

Proyecto de Grado para optar el título
de Ingeniero en Energía

**METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO
DEL CICLO DE VIDA DE ACTIVOS EN SISTEMAS DE
RECOBRO MEJORADO PARA CRUDO PESADO EN
CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE ECOPETROL.**

Autor : Andres M. Galvis Quiroga
Director: M.Sc. Carlos Alirio Diaz Gonzalez

Tabla de Contenido

1	• Introducción
2	• Objetivos
3	• Metodología
4	• Modelo.
5	• Resultados.
6	• Conclusiones

1. Introducción

- A raíz de la caída de los precios del crudo a nivel mundial, ha puesto sobre la mesa otro panorama fiscal que ha llevado al Gobierno Nacional a buscar alternativas que compensen lo que ha dejado de recibir por las rentas petroleras,
- se busca conocer la demanda energética que conlleva la utilización de sistemas de recobro mejorado
- Para determinar este costo se involucra una metodología para identificar y cuantificar todos los componentes del CCV

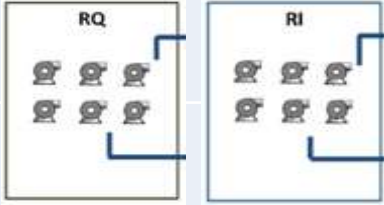

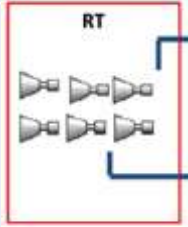

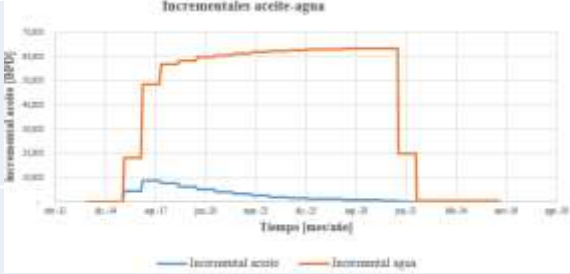
2. Objetivo General

Desarrollar una herramienta de calculo para determinar la demanda y los costos asociados al ciclo de vida de sistemas de recobro mejorado para extracción de crudo en campos de producción de Ecopetrol.

2. Objetivos Específicos

- Determinar el modelo de demanda de energía en sistemas de recobro mejorado con base en el plan volumétrico de los campos analizados
- Determinar el modelo de costos asociados a los sistemas de recobro mejorado con base en el plan volumétrico de los campos analizados
- Unificar los modelos determinados en una herramienta que permita establecer la proyección de demanda y costos del ciclo de vida en sistemas de recobro mejorado

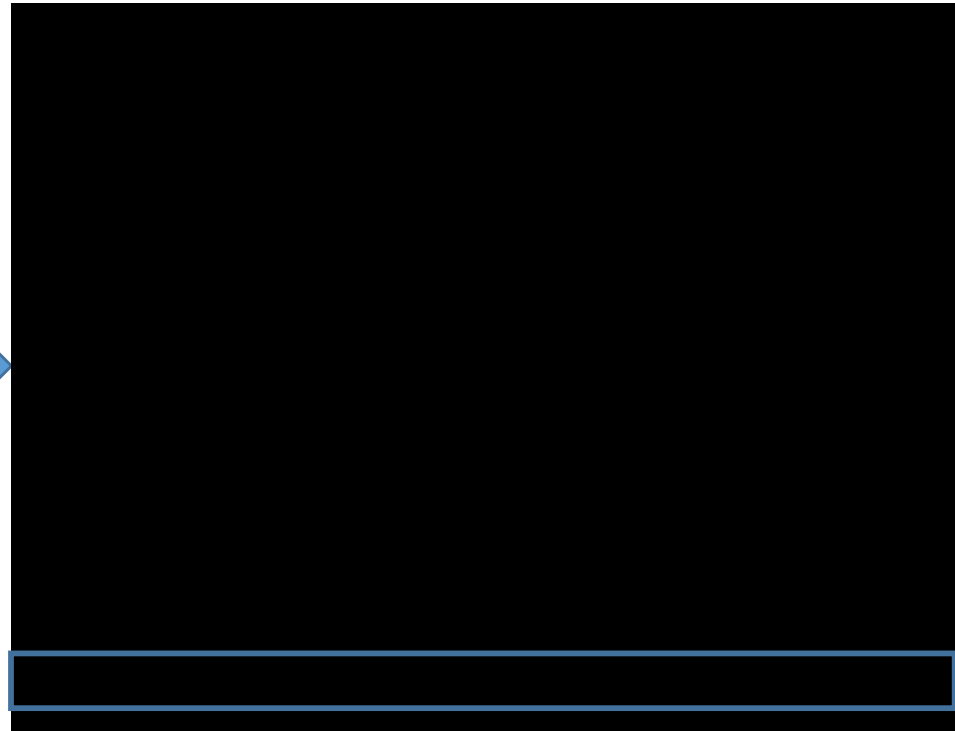
3. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN SISTEMAS DE RECOBRO

METODOLOGÍA	Recobro Agua y Químicos		
	Recobro Aire		
	Incrementales de Aceite		

3. Recobro Aire

IDENTIFICACIÓN DE CAMPOS

CAMPOS DE ESTUDIOS RECOBRO MEJORADO POR INYECCIÓN DE AIRE.	
Campo	Recobro mejorado por inyección de aire.
Apiay	No
Castilla BES	Si
Chichimene BES	Si
Chichimene PCP	Si



los compresores trabajados en los campos de Ecopetrol siguen un trabajo por etapas para cumplir con la inyección de aire mencionada.

Calculo de potencia por cada etapa.

1. Establecer la relación de compresión

$$\text{Relacion de compresión (rc)} = \sqrt[n]{\frac{P_{in}}{P_{final}}}$$

n= Numero de etapas

2. Establecer la presión por cada etapa

$$P_{n+1} = rc * P_n$$

(Se toma como ejemplo la etapa 2)

$$P_2 = 1.91P_1 \text{ [Ec 1]}$$

$P_2 \rightarrow$ Presion 2 etapa $P_1 \rightarrow$ Presion 1 etapa

3. Calculo del volumen especifico la etapa 1.

$$v_1 = \frac{T_1 * P_1}{R_{air}}$$

n=1

4. Con el anterior se procede a hallar cada volumen específico en cada etapa:

$$(P_n v_n)^k = (P_{n-1} v_{n-1})^k$$

$$(P_1 v_1)^k = (P_2 v_2)^k \text{ [Ec 3]}$$

$$v_1 \rightarrow \text{Volumen específico } \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \text{ Etapa 1}$$

$$v_2 \rightarrow \text{Volumen específico Etapa 2 } \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \text{ (Incognita)}$$

5. Con el volumen específico y el caudal proporcionado por el plan volumétrico se obtiene el flujo másico de todas las etapas.

$$v_n = \frac{\dot{V}}{\dot{m}} \quad n=2$$

$$\dot{m} \rightarrow \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$\dot{V} = \text{Caudal según el periodo de tiempo } \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

6. Calculo del trabajo según proceso politrópico

$$W = \frac{P_{n+1} \vartheta_{n+1} - P_n \vartheta_n}{1 - k} \frac{Kj}{kg}$$

$$W = \frac{P_2 \vartheta_2 - P_1 \vartheta_1}{1 - k} \frac{Kj}{kg} \quad [\text{Ec 5}]$$

7. El consumo energético se calcula para cada año y etapa:

$$\dot{W} = \dot{m} * W \frac{Kj}{s} \quad [\text{Ec 6}]$$

8. Teniendo el dato de eficiencia del compresor basta dividir el anterior resultado en él para calcular \dot{W}_{final} .

$$\dot{W}_{final} = \frac{\dot{W}}{n_{CC}} \frac{Kj}{s} = Kw$$

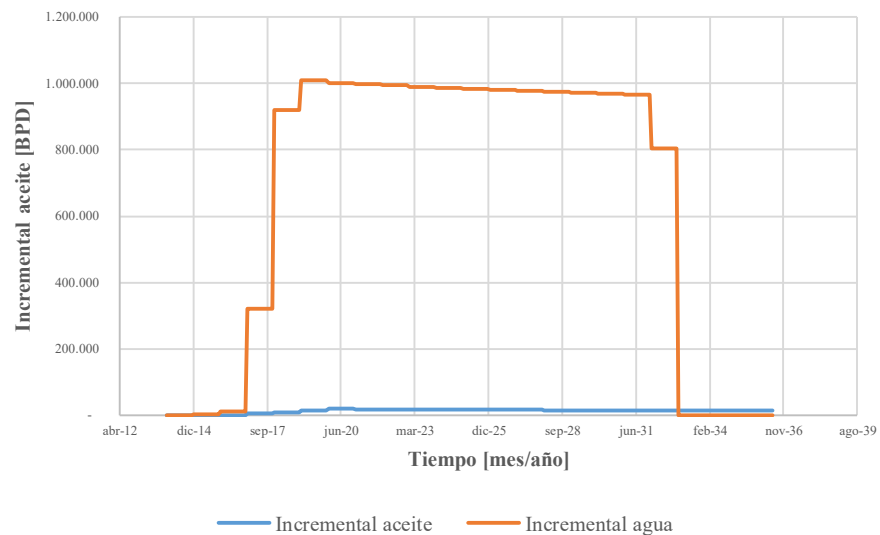
3. Incrementales de Aceite en campos.



