EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UBH Y PCP A PARTIR DE LA DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA UN POZO CON CONDICIONES ESPECIALES DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DEL ORIENTE COLOMBIANO

HÉCTOR MAURICIO ACEVEDO PÉREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA
2021

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UBH Y PCP A PARTIR DE LA DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA UN POZO CON CONDICIONES ESPECIALES DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DEL ORIENTE COLOMBIANO

HÉCTOR MAURICIO ACEVEDO PÉREZ

Trabajo presentado como requisito para obtener el título de Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas, con énfasis en producción de hidrocarburos

DIRECTOR:
EDISON GARCÍA NAVAS
MSc. Ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA
2021

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso y la Santísima Virgen de Monguí por haberme permitido obtener este importante logro.

A mis padres HÉCTOR ACEVEDO y ROSITA PÉREZ por su infinito amor, la confianza y el gran apoyo brindado durante estos años.

A mis hermanos, ya que son parte fundamental de mi vida, por estar a mi lado en las buenas y en las malas.

A toda mi familia por el amor, apoyo y colaboración.

HÉCTOR MAURICIO ACEVEDO PÉREZ.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco especialmente al director de proyecto, profesor Edison García Navas, por convertirse en un apoyo indispensable, por el tiempo y dedicación para la consolidación de este proyecto.

A Ana María Pérez y a los ingenieros Eliana Torres, Valdemar Argüello y Fernando Pérez, quienes me motivaron a realizar este estudio, brindándome apoyo, compartiendo su experiencia, conocimiento y especialmente su amistad.

Al ingeniero Giovanni Alippio, fundador y gerente general de la empresa Jetty Pumping Co., quien por más de 20 años ha dedicado su esfuerzo al desarrollo del bombeo hidráulico como sistema de levantamiento artificial en el país.

A la Universidad Industrial de Santander, directivos, administrativos y profesores del programa de Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas, por ser formadores de grandes profesionales, brindando conocimientos para el crecimiento y desarrollo de esta importante industria a nivel mundial.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN **17**

1. OBJETIVOS **18**

1.1 OBJETIVO GENERAL **18**
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS **18**

2. GENERALIDADES **19**

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BH Y PCP **19**
2.1.1 Bombeo hidráulico tipo jet. 22
2.1.1.1 Principio de operación. 22
2.1.1.2 Ventajas 25
2.1.1.3 Desventajas 25
2.1.2 Bombeo por cavidades progresivas 26
2.1.2.1 Principio de operación 26
2.1.2.2 Ventajas 28
2.1.2.3 Desventajas 29

3. VARIABLES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE SLA POR BH Y PCP **30**

3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD **30**
3.1.1 Método de la línea recta. 30
3.1.2 Método de Vogel. 31
3.2 VARIABLES DE DISEÑO DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS **32**
3.2.1 Caudal teórico 32
3.2.2 Profundidad de la bomba 33

3.2.3 La presión de entrada a la bomba (PIP) 34
3.2.4 Carga dinámica total (TDH) 34
3.2.4.1 Nivel de fluido (Hd) 34
3.2.4.2 Pérdidas por fricción en el tubing (HF) 35
3.2.4.3 Pérdidas de fricción en la línea de flujo (Pd) 35
3.2.5 Selección del elastómero 35
3.2.6 Tipo de bomba 36
3.2.7 Potencia requerida por la bomba 36
3.2.8 Requerimiento de torque 37
3.2.8.1 Torque hidráulico 37
3.2.8.2 Torque de fricción 38
3.2.8.3 Torque de resistencia 38
3.2.9 Carga axial 39
3.2.10 Potencia consumida por el motor 39
3.2.11 Selección del cabezal 40
3.3 VARIABLES DE DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET 41
3.3.1 Equipos de superficie 41
3.3.1.1 Bombas multiplex 41
3.3.1.2 Cabezales de pozo 41
3.3.1.3 Sistemas de tratamiento 42
3.3.2 Equipos de subsuelo 43
3.3.2.1 Completamiento convencional – Circulación en directa 43
3.3.2.2 Completamiento convencional – Circulación en reversa 43
3.3.2.3 Completamiento en sartas concéntricas 44
3.3.3 Tipos de bombas jet 44
3.3.3.1 Bomba jet directa 44
3.3.3.2 Bomba jet reversa 45
3.3.4 Relación de tamaño boquilla / garganta 45
3.3.5 Cavitación 46

4. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SLA POR BH Y PCP 48

4.1 DATOS REQUERIDOS 48
4.1.1 Datos de yacimiento y producción 48
4.1.2 Características de los fluidos 48
4.1.3 Datos de pozo 49
4.1.4 Problemas posibles. 49
4.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD 50
4.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LOS FLUIDOS 51
4.3.1 Gravedad específica del petróleo 51
4.3.2 Gravedad específica de la mezcla 51
4.4 DISEÑO SLA BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS 52
4.4.1 Cálculo del caudal teórico 52
4.4.2 Carga dinámica total 52
4.4.3 Cálculo de potencia consumida 54
4.4.4 Cálculo de torques 55
4.4.5 Cálculo de esfuerzos axiales 56
4.4.6 Cálculo de tensiones combinadas 56
4.4.7 Cálculo de estiramiento de varillas 57
4.4.8 Selección del cabezal 58
4.4.9 Selección del elastómero 58
4.5 DISEÑO DE SLA POR BH TIPO JET 60
4.5.1 Criterios de diseño 60
4.5.2 Descripción del programa NCPCv4-GR 61
4.5.3 Procedimiento de cálculo 61
4.5.3.1 Iniciar el programa The New Coleman Pump Company NCPCv4-GR. 61
4.5.3.2 Ingresar datos: 61
4.5.3.3 Realizar el primer cálculo: 62
4.5.3.4 Selección de tamaños de boquilla y garganta 63
4.5.3.5 Cálculo de la siguiente iteración. 64

4.6 ANÁLISIS DE DISEÑO 64

5. SELECCIÓN DEL SLA BASADO EN LOS ANÁLISIS AMBIENTAL, PRESUPUESTAL Y ENERGÉTICO 68

5.1 ANÁLISIS AMBIENTAL 68
5.1.1 Huella de carbono 68
5.1.2 Cálculo de la huella de carbono 70
5.1.3 Huella de carbono de SLA por bombeo de cavidades progresivas. 74
5.1.4 Huella de carbono de SLA por BH tipo Jet 74
5.1.5 Balance energético 75
5.2 ANÁLISIS PRESUPUESTAL 77
5.3 DETERMINACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS SLA BH Y PCP 80
5.4 SELECCIÓN DEL SLA PARA EL POZO AC-01 83

6. ALTERNATIVAS DE MEJORA DE SLA POR BH PARA POZO AC-01 85

6.1 INSTALACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO CONCÉNTRICO (BHC) 85

7. CONCLUSIONES 92

8. RECOMENDACIONES 94

BIBLIOGRAFÍA 95

ANEXOS 99

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Comparación de las ventajas y desventajas de los SLA 21
Tabla 2. Características de los fluidos. 49
Tabla 3. Datos de yacimiento y producción 50
Tabla 4. Datos de pozo 50
Tabla 5. Caudal teórico BCP 53
Tabla 6. Carga dinámica total TDH 54
Tabla 7. Cálculo de potencia consumida 55
Tabla 8. Cálculo de torques 55
Tabla 9. Cálculo de esfuerzos axiales 56
Tabla 10. Cálculo de tensiones combinadas 56
Tabla 11. Cálculo de estiramiento de varillas 57
Tabla 12. Resumen de resultados de diseño de SLA por PCP 57
Tabla 13. Resultados de las iteraciones 64
Tabla 14. Resumen de resultados BH 67
Tabla 15. Energía consumida por los SLA por BH y PCP 74
Tabla 16. Huella de carbono de los SLA por BH y PCP 74
Tabla 17. Energía generada por combustión de petróleo de pozo AC-01 76
Tabla 18. Balance energético de los SLA – pozo AC-01 76
Tabla 19. Presupuesto para realizar cambio de bomba PCP 78
Tabla 20. Presupuesto para cambio de SLA a BH concéntrico 79
Tabla 21. Resultados del cálculo de la potencia hidráulica para SLA BH y PCP. . 82
Tabla 22. Resultados del cálculo de eficiencia energética para los SLA BH y PCP. 82
Tabla 23. Datos de diseño de completamiento concéntrico 86
Tabla 24. Resultados del software de diseño de BH concéntrico 87
Tabla 25. Resultados de diseño de BH concéntrico 90

Tabla 26. Resultados del cálculo de eficiencia energética para el SLA por BHC ..91
Tabla 27. Relación de consumo energético con producción de petróleo.....91

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Esquema de la bomba hidráulica tipo Jet 23
Figura 2. Componentes de una bomba tipo Jet 24
Figura 3. Perfil de presión y velocidad a través de la bomba tipo Jet 24
Figura 4. Sistema de bombeo por cavidades progresivas. 27
Figura 5. Partes principales de BCP 28
Figura 6. Geometría de una bomba de cavidades progresivas 33
Figura 7. Facilidades en superficie para bombeo hidráulico 42
Figura 8. Curva IPR pozo AC- 01 51
Figura 9. Diseño SLA bombeo de cavidades progresivas 52
Figura 10. Factor de pérdida de carga por fricción 53
Figura 11. Manual de cabezales de NETZSCH 58
Figura 12. Tipos de elastómeros 59
Figura 13. Características de los elastómeros 59
Figura 14. Pantalla principal del programa NCPCv4-GR 61
Figura 15. Ventana de datos de programa NCPCv4-GR 62
Figura 16. Ventana de resultados programa NCPCv4-GR 63
Figura 17. Caudal de producción Vs PIP – Pozo AC-01 65
Figura 18. Comportamiento de la producción Vs fluido motriz 66
Figura 19. Comportamiento de la producción Vs presión de inyección 66
Figura 20. Comportamiento del caudal de producción Vs potencia hidráulica 67
Figura 21. Fuentes emisoras de gases efecto invernadero 70
Figura 22. Fases del ciclo de vida de un producto 71
Figura 23. Etapas de un ACV 71
Figura 24. Comportamiento de PIP para completamiento concéntrico 86
Figura 25. Ventana de datos de programa NCPC para C. Concéntrico 87
Figura 26. Comportamiento de la producción Vs Caudal de fluido motriz 88

Figura 27. Comportamiento de la producción Vs la presión de inyección 88
Figura 28. Potencia hidráulica en completamiento concéntrico.....89

LISTA DE ANEXOS

pág.

