

DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA DIGITAL PARA LA SELECCIÓN DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA EN OPERACIONES COSTA AFUERA CON LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA API 610/ISO13709

Nombre Velásquez García Sebastian ^a; Rincón Sánchez Carlos Eduardo ^b; Martin Guerrero Camilo Andrés

^a Universidad de América, Departamento de Ingeniería. Bogotá, Colombia. E-mail: Sebastian.garcia2@estudiantes.uamerica.edu.co

^b Universidad de América, Departamento de Ingeniería. Bogotá, Colombia. E-mail: Carlos.rincon@estudiantes.uamerica.edu.co

^c Universidad de América, Departamento de Ingeniería. Bogotá, Colombia. E-mail: Camilo.guerrero@profesores.uamerica.edu.co

RESUMEN

La ausencia en materia de innovación petrolera, ha sido una de las principales problemáticas evidenciada en algunos países afectando su comercialización y distribución, siendo una de las principales razones, la falta de inversión en materia de nuevas tecnologías como lo es offshore, impidiendo esto, la exploración de nuevos campos; es por ello que se ha tomado la iniciativa de desarrollar una herramienta digital para la selección de una bomba centrífuga en operaciones costa fuera, la cual permitirá su fácil selección optimizando el tiempo de cálculo, y proporcionará al cliente un tiempo óptimo para la selección de la bomba, esta herramienta está enfocada en el beneficio de la comunidad, ya que va a ser gratuita, solo se requiere ingresar datos que se deben tener del control de pozo como lo son las viscosidades, caudales, áreas transversales entre otros y así, la herramienta proporcionara las presiones de succión y descarga acompañado de sus respectivas gráficas para la selección de la bomba centrífuga.

PALABRAS CLAVE: Optimización de procesos, innovación petrolera, costa fuera, bomba centrífuga.

ABSTRACT

The absence of oil innovation has been one of the main problems evidenced in some countries affecting its marketing and distribution, one of the main reasons being the lack of investment in new technologies such as offshore, preventing this, the exploration of new fields; That is why the initiative has been taken to develop a digital tool for the selection of a centrifugal pump in offshore operations, which will allow its easy selection, optimizing the calculation time, and will provide the client with an optimal time for the selection of the pump. pump, this tool is focused on the benefit of the community, since it will be free, it is only required to enter data that must be taken from well control, such as viscosities, flow rates, cross-sectional areas, among others, and thus, the tool It will provide the suction and discharge pressures accompanied by their respective graphs for the selection of the centrifugal pump.

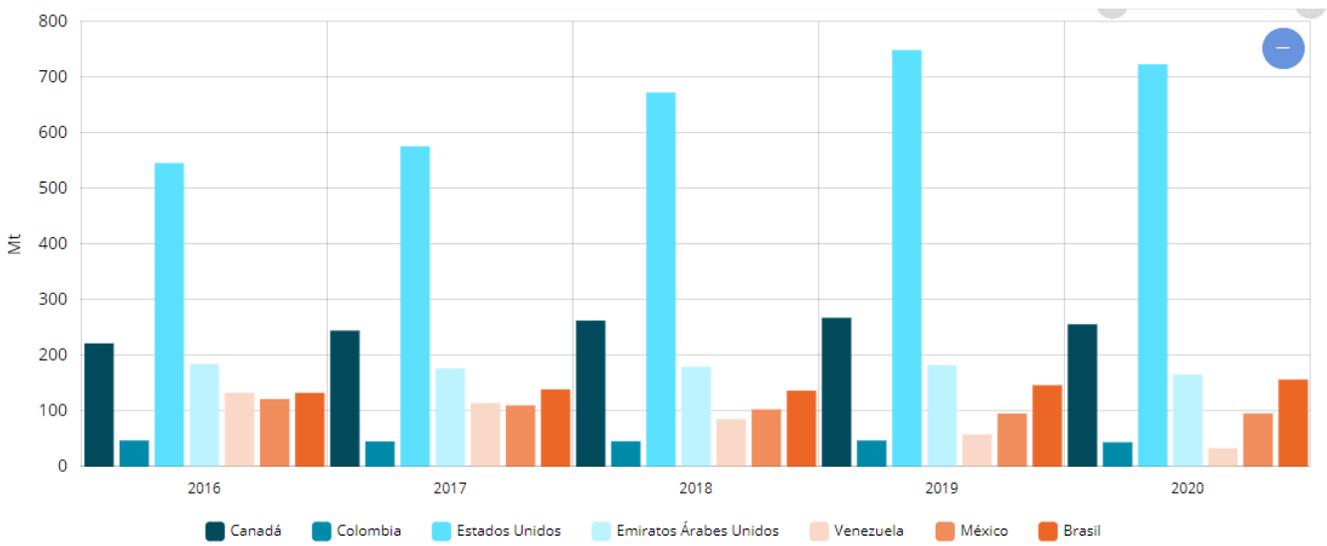
KEYWORDS: Process optimization, oil innovation, offshore, centrifugal pump.

1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la Industria Petrolera se ha caracterizado por ser una de las de mayor desarrollo económico a nivel mundial, debido a ello, se ha enfrentado a diferentes retos en materia petrolera, es por ello que, Colombia debe buscar alternativas para la reactivación del sector y para incrementar sus reservas, como es la producción en operaciones costa afuera. Colombia cuenta con 12 áreas disponibles para perforar en el pacífico y 33 áreas disponibles en el caribe[1]. Actualmente no se registran campos en producción en esta área, hoy por hoy, se plantea realizar más estudios para poder expandir y aumentar la producción de petróleo en el país, el cual cuenta con una producción de tan solo 43MT, la cifra mencionada es baja en comparación a la producción mundial actualmente, siendo EEUU el país con 722MT en la actualidad como lo observamos en la figura 1.

Figura 1.

Los MT de producción del petróleo offshore desde el año 2016 al 2020 siendo Colombia el país con más baja producción.