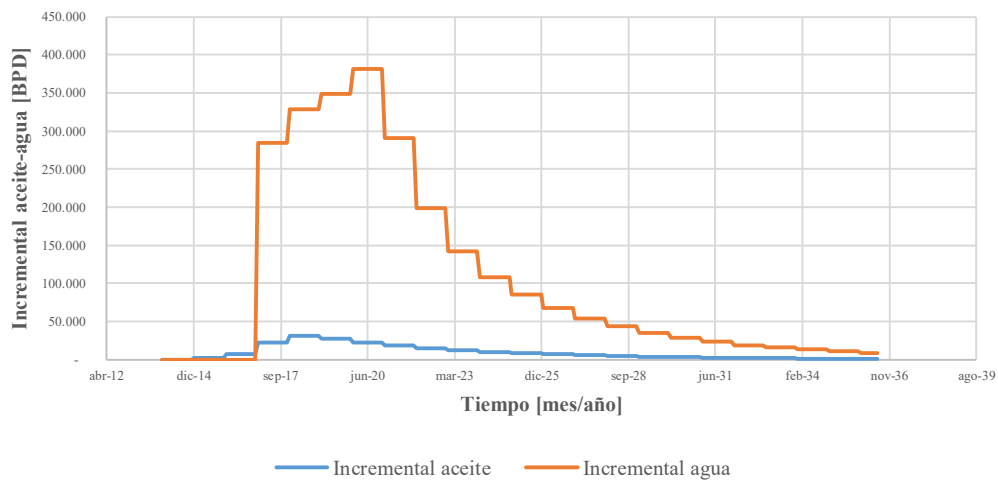
Incrementales aceite-agua APIAY



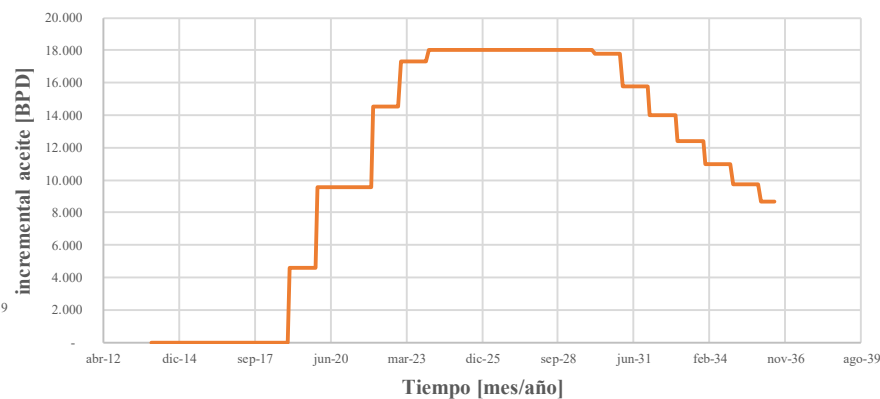
Incremental aceite-agua CHICHIMENE



Incremental aceite-agua CASTILLA



incremental aceite vs tiempo CHICHIMENE_B



3. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE CICLO DE VIDA DE ACTIVOS EN SISTEMAS DE RECOBRO.

METODOLOGÍA	1. Costos de inversión iniciales, precio de compra (bomba, equipo eléctrico)	4. Costos de operación (costo del consumo energético de los equipos)
	2. Costos de instalación y comisión	5. Costos de mantenimiento
	3. Costos de energía	6. Costos por paro del equipo 7. Costos por medio ambiente
		8. costos por desecho del equipo obsoleto.
$CCV = C_{ci} + C_{in} + C_e + C_o + C_m + C_p + C_{ma} + C_d$		

Costos de inversión iniciales, precio de compra (bomba-compresor, equipo eléctrico)

Unidades en el "SI"

Costo base para bomba de hierro fundido, de una etapa, 3 550m, VSC

$$C_B = \exp[7.2234 + 0.3451(\ln S) + 0.0519(\ln S)^2]$$

En donde: $S = Q\sqrt{H}$, con Q en m^3/s y H en J/kg o m^2/s^2

Factor de costo para el tipo de bomba

$$F_T = \exp[b_1 + b_2(\ln S) + b_3(\ln S)^2]$$

Tipo	b_1	b_2	b_3
Una etapa, 1 750 rpm, VSC	0.3790	0.1851	0.0771
Una etapa, 3 550 rpm, HSC	0.4632	-0.1872	-0.0253
Una etapa, 1 750 rpm, HSC	0.7147	-0.0510	0.0102
Dos etapas, 3 550 rpm, HSC	0.7445	-0.0167	0.1542
Etapas múltiples, 3 550 rpm, HSC	2.0798	-0.0946	0.0834

Material	Factor de costo F_M
Acero fundido	1.35
Accesorios de 304 o 316	1.15
Acero inoxidable, 304 o 316	2.00
Aleación de Gould No. 20 fundida	2.00
Niquel	3.50
Monel	3.30
ISO B	4.95
ISO c	4.60
Titanio	9.70
Hastelloy C	2.95
Hierro dúctil	1.15
Bronce	1.90

Fuente: Subprograma FLOWTRAN para costos de bombas, de Monsanto Co.

$$S = Q\sqrt{H}$$

Donde Q = caudal o capacidad de diseño (gpm o $\frac{m^3}{s}$)

H = Es la carga requerida en $(\frac{ft-lb}{lb}$ o $\frac{J}{Kg}$)

$$C_p = C_B F_T F_M$$

(F_T) y (F_M) factor de tipo de diseño y materiales de construcción

(C_B) costo básico de la bomba

Costo del motor eléctrico

	Coeficientes*			Límites de hp
	No. 1	No. 2	No. 3	
Abierto, a prueba de goteo 3600rpm	4.8314	0.08666	0.10960	1-7.5
	4.1514	0.53470	0.05252	7.5-250
	4.2432	1.03251	-0.03595	250-700
1 800 rpm	4.7075	-0.01511	0.22888	1-7.5
	4.5212	0.47242	0.04820	7.5-250
	7.4044	-0.06464	0.05448	250-600
1200 rpm	4.9288	0.30118	0.12630	1-7.5
	5.0999	0.35861	0.06052	7.5-250
	4.6163	0.88531	-0.02188	250-500
Totalmente encerrado, enfriado por ventilador 3 600 rpm	5.1058	0.03316	0.16374	1-7.5
	3.8544	0.83311	0.02389	7.5-250
	5.3182	1.08470	-0.05685	250-400
1 800 rpm	4.8687	-0.00930	0.22616	7.5-250
	4.5347	0.57065	0.04609	
1 200 rpm	5.1532	0.28931	0.14357	1-7.5
	5.3858	0.31004	0.07406	7.5-350
A prueba de explosión 3600rpm	5.3924	-0.00332	0.15475	1-7.5
	4.4442	0.60820	0.05202	7.5-200
1 800 rpm	5.2851	0.00048	0.19949	1-7.5
	4.8178	0.51086	0.05293	7.5-250
1 200 rpm	5.4166	0.31216	0.10573	1-7.5
	5.5655	0.31284	0.07212	7.5-200

Dependiendo de la potencia (HP) que se requiere el motor, su costo se calcula con la siguiente correlación

$$C_M = e^{[a_1 + a_2 \ln(P) + a_3 \ln(P)^2]}$$

P es la potencia en caballos.

$$\$REAL = \$BASE \left\{ \frac{P_{real}}{P_{base}} \right\}^n$$

P_{real} = potencia mayor a los límites

P_{base} = potencia límite

n = factor que depende del equipo a evaluar el costo.

Costo del compresor

Para calcular el costo de los compresores se realiza con la siguiente formula.

$$C = 6.49HP^{0.62} \text{ K\$ } \quad 200 < HP < 30000$$

HP: potencia del compresor en HP

$$\$REAL = \$BASE \left\{ \frac{P_{real}}{P_{base}} \right\}^n$$

P_{real} = potencia mayor a los limites

P_{base} = potencia limite

n = factor que depende del equipo a evaluar el costo.

$$\# \text{ Compresores} = \frac{P_{real}}{P_{base}}$$

PROCESS EQUIPMENT SIZE EXPONENT (N) - TABLE 1

EQUIPMENT NAME	UNIT	SIZE EXPONENT (N)
Agitator, propeller	Hp	0.50
Agitator, turbine	Hp	0.30
Air compressor, single stage	cfm	0.67
Air compressor, multiple stage	cfm	0.75
Air dryer	cfm	0.56
Boiler, industrial, all sizes	lb/hr	0.50
Boiler, package	lb/hr	0.72
Centrifuge, horizontal basket	dia (inches)	1.72
Centrifuge, solid bowl	dia (inches)	1.00
Conveyor, belt	feet	0.65
Conveyor, bucket	feet	0.77
Conveyor, screw	feet	0.76
Conveyor, vibrating	feet	0.87
Crystallizer, growth	ton/day	0.65
Crystallizer, forced circulation	ton/day	0.55
Crystallizer, batch	gallons	0.70

