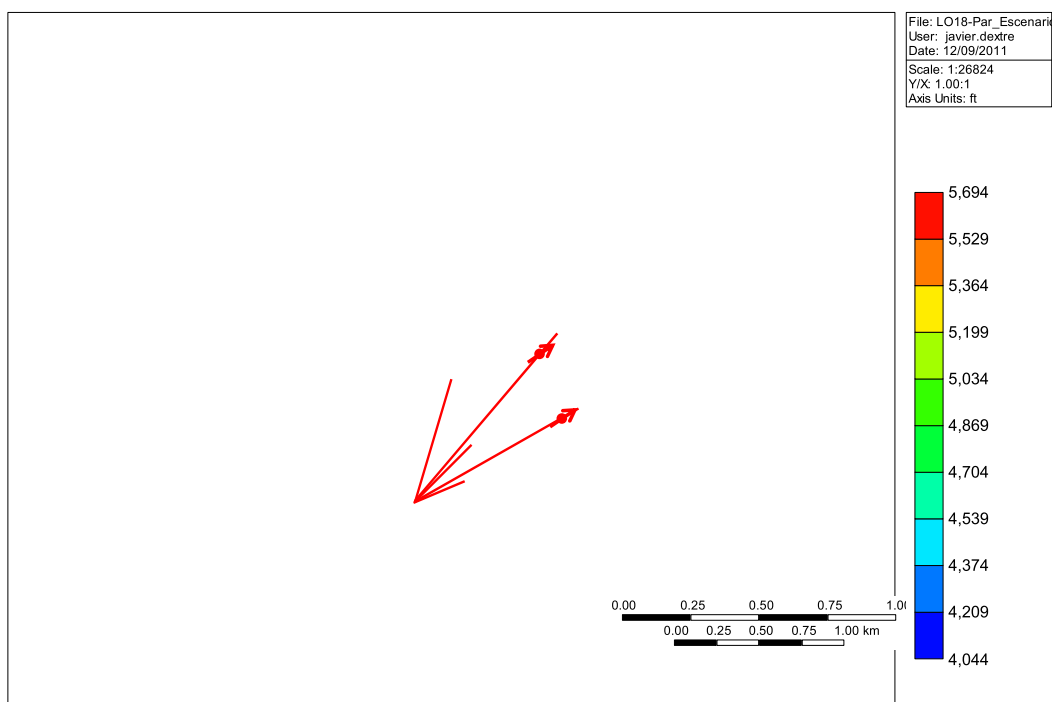


Fig 37.- Escenario de WO's con perforación de 3 pozos productores y la perforación de 3 pozo inyector de gas.

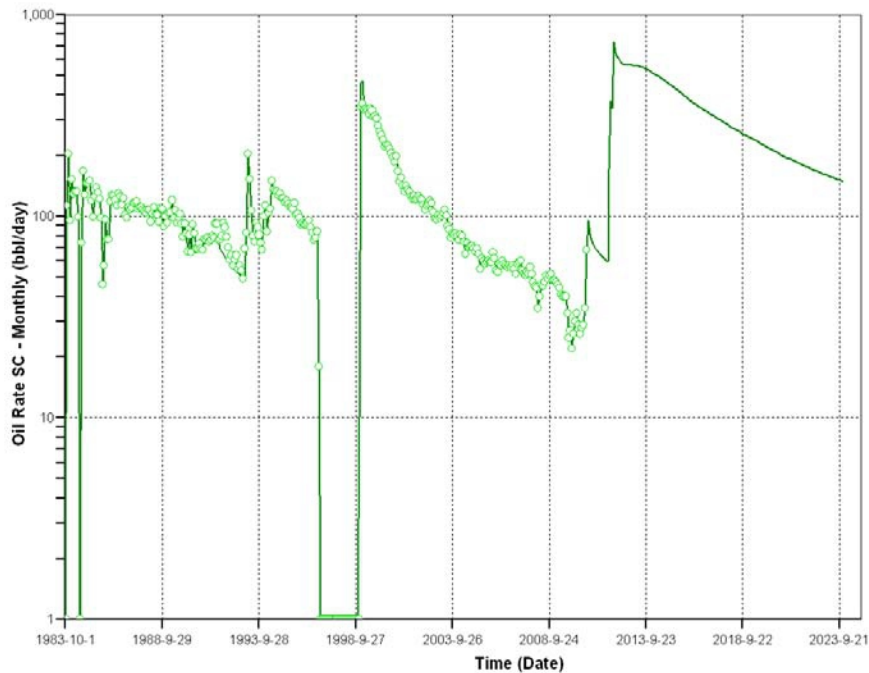


Fig 38.- Curva de producción de petróleo para el escenario 6.