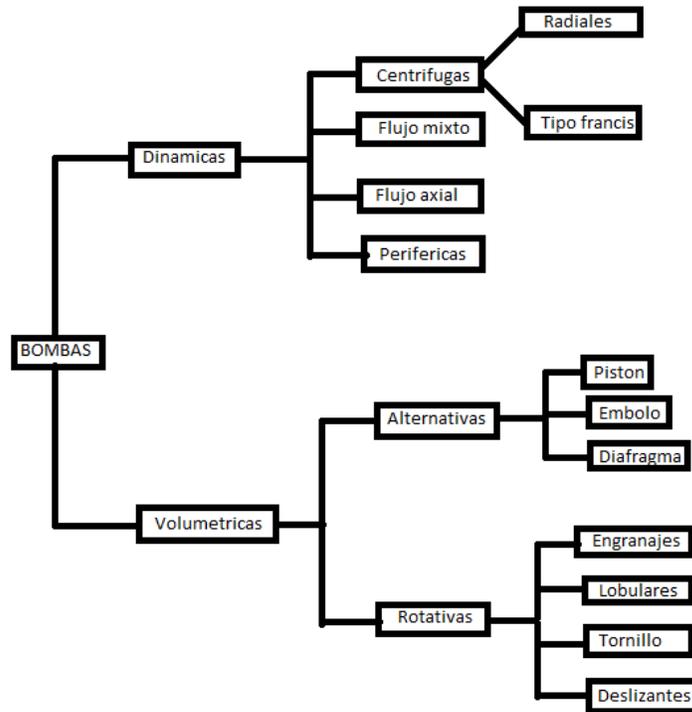
Nota. Comparación de producción offshore en distintos países con respecto a la producción en Colombia. Tomado de: Enerdata (2021), "anuario estadístico mundial de energía",[en línea] <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>,[septiembre 4 de 2021].

2. FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL

2.1 Bombas

Figura 2.

Tipos de bombas usadas en la industria



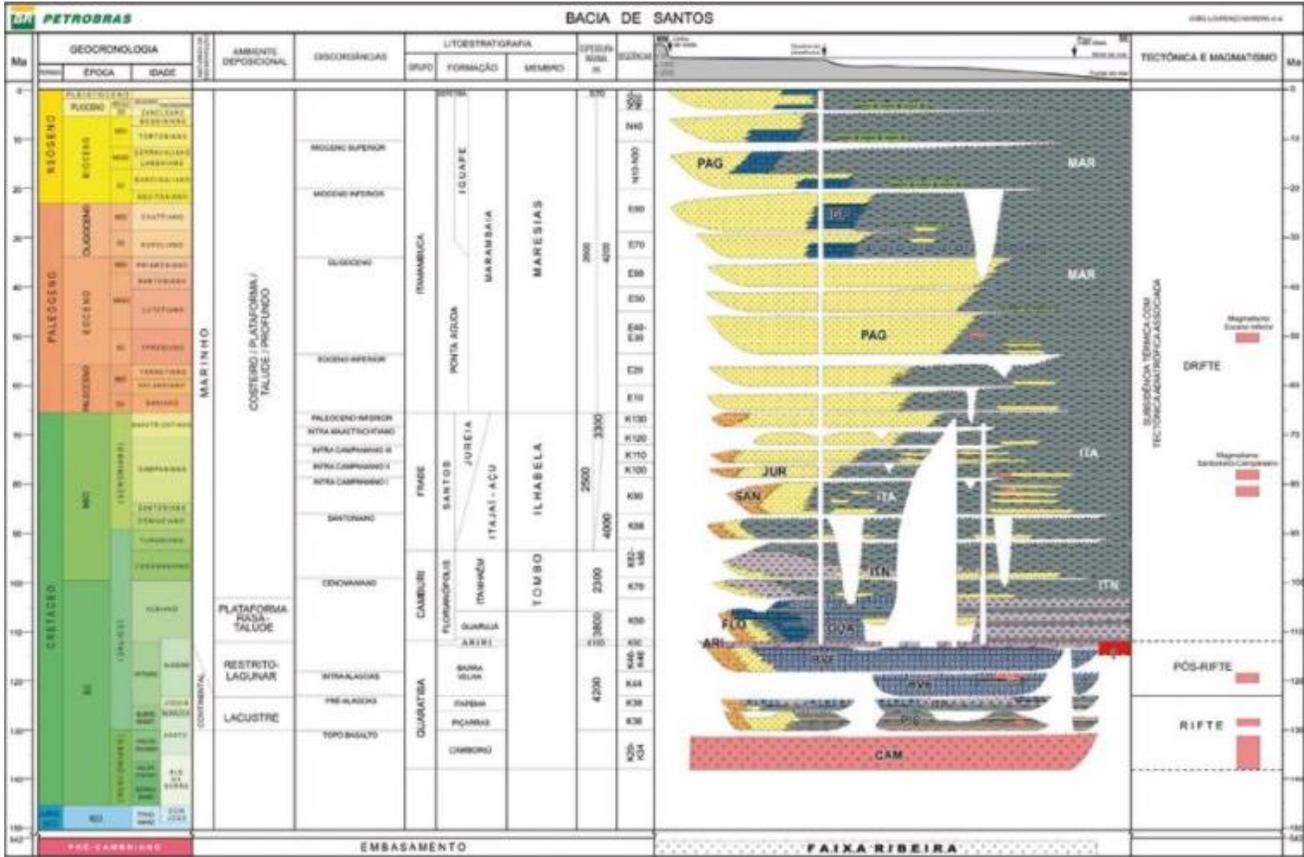
Nota. mapa mental de cada una de las bombas que se pueden usar

2.2 Cuenca de Santos

La cuenca de Santos esta ubicada al sureste de Brasil entre los altos de cabo frio y Florianópolis, esta limita con distintas cuencas, al norte la cuenca de campos, al sur con la cuenca pelotas y al oeste con la Serra do mar, esta cuenca cuenta con un área de 352260 km²

Figura 3.