ANEXO A: ANÁLISIS DE FALLA DE BOMBA PCP 99
ANEXO B. TEST INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES 103

GLOSARIO

%SW	Contenido de agua libre y sedimentos
API	American Petroleum Institute
BBL	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bombeo hidráulico
BOPD	Barriles de petróleo por día
BWPD	Barriles de agua por día
CHP	Presión del anular en cabeza de pozo, psi
GOR	Relación gas – petróleo, SCF/BN
HP	Caballos de potencia, unidad de potencia
Hz	Hertz, Unidad de frecuencia
MSCF	Miles de pies cúbicos estándar
PCP	Bombeo de cavidades progresivas
PWF	Presión de fondo fluyente, psi
SLA	Sistema de levantamiento artificial
THP	Presión en cabeza de pozo, psi
UBH	Unidad de bombeo hidráulico

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UBH Y PCP A PARTIR DE LA DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA UN POZO CON CONDICIONES ESPECIALES DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DEL ORIENTE COLOMBIANO.[*]

AUTOR: HÉCTOR MAURICIO ACEVEDO PÉREZ[**]

PALABRAS CLAVE: Bombeo de cavidades progresivas, Bombeo hidráulico concéntrico, Eficiencia energética, Condiciones especiales de producción.

DESCRIPCIÓN: En el presente documento se realiza una evaluación técnica a los sistemas de levantamiento artificial por bombeo hidráulico y bombeo de cavidades progresivas a partir de la evaluación energética para un pozo con condiciones especiales de producción, como problemas por incrustaciones y alta producción de gas, ubicado en el oriente colombiano. La evaluación incluye un análisis de las variables técnicas que intervienen a la hora de realizar la selección y el diseño de sistemas de levantamiento artificial. También se describen metodologías de diseño mediante el uso de software, cálculos de consumo energético y características operacionales de los sistemas de levantamiento objeto de este estudio.

Adicionalmente, se realiza un análisis presupuestal, donde se describen los posibles escenarios a implementar en la operación del campo y una descripción de impacto ambiental del proyecto, basada en el cálculo de la huella de carbono. Por otra parte, se realiza la selección del sistema de levantamiento más eficiente de acuerdo con las características propias del pozo y a la evaluación de los resultados de los diseños propuestos.

El documento contiene alternativas de mejora al sistema de levantamiento artificial seleccionado, la implementación de nuevas tecnologías tales como un nuevo sistema de levantamiento y la aplicación de productos químicos especiales, acorde a las características fisicoquímicas de los fluidos del pozo. Por último, se realizan recomendaciones, las cuales buscan mejorar las condiciones operativas y reducir los costos de producción.

[*] Trabajo de grado

[**] Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison García Navas. MSc. Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE UBH AND PCP ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS BASED ON THE DETERMINATION OF ENERGY EFFICIENCY FOR A WELL WITH SPECIAL PRODUCTION CONDITIONS IN A FIELD IN EASTERN COLOMBIA[*]

AUTHOR: HÉCTOR MAURICIO ACEVEDO PÉREZ[**]

KEY WORDS: Progressive cavity pumping, Concentric hydraulic pumping, Energy efficiency, Special production conditions.

DESCRIPTION: In this document, a technical evaluation of artificial lift systems by hydraulic pumping and progressive cavity pumping is carried out based on the energy evaluation for a well with special production conditions, such as incrustation problems and high gas production, located in the Colombian east. The evaluation includes an analysis of the technical variables involved in the selection and design of artificial lift systems. Design methodologies are also described through the use of software, energy consumption calculations and operational characteristics of the lifting systems that are the object of this study.

Additionally, a budget analysis is carried out, which describes the possible scenarios to be implemented in the operation of the field and a description of the environmental impact of the project, based on the calculation of the carbon footprint. On the other hand, the selection of the most efficient lifting system is made according to the characteristics of the well and the evaluation of the results of the proposed designs.

The document contains alternatives to improve the selected artificial lift system, the implementation of new technologies such as a new lifting system and the application of special chemical products, according to the physicochemical characteristics of the well fluids. Finally, recommendations are made, which seek to improve operating conditions and reduce production costs.

[*] Degree work

[**] Physical-chemical Engineering Faculty. Department of Petroleum Engineering. Director: Edison Garcia Navas. MSc. Petroleum engineer

INTRODUCCIÓN

La crisis en la industria petrolera derivada de los bajos precios del barril ha conllevado el análisis de costos desde todos los factores que implican la producción, por lo tanto, para cumplir con estos objetivos se requiere mejorar y garantizar en el tiempo condiciones óptimas de recursos e infraestructura tales como: facilidades, sistemas de levantamiento, sistemas de recolección y recursos energéticos, ya que pequeños cambios en la eficiencia operativa y energética tienen gran impacto en la rentabilidad de la producción.

El sistema de levantamiento artificial utilizado actualmente en algunos pozos productores de un campo del oriente colombiano, ha presentado problemas debido al deterioro frecuente de la bomba de cavidades progresivas, ocasionado por el daño del elastómero. La compañía busca evaluar un nuevo de sistema de levantamiento que emplee recursos propios y de esta manera incrementar el *runlife* de los pozos y el costo económico sea menor cuando haya que realizar *well service.*

En la actualidad, la industria de los hidrocarburos requiere producir de manera eficiente, por lo cual, es necesario evaluar la eficiencia energética de los sistemas de levantamiento artificial BH y PCP en pozos con condiciones especiales de producción; donde también incluya el análisis técnico de los diseños de SLA, análisis ambiental y de presupuesto, para finalmente, determinar la viabilidad técnico-económica en un pozo productor del oriente colombiano.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnicamente los sistemas de levantamiento artificial BH y PCP, a partir de la determinación de la eficiencia energética para un pozo con condiciones especiales de producción en un campo del oriente colombiano.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Determinar las variables técnicas que intervienen en el cálculo de la eficiencia energética de los sistemas de levantamiento artificial (SLA) por Bombeo Hidráulico Tipo Jet (BH) y bombeo de cavidades progresivas (PCP).

Plantear una metodología de diseño de los SLA BH tipo Jet y PCP que permita determinar la eficiencia energética, en función de las características operacionales del pozo seleccionado.

Realizar un análisis energético, presupuestal y ambiental, aplicando la metodología de determinación de eficiencia energética de los SLA evaluados a uno de los pozos productores del campo y seleccionar el sistema más eficiente de acuerdo a las características propias del caso.

Proponer alternativas de mejora del SLA seleccionado, basado en el análisis de nuevas tecnologías, a fin de mejorar las condiciones operativas y reducir los costos de producción.

2. GENERALIDADES

El sistema de levantamiento artificial utilizado actualmente en el pozo productor “AC-01” ha presentado problemas debido al deterioro frecuente de la bomba de cavidades progresivas. Este impase se ha presentado tres veces en un periodo menor a seis meses, por lo tanto, se requiere evaluar el problema y las medidas correctivas a implementar, ya que, este tipo de fallas recurrentes afectan considerablemente la economía de la compañía operadora, debido a la perdida de producción y al costo elevado que implica realizar un *workover*.

El defecto que ha presentado la bomba de subsuelo está ocasionado por el daño del elastómero. Se infiere que el problema está asociado a las condiciones especiales de producción que presenta el pozo, las cuales incluyen una relación gas – petróleo superior a 500 (scf/STB) y a las características incrustantes que presenta el agua de producción. La compañía busca evaluar nuevas tecnologías y un sistema de levantamiento artificial diferente al actual, aumentando la productividad mediante el uso de recursos propios y de esta manera determinar la viabilidad técnico-económica en la producción del pozo.

2.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BH Y PCP

La fuerza de empuje que desplaza los hidrocarburos dentro de un yacimiento viene de la expansión natural de los fluidos comprimidos y la diferencia de presión existente entre el yacimiento y el pozo. Si la diferencia de presión existente entre el yacimiento y las facilidades de superficie es suficiente el pozo fluirá de manera natural; sin embargo, gran cantidad del petróleo proviene de campos maduros y crudos pesados, que no cuentan con la energía requerida para vencer la columna hidrostática y levantar los fluidos a superficie, por ello se debe aportar energía de manera artificial y de esta manera extraer el petróleo presente en el yacimiento.

.

"La extracción de petróleo del subsuelo es un proceso que se hace posible debido a la existencia de cuatro factores principales: la presión que posee el yacimiento, la existencia de un pozo que comunique el yacimiento y la superficie, la diferencia de presión existente entre estos dos (diferencial de presión), y la buena comunicación que exista entre el yacimiento y el pozo. La reducción de alguno de estos parámetros afecta la capacidad de salida de los fluidos hasta superficie."[1]

"El propósito de los sistemas de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción como arenamiento, conificación de agua, etc."[2]

Es muy importante seleccionar un sistema de levantamiento artificial que sea adecuado para cada tipo de fluidos en un yacimiento determinado. Se debe tener presente la configuración del pozo (limitaciones mecánicas, dimensiones), condiciones de yacimiento, propiedades fisicoquímicas de los fluidos, profundidad de asentamiento, presiones, etc.

El presente estudio plantea realizar el análisis del tipo de levantamiento artificial entre bombeo de cavidades progresivas y bombeo hidráulico, que resulte más eficiente en la producción de hidrocarburos en un pozo productor con características especiales, ubicado en el oriente colombiano.