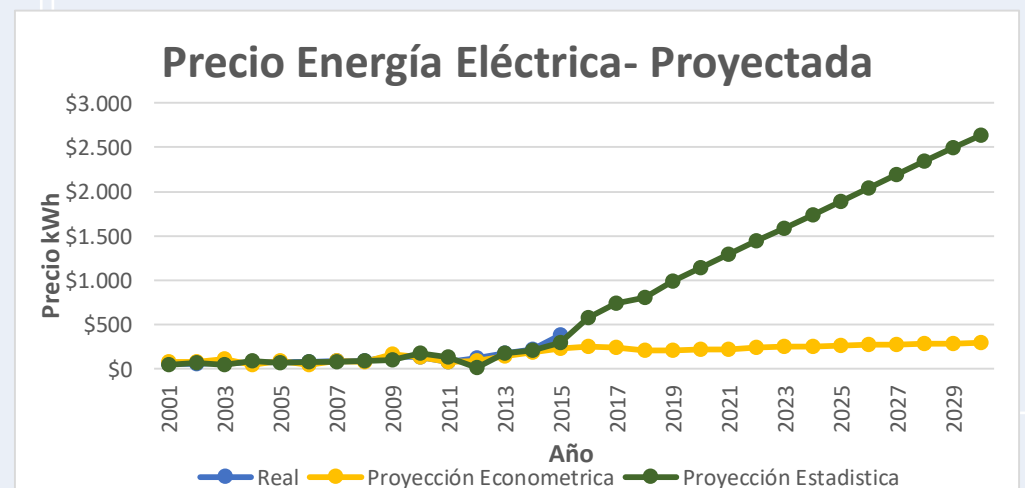
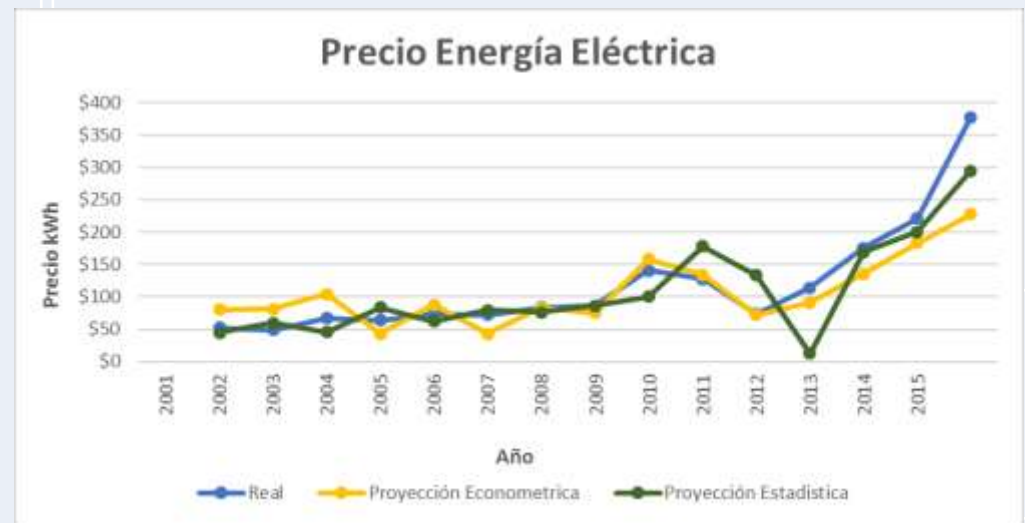
Costo de Instalación y comisión, Costo de la Energía.



(Costo de instalación) = A x (costo del equipo) + B

Factor A = cimentación, obras civiles, tuberías y estructuras de acero adicionales. (varía entre 1,3 y 2,5 veces el costo del equipo)

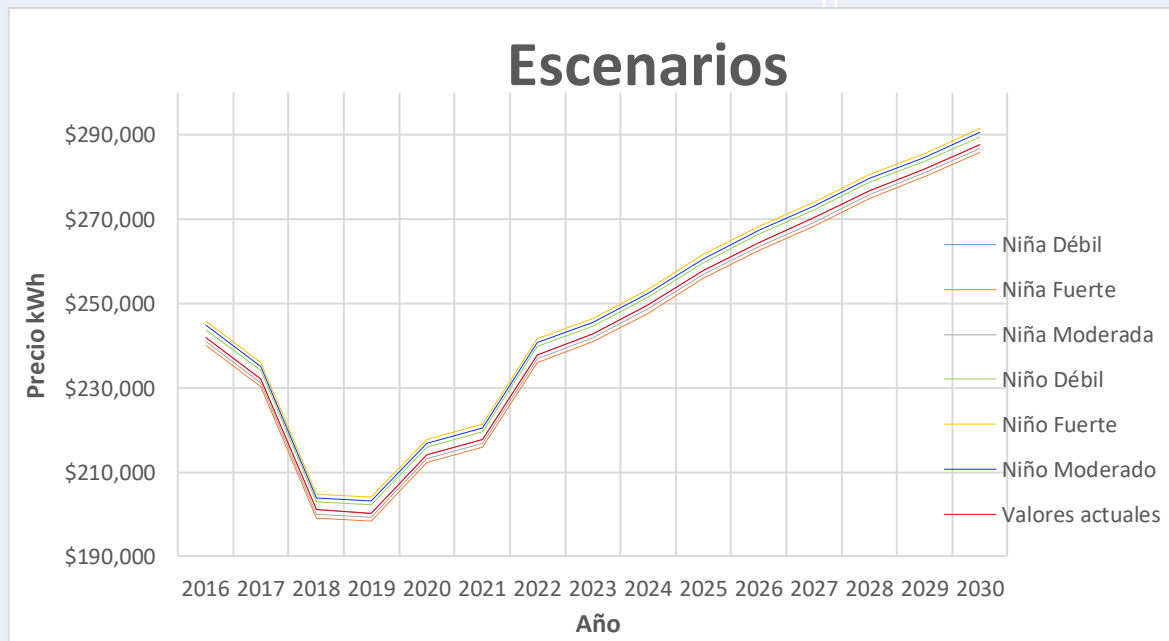
Factor B = todos los auxiliares y accesorios necesarios para cada unidad de bomba, tales como tubería de la unidad, utilidades de la unidad, sistemas de protección, unidad de pozo / drenaje, instalaciones eléctricas de la unidad, equipo de seguridad. (no se tendrá en cuenta ya que no se cuenta con la información necesaria)



Costo de la Energía.

Resumen de escenario	Valores actuales:	Niño Fuerte	Niño Moderado	Niño Débil	Niña Fuerte	Niña Moderada	Niña Débil
Celdas cambiantes:							
Precipitación Anual Btá Base	850.0	650.0	700.0	750.0	950.0	900.0	850.0
Celdas de resultado:							
2016	241.92	245.68	244.74	243.80	240.04	240.98	241.92
2017	232.15	235.90	234.96	234.03	230.27	231.21	232.15
2018	201.03	204.78	203.84	202.91	199.15	200.09	201.03
2019	200.31	204.07	203.13	202.19	198.43	199.37	200.31
2020	214.06	217.81	216.87	215.94	212.18	213.12	214.06
2021	217.70	221.46	220.52	219.58	215.82	216.76	217.70
2022	237.84	241.59	240.65	239.71	235.96	236.90	237.84
2023	242.77	246.53	245.59	244.65	240.89	241.83	242.77
2024	249.55	253.31	252.37	251.43	247.67	248.61	249.55
2025	257.81	261.57	260.63	259.69	255.93	256.87	257.81
2026	264.49	268.25	267.31	266.37	262.61	263.55	264.49
2027	270.23	273.99	273.05	272.11	268.35	269.29	270.23
2028	276.80	280.56	279.62	278.68	274.92	275.86	276.80
2029	281.88	285.64	284.70	283.76	280.00	280.94	281.88
2030	287.66	291.42	290.48	289.54	285.78	286.72	287.66

Año	Precio Energía Eléctrica Proyectada Econ.	Precio Energía Eléctrica Proyectada Est.
2001	80.36	44.53
2002	80.96	59.84
2003	104.20	45.33
2004	43.29	84.00
2005	87.70	62.35
2006	43.14	79.87
2007	83.04	76.31
2008	75.02	86.00
2009	158.23	99.90
2010	134.48	178.23
2011	71.96	133.30
2012	91.47	12.10
2013	135.87	169.22
2014	183.51	200.52
2015	227.71	295.04
2016	245.68	574.35
2017	235.90	741.39
2018	204.78	802.25
2019	204.07	986.25
2020	217.81	1,136.54
2021	221.46	1,286.83
2022	241.59	1,437.12
2023	246.53	1,587.41
2024	253.31	1,737.71
2025	261.57	1,888.00
2026	268.25	2,038.29
2027	273.99	2,188.58
2028	280.56	2,338.87
2029	285.64	2,489.16
2030	291.42	2,639.45



Costo de Operación, Costos de Mantenimiento

$$C_o = C_{EE} = P_b h_{fD} D_{fa} C_{kw-h} n_b$$

- C_o costo de operación
- C_{EE} costo de la energía eléctrica
- P_b potencia demandada por el equipo
- h_{fD} horas de funcionamiento por día
- D_{fa} días de funcionamiento al mes
- C_{kw-h} costo del kW hora
- n_b eficiencia

Tipo	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3
Costo de la bomba	3300	3400	3600	3700	6800	6900	7500	8000	13900	14150	14800	15200
Costo del mantenimiento	500	500	500	500	700	700	700	700	1050	1050	1050	1050
% Relación cost bom vs cost mant	15.1515152	14.7058824	13.8888889	13.5135135	10.2941176	10.1449275	9.33333333	8.75	7.55395683	7.4204947	7.09459459	6.90789474
Precio					3000 - 4000	6000- 8000	13000- 15000	15000 - adelante				
%					14%	10%	7%	7%				

- se tomara un valor promedio rudo del costo de mantenimiento anual que es de un 7% del costo capital de la planta (adquisición del equipo + Instalación). Este porcentaje puede variar de un 2 al 15%, dependiendo de la severidad de la operación de la planta.

Costo por parada del equipo, costos ambientales y costos por desecho del equipo obsoleto.



no se tendrá en cuenta este costo ya que el enfoque que se le dio son los costos incurridos en el tiempo de inactividad del equipo. Es por esto que se garantizara la implementación de equipos de respaldo que me permitan constantemente operar en caso de una falla de alguno de ellos, asegurara que la inyección de fluido sea constante y gracias a esto no habrá alguna pérdida o parada de la inyección en el tiempo estimado.