Columna estratigráfica de la cuenca de santos



Nota. En esta figura se encuentra la columna estratigráfica de cada una de las capas de la cuenca de santos. Tomado de: Silveira de Souza, L. and G. N. Chaves Sgarbi, (Mar 22, 2019). "Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural." Boletim De Geologia. DOI: 10.18273/revbol.v41n1-2019009

3. METODOLOGÍA

3.1 Lenguaje de programación

Un lenguaje de programación es la forma de comunicación entre el programador y la máquina[2], que permite diseñar un software, mediante la implementación de una serie de comandos, instrucciones, datos y/o algoritmos, con el fin de cumplir una función específica; tales como: C++, JavaScript, Access, Visual Basic entre otros[3].

Se determinó que el lenguaje a usar sería Visual Basic para dar cumplimiento a cada uno de los objetivos propuestos, trabajando de la mano con el programa Excel debido a la sinergia que existe entre ambos.

Fue utilizado el manual “aprenda Visual Basic 6.0”[4], como guía al momento de realizar la programación de la herramienta COPS.

3.2 Variables y Ecuaciones

Para dar cumplimiento al primer objetivo, teniendo en cuenta la norma API 610 la cual expone los requerimientos de las bombas centrífugas en las industrias petroquímicas, de petróleo y gas.

Se determina que las variables y ecuaciones a tratar son:

Ecuación 1.

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q_t}{IP}$$

P_{wf}: Presion de fondo fluyente

P_r: Presion de reservorio

Q_t: Caudal total

IP: indice de productividad

La velocidad de flujo (2) es determinada mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 2.

$$V = \frac{Q_t}{A}$$

V: Velocidad

A: Area transversal

Donde A es el área transversal de la tubería y D es el diámetro:

Ecuación 3.

$$A = \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

π: numero Pi

D: Diametro

A continuación, es necesario calcular las propiedades del fluido como la densidad (ρ) (4) y la Viscosidad (μ) (5) las cuales deben tener en cuenta el porcentaje de petróleo y agua[5]

Ecuación 4

$$\rho = \frac{[(Q_{oil} * \rho_{oil}) + (Q_{water} * \rho_{water})]}{Q_{total}}$$

Ecuación 5

$$\mu = \frac{[(Q_{oil} * \mu_{oil}) + (Q_{water} * \mu_{water})]}{Q_{total}}$$

ρ : Densidad

μ_{water} : Viscosidad de agua

μ : Viscosidad

ρ_{oil} : Densidad de petróleo

μ_{oil} : Viscosidad de petróleo

Q_{water} : Caudal de agua

Q_{oil} : Caudal de petróleo

ρ_{water} : Densidad de agua

Se debe determinar el régimen de flujo presente en la tubería, mediante la ecuación (6), calculamos el Numero de Reynolds (NRey)[6], teniendo en cuenta si NRey < 2000 el flujo es laminar y si NRey > 4000 el flujo es turbulento.

Ecuación 6.

$$NRey = \frac{\rho * V * D}{\mu}$$

Nreyn: Numero de reynolds

Teniendo en cuenta la información anterior se debe calcular el factor de fricción (f), según la ecuación de Swamee (7)[7].

Ecuación 7.

$$f = \left\{ \left(\frac{64}{N_{Rey}} \right)^8 + 9,5 \times \left[\ln \left(\frac{\epsilon}{3,7 \times D} + \frac{5,74}{N_{Rey}^{0,9}} \right) - \left(\frac{2500}{N_{Rey}} \right)^6 \right]^{-16} \right\}^{0,125}$$

f: Factor de fricción

Con la información suministrada es posible calcular las pérdidas de carga, se define como la caída de presión que se produce en un fluido como consecuencia de la fricción de las moléculas del fluido entre si y la pared

del tubo que los transporta. La ecuación (8) cuenta 3 componentes que son: aceleración, gravedad y la fricción.

Ecuación 8.

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dx}\right)_{aceleracion} + \left(\frac{dP}{dx}\right)_{gravedad} + \left(\frac{dP}{dx}\right)_{friccion}$$

$$\left(\frac{dP}{dx}\right): Perdida$$

En este caso se desprecia la aceleración dado que la velocidad es constante, por lo tanto, se expresa de la siguiente manera:

Ecuación 9.

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{gravitacional} = -\rho - g - \text{sen}\phi$$

Ecuación 10.

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_{friccion} = -\frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot D}$$

En el caso de la columna de producción $\phi = 90^\circ$, y para la línea de producción $\phi = 0^\circ$.

Tenemos otras ecuaciones las cuales son necesarias para obtener los diferenciales de presión como:

Ecuación 11.

$$\Delta P_{linea} = \left(\frac{dp}{dx}\right)_{friccion} * L_{linea}$$

Ecuación 12.

$$\Delta P_{carga} = \left(\left(\frac{dp}{dx}\right)_{gravedad} + \left(\frac{dp}{dx}\right)_{friccion} \right) * L_{carga}$$

Ecuación 13.

$$P_{descarga} = P_{separador} + \Delta P_{linea} + \Delta P_{carga}$$

Ecuación 14.

$$\Delta P_{columna\ de\ inyeccion} = \left(\left(\frac{dp}{dx}\right)_{gravedad} + \left(\frac{dp}{dx}\right)_{friccion} \right) * L_{carga}$$

Ecuación 15.