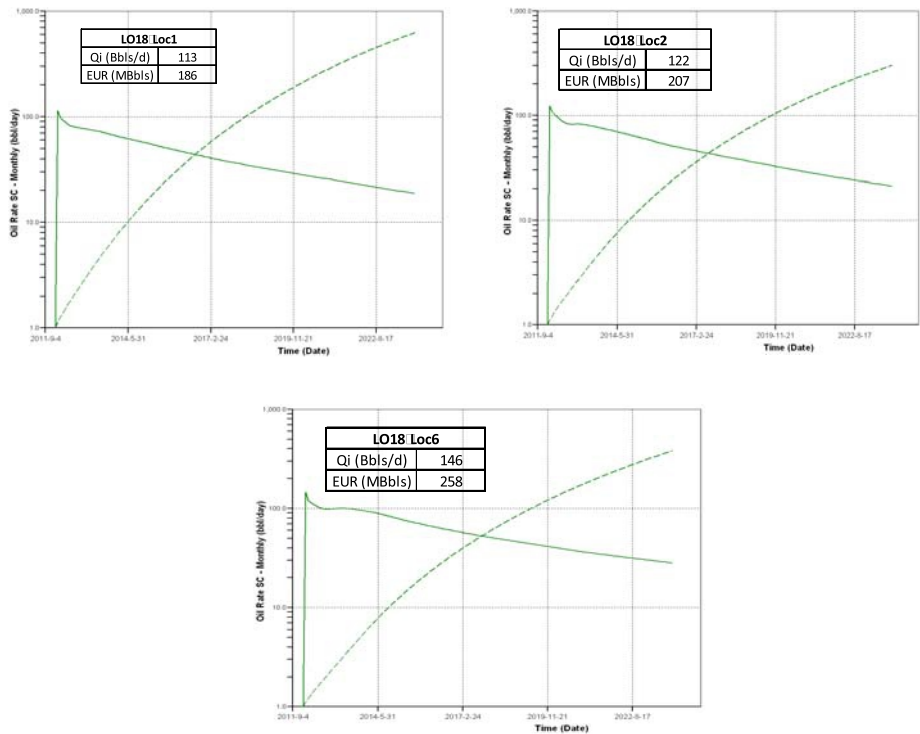


Fig 39.- Curvas de producción de los pozos LO18-Loc1, LO18-Loc2 y LO18-Loc6.

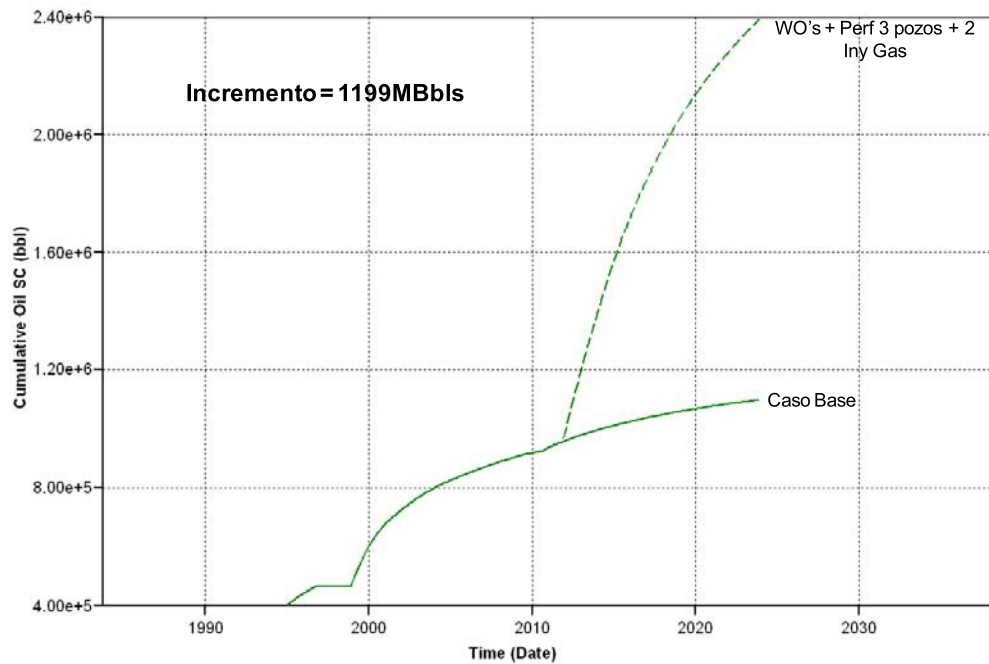


Fig 40.- Incremento de reservas por los trabajos de WO's, la perforación de 3 pozos productores y 2 pozo inyector de gas.

ESCENARIO 7: WO's + Perforación de 3 Pozos productores + Conversión de 1 inyector de agua.

Se ha propuesto los pozos productores: LO18-Loc1 (MD= 5450 ft), LO18-Loc2 (MD= 5500 ft) y LO18-Loc6 (MD= 5700 ft) y además convertir el pozo LO18-5XD en inyector de agua con un caudal de inyección de 800bbls/d.

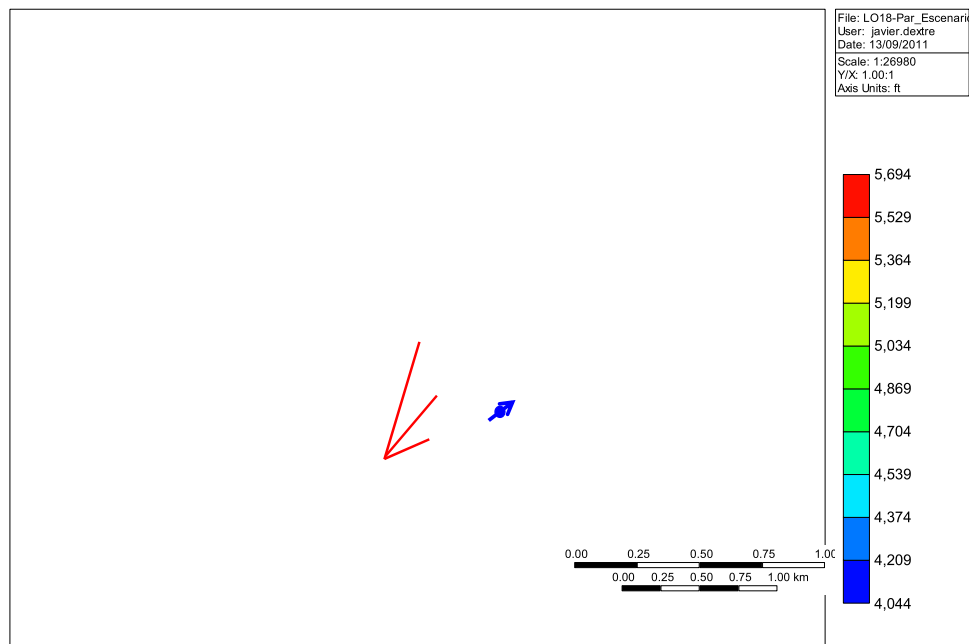


Fig 41.- Escenario de WO's con perforación de 3 pozos productores y la conversión de 1 inyector de agua