[1] CALVETE GONZALEZ Fernando y MONTES PAEZ Erik. Sistemas de levantamiento artificial. Cap. 1. Bucaramanga. 2017. p.7.

[2] CASTRO LÓPEZ, Hermes y RODRÍGUEZ CEDEÑO, Diocles. Desarrollo de un simulador para el dimensionamiento y análisis comparativo entre el bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo por cavidades progresivas para la producción de crudos pesados. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2017. 26 p.

Tabla 1. Comparación de las ventajas y desventajas de los SLA

SLA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
BOMBEO MECÁNICO (BM)	Sistema más antiguo y ampliamente usado en la industria Simple y fácil de operar para personal de campo Aplicable a todo tipo de completamiento Flexible para ajustar la extracción con la declinación del pozo Fácil diagnóstico El equipo de fondo puede trabajar a altas temperaturas Puede usar gas o electricidad como fuente de poder	En pozos desviados presenta problemas de fricción El manejo de cantidades considerables de solidos Pozos con aporte de gas disminuye la eficiencia Se limita por profundidad debido a carga en varillas Intrusivo en zonas urbanas Susceptible a problemas de parafina
BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)	Costo moderado Equipo de superficie reducido Eléctricamente es eficiente Buen manejo de arena y fluidos viscosos	El elastómero del estator se puede hinchar por los fluidos del pozo El pozo no puede operar sin nivel Pierde eficiencia con la profundidad El desgaste de la tubería resulta alto respecto a otros sistemas
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	La capacidad de levantamiento de fluido es alta (20000 bfpd) No intrusivo en zonas residenciales Simple de operar Aplicable a pozos costa afuera (offshore) Disponible en diferentes tamaños El costo de levantamiento es bajo para altos caudales Fácil de inhibir la corrosión	Debe trabajar con electricidad solamente Se requieren altos voltajes No es práctico para pozos someros y de bajo aporte de fluido El costo de intervención resulta en el más elevado El cable resulta en el componente más débil La producción de gas y sólidos resultan en un problema (erosión)
BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET PUMP	La bomba se recuperar sin sacar tubería No tiene parte móviles en fondo No presenta problemas con pozos desviados Caudales de fluido (30000 bfpd) Aplicable a pozos costa afuera (offshore) Se puede emplear agua como fluido motriz Fácil de inhibir la corrosión	Requiere al menos 20% de sumergencia para un levantamiento eficiente El diseño resulta complejo La bomba cavita en ciertas condiciones Muy sensible a cualquier cambio en contraflujo La producción de gas libre reduce la capacidad de levantamiento de liquido En superficie se requieren altas presiones

Fuente: LEA, James F. And NICKENS Henry, *Selection of Artificial Lift*, 1999. SPE 52157

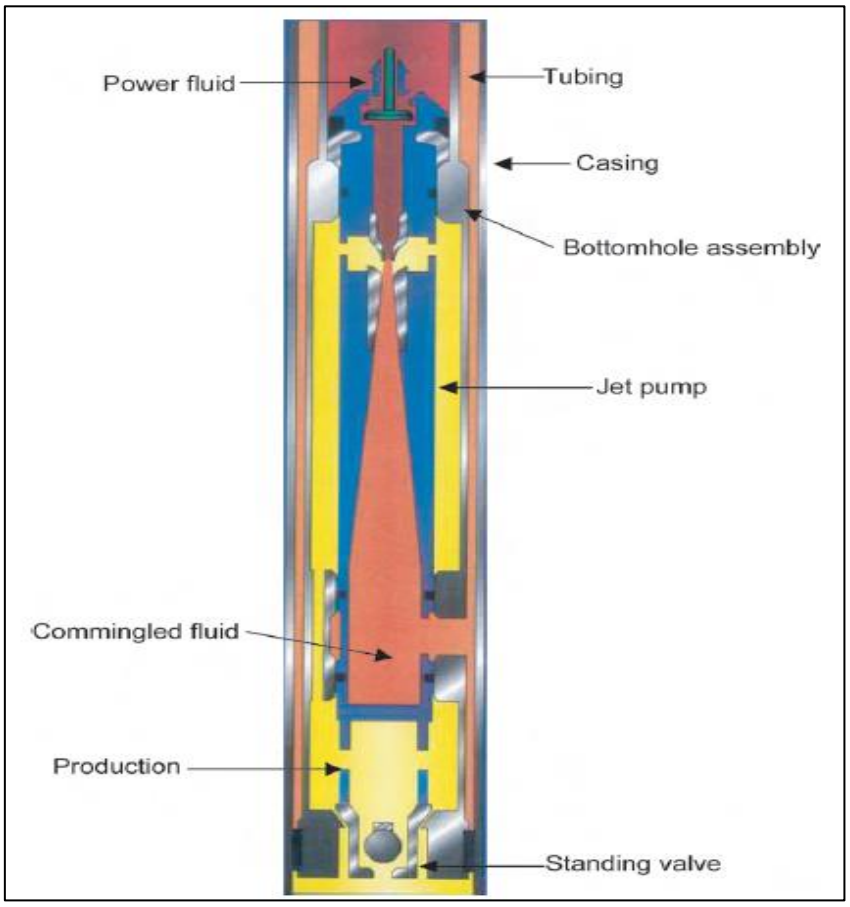
2.1.1 Bombeo hidráulico tipo jet. El principio operativo del bombeo hidráulico se basa en la ley de Pascal, la cual indica que: “si se ejerce una presión sobre una superficie de un fluido contenido en un recipiente, ésta se transmite a todas las superficies del mismo con igual intensidad”.

Como lo indica House[3], este principio hidráulico, aplicado como SLA, hace posible transmitir potencia (fluido a presión) desde un punto central hasta la profundidad de la bomba, sin emplear aparatos mecánicos, utilizando solo tubería de producción. Dado que las pérdidas de potencia en los sistemas hidráulicos son menores que los sistemas mecánicos, hace que este SLA tenga mayor eficiencia.

2.1.1.1 Principio de operación. El funcionamiento de bomba hidráulica tipo Jet está basado el principio de Venturi (expresado en la transferencia de energía que existe en las dos corrientes de fluido). El fluido motriz a alta presión pasa a través de una tobera o boquilla, entra a un tubo de mezcla o garganta, que está comunicado con los fluidos de la formación, donde se transforma la energía potencial en energía cinética, disminuyendo considerablemente la presión del fluido motriz, el cual pierde momentum y energía y el fluido de producción gana momentum y energía. La baja presión del fluido motriz permite que los fluidos del yacimiento entren al pozo y posteriormente a la bomba de fondo, a la presión PS y a la tasa de producción QS.

[3] HOUSE VIVANCO, Juan y VILLACRESES ZAMBRANO, Ricardo. Estudio para la implementación del servicio de bombeo hidráulico tipo jet de la Compañía ECUAPET Cía. Ltda. en Petroproducción. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2010. 209 p.

Figura 1. Esquema de la bomba hidráulica tipo Jet

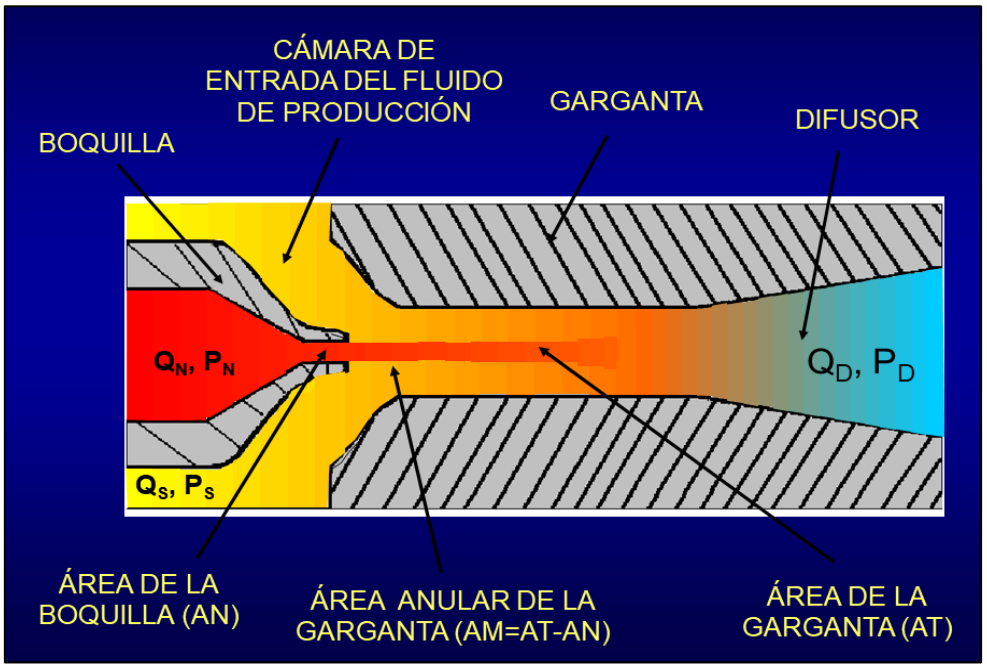


Fuente: LAKE, Larry W. Petroleum Enginnering Handbook. Production operations enginnering. Joe Dunn Clegg, Editor. Manufactured in the United States of America. Vol. IV. Cap.14. 727 p. ISBN 978-1-55563-135-2.

La alta velocidad del fluido motriz se mezcla con la baja velocidad de los fluidos producidos en la garganta. La mezcla de fluidos se le llama fluido de retorno. Cuando el fluido de retorno, alcanza la parte final de la cámara de mezclado, tiene baja presión y alta velocidad. El fluido entonces sale de la bomba a través del difusor, para transformar la energía cinética en presión, estableciéndose de esta manera, nuevamente, un estado de alta presión y baja velocidad. Esta alta presión de descarga P_D, debe ser suficiente para llevar la tasa del fluido de retorno Q_D, hasta la superficie[4].