$$P_{succion} = P_{wf} + \Delta P_{pozo} + \Delta P_{linea}$$

ΔP : Diferencial de presión

$P_{descarga}$: Presión de descarga

$P_{succion}$: Presión de succión

3.3 Diseño de herramienta en Visual Básica.

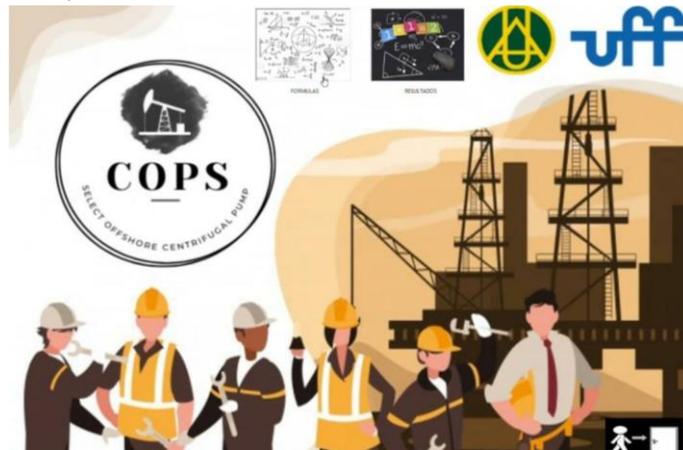
Esta herramienta lleva por nombre COPS (Select Offshore Centrifugal Pump), la cual se diseñó con el fin de realizar una selección óptima de bombas centrífugas para la industria petrolera teniendo en cuenta los requerimientos de la norma API 610/13709.

Es necesario la recopilación de datos específicos del pozo los cuales son requeridos por la herramienta como: caudal de petróleo (Q_o), Q_{water} , %oil %water, presiones de saturación, presión del separador, así mismo es necesario tener datos en distintos tiempos para poder realizar una respectiva comparación y que las curvas de demanda sean más exactas, para así la empresa o entidad que utilice la herramienta tenga más precisión para la selección de la bomba centrífuga; estos datos fueron ingresados a la herramienta COPS de la siguiente manera:

3.3.1 Manejo de la herramienta COPS (Select Offshore Centrifugal Pump).

3.3.1.1. Ingreso a COPS.

Figura 4.
Interfaz COPS.



Nota. Esta es la entrada a la herramienta digital

3.3.1.2. Ingreso de datos solicitados por COPS.

Figura 5.
Ingreso de datos.

Nota. De esta manera se presenta la herramienta para solicitar los datos

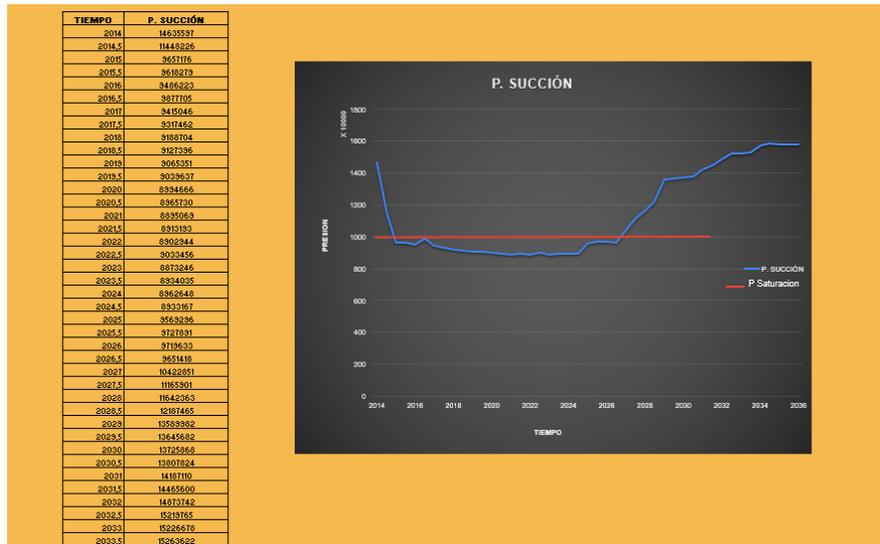
3.3.1.3 Una vez realizado el ingreso de todos los datos solicitados por COPS, la herramienta dará paso a la tabulación.

Figura 6.
Tabulación.

Nota. Se observa cómo debe quedar diligenciado los datos en la herramienta

3.3.1.4 Obtenida la tabulación COPS procede a generar las curvas de demanda a través de una gráfica.

Figura 7
Gráfica y Resultados.