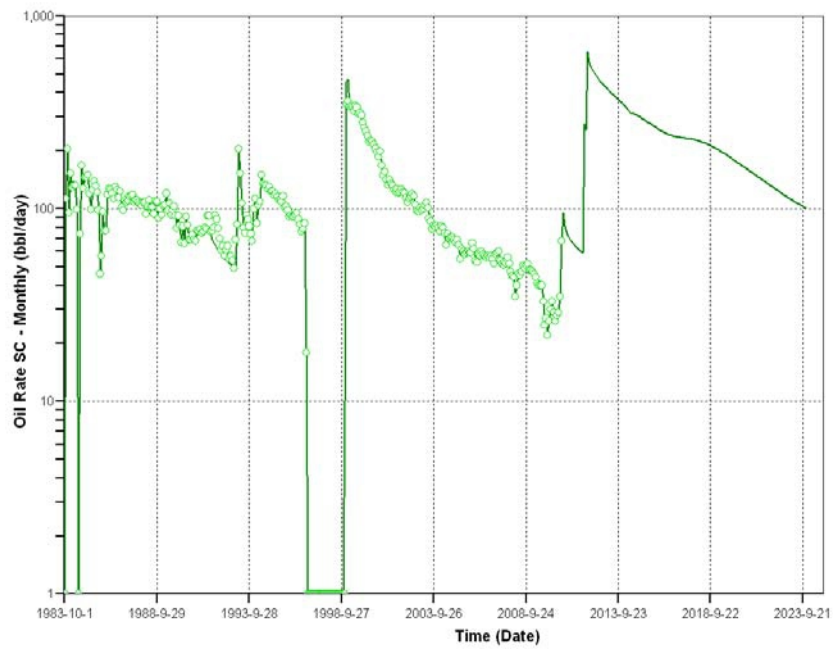


Fig 42.- Curva de producción de petróleo para el escenario 7.

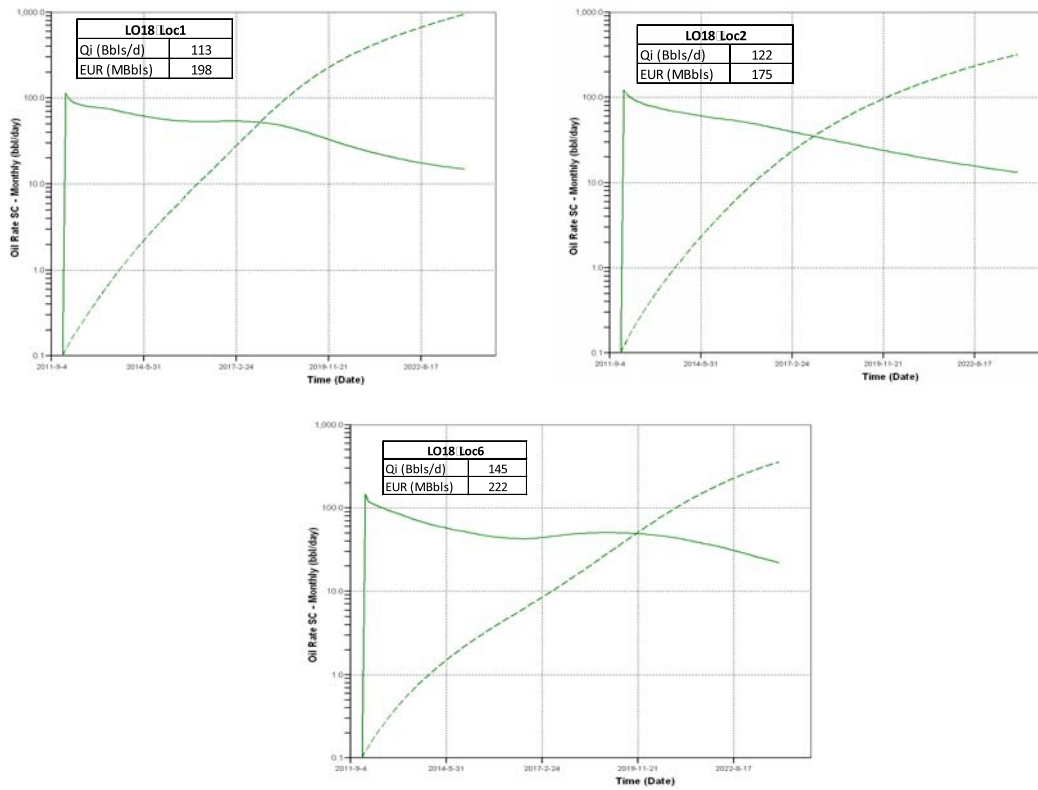


Fig 43.- Curvas de producción de los pozos LO18-Loc1, LO18-Loc2 y LO18-Loc6.