Equipo de respaldo = 1.25 * equipos requeridos

- no se tendrán en cuenta ya que no se cuenta con la información necesaria para desarrollar los costos incurridos por medio ambiente

- se tomara un valor de 4% sobre el valor inicial del equipo, el cual es basado en históricos y algunos análisis del costo de ciclo de vida de los activos, este valor puede variar entre un 4% y 10% dependiendo del equipo, el lugar donde se encuentre y de los recursos que se deban necesitar para su retiro

4. MODELO

MODELO DE CALCULO DE POTENCIA Y COSTO DEL CICLO DE VIDA EN SISTEMAS DE RECOBRO

BUSCAR PLAN VOLUMÉTRICO

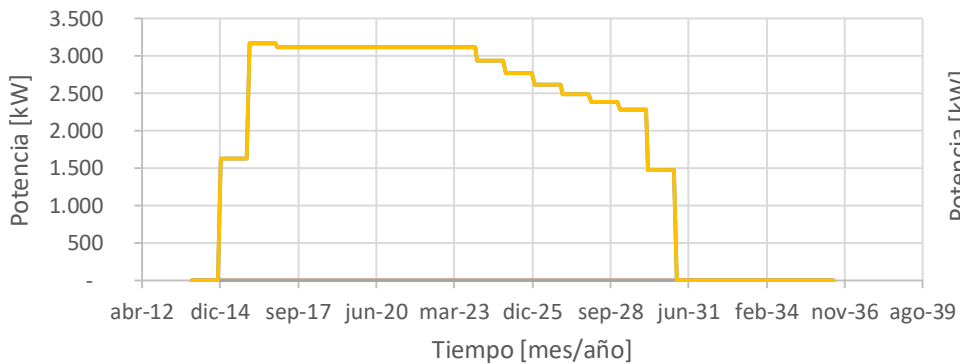
E:\Modelo\PlanesVolumetricos_Asd.xlsx

Plantas de Recobro

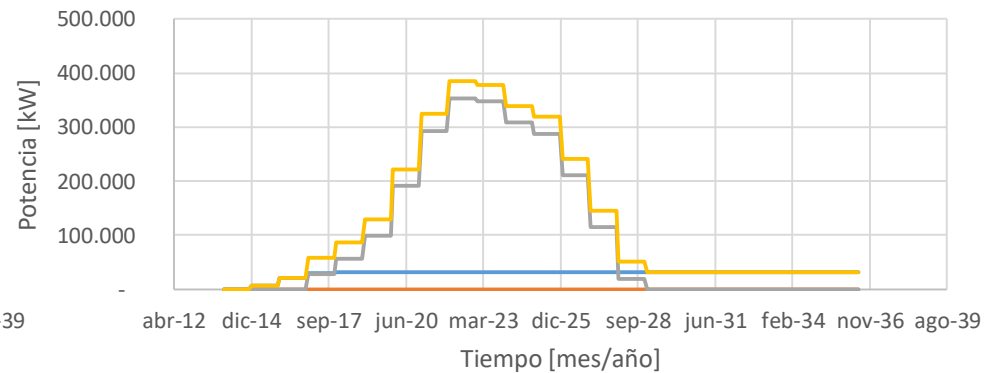
5. Resultados demanda energética en sistemas de recobro



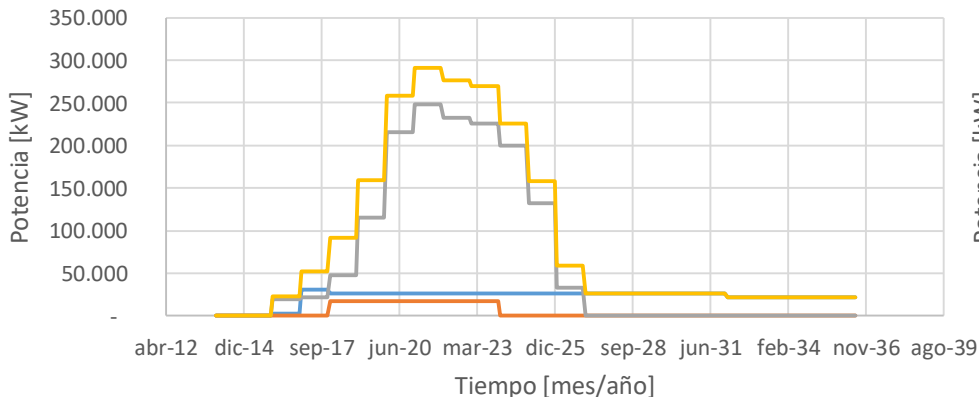
POTENCIA RECOBRO APIAY



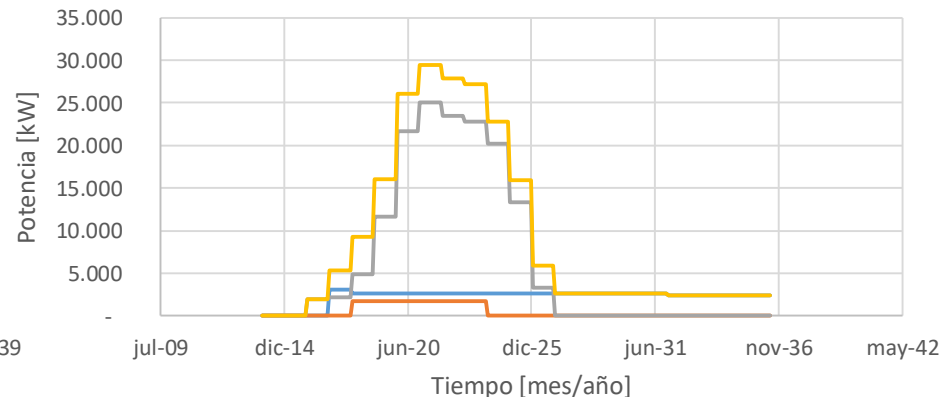
POTENCIA RECOBRO CASTILLA



POTENCIA RECOBRO CHICHIMENE_B



POTENCIA RECOBRO CHICHIMENE



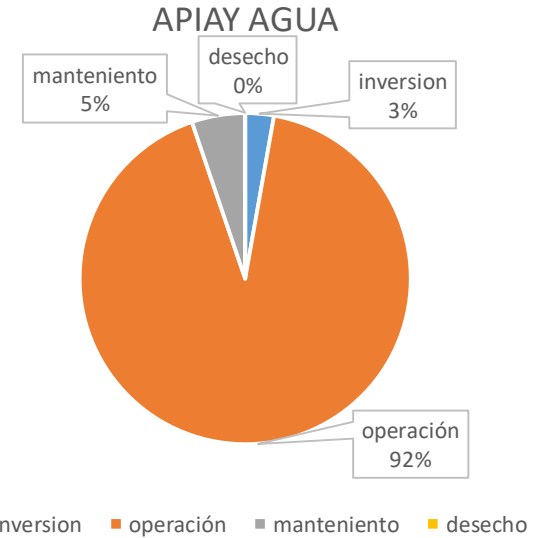
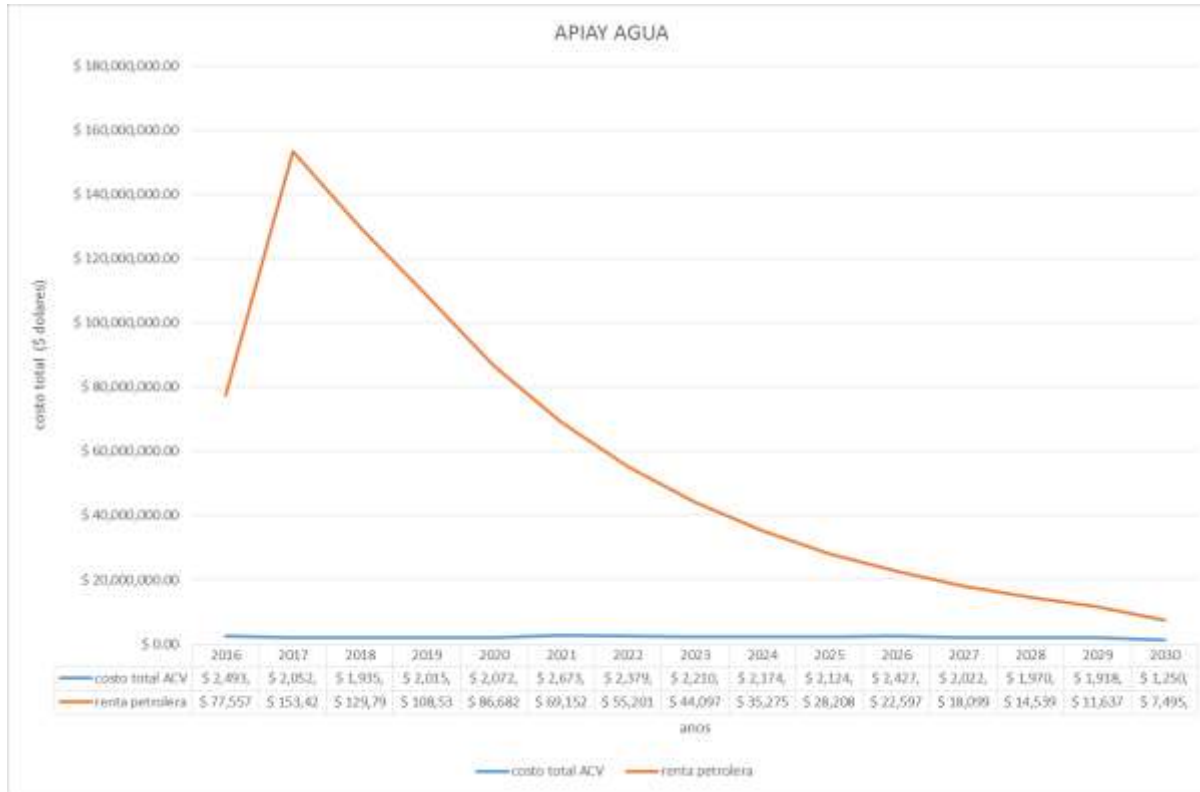
— Recobro_Agua — Recobro_Quimico — Recobro_Termico — Potencia_Total