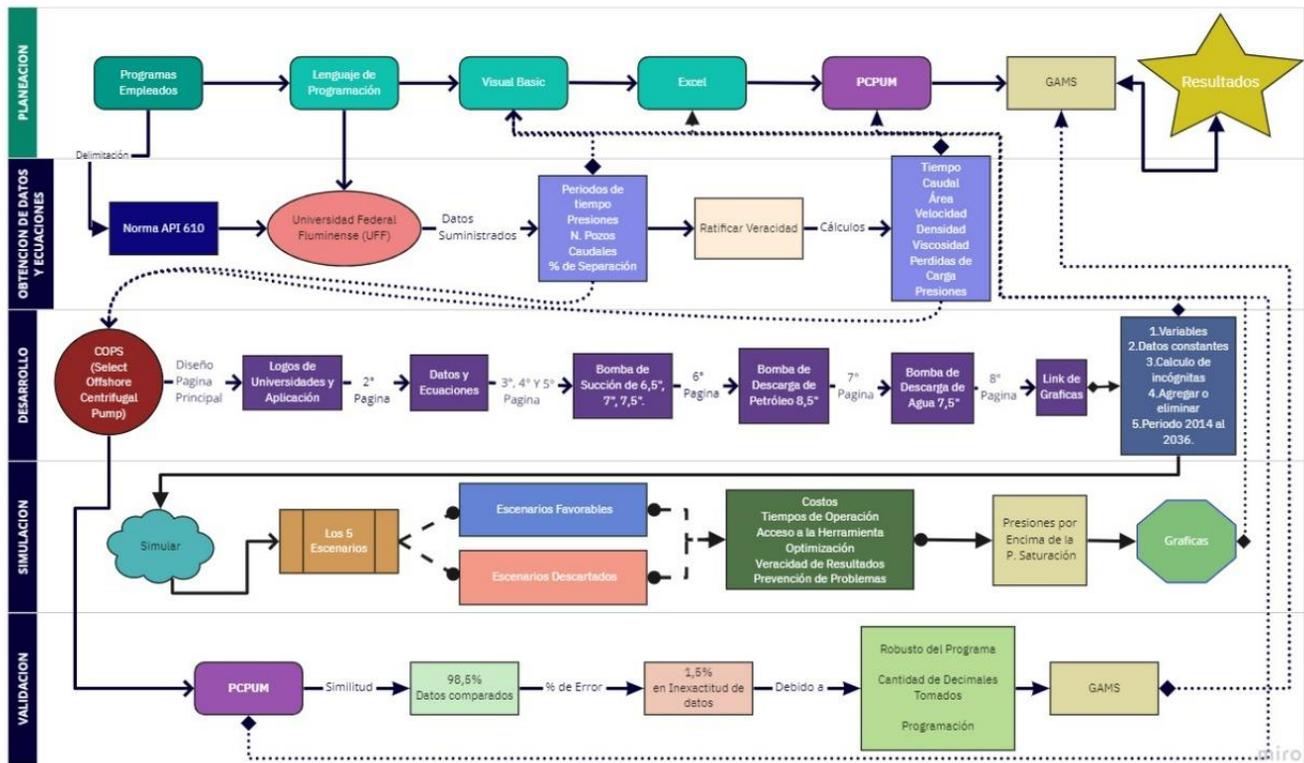


Nota. Con los datos tabulados se procede a generar una gráfica y comparar con presión de saturación.

3.4 Validación de la herramienta

Con el fin de realizar la validación de la herramienta COPS y verificar su correcto funcionamiento, se toma como referencia los datos obtenidos de la cuenca de santos ubicada en el océano atlántico al suroeste de sao paulo-Brasil los cuales fueron proporcionados por la universidad federal fluminense (UFF), donde los datos de presión de succión y presión de descarga han sido calculados desde el año 2014 y proyectados hasta el año 2036, se realizó una comparación de los resultados obtenidos por COPS con los datos reales del campo para verificar la exactitud de la herramienta.

Figura 8.
Diagrama de flujo de proceso



Nota. Proceso de elaboración de la herramienta digital

3.5 Comparar en herramienta PCPUM

Se procede a realizar una comparación de los datos obtenidos en la herramienta COPS con la herramienta PC Pump UFF la cual nos indica un cotejo en la simulación del 98.5% de similitud, podemos decir que el 1.5% que hay de diferencia se debe a la toma de datos y en el manejo de las ecuaciones diferenciales.

4.RESULTADOS

Una vez introducido los datos requeridos por el software se procede a realizar la simulación variando el diámetro de las líneas de producción debido a que la presión de succión y descarga se ven afectadas directamente por el diámetro; para este proyecto se seleccionaron los diámetros de las líneas de producción a: 6,5"; 7,0"; 7,5". Por otra parte, se tendrá que mantener el flujo monofásico para que pueda llegar a la unidad estacionaria, por esto se optó por tuberías de 8,5" para los elevadores de producción

- Diámetro de 6,5"

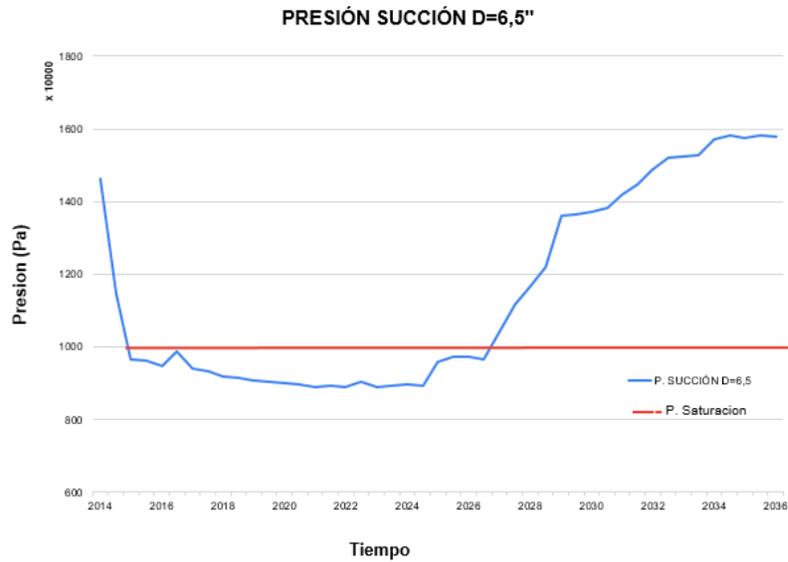
Tabla 1.*Datos de presión de succión diámetro 6,5"*

TIEMPO	P. SUCCIÓN D=6,5	TIEMPO	P. SUCCIÓN D=6,5
2014	14635597	2025,5	9727891
2014,5	11448226	2026	9719633
2015	9657176	2026,5	9651418
2015,5	9618279	2027	10422851
2016	9486223	2027,5	11165901
2016,5	9877705	2028	11642363
2017	9415046	2028,5	12187465
2017,5	9317462	2029	13589982
2018	9188704	2029,5	13645682
2018,5	9127396	2030	13725868
2019	9065351	2030,5	13807824
2019,5	9039637	2031	14187110
2020	8994666	2031,5	14465600
2020,5	8965730	2032	14873742
2021	8895069	2032,5	15219765
2021,5	8913193	2033	15226678
2022	8902944	2033,5	15263622
2022,5	9033456	2034	15710492
2023	8873246	2034,5	15836847
2023,5	8934035	2035	15760899
2024	8962648	2035,5	15809485
2024,5	8933167	2036	15789485
2025	9569296		

Nota. Se toman los cálculos correspondientes para cada diámetro.