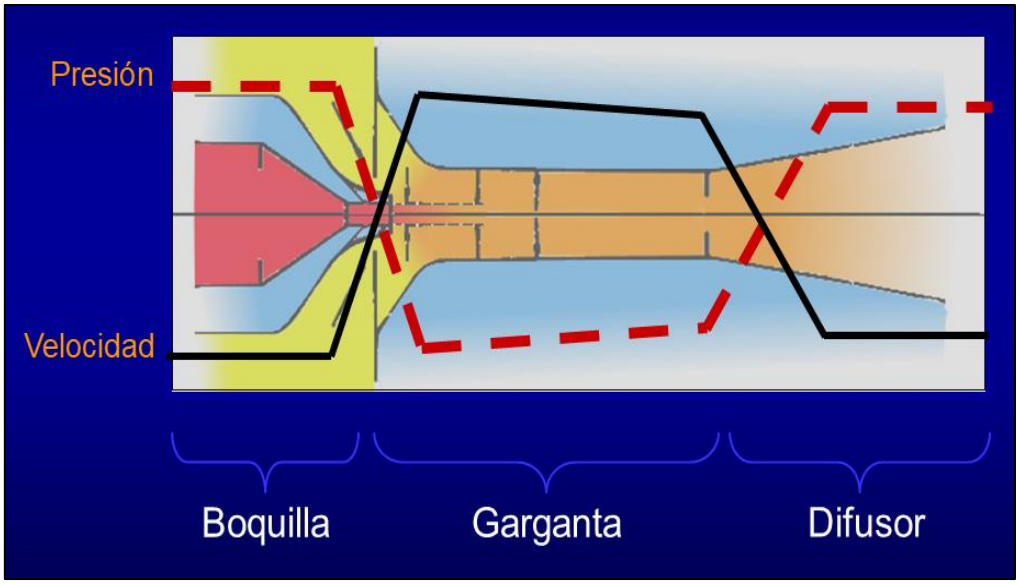
[4] HOUSE VIVANCO. Op.cit., p.18.

Figura 2. Componentes de una bomba tipo Jet



Fuente: LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET. PDVSA – Exploración y Producción. DORANTE Yoselyne, *et al*. 2001. U.E. Tierra Este Liviano, Campo Barúa- Motatán. 48 diapositivas.

Figura 3. Perfil de presión y velocidad a través de la bomba tipo Jet



Fuente: levantamiento artificial con bombeo hidráulico tipo jet. PDVSA. Ibid. 48 p.

2.1.1.2 Ventajas

- La bomba no posee partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Flexibilidad en la tasa de producción.
- Cálculo de la Pwf en condiciones fluyentes.
- Puede ser instalada en pozos de cualquier profundidad y desviados.
- Bombea todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente.
- Pueden optimizarse fácilmente cambiando el tamaño de la tobera y la garganta.
- En superficie se pueden hacer facilidades multi-pozos.
- Apropiadas para instalación de medidores de presión de fondo debido a su baja vibración.
- Puede manejar fluidos contaminados con CO_2, H_2S, gas y arena.

2.1.1.3 Desventajas

- Los costos de mantenimiento de las bombas reciprocantes en superficie son mayores comparativamente con los sistemas ESP y PCP.
- Las bombas jet requieren una potencia alta y tienen una eficiencia menor a 33%.
- Requiere tener un nivel de sumergencia del 20% del nivel dinámico para desempeñarse correctamente.
- Requiere acondicionamiento de facilidades de alta presión para operación en superficie.
- La alta velocidad en la boquilla y garganta genera turbulencia y fricción significativa, reduciendo la eficiencia.

2.1.2 Bombeo por cavidades progresivas. Este sistema de levantamiento artificial consiste en una bomba de desplazamiento rotativo positivo accionada desde la superficie, el movimiento es transmitido por medio de una sarta de varillas, empleando un motor – reductor acoplado desde las varillas hasta la bomba.

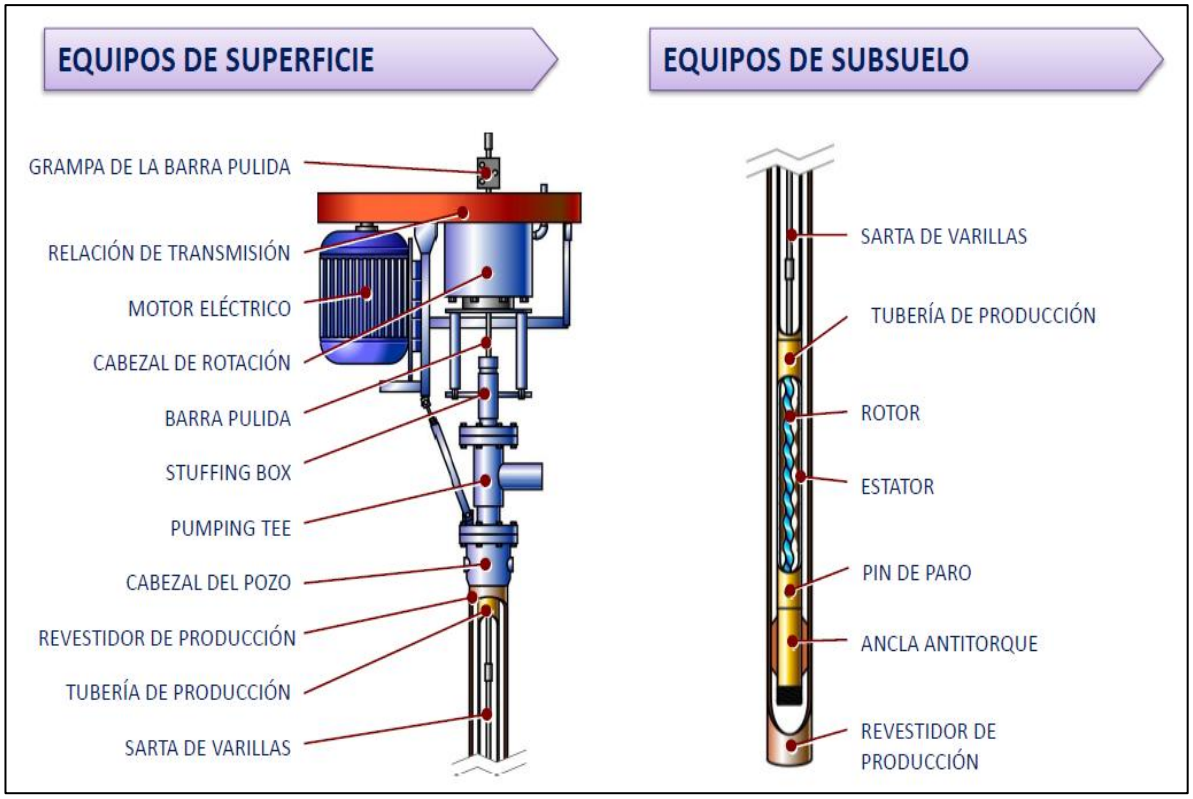
"La bomba de cavidades progresivas (BCP) fue inventada por un ingeniero francés llamado René Moineau, quien estableció la empresa llamada PCM POMPES S.A, para la fabricación de la misma".[5]

"La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un "engranaje helicoidal". La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. El resultado de esto es un flujo continuo por desplazamiento positivo proporcional a la velocidad de rotación."[6]

2.1.2.1 Principio de operación. Las bombas de cavidades progresivas (BCP) son bombas de desplazamiento positivo, que consiste en un rotor de acero y un estator pegado con un elastómero sintético. El funcionamiento de las BCP utiliza el rotor de forma helicoidal de (n) lóbulos dentro de un estator en forma de helicoide de (n+1) lóbulos. Las dimensiones del rotor y el estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga. De manera que se tiene un desplazamiento positivo en cavidades progresivas.

[5] CHACÍN, Nelvy. Bombeo de cavidad progresiva. El Tigre, Venezuela: ESP OIL Enginnering Consultants. 2003.
[6] CALVETE GONZALEZ. Op.cit., p.48.

Figura 4. Sistema de bombeo por cavidades progresivas.

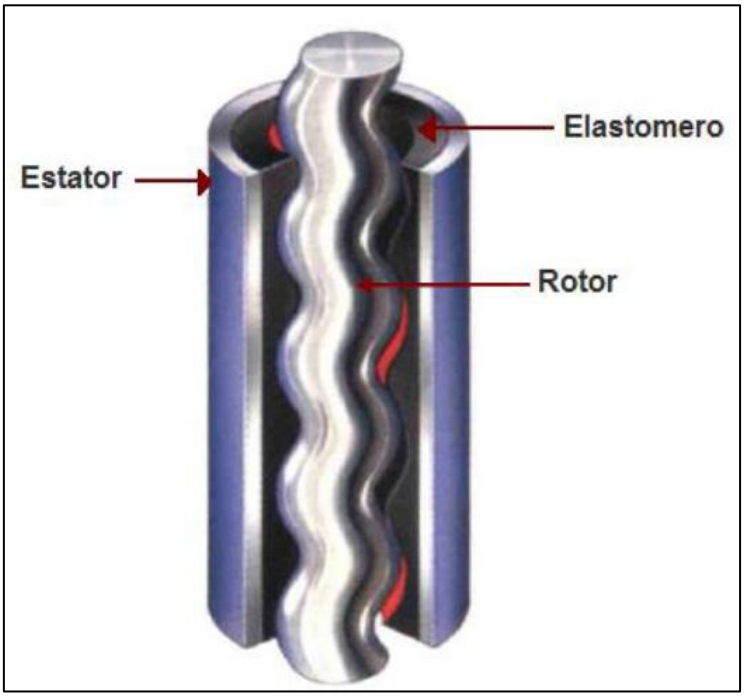


Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. 2008. V1. OILProduction.net.

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional en dirección opuesta alrededor del eje del estator.

Los equipos de superficie se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema, acorde a capacidades y dimensiones.