— Recobro_Agua — Recobro_Quimico — Recobro_Termico — Potencia_Total

— Recobro_Agua — Recobro_Quimico — Recobro_Termico — Potencia_Total

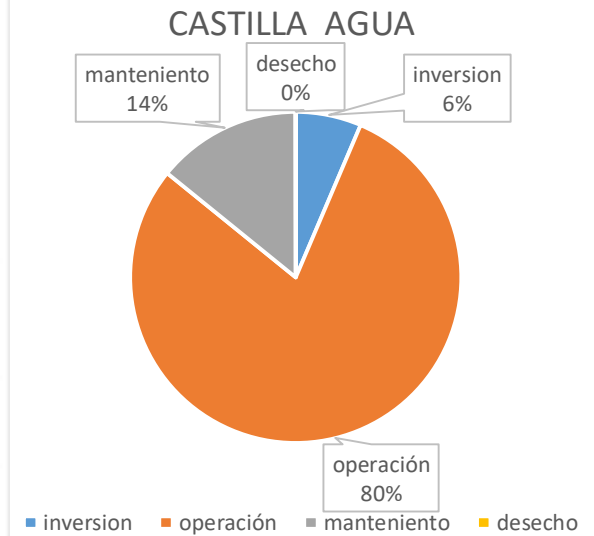
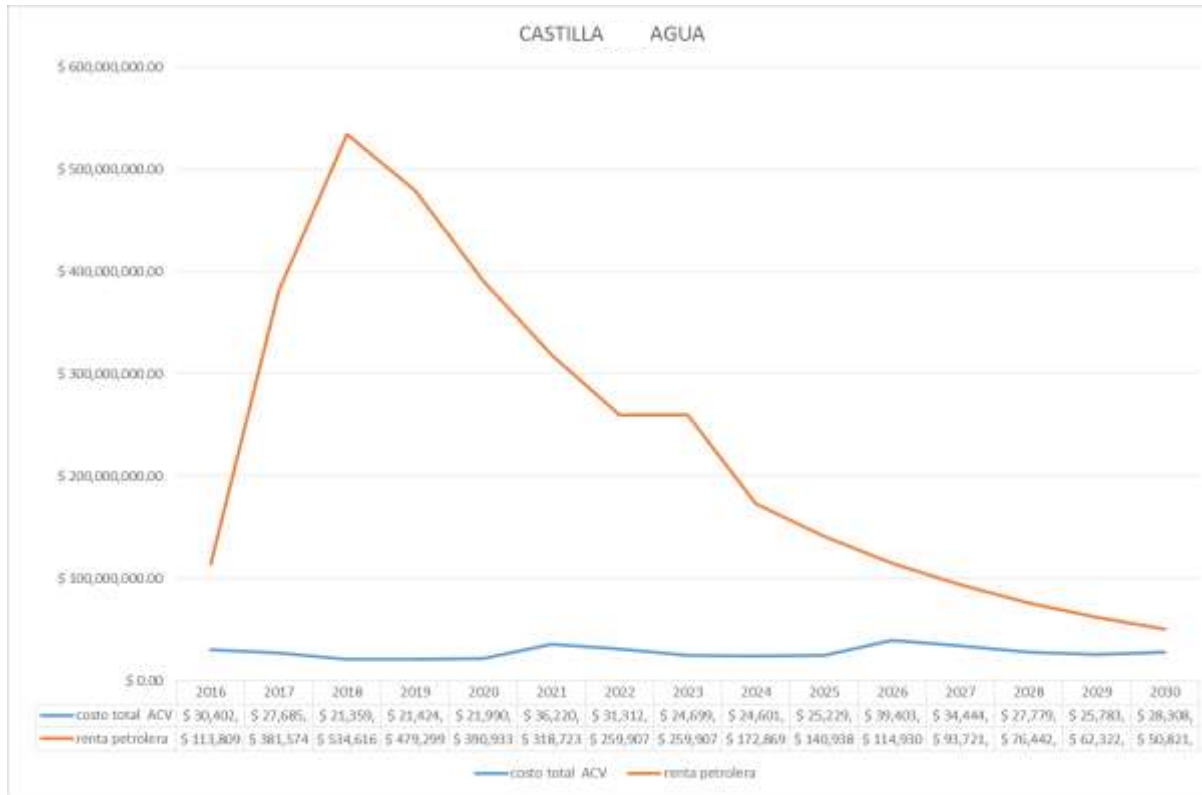
— Recobro_Agua — Recobro_Quimico — Recobro_Termico — Potencia_Total

5. Resultados costo del ciclo de vida de activos en sistemas de recobro



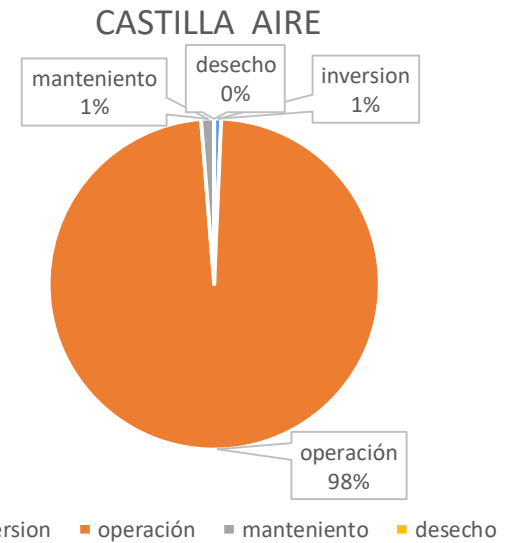
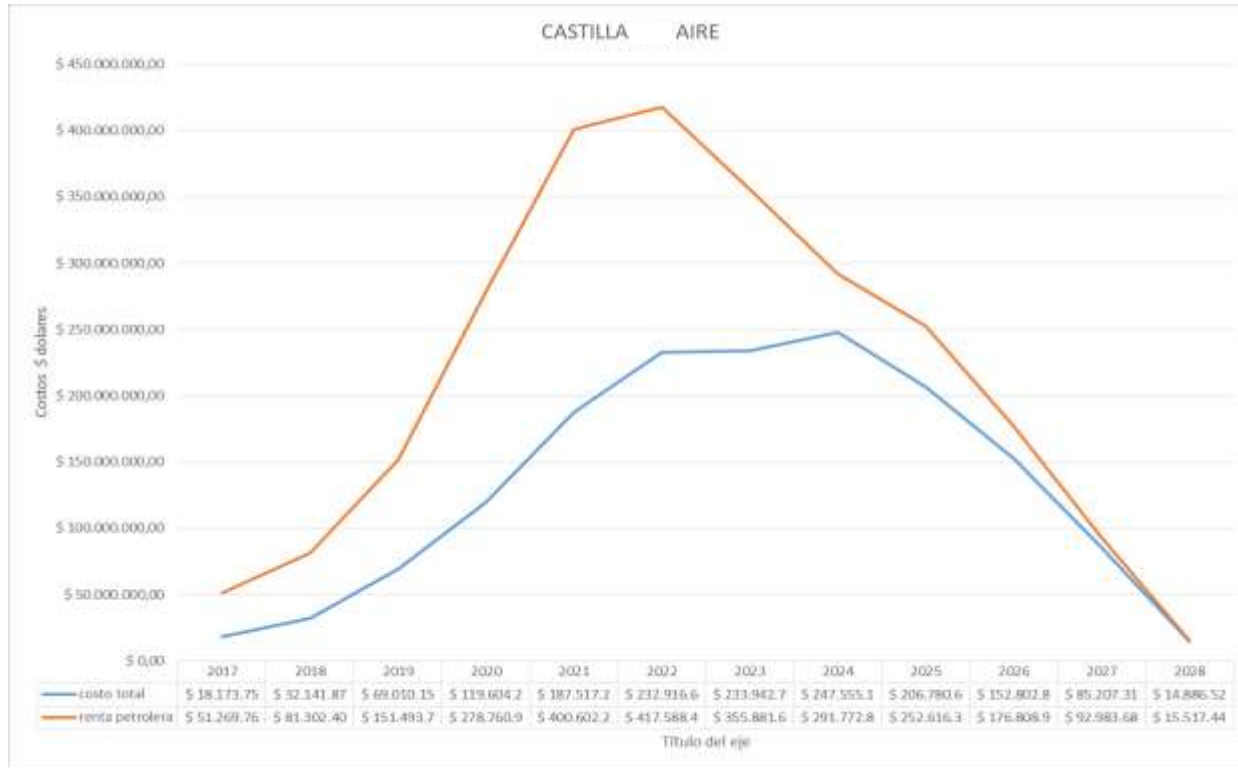
2016-2030	
VNA renta petroler	\$ 426.406.916,954
VNA LCC apiay agua	\$ 11.125.867,835

Se observo que en el campo de apiay por recobro con agua los costos por operación predominan y desde el primer año y a lo largo de la proyección la renta petrolera supera los costos totales del ciclo de vida de los activos asegurando la rentabilidad en este campo y dejando ganancias netas considerables.