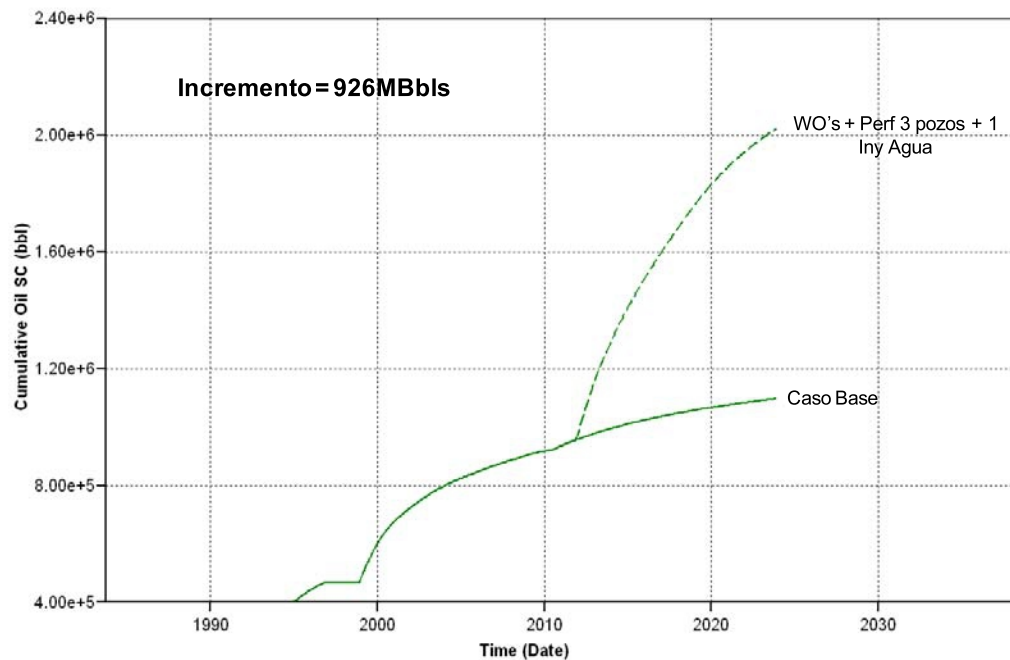


Fig 44.- Incremento de reservas por los trabajos de WO's, la perforación de 3 pozos productores y 1 pozo inyector de agua.

ESCENARIO 8: WO's + Perforación de 3 Pozos productores + Perforación de 1 Pozo inyector de agua + Conversión de 1 inyector de agua.

Se ha propuesto los pozos productores: LO18-Loc1 (MD= 5450 ft), LO18-Loc2 (MD= 5500 ft) y LO18-Loc6 (MD= 5700 ft) también perforar el pozo LO18-Loc5 (MD= 5600 ft) como pozo inyector de agua con un caudal de inyección de 300bbls/d , además convertir el pozo LO18-5XD en inyector de agua con un caudal de inyección de 800bbls/d.

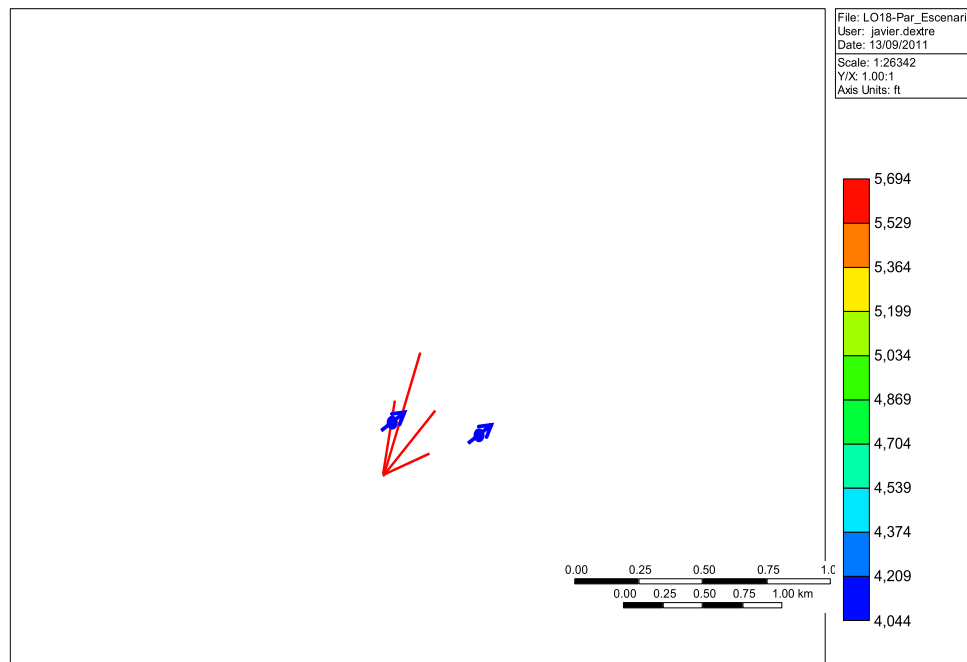


Fig 45.- Escenario de WO's con perforación de 3 pozos productores, perforación de 1 pozo inyector de agua y la conversión de 1 inyector de agua

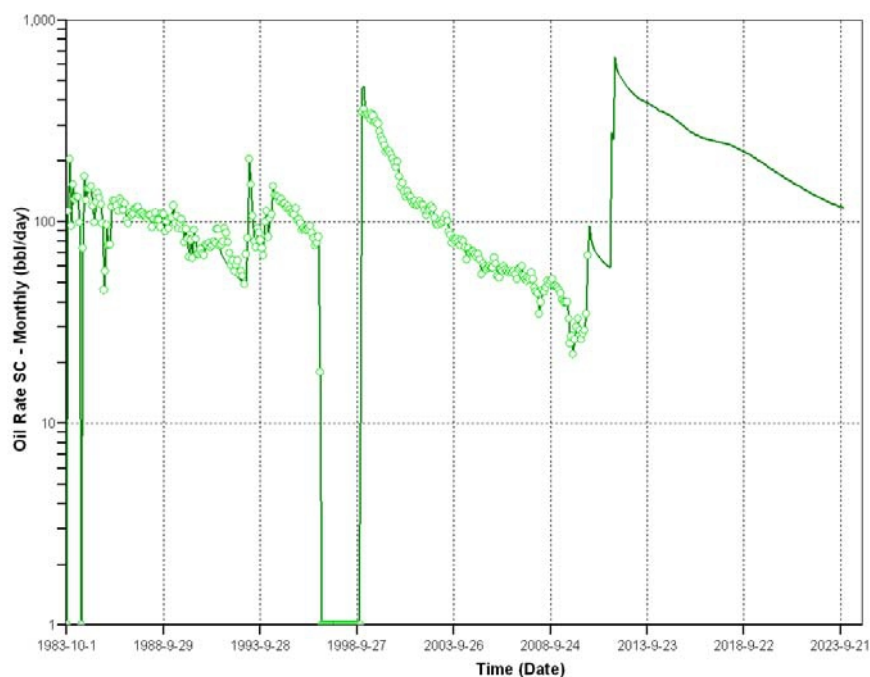


Fig 46.- Curva de producción de petróleo para el escenario 8.