Figura 5. Partes principales de BCP



Fuente: WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED

2.1.2.2 Ventajas[7]

- Eficiencia como SLA entre 70 – 80%.
- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos, petróleos pesados y bitúmenes (<18° API).
- Producción de pozos con altos porcentajes de agua y altas producciones brutas, asociados a proyectos avanzados de recuperación secundaria.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Tolera altos porcentajes de gas libre (no se bloquea).
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.

[7] MONSALVE DUARTE, Diego Armando. Evaluación de los modelos matemáticos utilizados en el diseño de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009. 165 p.

- Bajos costos de energía y demanda constante (no hay fluctuaciones en el consumo).
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento y bajo nivel de ruido.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.

2.1.2.3 Desventajas

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 bbl/día (máximo de 4000 bbl/día).
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies (máximo de 10050 pies).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F (máxima de 350 °F).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación).
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tomarse un problema grave en pozos desviados.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.[8]

[8] RUEDA PERDOMO, María. Optimización de producción por sistema de levantamiento artificial bombeo cavidades progresivas en el contrato de producción incremental- Neiva, Campo Dina. Monografía para obtener el título de especialista en hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos 2015. 75 p.

3. VARIABLES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE SLA POR BH Y PCP

3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

"La productividad se puede definir como la capacidad de entrega de fluidos que tiene el yacimiento hacia un pozo, bajo unas ciertas condiciones de operación del sistema de producción. La productividad tiene un valor particular en cada pozo y, por lo tanto, debe calcularse de esa manera, sin poder generalizarlo a la totalidad del yacimiento. Existen diferentes modelos matemáticos que permiten describir el comportamiento de la productividad de un pozo"[9]

3.1.1 Método de la línea recta. El diferencial de presión existente entre la presión estática del pozo (Ps) y la presión en el fondo del pozo (Pwf), se conoce como abatimiento o drawdown y se representa por la ecuación:

$$Drawdown = Ps - Pwf \quad (1)$$

La relación entre la tasa de producción de un pozo y el *drawdown* para esta tasa en particular, se denomina índice de productividad (IP) y se simboliza con la letra J, e indica la capacidad que tiene una formación para aportar fluidos al pozo.[10]

$$IP = J = \frac{Qo + Qw}{Py - Pwf} \quad (2)$$

Donde: Qo es el caudal de flujo de aceite, Qw el caudal de flujo de agua, Py la presión del yacimiento y Pwf es la presión de fondo fluyendo dentro del pozo.

Si se grafica la tasa producida a cada presión de fondo fluyendo se obtiene una gráfica conocida como *curva de comportamiento de influjo* (*Inflow Performance Relationship* –IPR– en inglés). En esta gráfica el índice de productividad es la

[9] CALVETE GONZALEZ. Op.cit., p.16.
[10] Ibid., p. 17.

pendiente de la curva obtenida. Cuando el valor de esta pendiente es constante la curva obtenida tiene la forma de una línea recta.

El índice de productividad está asociado a la presencia de flujo de gas desde el yacimiento hacia el fondo del pozo y esta presencia de gas, a su vez, está relacionada con el mecanismo de empuje mediante el cual produce el pozo. Por ello, si el mecanismo de producción es de empuje por agua y/o la presión en el yacimiento está por encima de la presión de burbuja (yacimiento subsaturado) no habrá flujo de gas y la gráfica IPR será una línea recta. Por el contrario, si el mecanismo es gas en solución o capa de gas y la presión del yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja (yacimiento saturado o sobresaturado) la gráfica IPR será una curva suave[11].

3.1.2 Método de Vogel. En una publicación efectuada por Vogel (1968), propuso una solución numérica a la determinación de las curvas de comportamiento de influjo (IPR) para los pozos de un campo petrolero con empuje por gas en solución y con flujo por debajo del punto de burbuja. Utilizando datos medidos de la producción de pozos que fluían aceite y gas con un vasto rango de propiedades de presión, volumen y temperatura, además de características específicas de permeabilidad relativa en el yacimiento y asumiendo varias condiciones, tales como un área de drenaje circular, flujo radial uniforme y una saturación constante de agua. Despreció la segregación gravitacional y la solución solo es válida para flujo bifásico en el yacimiento[12].

Vogel propuso la gráfica de la producción cumulativa Vs la relación entre la presión de fondo fluyente y la presión estática del yacimiento. La presión para cada punto en un curva de IPR es dividida por la presión máxima, o presión de cierre para cada curva particular, y la tasa de producción correspondiente es

[11] Ibid., p. 18.
[12] Ibid., p. 18

dividida por la tasa de producción máxima (Qmáx) la cual se obtiene cuando la Pwf es cero, por lo que obtiene un 100% de *drawdawn*).[13]

La ecuación final propuesta de Vogel que representa este comportamiento es la siguiente:

$$\frac{Qo}{Qmax} = 1 - 0.2 * \left(\frac{Pwf}{Py}\right) - 0.8 * \left(\frac{Pwf}{Py}\right)^2 \quad (3)$$

Ahora bien, para establecer el IPR por medio de la curva de Vogel, es necesario determinar cuál es el valor de la tasa máxima (Qmáx), para lo cual se debe utilizar un punto de prueba.

3.2 VARIABLES DE DISEÑO DE BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

3.2.1 Caudal teórico. La finalidad del diseño es determinar la potencia consumida por la bomba y así mismo la energía que consume el motor en superficie.

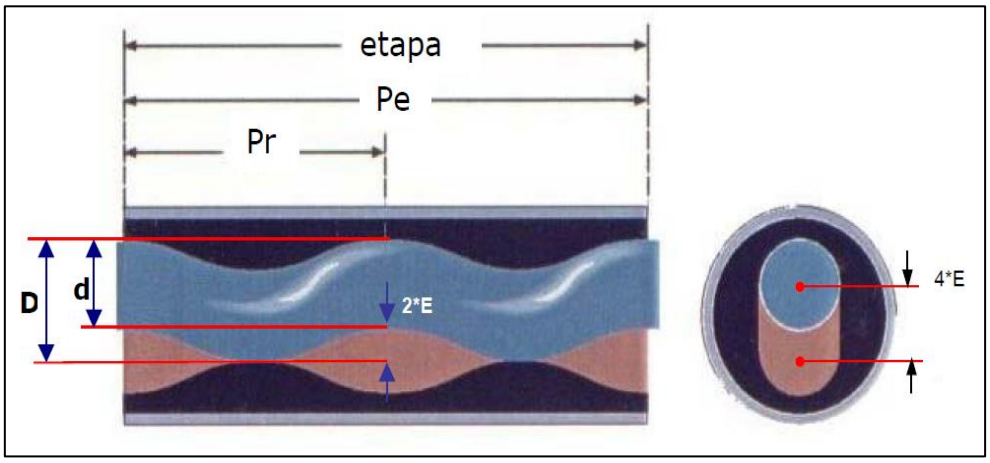
Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido. El área de esta cavidad está expresada por:

$$A = 4 * d * E \quad (4)$$

E = Excentricidad del rotor
Pr = Paso del rotor
Pe = Paso del estator = 2 * Pr

[13] Ibid., p. 18

Figura 6. Geometría de una bomba de cavidades progresivas



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. 2008. V1. OILProduction.net.

El área es constante, y a velocidad de rotación constante, el caudal es uniforme. El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad).

$$V = A * P = 4 * dr * E * Ps \quad (5)$$

El caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación N.

$$Q = V * N = 4 * dr * E * Ps * N \quad (6)$$

3.2.2 Profundidad de la bomba. Para el SLA de bombeo de cavidades progresivas, es común una sumergencia de la bomba de 500 pies, por lo tanto la profundidad de asentamiento de la bomba es hallada con la ecuación:

$$Prof.de\ la\ bomba\ =\ NoFo\ +\ 500\ pies \quad (7)$$

3.2.3 La presión de entrada a la bomba (PIP). Es la presión que genera el fluido aportado por el yacimiento en la entrada de la bomba, se determina aplicando la ecuación:

$$PIP = Pwf - \left(0.433 * GEm * (PMP - prof.de\ la\ bomba)\right) \quad (8)$$

3.2.4 Carga dinámica total (TDH). La carga dinámica total o cabeza requerida, corresponde a la cabeza que la bomba debe vencer para que el fluido llegue a superficie. La TDH se calcula sumando el nivel de fluido con las pérdidas por fricción en la tubería y en las líneas de flujo, algebraicamente así[14],

$$TDH = Hd + Ft + Pd \quad (9)$$

Donde:

Hd: Distancia vertical entre la cabeza de pozo y el nivel de fluido producido a la capacidad esperada.

Ft: Carga requerida para superar las pérdidas de fricción.

Pd: Pérdidas por fricción en las líneas de flujo en superficie.

3.2.4.1 Nivel de fluido (Hd). Es la distancia en pies entre el nivel de fluido dinámico y la superficie. Se calcula mediante la ecuación:

$$Hd = Nb - \left(\frac{PIP}{0.433 * GEm}\right) \quad (10)$$

Donde Nb es el nivel de profundidad de la bomba.

[14] Rodríguez y Robles, 2010.Citado por MARTINEZ DURAN, María y USECHE NARVAEZ, Catalina. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018. p 52.

3.2.4.2 Pérdidas por fricción en el tubing (HF). Para hallar las pérdidas de fricción en tubería se tiene en cuenta el factor $f/1000'$, este factor hace referencia a la pérdida de carga por cada 1000 pies de tubería y se obtuvo de la correlación de Hazen y Williams:

$$\left(\frac{f}{1000'}\right) = 2.083 * \left(\frac{100}{c}\right)^{1.85} * \left(\frac{Q^{1.85}}{ID^{4.8655}}\right) \quad (11)$$

Donde: C es una constante. 120 (tubería nueva) o 90 (tubería vieja).

