

EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO RESPONSABLE: Nuevo sistema de levantamiento artificial en Ancón

PROBLEMA



En el campo Ancón, la falta de sistemas adecuados para aprovechar la producción de gas en pozos petroleros, son liberados a la atmósfera. Esto reduce la producción de petróleo, afectando la rentabilidad, lo que representa riesgos ambientales y de salud para comunidad, por lo que es necesario evaluar soluciones sostenibles que optimicen la operación y minimicen el impacto ambiental.

OBJETIVO GENERAL



Evaluar la factibilidad técnica-económica de la implementación del sistema de levantamiento artificial Plunger Lift en el campo Gustavo Galindo (Ancón), mediante el análisis de datos históricos para la optimización de producción de petróleo.

PROPUESTA



Selección de pozos candidatos

Se aplicaron criterios técnicos: sistema de extracción (SWAB), relación gas-líquido (GLR), tasa de producción (>0.65 BPPD) y pruebas de restauración de presión, seleccionando pozos con energía suficiente para operar Plunger Lift.

Análisis económico

Se evaluó la rentabilidad mediante indicadores financieros (VAN, TIR, Payback), considerando costos de inversión, operación y escenarios de incremento de producción, concluyendo la viabilidad económica.



Se recopiló y organizó datos históricos de caudales de gas, producción de petróleo y características operativas de los pozos del campo Ancón, eliminando registros incompletos y consolidando información para análisis.

Con el software libre CASING S.A. se diseñó la operación del sistema Plunger Lift para cada pozo candidato, determinando parámetros óptimos: número de ciclos, presión de trabajo y requerimientos de gas.