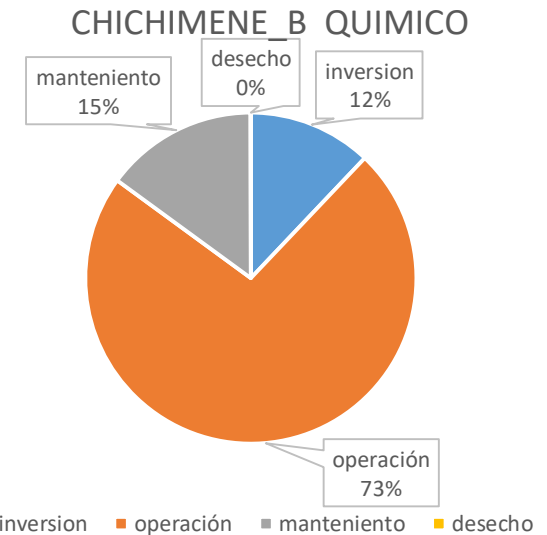
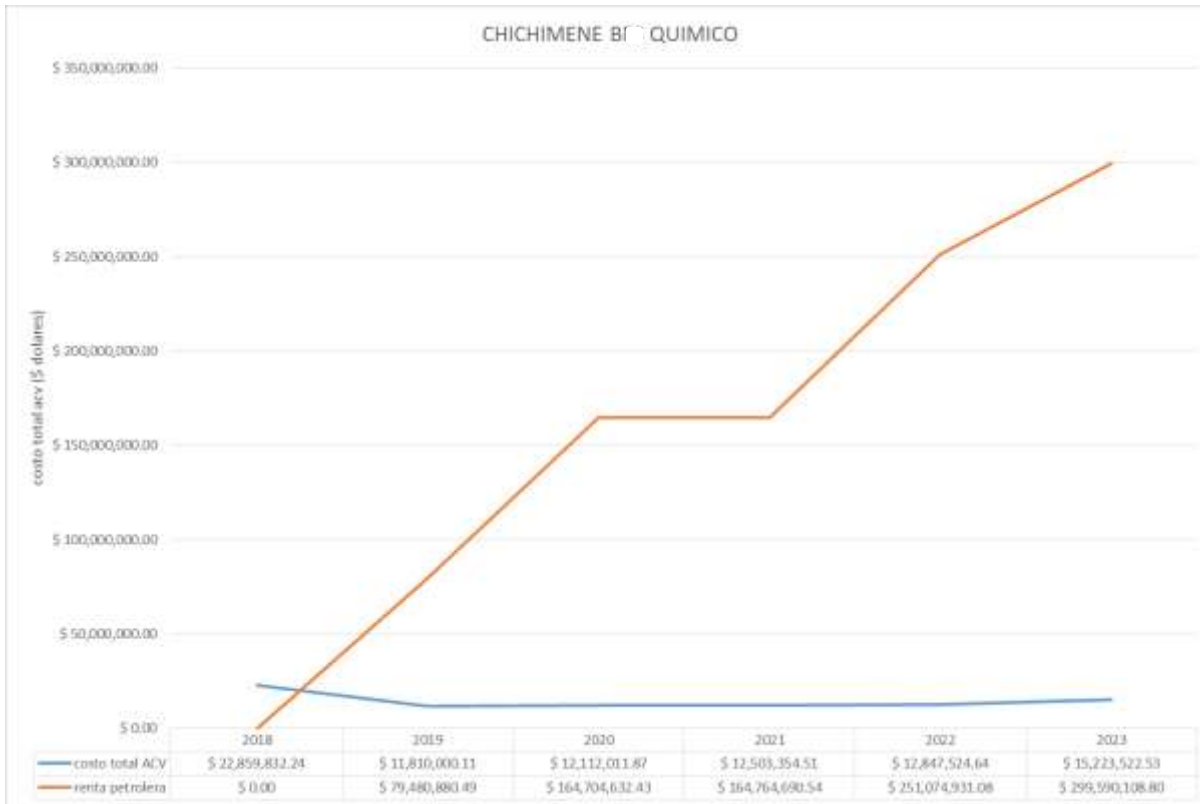
2016-2030	
VNA renta petrolera	\$ 1.499.421.622,12
VNA LCC castilla agua	\$ 138.920.158,48

Se observo que en el campo castilla por recobro con agua desde el primer año y a lo largo de la proyección, cada 5 años se ve un aumento considerable en los costos totales debido a la cantidad de equipos de bombeo que se necesitan y la reposición u overhauling. De igual forma las ganancias por la renta petrolera superan los costos totales del ciclo de vida de los activos a pesar de ser el campo de mayor consumo energético, asegurando la rentabilidad en este campo y dejando ganancias netas considerables.



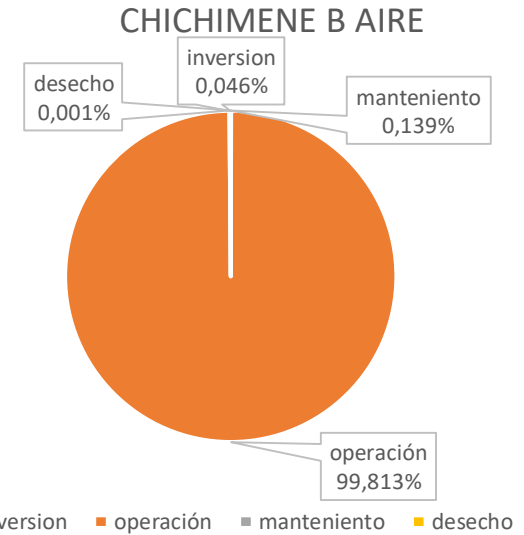
2017-2028	
VNA renta petrolera	\$ 964.883.282,44
VNA LCC castilla aire	\$ 541.376.863,22

Se observo que en el campo castilla por recobro con aire desde el primer año y hasta un poco más de la mitad de la proyección (2025) las ganancias petroleras son considerables y aseguraran una rentabilidad para la empresa, mientras en los últimos tres años sería conveniente evaluar la viabilidad de seguir inyectando aire para el recobro ya que las ganancias son muy pocas respecto a los costos totales del ACV.



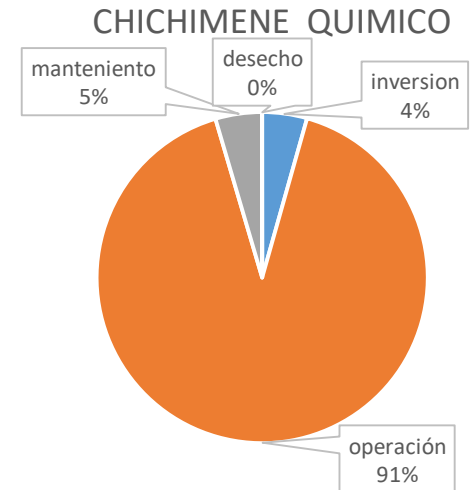
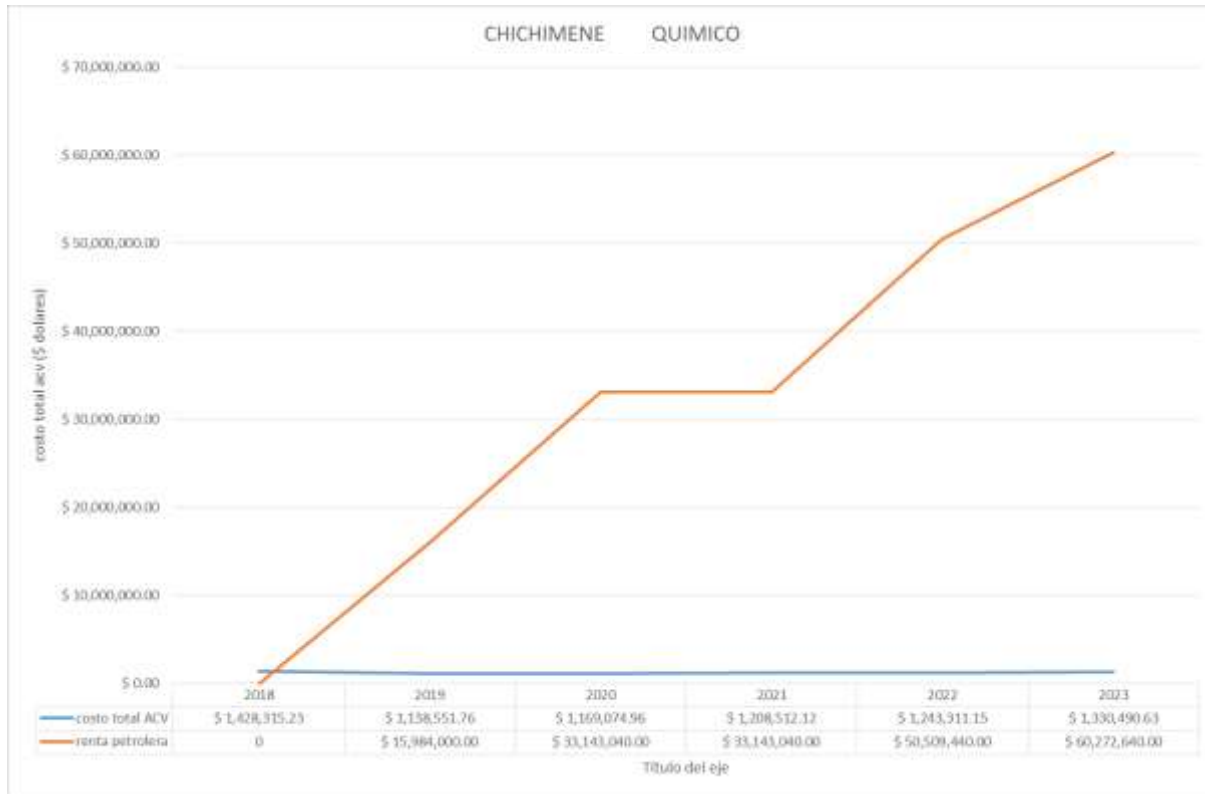
2018-2023	
VNA renta petrolera	\$ 463.034.840,87
VNA LCC chichimene B quimico	\$ 52.930.377,20

Se observo que en el campo chichimene B químico desde el primer año a pesar de no tener ganancias petroleras y si realizar una inversión inicial de USD 22.859.832, a lo largo de la proyección se puede observar que la rentabilidad del proyecto con este tipo de recobro es muy viable para la empresa dejándole excelentes entradas por la venta del crudo recuperado



2016-2026	
VNA renta petrolera	\$ 1.448.866.480,36
VNA LCC chichimene B quimico	\$ 323.172.703,52