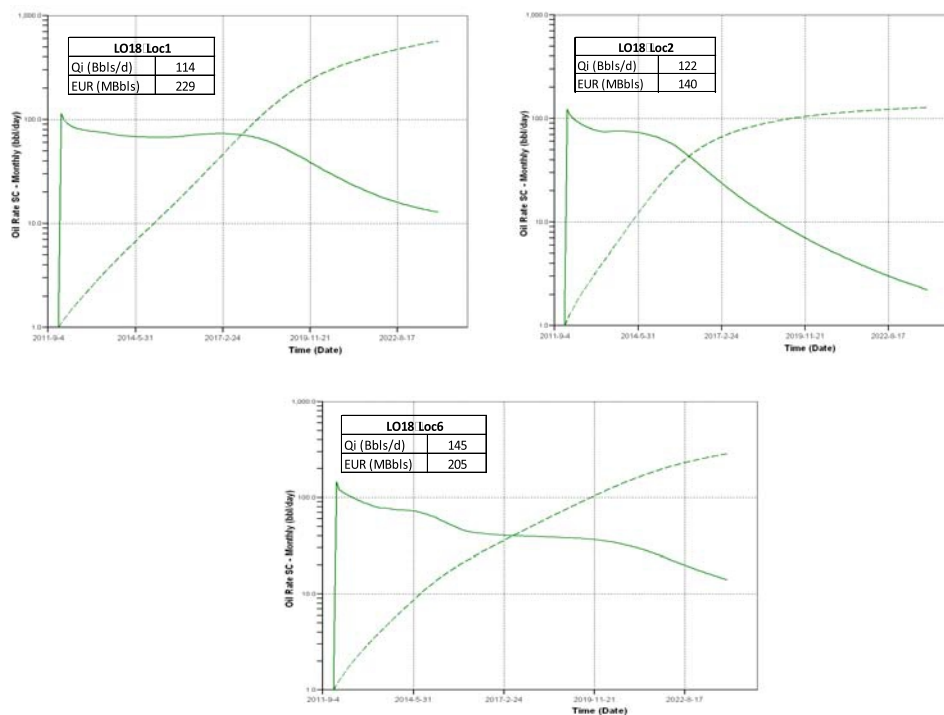


Fig 47.- Curvas de producción de los pozos LO18-Loc1, LO18-Loc2 y LO18-Loc6.

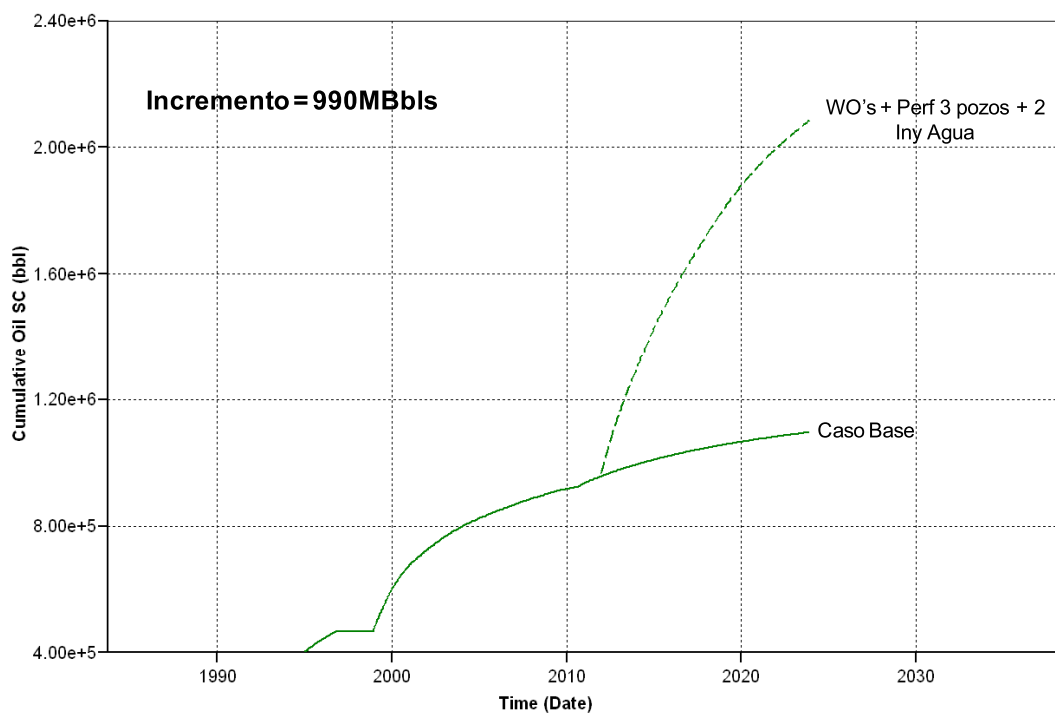


Fig 48.- Incremento de reservas por los trabajos de WO's, la perforación de 3 pozos productores y 2 pozo inyector de agua.

En resumen:

Escenario	Acumulada Oil (MBbls)	RESERVAS DESARROLLADAS	RESERVAS NO DESARROLLADAS		Reservas Totales	FR(%)
		Reservas Primarias (MBbls)	Reservas Primarias (MBbls)	Reservas Secundarias (MBbls)		
Base	1096	136	0	0	136	5.1
WO :LO18 5XD,LO18 11D y LO18 11D	1595	136	499	0	635	7.5
WO's +Perforacion 2Pozos	1859	136	763	0	899	8.7
WO's +Perforacion 3Pozos	1912	136	816	0	952	9
WO's +Inyeccion de gas	1705	136	499	110	745	8
WO's +Perf 2Pozos prod+ Perf 1Pozo iny gas	2066	136	763	207	1106	9.7
WO's +Perf 3Pozos prod+ Perf 2Pozo iny gas	2295	136	816	383	1335	11.2
WO's +Perf 3Pozos prod+ Conv 1Pozo iny agua	2022	136	763	163	1062	9.5
WO's +Perf 3Pozos prod+ Perf 1Pozo iny agua +Conv 1Pozo iny agua	2086	136	763	227	1126	9.8