Para hallar las pérdidas de fricción en el tubing se utilizó la ecuación:

$$Ft = \left(\frac{\text{Prof. bomba} * 2.083 * \left(\frac{100}{c}\right)^{1.85} * \left(\frac{Q^{1.85}}{ID^{4.8655}}\right)}{1000}\right) \quad (12)$$

3.2.4.3 Pérdidas de fricción en la línea de flujo (Pd). Para determinar este tipo de pérdidas se emplea la siguiente ecuación:

$$Pd = \left(\frac{THP * 2.31}{GEm}\right) \quad (13)$$

3.2.5 Selección del elastómero. El elastómero constituye el elemento más "delicado" de la bomba de cavidades progresivas y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación. Deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión[15].

[15] CHACIN, Nelvy. Op. Cit., p.78.

Para seleccionar el elastómero se tiene en cuenta la temperatura en la profundidad de asentamiento de la bomba y el API del crudo, por consiguiente, para hallar la temperatura se determina el gradiente geotérmico y además, se le adiciona entre 30 a 60°F de temperatura, esto debido al factor de tolerancia para prevenir efectos de calentamiento de la bomba por la fricción[16]. La temperatura en la profundidad de asentamiento de la bomba se puede determinar con la ecuación:

$$°T = \left(\left(\frac{grad.geotermico * prof.bomba}{1000}\right) + °T\ superficie\right) + 60°F \qquad (14)$$

3.2.6 Tipo de bomba. La bomba se selecciona de tal forma que tenga la capacidad de producir la tasa requerida a las condiciones de operación, para esto se establece un caudal de diseño (bls/día)

$$Qdiseño = \left(\frac{100 * Qrequerido}{n}\right) \qquad (15)$$

Donde:

Qrequerida es la tasa requerida (bls/día) y n es la eficiencia volumétrica de la bomba (%).

3.2.7 Potencia requerida por la bomba. La potencia total requerida para accionar la bomba es determinada por una potencia hidráulica (HHP), la cual es determinada mediante la ecuación.

$$HHP = Q\left(\frac{bbl}{día}\right) * P(psi) * 1.7024^{-5} \qquad (16)$$

Donde:

P: Presión ejercida por la cabeza dinámica total y Q es la tasa requerida.

[16] Ibid. p. 78.

La potencia total requerida para accionar la bomba es hallada con la ecuación:

$$Potencia\ Consuminda\ (HP) = \left(\frac{HHP}{n}\right) \quad (17)$$

Donde: n es la eficiencia volumétrica de la bomba.

3.2.8 Requerimiento de torque. El torque se define como la energía requerida para girar el rotor y mover el fluido a la presión necesaria. El torque de la bomba está compuesto por una parte hidráulica, otra de fricción y de resistencia. Por consiguiente, el torque total es la suma del torque hidráulico, el torque de fricción y el troque de resistencia:

$$Ttotal = Thidráulico + Tfricción + Tresistencia \quad (18)$$

3.2.8.1 Torque hidráulico. "El torque hidráulico tiene que ver con los HP hidráulicos que dependen del caudal a extraer y de las presiones requeridas; el torque hidráulico es proporcional al levantamiento y al desplazamiento de la bomba".[17]

El torque hidráulico se calcula utilizando la ecuación:

$$Thidraulico\ = C * v * TDH(psi) \quad (19)$$

C: Constante, con valor de 0.0897

v: Desplazamiento de la bomba (Bls/día/rpm)

[17] Matos Gutiérrez (2009). Citado por MARTINEZ DURAN, María y USECHE NARVAEZ, Catalina. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018. 103 p.

$$v = \frac{Qdiseño}{velocidad\ de\ la\ bomba\ N\ (rpm)} \quad (20)$$

3.2.8.2 Torque de fricción. Es la energía requerida para vencer el ajuste de interferencia entre el estator y rotor, este torque depende del ajuste de interferencia del revestimiento del rotor, del elastómero del estator, de las propiedades lubricantes del fluido y de la longitud de la bomba, además, tiene un valor pequeño, alrededor de 80-90 N-m, valor que se determina en el ensayo de la bomba.

3.2.8.3 Torque de resistencia. "Al producirse el movimiento de rotación de la sarta de varilla dentro de la tubería de producción, se produce una fuerza de resistencia generada por el fluido sobre las varillas. Esta fuerza de resistencia genera un torque adicional que se conoce como torque de resistencia".[18] El torque de resistencia se determina mediante la ecuación:

$$Tresistencia = \frac{(C * Dr^3 * L * \mu * N)}{(Dt - Dr)} \quad (21)$$

C: Constante. Sistema Internacional: $1.643*10^{-10}$. Sistema inglés: $2.381*10^{-8}$

Dr: Diámetro externo de las varillas (milímetros o pulgadas),

L: Longitud de la sarta de varillas (metros o pies).

μ: Viscosidad del fluido (cent poise).

N: Velocidad de rotación del sistema (RPM).

Dt: Diámetros interno de la tubería de producción (milímetros o pulgadas).

[18] Monsalve Duarte, (2012). Citado por MARTINEZ DURAN, María y USECHE NARVAEZ, Catalina. Op. Cit., p. 67.

3.2.9 Carga axial. La carga axial que soportan las varillas de bombeo depende de parámetros como el peso de las varillas (F1) y el efecto de la presión sobre la impulsión de la bomba (F2). El peso de las varillas es:

$$F1 = longitud * peso\ nominal\ de\ la\ varilla \quad (22)$$

El efecto de la presión sobre la impulsión de la bomba es:

$$F2 = Ptotal * area\ efectiva \quad (23)$$

Donde: Ptotal es la presión ejercida por la cabeza dinámica total.

El área efectiva es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$Area\ efectiva = \frac{\pi}{4} * \left(Drotor^2 - \left(645.16 * drod^2\right)\right) \quad (24)$$

Drotor: Diámetro mayor del rotor (mm)
drod: Diámetro de la varilla de bombeo (pulg).

3.2.10 Potencia consumida por el motor. "Los sistemas PCP pueden ser adaptados a motores eléctricos o motores de combustión interna, siendo el primero de ellos el más utilizado por su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización. La función principal de la fuente de energía primaria es proveer la potencia requerida por el sistema para poder operar. Esta potencia es función directa del torque total del mismo".[19]

[19] Ibid., p 70.

La potencia requerida por el motor (Preq) se calcula como sigue con la ecuación.

$$Preq = \frac{C * Tsarta * N}{\mu transmision} \quad (25)$$

Donde:

Tsarta: Torque total de la sarta.

N: es la velocidad de rotación del sistema (rpm),

μTransmisión: eficiencia de transmisión del sistema (%)

C: constante con un valor de 1,917x10-4.

La eficiencia de transmisión del sistema se estableció en el 95%.

3.2.11 Selección del cabezal. "Los cabezales son requeridos en sistemas convencionales de bombeo PCP para transferir potencia desde el motor primario a la bomba, la cual es manejada por la sarta de varillas de bombeo. Además deben cumplir con otras funciones, tales como proveer acción de sellado entre la boca de pozo y el vástago, soportar la carga axial determinada por la acción de bombeo y proveer un medio adecuado de controlar el giro inverso de la sarta (*backspin*)"[20].

La selección del cabezal se realiza teniendo en cuanta la carga axial y la potencia consumida por la bomba.

[20] Netzch. (2004). Manual de sistemas PCP. Citado por MARTINEZ DURAN, María y USECHE NARVAEZ, Catalina. Op. Cit., p. 69.

3.3 VARIABLES DE DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

3.3.1 Equipos de superficie. "Las presiones de operación en superficie, manejadas en los sistemas de bombeo hidráulico, generalmente están comprendidas entre 2000 y 4000 psi, las tasas de fluido motriz pueden variar hasta más de 3000 BFPD. Para manejar estas condiciones, en la gran mayoría de instalaciones se utilizan bombas de desplazamiento positivo, triplex o quíntuplex, accionadas por motores eléctricos, gas o diésel"[21].

3.3.1.1 Bombas multiplex. Las bombas multiplex aplicadas en bombeo hidráulico, van desde los 30 a 625 HP de potencia, usualmente tienen *strokes* de longitudes entre 1 y 2.5 pulgadas. Los *plungers* de mayor diámetro proporcionan caudales más altos, pero generalmente a presiones máximas más bajas. El valor máximo entregado por las bombas multiplex, normalmente es de 5000 psi, sin embargo, aplicaciones superiores a 4000 psi, son poco comunes.