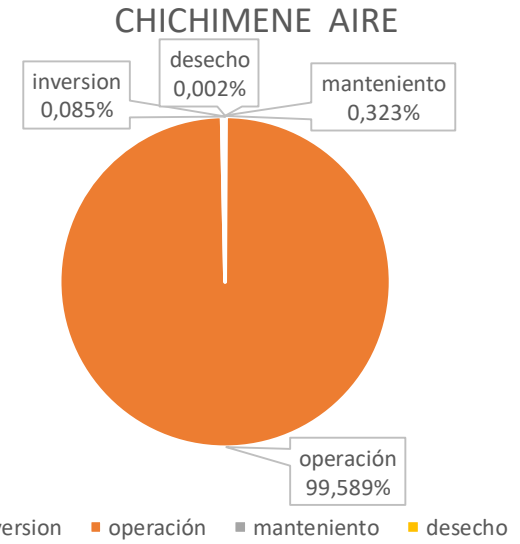
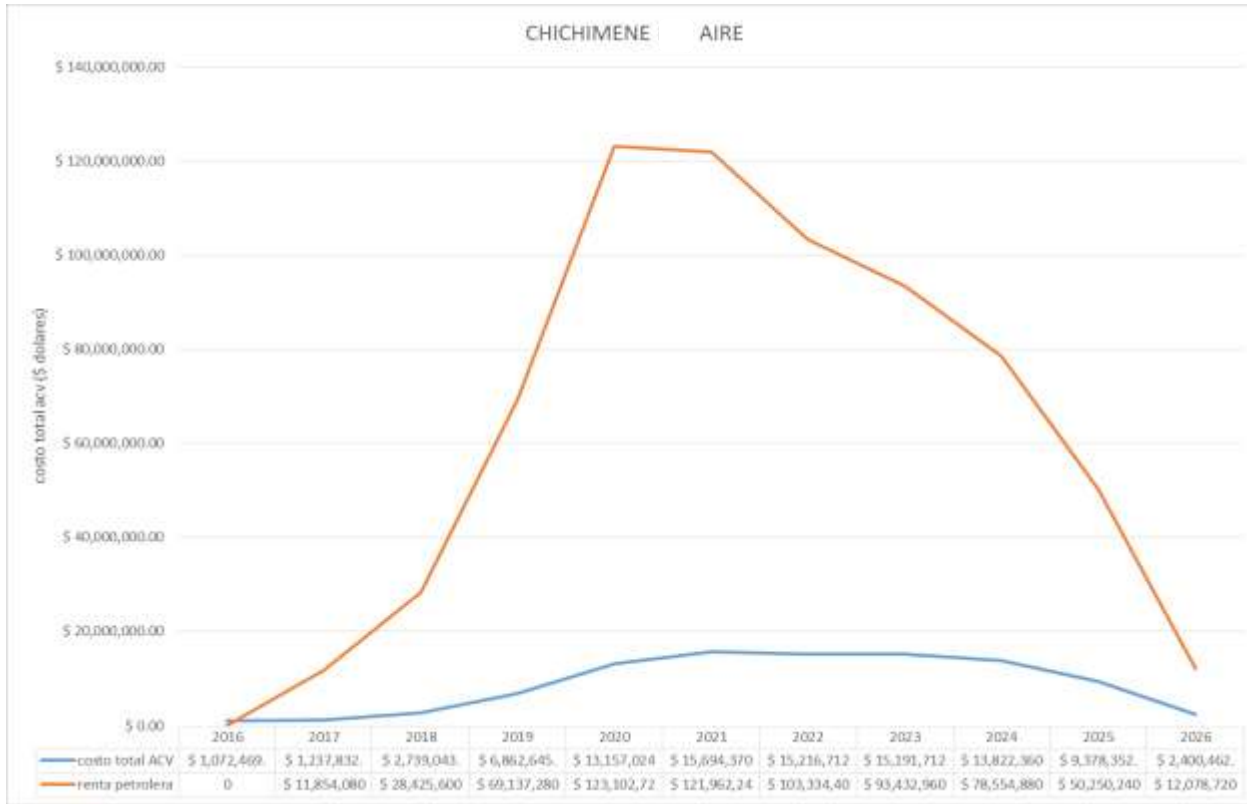
Se observo que en el campo chichimene B por recobro con aire desde el primer año a pesar de no tener una ganancia petrolera, a lo largo de la proyección las ganancias petroleras son considerables y aseguraran una rentabilidad para la empresa, es importante resaltar que el factor predominante en el costos del ciclo de vida son los costos operacionales ya que en este campo en particular el consumo energético de los compresores es muy alto debido a la gran inyección de aire que se tiene para recuperar el crudo.



■ inversion ■ operación ■ mantenimiento ■ desecho

2018-2023	
VNA renta petrolera	\$ 93.151.177,14
VNA LCC chichimene quimico	\$ 4.399.317,46

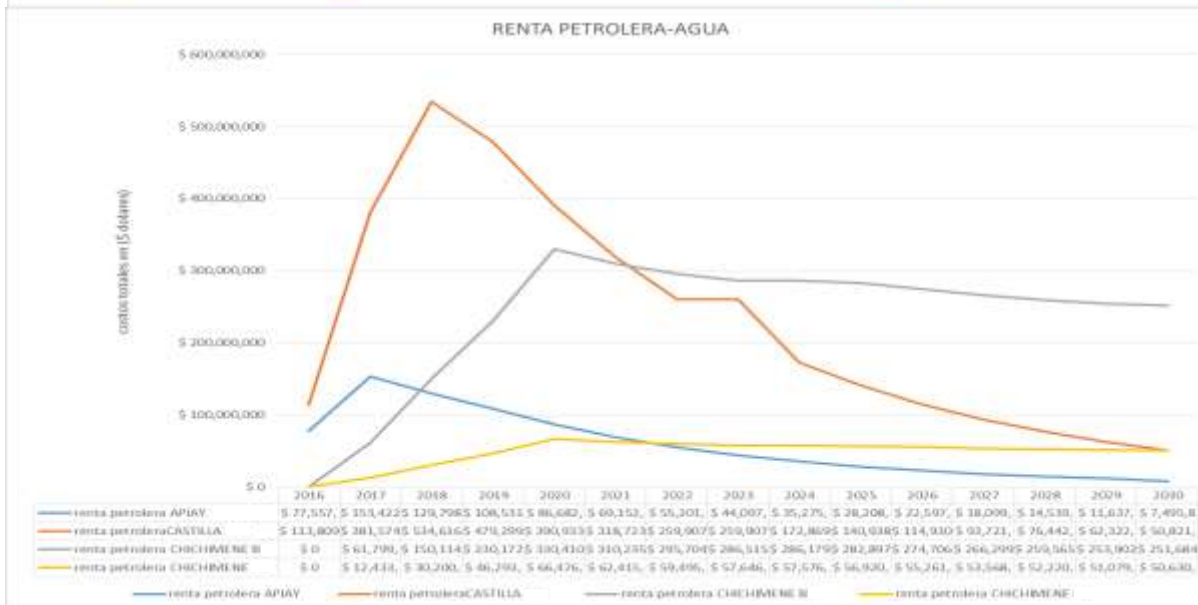
Se observo que en el campo chichimene B químico desde el primer año a pesar de no tener ganancias petroleras y si realizar una inversión inicial, en el transcurso de la proyección se puede observar que la rentabilidad del proyecto con este tipo de recobro es muy viable para la empresa dejándole excelentes entradas por la venta del crudo recuperado



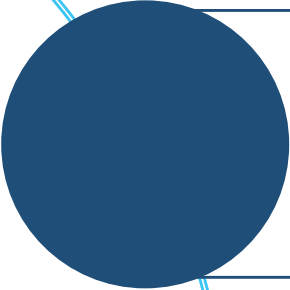
2016-2026	
VNA renta petrolera	\$ 291.490.467,32
VNA LCC chichimene aire	\$ 32.684.721,23

Se observo que en el campo chichimene por recobro con aire desde el primer año a pesar de no tener una ganancia petrolera, a lo largo de la proyección las ganancias petroleras son considerables y aseguraran una rentabilidad para la empresa.

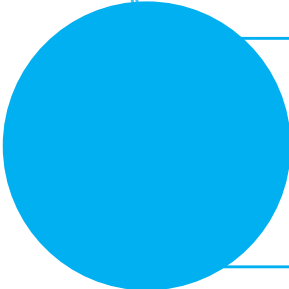
4. COSTOS TOTALES ACV VS RENTA PETROLERA - AGUA



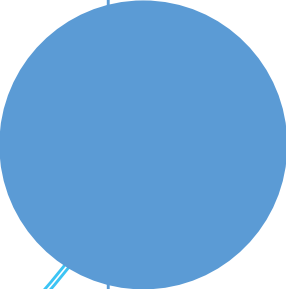
6. Conclusiones



En la relación de la renta petrolera versus el costo total del ciclo de vida se observó que los métodos de recobro mejorado son una excelente forma de aumentar las reservas de crudo en Colombia, y en la mayoría de los casos la inversión total del ciclo de vida de los activos no supera ni un 10 % de las ganancias que se tienen por la venta de los incrementales de crudo que se recuperan.