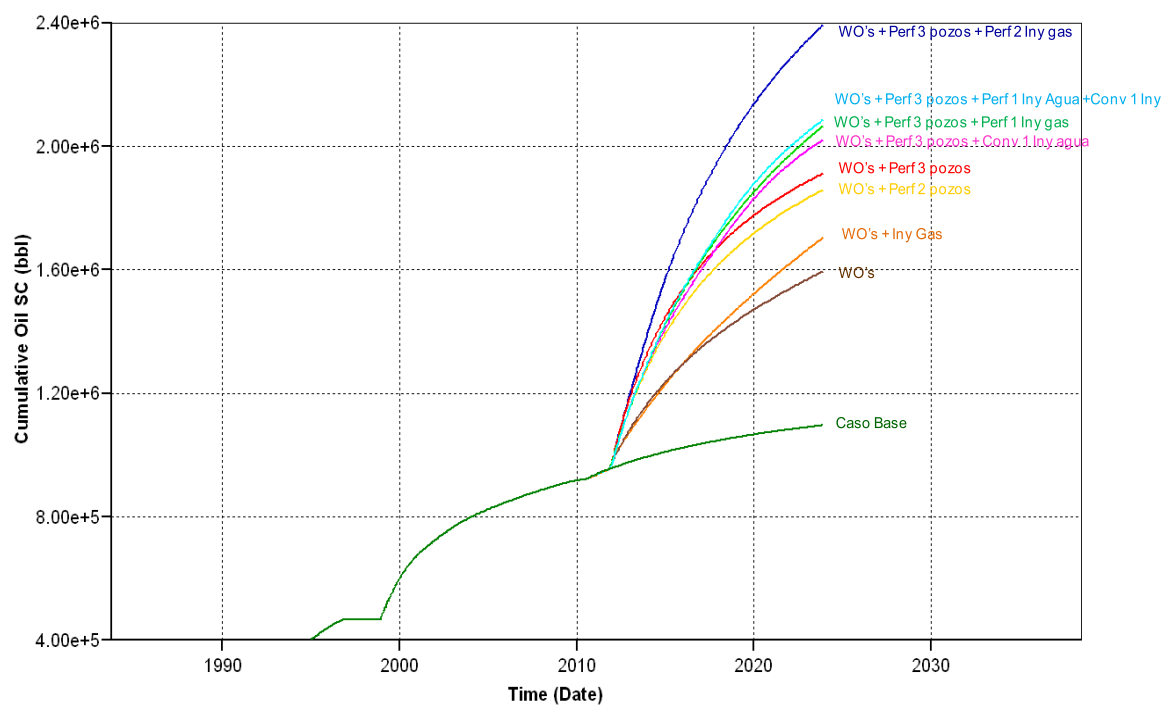


Fig 49.- Comparación de todos los escenarios del modelo de simulación

ANALISIS ECONOMICO

Se presenta dos evaluaciones económicas para 2 escenarios: el de mayor inversión (Escenario 6) y el de menor inversión (Escenario 4)

Escenario 6

Economic Summary (Savia)
Project gas injection LO18_perforando P+I
(Nominal values)

Interests & Settings				Economic Indicators							
	Net Reven	Net Expl	Net Dev	Net Opex	Disc. Rate	BT NPV	AT NPV	BT PIR	AT PIR	AT ME	AT IE
Company (% of Total)	84.00	100.00	0.00		100.00 (%)	(M\$)	(M\$)	(fraction)	(fraction)	(M\$)	(fraction)
Company (% of Contr)	100.00	100.00	0.00		100.00	0.00	-50,820.00	-33,795.00	3.03	2.01	-11,573.00
Partner (% of Contr)	0.00	0.00	0.00		0.00	10.50	29,583.00	-18,770.00	1.90	1.21	0.00
Contr	84.00	100.00	0.00		100.00	15.00	23,971.00	14,793.00	1.59	0.98	-10,454.00
NOC	0.00	0.00	0.00		0.00	18.00	20,950.00	12,653.00	1.41	0.85	0.00
Model	Peru License R Fact (2003)										
Global Params	Savia Peru										
Escalation Date	2014/01										
Discount Date	2014/01										
Economic Limit	2023/12										
						[@10.5 %]			[@12.0 %]		
						AT ROR (%)			65.75		
						AT Payout (yrs)			2.67		
						F&D (\$/BOE)			15.97		
						Lifting Costs (\$/BOE)			1.25		

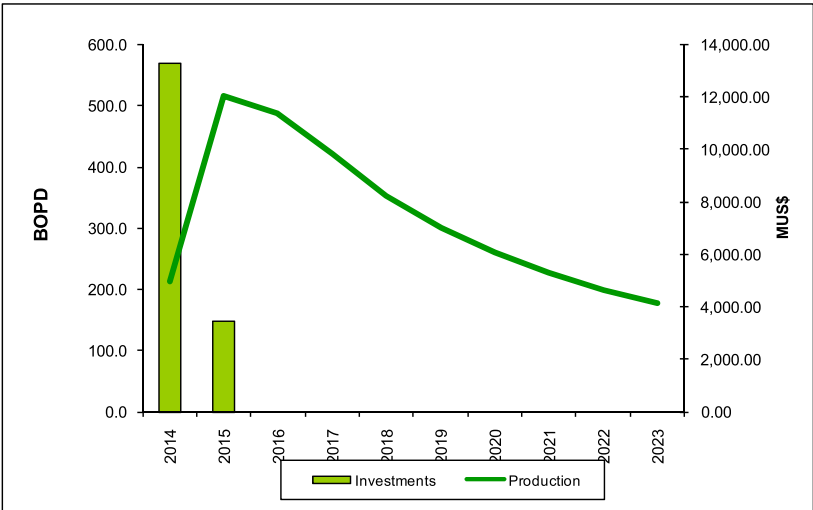
Cash Flow Breakdown				Reserves and Investments							
	(M\$)	(\$/BOE)	(M\$) (@10.5 %)	(\$/BOE) (@10.5 %)	(%)		Project	Contr	Comp WI	Company	
Net Revenue	69,462.00	71.59	46,365.00	47.79	100.00	Oil (MSTB)	1,155.00	970.00	1,155.00	970.00	
Less:						Gas (MMSCF)	0.00	0.00	0.00	0.00	
Bonuses & Fees	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	NGL (MSTB)	0.00	0.00	0.00	0.00	
Operating Costs	1,851.00	1.91	1,216.00	1.25	2.66	Tax (MSTB)	0.00	0.00	0.00	0.00	
Tariffs	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Total (MBOE)	1,155.00	970.00	1,155.00	970.00	
Prod & Asset Taxes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
Capital Costs	16,791.00	17.31	15,567.00	16.04	24.17						
Plus: Other Income/Expense	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Acquisition (M\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	
						Exploration (M\$)	16,791.00	16,791.00	0.00	16,791.00	
Before Tax Cash Flow	50,820.00	52.38	29,583.00	30.49	73.16	Development (M\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	
Less Income Tax	17,025.00	17.55	10,813.00	11.14	24.51	Abandonment (M\$)	0.00	0.00	0.00	0.00	
After Tax Cash Flow	33,795.00	34.83	18,770.00	19.35	48.65	Total (M\$)	16,791.00	16,791.00	0.00	16,791.00	
Comp Cash Flow											