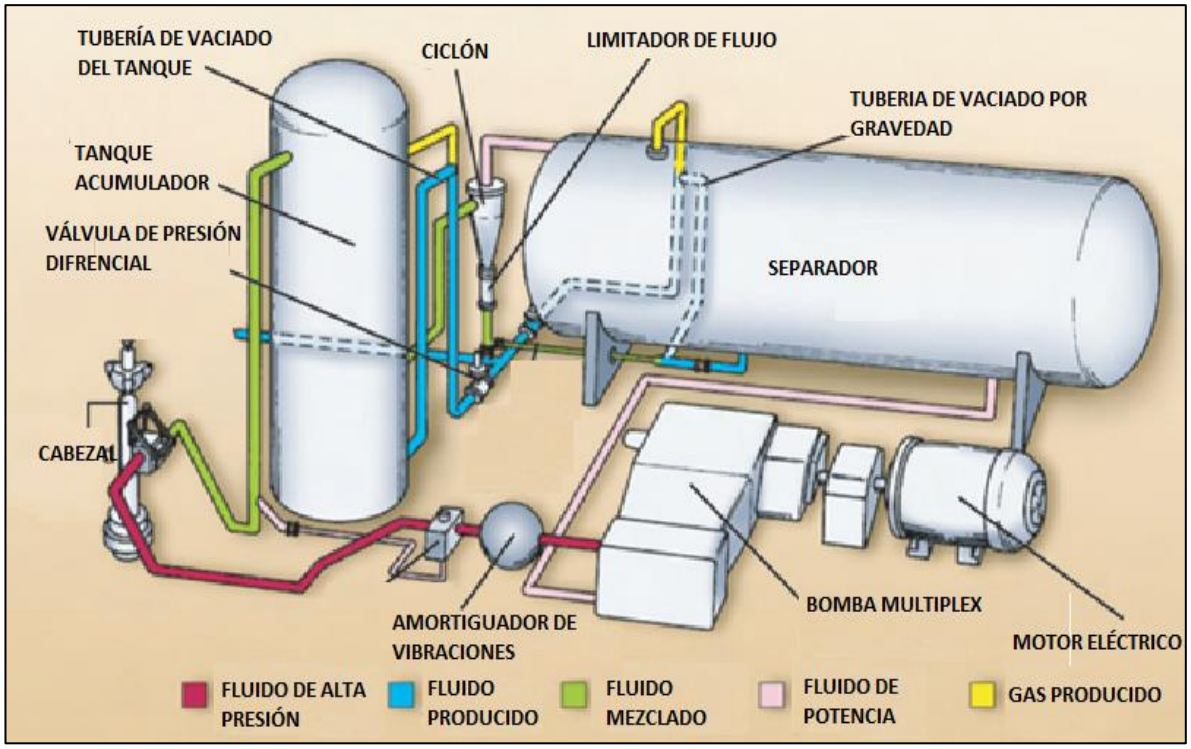
3.3.1.2 Cabezales de pozo. Los cabezales de pozo para bombeo hidráulico, están diseñados para soportar altas presiones de trabajo, usualmente comprendidas entre 2000 y 4000 psi. La mayoría de configuraciones, posee un *Manifold* conformado por un arreglo de tuberías, válvulas y accesorios, que permiten cambiar la dirección Casing / tubing del fluido motriz y del retorno para proveer modos de operación[22]:

- Para circular la bomba dentro del pozo (desplazar), el fluido motriz se direcciona por la tubería principal.

[21] MIRANDA GRIJALVA, Erick. Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección en un campo del oriente ecuatoriano. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2015. p.38.
[22] Ibid., p.38.

- Para recuperar la bomba hidráulicamente (reversar), el fluido motriz se inyecta por el anular Casing / tubing, para desasentar la bomba y circularla hasta superficie.

Figura 7. Facilidades en superficie para bombeo hidráulico



Fuente: LAKE, Larry W. Petroleum Enginnering Handbook. Production operations Enginnering. Joe Dunn Clegg, Editor. Manufactured in the United States of America. Vol. IV. Cap.14. 714 p. ISBN 978-1-55563-135-2.

3.3.1.3 Sistemas de tratamiento. "Este tipo de sistemas de tratamiento para BH se dividen en abiertos y cerrados, las instalaciones para bombeo hidráulico tipo jet pertenecen a sistemas de fluido motriz abierto, tienen como principal característica que todo el fluido producido desde el pozo, tanto producción como fluido motriz, debe pasar a través de la facilidad de tratamiento superficial"[23].

[23] Ibid., p.42.

En los sistemas cerrados, el fluido retorna a superficie en una tubería separada y no necesita pasar a través de las facilidades de tratamiento. Generalmente este tipo de sistema se emplea para BH tipo pistón.

3.3.2 Equipos de subsuelo.

3.3.2.1 Completamiento convencional – Circulación en directa. Consiste en un circuito hidráulico conformado por tubería de producción, una camisa o cavidad, un empaque y la tubería de revestimiento de producción. La bomba jet se instala en la camisa o cavidad, hidráulicamente o con equipo de *slickline*, se conecta directamente con el tubing. El fluido motriz se direcciona a través de la tubería de producción y la mezcla de fluido motriz con la producción de fluidos del pozo retornan a la superficie por el espacio anular Casing / tubing. La bomba jet puede reversarse y recuperarse hidráulicamente.

3.3.2.2 Completamiento convencional – Circulación en reversa. El completamiento convencional con circulación en reversa tiene los mismos componentes y características del completamiento con circulación en directa. La diferencia consiste en que el circuito hidráulico de operación se hace bombeando fluido motriz por el Casing y produciendo por tubing. Este tipo de completamientos es ideal para pozos verticales, desviados, someros o profundos, que produzcan arena o tengan RGLs altas. También se emplea para pozos en pruebas donde se requiera tener fluidos producidos muy rápido.

3.3.2.3 Completamiento en sartas concéntricas. Este tipo de completamientos se usa en pozos donde se requiere aislar los fluidos producidos de las paredes del Casing de producción o cuando se desea un pasaje para ventear gas. El fluido motriz se inyecta por la tubería paralela y el fluido de retorno se dirige a superficie a través del espacio anular tubería paralela / tubing de producción. El espacio anular Casing / tubing sirve como conducto para ventear el gas. Para obtener el máximo provecho a esta característica se debe instalar la bomba jet por debajo de las perforaciones.

Este tipo de configuraciones son ideales para pozos de baja presión de fondo y de baja productividad. Normalmente no requiere empaques, sin embargo en pozos que producen fluidos corrosivos como CO_2 o H_2S, se puede colocar un *packer* por encima de las perforaciones para aislar el Casing de estos fluidos, ya que generalmente alcanzarían un nivel por encima de la bomba[24].

Otras de las ventajas es que se puede medir niveles de fluido y se puede instalar para operar en directa o en reversa. Las principales configuraciones de tubing / tubería concéntrica son de los siguientes tamaños: 4-1/2” x 2-3/8”, 3-1/2” x 1-1/4” y 2-7/8” x 1”.

3.3.3 Tipos de bombas jet

3.3.3.1 Bomba jet directa. La bomba jet convencional o directa, la inyección del fluido motriz se realiza por el tubing y el fluido de retorno se produce por el espacio anular Casing / tubing. Se utiliza para pruebas y producción permanente de pozos. Se puede instalar y recuperar hidráulicamente o con unidad de slickline. Algunos modelos especiales incorporan una válvula de cierre de fondo y permiten acoplar sensores electrónicos de presión y temperatura o muestreadores de fluido.

[24] Ibid., p.26

3.3.3.2 Bomba jet reversa. "La bomba jet reversa, el fluido motriz se inyecta por el espacio anular y la producción (fluido de formación más fluido motriz) retorna por el tubing. Los fluidos del yacimiento, se recuperan una vez que la capacidad de la tubería de producción que se encuentra sobre la bomba ha sido desplazada, implica un ahorro de tiempo respecto a sistemas de inyección por directa"[25]. Se utiliza para obtener datos de producción del yacimiento en forma rápida, habitualmente en evaluaciones para pozos exploratorios.

Otras aplicaciones incluyen la producción de fluido corrosivo y la recuperación de ácidos y solventes, donde se desea salvaguardar la integridad de la tubería de revestimiento. Se utiliza también para pozos con producción de arena. Únicamente puede recuperarse con unidad de slickline, debido a que posee patas de anclaje.

3.3.4 Relación de tamaño boquilla / garganta. Para la configuración de la bomba jet se debe tener en cuenta la relación de áreas entre la boquilla y la garganta. La cual debe estar ente 0.2 – 0.6.

$$F_{aD} = \frac{An}{At} \tag{26}$$

Donde:

An: Área de la boquilla

At: Área de la garganta.

Si la FaD es baja, la bomba jet seria ineficiente debido a que el chorro es pequeño con respecto al volumen de fluido de producción a mover. El chorro pierde energía al interactuar con un volumen grande de fluido.

Si la relación de FaD es alta, la bomba jet sería ineficiente debido a que el chorro sería muy grande con respecto al volumen de fluido de producción a mover. El

[25] Ibid., p.35

chorro estrangularía la producción del pozo al dejar un área anular relativamente pequeña[26].

3.3.5 Cavitación. La cavitación en las bombas jet se produce cuando la presión del fluido disminuye hasta la presión de saturación, esto provoca que se formen burbujas de vapor. Al alcanzar dicha presión se produce un colapso de las burbujas y esto a su vez causa erosión en la bomba, lo que provoca un mal funcionamiento[27].

En resumen, el sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico normalmente se usa en áreas donde otros tipos de levantamiento artificial han fallado o, debido a las condiciones del pozo, se han eliminado debido a sus deficiencias. Los sistemas de bombeo hidráulico se han implementado donde el uso de otros métodos de levantamiento artificial puede no ser factible. Estos incluyen, entre otros, los siguientes:

- Usar bombas hidráulicas libres en áreas remotas donde los costos de la plataforma son inusualmente altos o la disponibilidad de plataformas de reacondicionamiento es limitada.
- Pozos desviados
- Uso de sistemas hidráulicos en pozos relativamente profundos, calientes y de gran volumen. (Las bombas hidráulicas pueden atravesar la tubería con una acumulación de hasta 24° por cada 100 pies).
- El uso en pozos arenosos y corrosivos.
- El uso en pozos profundos con baja presión de producción de fondo de pozo.

[26] BOMBEO HIDRÁULICO PARA INGENIEROS. Production and Lifting Services SAS. ALIPPIO Giovanni. 2018. Bogotá, Colombia. 260 diapositivas.

[27] ARIAS BAUTISTA, David. Análisis técnico-económico comparativo para el cambio de fluido motriz de petróleo por agua de formación del sistema hidráulico en el campo Sacha. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2017. p 28.

- Pozos con volúmenes de producción que cambian rápidamente.

4. METODOLOGÍA DE DISEÑO DE SLA POR BH Y PCP

Para el diseño de un sistema de levantamiento artificial se deben tener en cuenta parámetros cuantitativos tales como: profundidad, temperatura de fondo, índice de productividad, punto medio de perforados, relación gas líquido, tasa de producción, corte de agua y presión estática de yacimiento. Entre los parámetros cualitativos se destacan: ubicación del pozo, volumen de gas disponible, disponibilidad de fuente eléctrica, método de declinación, tipo de completamiento.

Es importante a la hora de realizar los diseños de SLA, tener presentes las condiciones especiales de producción que presenta el pozo AC-01, las cuales incluyen una relación gas – petróleo superior a 500 (scf/STB) y las características incrustantes del agua de producción.