Figura 9

Grafica presión de succión 6,5"



Nota. Con los datos de la tabla se genera esta grafica para su análisis.

En la gráfica se visualiza que el diámetro de 6,5" no es viable dado que está presentando una desviación por debajo de la presión de saturación, lo cual significa que se empezaría a trabajar con gases y por esta razón continuamos con el diámetro de línea de 7".

- Diámetro de 7"

Tabla 2

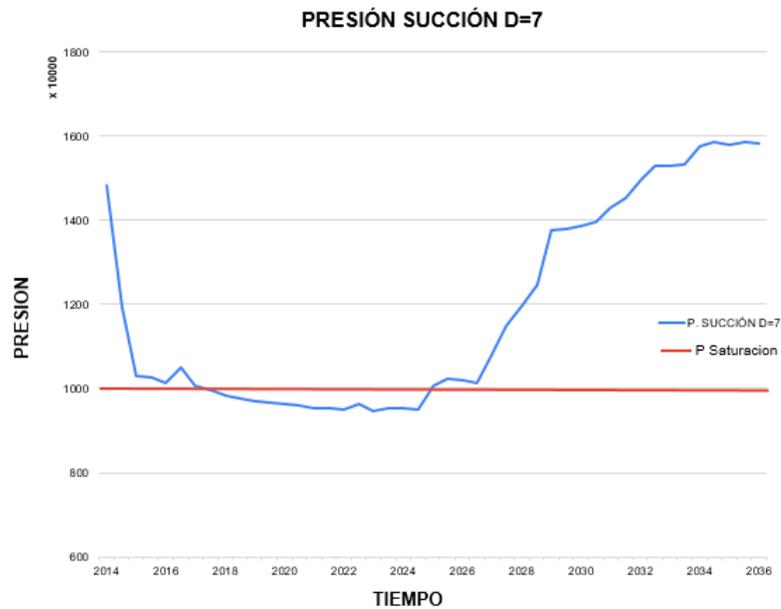
Datos de presión de succión diámetro 7"

TIEMPO	P. SUCCIÓN D=7	TIEMPO	P. SUCCIÓN D=7
2014	14835478	2025,5	10219906
2014,5	11918497	2026	10207987
2015	10303552	2026,5	10143167
2015,5	10262284	2027	10838221
2016	10140135	2027,5	11511915
2016,5	10483418	2028	11946704
2017	10063564	2028,5	12449764
2017,5	9963737	2029	13747961
2018	9836342	2029,5	13799309
2018,5	9769747	2030	13873386
2019	9703664	2030,5	13947997
2019,5	9673934	2031	14303299
2020	9626105	2031,5	14537324
2020,5	9591399	2032	14951547
2021	9521177	2032,5	15281048
2021,5	9533596	2033	15286093
2022	9516178	2033,5	15319838
2022,5	9625403	2034	15748920
2023	9475127	2034,5	15870745
2023,5	9524052	2035	15796689
2024	9544391	2035,5	15843190
2024,5	9511734	2036	15823190
2025	10081719		

Nota. Se toma otro diámetro para realizar comparación

Figura 10

Grafica presión de succión 7"



Nota. Se procede a hacer la comparación

En esta grafica se evidencia que se continúa presentando una desviación por debajo de la presión de saturación por lo tanto se debe seguir replicando los datos para el diámetro de 7,5”.

- Diámetro de 7,5”

Tabla3.

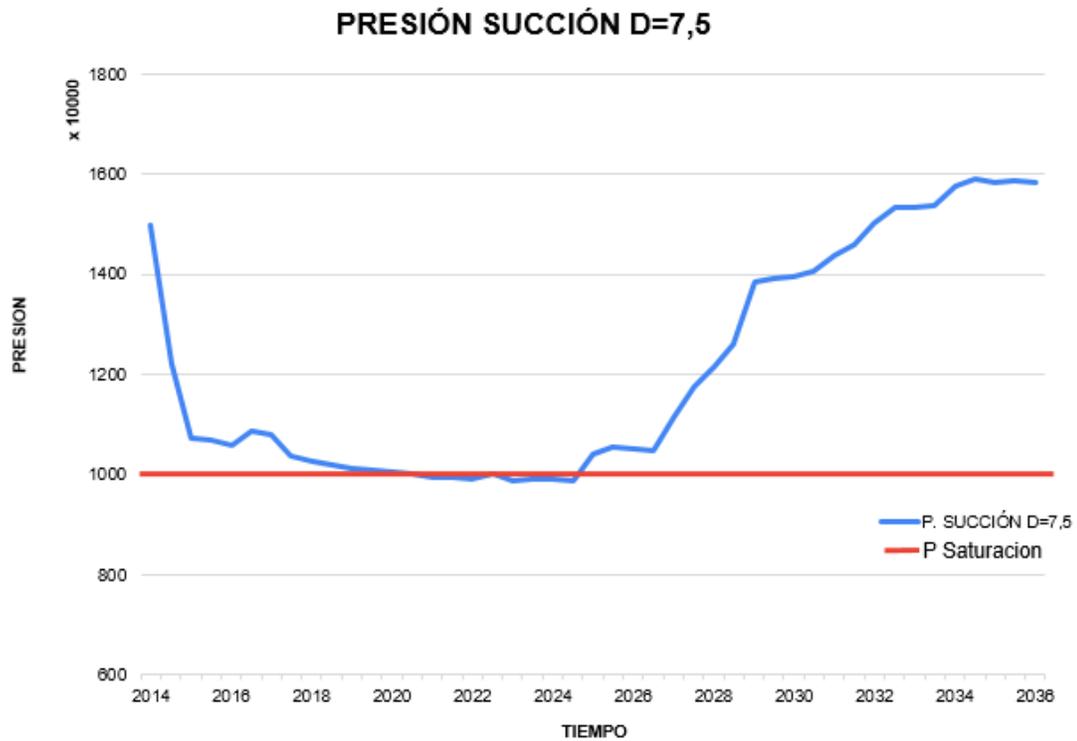
Datos de presión de succión diámetro 7,5”