All values are Company (Comp) Share unless specified otherwise.

	Sales Volume		Price Oil \$/MSTB	Net Revenue		Sales Volume	Price Gas \$/mcf	Net Revenue		Sales Volume	Price NGL \$/Bbl	Net Revenue		Sales Volume	Net Price \$/BOE	Net Revenue		Operating Costs	Capital Costs	Expense	Amortiza- tion	Taxable Income	Before Tax Cash Flow		After Tax Cash Flow		After Tax Cash Flow [10.5 %]	
Date	Oil MSTB	Gas MMSCF		Oil M\$	Gas M\$	Gas M\$		NGL MSTB	NGL M\$	Total M\$		Total MBOE	BOE M\$	BOE M\$		BOE M\$	Total M\$	Total MBOE	BOE M\$				BOE M\$	BOE M\$	BOE M\$	BOE M\$		BOE M\$
2014	78.00	66.30		4,357.00	—	—	—	—	—	78.00	33.15	4,357.00	151.00	13,311.00	—	—	—	—	—	—	901.00	3,304.00	-9,106.00	1,107.00	#####	-9,548.00		
2015	188.00	67.63		10,703.00	—	—	—	—	—	188.00	67.63	10,703.00	251.00	3480	—	—	—	—	—	—	2,780.00	7,872.00	6,972.00	2,570.00	4,402.00	3,833.00		
2016	178.00	68.98		10,299.00	—	—	—	—	—	178.00	68.98	10,299.00	242.00	—	—	—	—	—	—	—	2,623.00	7,454.00	10,057.00	2,490.00	7,566.00	6,048.00		
2017	154.00	70.36		9,116.00	—	—	—	—	—	154.00	70.36	9,116.00	220.00	—	—	—	—	—	—	—	2,278.00	6,620.00	8,896.00	2,218.00	6,678.00	4,834.00		
2018	129.00	71.77		7,806.00	—	—	—	—	—	129.00	71.77	7,806.00	198.00	—	—	—	—	—	—	—	1,911.00	5,697.00	7,608.00	1,909.00	5,699.00	3,735.00		
2019	110.00	73.20		6,769.00	—	—	—	—	—	110.00	73.20	6,769.00	180.00	—	—	—	—	—	—	—	1,624.00	4,964.00	6,589.00	1,563.00	4,926.00	2,920.00		
2020	95.00	74.66		5,988.00	—	—	—	—	—	95.00	74.66	5,988.00	167.00	—	—	—	—	—	—	—	1,409.00	4,412.00	5,821.00	1,478.00	4,343.00	2,331.00		
2021	83.00	76.16		5,328.00	—	—	—	—	—	83.00	76.16	5,328.00	156.00	—	—	—	—	—	—	—	1,229.00	3,943.00	5,172.00	1,321.00	3,851.00	1,870.00		
2022	73.00	77.66		4,786.00	—	—	—	—	—	73.00	77.66	4,786.00	147.00	—	—	—	—	—	—	—	1,082.00	3,557.00	4,640.00	1,192.00	3,448.00	1,515.00		
2023	65.00	79.23		4,310.00	—	—	—	—	—	65.00	79.23	4,310.00	139.00	—	—	—	—	—	—	—	956.00	3,216.00	4,171.00	1,077.00	3,094.00	1,231.00		
Total	1,155.00	72.93		69,462.00	—	—	—	—	—	1,155.00	—	69,462.00	1,851.00	16,791.00	—	—	—	—	—	—	—	16,791.00	50,820.00	50,820.00	17,025.00	33,795.00	18,770.00	

En resumen

LO18 Escenario 6	NPV (10.5%) MMUS\$	18,770.00
	ROR (%)	66%
	Payout (Years)	2.67
	Investment MMUS\$	16,791.00
	Oil Reserves MMBLS	1,155.00



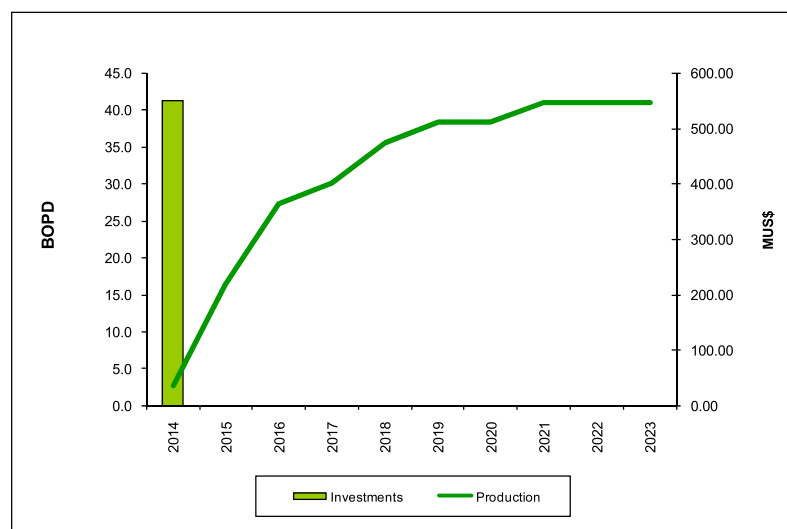
Economic Summary (Savia)
Project gas injection LO18_sin perforar
(nominal values)