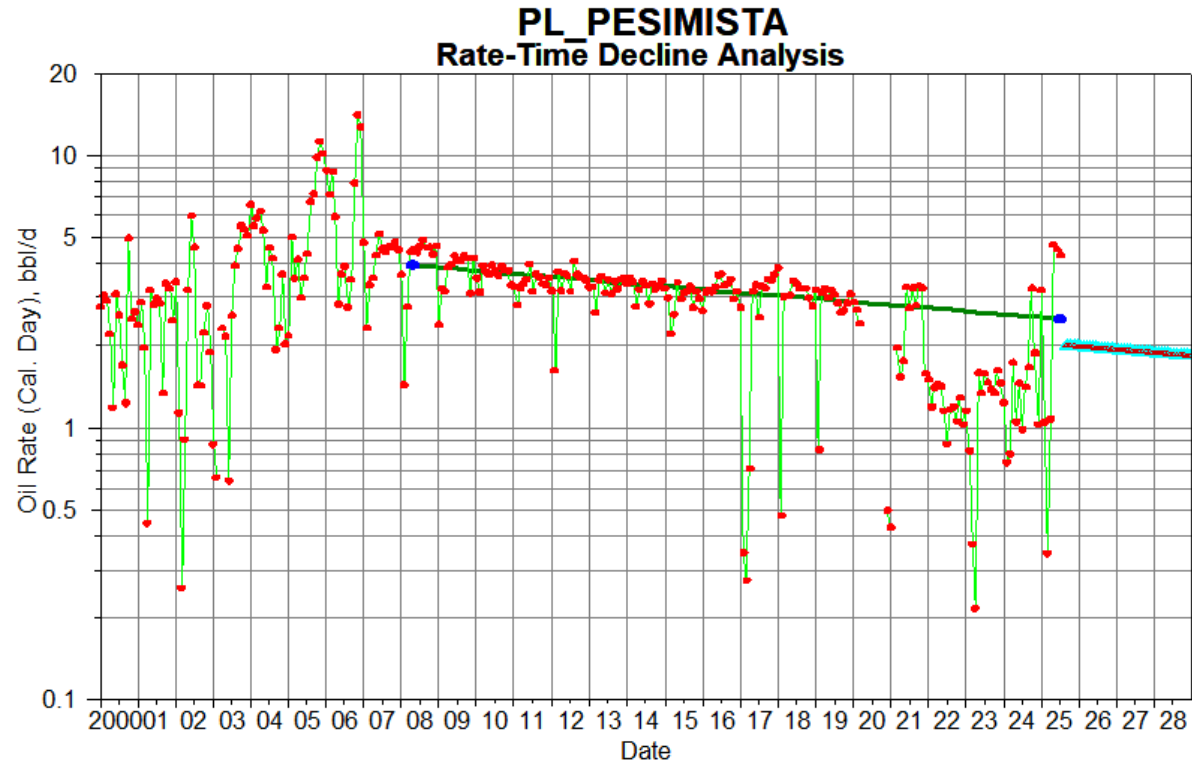
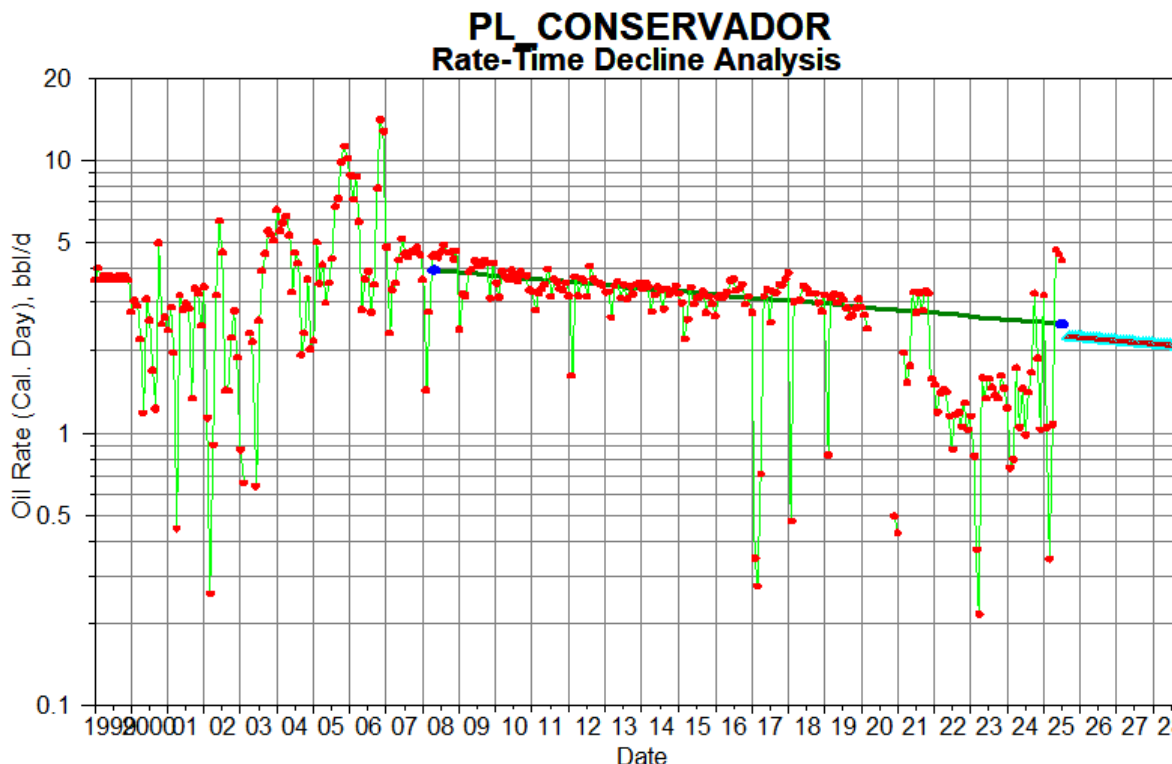
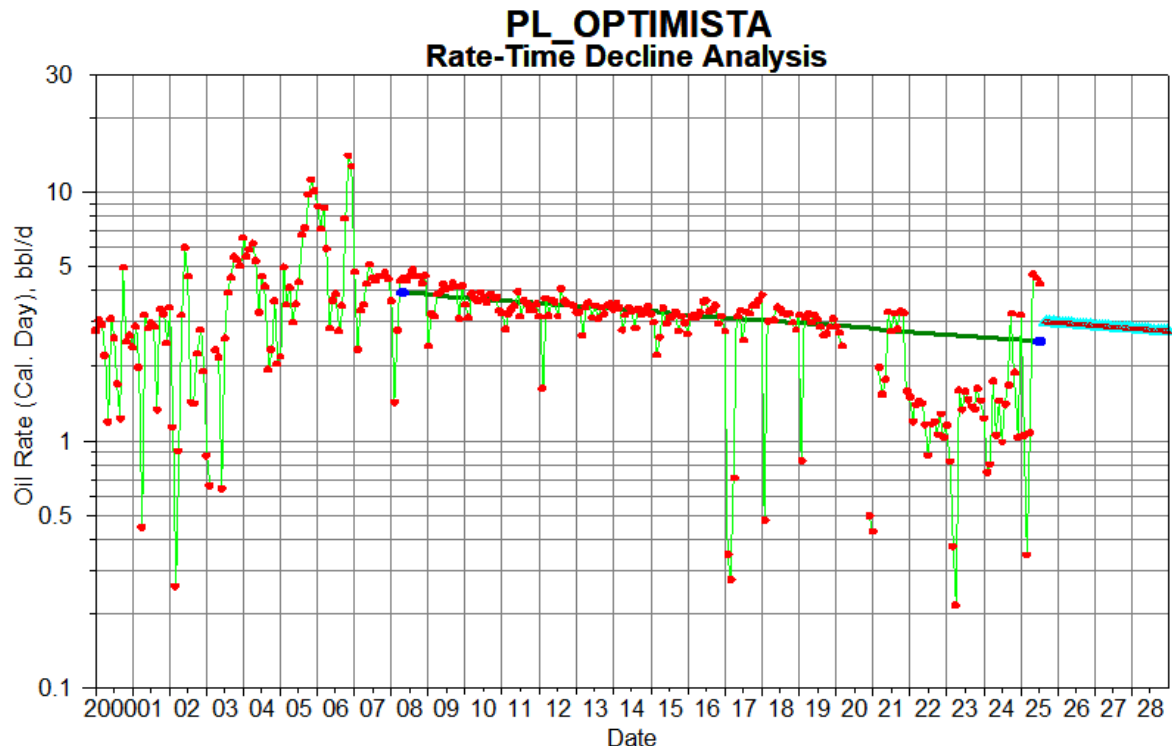
RESULTADOS