TIEMPO	P. SUCCIÓN D=7,5	TIEMPO	P. SUCCIÓN D=7,5
2014	14967397	2026	10541831
2015	12228449	2026	10527802
2015	10729327	2027	10463866
2016	10686112	2027	11108841
2016	10572866	2028	11739103
2017	10881526	2028	12146392
2017	10786717	2029	12621756
2018	10389201	2029	13851722
2018	10260926	2030	13899533
2019	10191737	2030	13969576
2019	10123216	2031	14041000
2020	10091111	2031	14379461
2020	10038989	2032	14603601
2021	10001390	2032	15003020
2021	9931392	2033	15319939
2022	9941021	2033	15324410
2022	9916788	2034	15357370
2023	10013218	2034	15774698
2023	9869092	2035	15892862
2024	9910136	2035	15820393
2024	9924629	2036	15865181
2025	9891150	2036	15845181
2025	10417493		

Nota. Se cambia el diámetro para otro dato comparativo

Figura 11.

Grafica presión de succión 7,5"



Nota. Se hace la comparación con respecto a la presión de saturación.

En la Figura 8 podemos observar que esta satisface las necesidades dado que podemos notar que la curva de presión de succión se mantiene al límite con la presión de saturación, esto quiere decir que no se alcanza a generar burbuja de gas, con esta hipótesis, podemos concluir que obtuvimos los valores de las presiones de succión de la bomba de aceite y la bomba de agua.

- Diámetro de 8,5"

Tabla 4.

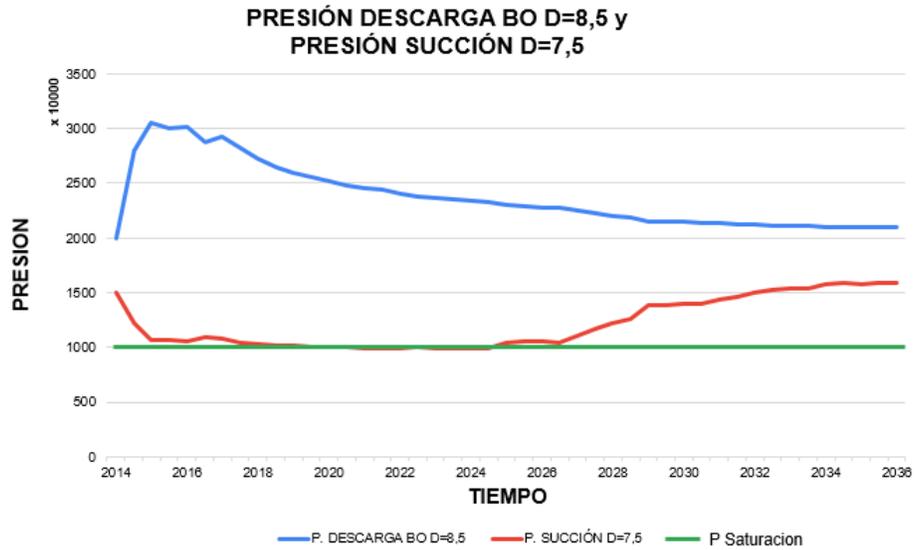
Datos de presión de succión diámetro 7,5" VS presión de descarga 8,5"

TIEMPO	P. DESCARGA BO D=8,5	P. SUCCIÓN D=7,5	TIEMPO	P. DESCARGA BO D=8,5	P. SUCCIÓN D=7,5
2014	19997662	14967397	2026	22836016	10541831
2015	27927242	12228449	2026	22775744	10527802
2015	30586806	10729327	2027	22750600	10463866
2016	30034561	10686112	2027	22466227	11108841
2016	30094179	10572866	2028	22208815	11739103
2017	28789996	10881526	2028	22058065	12146392
2017	29221017	10786717	2029	21904684	12621756
2018	28192327	10389201	2029	21495787	13851722
2018	27252781	10260926	2030	21481208	13899533
2019	26505914	10191737	2030	21452702	13969576
2019	25922892	10123216	2031	21431357	14041000
2020	25567605	10091111	2031	21335935	14379461
2020	25203487	10038989	2032	21286476	14603601
2021	24852110	10001390	2032	21183311	15003020
2021	24601136	9931392	2033	21114238	15319939
2022	24441554	9941021	2033	21133529	15324410
2022	24103010	9916788	2034	21115128	15357370
2023	23839801	10013218	2034	20983555	15774698
2023	23701396	9869092	2035	20968311	15892862
2024	23494512	9910136	2035	20987271	15820393
2024	23354443	9924629	2036	20963218	15865181
2025	23261294	9891150	2036	20963218	15845181
2025	22974194	10417493			

Nota. Se procede a tomar datos de presión de descarga para bomba de petróleo.

Figura 12.

presión de succión 7,5" VS presión de descarga 8,5"



Nota. Se compara presión de descarga vs presión de succión.

Contando con los valores de presión de descarga y presión de succión es preciso determinar la bomba de petróleo, sin embargo, falta determinar la bomba de agua.

- BOMBA DE AGUA

Tabla 5.