Cash Flow Breakdown						Reserves and Investments					
	(M\$)	(\$/BOE)	(M\$) @10.5 %	(\$/BOE) @10.5 %	(%)			Project	Contr	Comp W/ Company	Company
Net Revenue	6,991.00	74.02	3,937.00		41.68	100.00 Oil	(MSTB)	112.00	94.00	112.00	94.00
Less:						Gas	(MSTB/SCF)	0.00	0.00	0.00	0.00
Bonuses & Fees	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00 NGL	(MSTB)	0.00	0.00	0.00	0.00
Operating Costs	902.00	9.55	566.00		5.99	12.91 Tax	(MSTB)	112.00	94.00	112.00	94.00
Tariffs	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00 Total	(MBOE)				
Prod & Asset Taxes	0.00	0.00	0.00		0.00						
Capital Costs	100.00	1.06	96.00		1.02	1.43		Project	Contr	NOC	Company
Plus: Other Income/Expense	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00 Acquisition	(M\$)	0.00	0.00	0.00	0.00
						Exploration	(M\$)	100.00	100.00	0.00	100.00
Before Tax Cash Flow	5,989.00	63.40	3,275.00		34.67	85.66 Development	(M\$)	0.00	0.00	0.00	0.00
Less Income Tax	206.00	21.24	1,058.00		11.20	28.70 Abandonment	(M\$)	0.00	0.00	0.00	0.00
After Tax Cash Flow	3,982.00	42.16	2,217.00		23.47	56.97 Total	(M\$)	100.00	100.00	100.00	100.00
Comp Cash Flow											

All values are Company (Comp) Share unless specified otherwise.

[illegible]

LO18 Escenario 4	NPV (10.5%) MUS\$	2,217.00
	ROR (%)	186%
	Payout (Years)	1.67
	Investment MUS\$	100.00
	Oil Reserves MMBLS	112.00



CONCLUSIONES:

- ñ El volumen de petróleo *in situ* contactado por los pozos existentes según el balance de materiales es 8MMBbls pero el volumen de petróleo original *in situ* según el modelo estático y la inicialización del modelo dinámico es 21.6MMBbls los que nos indica que aun existe un volumen considerable de petróleo *in situ* por extraer.
- ñ Para determinar áreas potenciales para perforar pozos se realizo un mapa multiplicando los siguientes parámetros: Net pay, saturación de petróleo @ dic 2023 y presión estática @ dic 2023 obtenidos del modelo de simulación numérica.
- ñ Los pozos propuestos para perforar: LO18-Loc1, LO18-Loc2 y LO18-Loc6 acumularían 317MBbls de petróleo según el modelo de simulación numérica, esto es debido a la buena calidad y continuidad de la arena intermedia de la formación Pariñas (canal) en el bloque de estudio, a pesar de que la presión actual está por el orden de 800 psi según el modelo de simulación numérica ajustado con el MDT tomado en el LO18-5XD.
- ñ La buena continuidad y calidad de las arenas intermedias de la formación Pariñas en la parte central del bloque favorece los proyectos de inyección como lo demuestra el escenario de inyección de gas y de agua.
- ñ Según la información del pozo LO18-10D perforado hacia la parte norte del bloque en estudio muestra un desarrollo muy bueno de las arenas superiores de la formación Pariñas por lo que se asume la existencia de otro canal que podría generar otra zona potencial para proyectos de perforación e inyección.
- ñ El tiempo de respuesta debido a la inyección gas es aproximadamente 2 meses y en el proyecto de inyección de agua es de aproximadamente 4 meses.
- ñ Los pozos inyectoros de gas propuestos a perforar (LO18-Loc3 y LO18-Loc4) han sido ubicados en la parte más alta del bloque y nos permitiría desarrollar 383 MBbls de petróleo asociado a la inyección en el mejor escenario.
- ñ Los trabajos de work-over LO18-5XD, LO18-11D y LO18-10D, la perforación de los pozos productores LO18-Loc1, LO18-Loc2 y LO18-Loc6 y la perforación de los pozos inyectoros de gas: LO18-Loc3 y LO18-Loc4 es el escenario con mayor incremento de reservas (1199MBbls) y mayor inversión (16.8MM\$) (Escenario 6), por lo que recomendamos su implementación.
- ñ El escenario de menor inversión (550M\$) es el escenario 4 (trabajos de WO's + Conversión a inyector de Gas el pozo LO18-3) con lo que incrementaríamos el factor de recuperación a 8%

RECOMENDACIONES:

- ñ Programar a partir de noviembre de 2011 los trabajos de baleo de la formación Pariñas de los pozos: LO18-5XD, LO18-11D y LO18-10D.
- ñ De acuerdo a nuestros resultados mostrados en el escenario 6, recomendamos el siguiente cronograma de perforación.

	2011			2012								
Wells	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set
LO18 Loc1 (Prod)				X								
LO18 Loc2 (Prod)						X						
LO18 Loc6 (Prod)								X				
LO18 Loc3 (Iny)										X		
LO18 Loc4 (Iny)												X

- ñ La presión de inyección mínima requerida para el proyecto es de 1000 psi, se recomienda considerar un compresor de mayor capacidad.
- ñ Realizar un análisis económico con mayor detalle de los costos de las facilidades del proyecto de inyección de gas.
- ñ Considerando la información de los últimos pozos perforados cerca del área de estudio (LO13) actualizar el modelo estático para reducir la incertidumbre en la zona norte del bloque.