	UNIDAD	ANC1648	ANC1260	ANC1974
Número máximo de ciclos posibles	ADIM	134	222	159
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	PSI	307	124	459
Caudal de gas necesario para la operación	MPCPD	369	149	552
Carga de líquido por ciclo	BBL	0.01	0.004	0.002
Volumen de gas necesario para un ciclo	PCPD	2,755	671	3,496

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PARA PLUNGER LIFT					
OPTIMISTA		CONSERVADOR		PESIMISTA	
Qreal (BPPD)	1.8	Qreal (BPPD)	1.8	Qreal (BPPD)	1.8
Incremento (67%)	1.2	Incremento (25%)	0.45	Incremento (11%)	0.2
Qi (BPPD)	3	Qi (BPPD)	2.25	Qi (BPPD)	2
danual=	0.0261113	danual=	0.0261113	danual=	0.0261113
dmensual=	0.00227055	dmensual=	0.00227055	dmensual=	0.00227055

Análisis Financiero	Indicadores Optimista	Indicadores Conservador	Indicadores Pesimista
Tasa de descuento	0.15	0.15	0.15
VAN	-91,940.57	-105,456.93	-101,425.36
TIR	-0.28	-0.43	-0.38
Payback (años)	6	6	6



CONCLUSIONES



Los pozos seleccionados mostraron presiones de hasta 381 psi, confirmando energía suficiente para operar Plunger Lift.



El proyecto no es rentable porque la inversión por pozo (\$114.000) supera los ingresos proyectados, reflejando VAN y TIR negativos y un payback de 6 años.



La simulación en CASING S.A. validó la operación con 14-15 ciclos/día sin necesidad de gas externo.



La viabilidad solo se lograría con precios del crudo superiores a \$80/bbl o con pozos que produzcan más de 7 BPPD junto con alto GOR.

“Cada decisión productiva es un paso hacia eficiencia y sostenibilidad.”