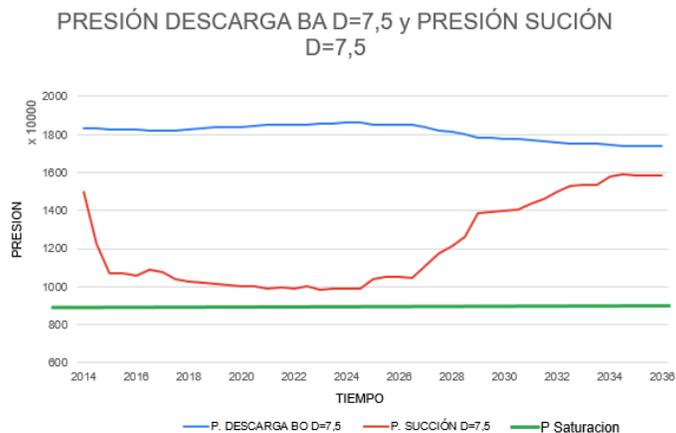
Presión de descarga y de succión VS Tiempo

TIEMPO	P. DESCARGA BO D=7,5	P. SUCCIÓN D=7,5	TIEMPO	P. DESCARGA BO D=7,5	P. SUCCIÓN D=7,5
2014	18342900	14967397	2026	18490623	10541831
2015	18341726	12228449	2026	18493079	10527802
2015	18289272	10729327	2027	18500996	10463866
2016	18253743	10686112	2027	18359422	11108841
2016	18233458	10572866	2028	18228887	11739103
2017	18212367	10881526	2028	18139015	12146392
2017	18201683	10786717	2029	18018128	12621756
2018	18222256	10389201	2029	17845665	13851722
2018	18269336	10260926	2030	17820394	13899533
2019	18315718	10191737	2030	17788534	13969576
2019	18361699	10123216	2031	17759346	14041000
2020	18384936	10091111	2031	17700392	14379461
2020	18417640	10038989	2032	17658099	14603601
2021	18451853	10001390	2032	17598405	15003020
2021	18486378	9931392	2033	17551091	15319939
2022	18488399	9941021	2033	17530593	15324410
2022	18532816	9916788	2034	17506063	15357370
2023	18534079	10013218	2034	17454453	15774698
2023	18586827	9869092	2035	17426887	15892862
2024	18603502	9910136	2035	17410090	15820393
2024	18613040	9924629	2036	17386189	15865181
2025	18627690	9891150	2036	17366189	15845181
2025	18512320	10417493			

Nota. Se realiza la comparación de presión de succión y descarga vs el tiempo.

Figura 13.

Grafica de presión de descarga y de succión VS el tiempo



Nota. Se comparan datos obtenidos.

Con estas últimas graficas ya se puede tomar la decisión de la bomba que se necesita y la presión de descarga necesaria de agua, ahora nos dirigimos a la herramienta de PCPUMP con las gráficas para poder simular los datos obtenidos por COPS y seleccionar la bomba, primero se deben simular los datos para poder determinar la similitud, por tanto, por medio de la simulación se observa una similitud del 98.5%, lo cual nos indica que la herramienta esta funcionando bien y que el desfase se debe al manejo de los decimales.

4. CONCLUSIONES

El diseño de la herramienta digital Select Offshore Centrifugal Pump para simular diferentes escenarios de análisis de presiones y flujos del campo permite concluir que:

En lo que concierne a la validación de la herramienta Select Offshore Centrifugal Pump de forma global, se logró dar cumplimiento a los objetivos en los cinco (5) escenarios de estudio del campo; de esta forma los resultados obtenidos de la herramienta digital y los suministrados del escenario operativo offshore coinciden en su totalidad al ser comparados. por consiguiente, se concluyó que la herramienta diseñada es idónea para su ejecución en operaciones de perforación costa afuera.

A la largo de la validación, se determinaron presiones, flujos y diámetros de las líneas más adecuados para ser implementados en el campo referenciado para las operaciones de costa afuera, simulando hasta establecer los diámetros óptimos de las líneas de producción e inyección con las pérdidas de carga que limitará la inclusión de gases en la tubería, por ese motivo se concluye que el diámetro ideal de succión es de 7.5” y fue establecido por medio de un análisis de sensibilidad y gráficas, logrando evitar presiones por debajo de la presión de saturación.

Se concluyó con la selección de bombas de aceite y agua, que al implementar la norma API STD 610 del 2003 en referencia a las presiones y flujos, limita las posibilidades de elección de las bombas y lograr tener una mayor confiabilidad en los buenos procedimientos empleados en las simulaciones.

En lo que respecta a un análisis general de la herramienta digital, se concluye que el estudio efectuado genera una mayor comprensión de la exploración petrolera costa afuera, del mismo modo evidencia las ventajas y desventajas al instalar el sistema de separación submarino de agua y petróleo (SSAO). Por consiguiente, los beneficios al implementar esta herramienta van desde rendimiento en la operación, costos, tiempos de ejecución, facilidad de acceso respecto a otras herramientas del mercado y diversidad de aplicación en los diferentes escenarios de estudio.

BIBLIOGRAFIA

- [1] (. Geological Survey and G. Paris, *Map and Database of Quaternary Faults and Folds in Colombia and its Offshore Regions*. 2000.
- [2] S. R. Hernandez, J. Andres and T. Arias, "Creación de una herramienta digital que integre los trámites requeridos para la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, según normatividad técnica vigente".
- [3] de Programación,L., 2009)."No title." *Lenguajes De Programación*.
- [4] De Jalón,J. G., J. I. Rodríguez and A. Brazález, 1999)."Aprenda Visual Basic 6.0." *San Sebastián*.
- [5] Laurencio-Alfonso,H. L. *et al*, 2012)."Modelo para cálculo de pérdidas de presión en tuberías conductoras de petróleo pesado (11° API)." *Minería Y Geología*.
- [6] Anaya-Durand,A. I. *et al*, 2014)."Evaluación de ecuaciones de factor de fricción explícito para tuberías." *Educación Química*.
- [7] Swamee,P. K. and A. K. Jain, 1976)."Explicit equations for pipe-flow problems." *Journal of the Hydraulics Division*.
- [8] Silveira de Souza,L. and G. N. Chaves Sgarbi, (Mar 22,2019)."Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural." *Boletim De Geologia*. DOI: 10.18273/revbol.v41n1-2019009
- [9] Enerdata (2021), "anuario estadístico mundial de energía",[en línea] <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>,[septiembre 4 de 2021].