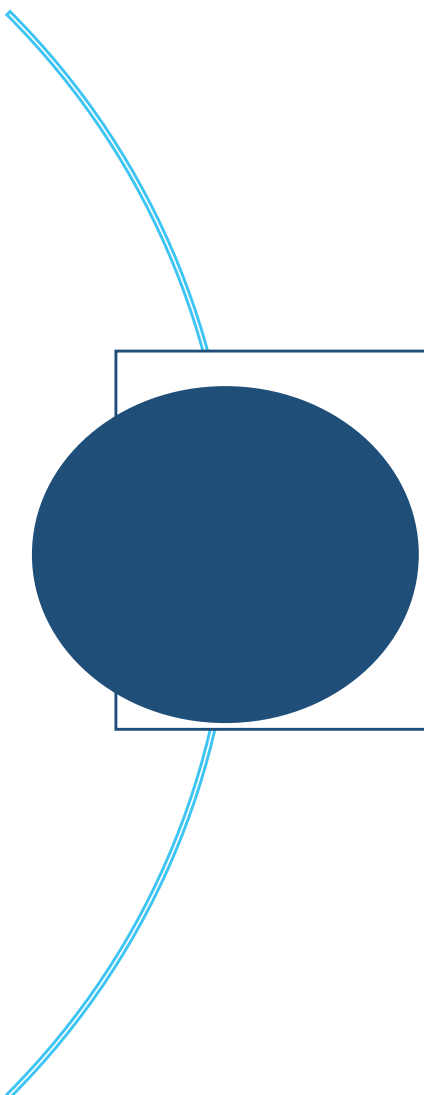


El costo del ciclo de vida de un activo es una herramienta muy poderosa para cuantificar el costo real que tiene un activo en el transcurso de su vida útil, es por esto que los costos arrojados en el modelo realizado son una base fundamental para la toma de decisiones y puesta en marcha en las compañías petroleras.



El cálculo de la proyección de cómo se comportaría el costo de la energía eléctrica en Colombia hacia 2030 nos muestra un escenario real, en donde, el fenómeno del niño en el peor de los casos es clave a la hora de saber cuánto se tendría que pagar anualmente por los costos operacionales, ya que representa el 34% del costo total del ciclo de vida pudiendo variar respecto a las características de cada campo (costos de la energía consumida por los sistemas de recobro).

6. Conclusiones

A decorative graphic on the left side of the slide features a solid dark blue circle. Two light blue curved lines extend from the top and bottom of the circle, curving outwards and upwards towards the top-left and bottom-left corners of the slide respectively.

En la medida en que una empresa o institución desee realizar un análisis del costo del ciclo de vida de un activo y tenga información clara de todos los componentes que hacen parte del mismo, asegurara una mejor proyección, y los datos arrojados se acercarán más a la realidad del costo de un equipo en la serie de tiempo en un determinado proceso.

Referencias



1. Recovery and enhanced recovery techniques in light, heavy and extra-heavy oil reservoirs. Carlos Andres Espinosa B, Kelly Johana Torres. www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S357C.pdf
2. Revista Ecopetrol "Recobro mejorado".vol.4,pp. 1. Sep . 2014
3. P. Mauricio, C. Gloria, Q. Milena, U. Javier, G. Alberto, and P. Jaime, "New art of building horizontal and highly deviated wells help maximize recovery and production from heavy oil fields in Colombia," in Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2014, 2014, vol. 1, pp. 98-110.
4. A. M. AlSofi and M. J. Blunt, "Polymer flooding design and optimization under economic uncertainty," J. Pet. Sci. Eng., vol. 124, pp. 46-59, Dec. 2014.
5. Z. SHEN, X. HUANG, L. ZHANG, Z. HAO, D. LEI, and J. JIN, "Artificial lift technique of multistage sliding vane pump used in thermal production well," Pet. Explor. Dev., vol. 40, no. 5, pp. 651-655, Oct. 2013.
6. B. Guo, J. Shan, and Y. Feng, "Productivity of blast-fractured wells in liquid-rich shale gas formations," J. Nat. Gas Sci. Eng., vol. 18, pp. 360-367, May 2014.
7. M. M. Kulkarni and D. N. Rao, "Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance," J. Pet. Sci. Eng., vol. 48, no. 1-2, pp. 1-20, Jul. 2005.
8. A. Peña-Fernández, S. Wyke, N. Brooke, and R. Duarte-Davidson, "Factors influencing recovery and restoration following a chemical incident.," Environ. Int., vol. 72, pp. 98- 108, Nov. 2014.
9. R. Sen, "Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR," Prog. Energy Combust. Sci., vol. 34, no. 6, pp. 714-724, Dec. 2008.
10. Z. Abidin, T. Puspasari, and W. a. Nugroho, "Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology," Procedia Chem., vol. 4, pp. 11-16, 2012.

Referencias



11. Z. Wang, X. Le, Y. Feng, and C. Zhang, "The role of matching relationship between polymer injection parameters and reservoirs in enhanced oil recovery," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 111, pp. 139-143, 2013.
12. <https://es.scribd.com/doc/69081917/RECOBRO-MEJORADO-DE-HIDROCARBUROS>
13. A. Doronjski, "Use of surfactants in neonatology," *Med. Pregl.*, vol. 58, pp. 229-230.
14. D.M. Ferrer. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos", .2 edición, .pp.172- 173, 2001
15. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/579/2/121941.pdf>
16. Delgadillo, Claudia Lorena; Trujillo, Marta Liliana; (2013). La inyección de aire como proceso de recobro mejorado en Colombia: Selección y Evaluación Técnica. Revista Fuentes: El reventon energetico, 41.
17. Sarathi, P. *in-Situ Combustion Handbook Principles and Practices*. National Petroleum Technology Office: Tulsa, OK, 1999; Report DOE/ PC/91008-0374, OSTi iD 3174
18. Morten, R. K. *Development of Models and Algorithms for the Study of Re-active Porous Media Processes*. Technical university of Denmark, Department of Chemical and Biochemical Engineering, Frydenberg A/S, Copenhagen, Denmark, 2008.
19. Rojas, P. A. (2016). *Compresores, fuente de potencia y energia para la industria. (1)*. (P. A. Ruíz, Recopilador) Colombia.
20. 'Fundamentos de Energía Neumática'. Schulz Compressors.
21. J. Honeywell, «The Sensitivity of k-Values on Compressor Performance-PetroSkills,»[En línea]. Available: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2009/05/the-sensitivity-of-k-values-oncompressor-performance/>. [Último acceso: 01 08 2016].

Referencias

22. Díaz, F. B. (2015). Informe con el planteamiento de un modelo semi-riguroso para la predicción del consumo de energía eléctrica en plantas de recobro. Piedecuesta: TIP.
23. Informe con el planeamiento de un modelo semi-riguroso para la predicción del consumo de energía eléctrica en planta de recobro. Ing. Freddy Benjamin Avila Diaz – consultor, Luddy Patricia Nieto. Coordinadora Tecnica, Ariel Uribe – Lider del proyecto Ecopetrol.
24. Life – Cycle Costing, Using activity-Based Costing and Monte Carlo Methods to Manage Future Costs and Risks – Jan Emblemsvåg.
25. Pump Life Cycle Costs: Aguide to LCC analysis for pumping systems office of Industrial Technologies, Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy.
26. Life Cycle Costs (LCC) for wastewater pumping systems, Flygt a xylem brand, June 2015
27. BOMBAS - Seleccion, Uso y Mantenimiento – Kenneth J. y el cuerpo de redactores de Chemical, McGRAW-HILL
28. Process Equipment Cost Estimating by Ratio and Proportion, Randall W. Whitesides, P.E. 2012
29. Cost of Individual Equipment, D.W. Green and J.O.Maloney (Eds.), Perry’s Chemical Engineers’ Handbook, McGraw-Hill, New York, 1984.
30. Estimate Pump Installation Cost, Pumps & System.
31. Metodología para la evaluación tecnico-economica de sistemas de suministro de agua, un caso estudio, MSc Idalberto Herrera Moya – Universidad Central “ Marta Abreu” de las Villas
32. Proyección del precio de la energía eléctrica en Colombia a 2030, semillero de demanda energética en convenio UNAB-ECOPETROL, Nelson Javier Hernández Bueno – María de los Ángeles Pinto Calderón.

Referencias

33. https://es.wikipedia.org/wiki/Costo_operacional
34. Evaluación para sistemas de bombeo de agua, manual de mantenimiento, Iniciativa de energía Sostenible y cambio climático – Washington, D.C – 2011
35. Mantenimiento correctivo y preventivo, Grup CERVISIMAG <http://cervisimag.com/es/p/2-servicios/15-mantenimiento-correctivo-reparaciones>
36. ¿Qué es el mantenimiento?, I.M Luis Alberto Cuartas Pérez
http://www.unalmed.edu.co/tmp/curso_concurso/area3/QUE_ES_EL_MANTENIMIENTO_MECANICO.pdf
37. Dr.-Ing. F-W Hennecke, A comparative study of pumps life cycle costs, published jointly (2001) by Europump and the hydraulic institute in the USA.
38. How much will compressed air cost you? – Quincy compressor.
39. Análisis del costo de ciclo de vida, Carlos Mario Pérez, <http://www.soporteycia.com>.
40. Sistema piloto de reinyección de agua de producción de una estación de bombeo de crudo a un pozo disposal enfocado al área de automatización, Karen Liliana Ruiz Guerra – Pedro María Arrieta Blanquiceth

Gracias

Anexos

- El usuario ingresa los datos tomados (caudal, cabeza y eficiencia) de la curva de la bomba que el elige para correr el modelo.

Marca					
REDA		$H=A*Q^2+B*Q+C$			
Caudal (GPM)	Cabeza (m)	Eficiencia	A	B	C
0	3375,527426	0	-2,44E-03	-0,421940865	3318,98837
175,02	3094,233474	0,45			
350,04	2812,939522	0,72			
466,72	2601,969058	0,81			
583,4	2320,675105	0,85			
700,08	1898,734177	0,82			
816,76	1265,822785	0,65			

$\eta=D*Q^2+E*Q$	
D	E
-2,7E-06	0,00302462

Caudal Optimo	Eficiencia
571,732	0,84576381

Buscar

Guardar Bomba

Encontrar Constantes

Caudal Optimo

Ver Base de datos

Agregar a Recobro