4.1 DATOS REQUERIDOS

4.1.1 Datos de yacimiento y producción.

- Presión estática de yacimiento
- Presión de cabeza de pozo.
- Temperatura de fondo de pozo.
- Índice de productividad.
- Tasa de producción deseada.
- Presión de fondo fluyente.
- Porcentaje de agua y sedimentos (%S&W).
- Relación de gas / petróleo (GOR).

4.1.2 Características de los fluidos.

- Gravedad especifica del agua y del gas.
- API del petróleo.

- Presión de burbuja.
- Factor volumétrico para cada fase.
- Viscosidad del petróleo.

4.1.3 Datos de pozo.

- Especificaciones del Casing. Tamaño, peso y grado.
- Especificaciones del Tubing. Tamaño, peso y grado.
- Especificaciones de la sarta de varillas. Tamaño, peso y grado.
- Profundidad de los intervalos perforados en MD y TVD.
- Profundidad de asentamiento de la bomba en MD y TVD.

4.1.4 Problemas posibles.

- Producción de arena.
- Formación de escamas.
- Deposición de parafinas.
- Corrosión
- Emulsiones.

Para realizar el diseño de los sistemas de levantamiento artificial PCP y BH para el pozo AC-01 se establecen los siguientes parámetros:

Tabla 2. Características de los fluidos.

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS POZO AC-01		
PARÁMETROS	**Valor**	**Unidad**
Gravedad especifica del agua	1,03	-
API del petróleo	28	°API
Gravedad especifica del gas	0,75	-
Presión de burbuja	2235	psi
Viscosidad del petróleo	40,2	cP @ 80°F

Fuente: Autor

Tabla 3. Datos de yacimiento y producción

DATOS DE YACIMIENTO Y PRODUCCIÓN POZO AC-01		
PARÁMETROS	**Valor**	**Unidad**
Presión estática de yacimiento	1720	psi
Presión de cabeza de pozo	60	psi
Temperatura de fondo de pozo	180	°F
Índice de productividad	1,75	Bbl/psi
Tasa de producción deseada	500	BPD
Presión de fondo fluyente	1410	psi
Porcentaje de agua y sedimentos (S&W)	35	%
Relación de gas / petróleo (GOR)	550	scf/STB

Fuente: Autor

Tabla 4. Datos de pozo

DATOS DE POZO AC-01	
PARÁMETROS	**ESPECIFICACIONES**
Especificaciones del Casing. Tamaño y peso	7" * 26 lb/ft * ID: 6,151
Especificaciones del Tubing. Tamaño y peso	3,5" * 9,3 lb/ft ID: 2,867
Especificaciones de sarta de varillas. Tamaño, peso y grado	1" * 7/8" Grado D
Profundidad de asentamiento de la bomba en MD y TVD	4980' MD - 4530' TVD
Profundidad de los intervalos perforados en MD y TVD	5350' MD - 4925' TVD

Fuente: Autor

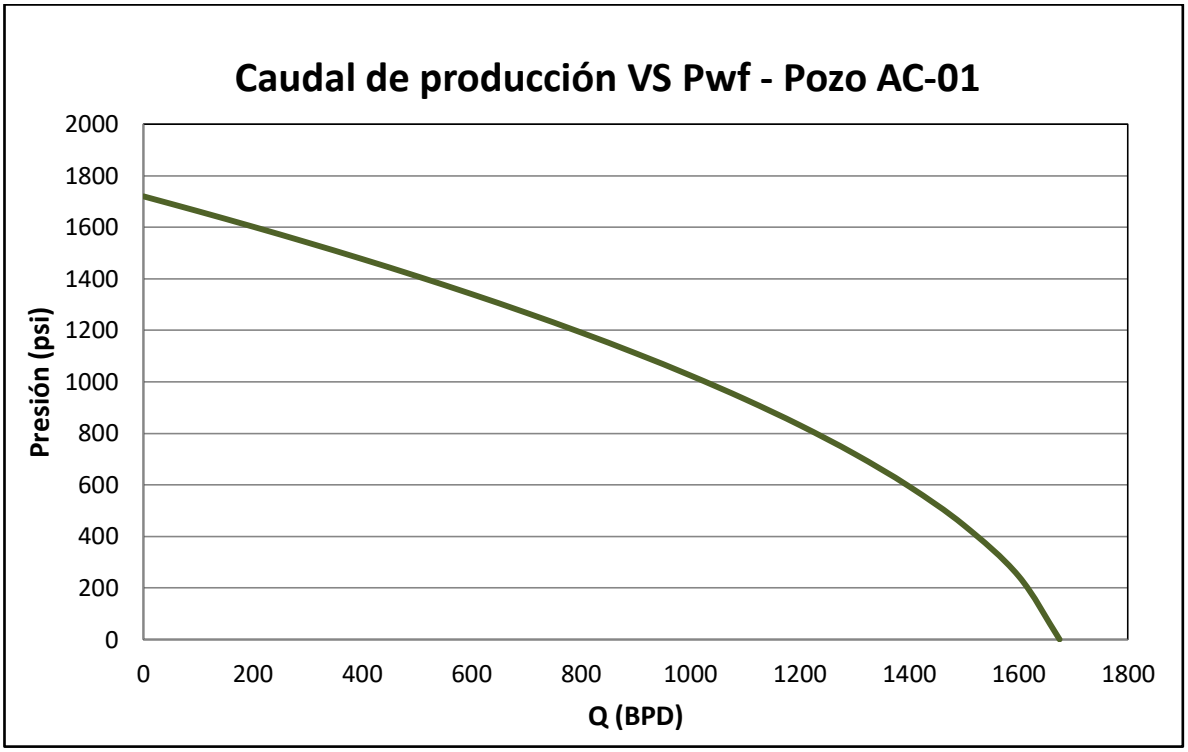
4.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Acorde a los datos establecidos para el pozo AC-01, se observa que la presión de burbuja es mayor que la presión de yacimiento, esto indica que es un yacimiento saturado o con capa de gas. Para calcular el IP se emplea la ecuación de Vogel.

$$IP = \frac{1.8 * Q}{Py * \left(1 - 0.2 * \left(\frac{Pwf}{Py}\right) - 0.8 * \left(\frac{Pwf}{Py}\right)^2\right)} \quad (27)$$

$$Q_{máx} = \frac{IP * Py}{1.8} \quad (28)$$

Figura 8. Curva IPR pozo AC- 01



Fuente: Autor

4.3 GRAVEDAD ESPECÍFICA DE LOS FLUIDOS

4.3.1 Gravedad específica del petróleo.

$$SG_O = \frac{141.5}{API + 131.5} \quad (29)$$

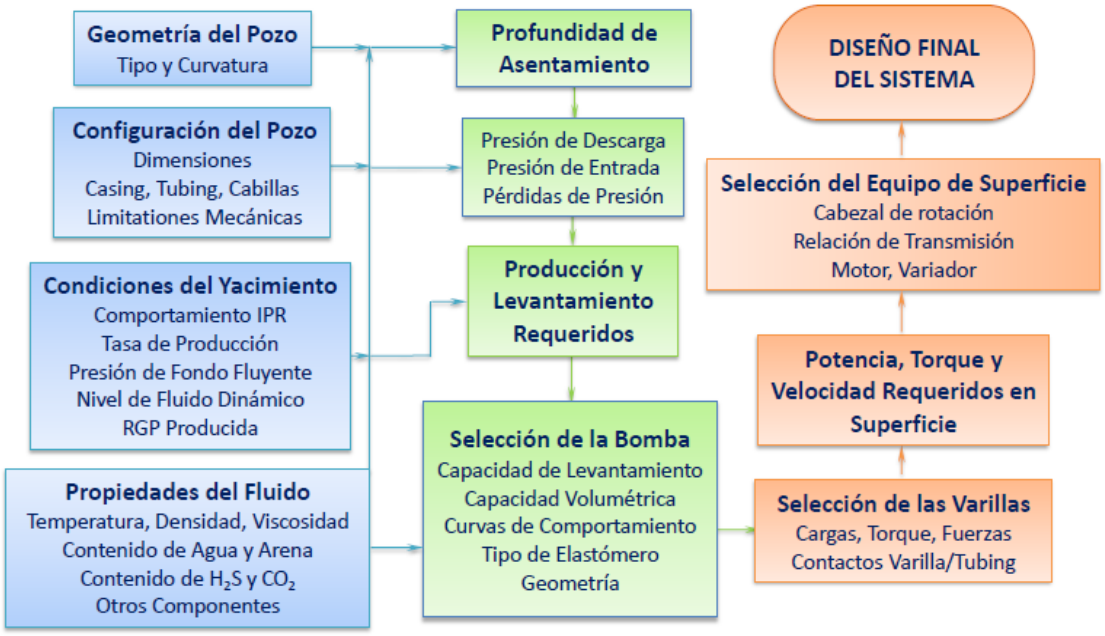
4.3.2 Gravedad específica de la mezcla.

$$SG_M = (SG_w * S\&W) + (1 - S\&W) * SG_O \quad (30)$$

4.4 DISEÑO SLA BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Con base en las variables de diseño para los sistemas de levantamiento artificial presentadas en el capítulo 3 de este trabajo, se construyó una plantilla en el programa *Excel* para realizar los cálculos correspondientes.

Figura 9. Diseño SLA bombeo de cavidades progresivas



Fuente: CALVETE GONZALEZ Fernando y MONTES PAEZ Erick. Sistemas de levantamiento artificial. Cap. 1. Bucaramanga. 2017.

4.4.1 Cálculo del caudal teórico

El caudal de la bomba se puede extraer de la información del catálogo, sin embargo, se detalla el procedimiento para el cálculo del caudal teórico del desplazamiento de la bomba PCP de geometría *single-lobe* (Ver tabla 5).

4.4.2 Carga dinámica total

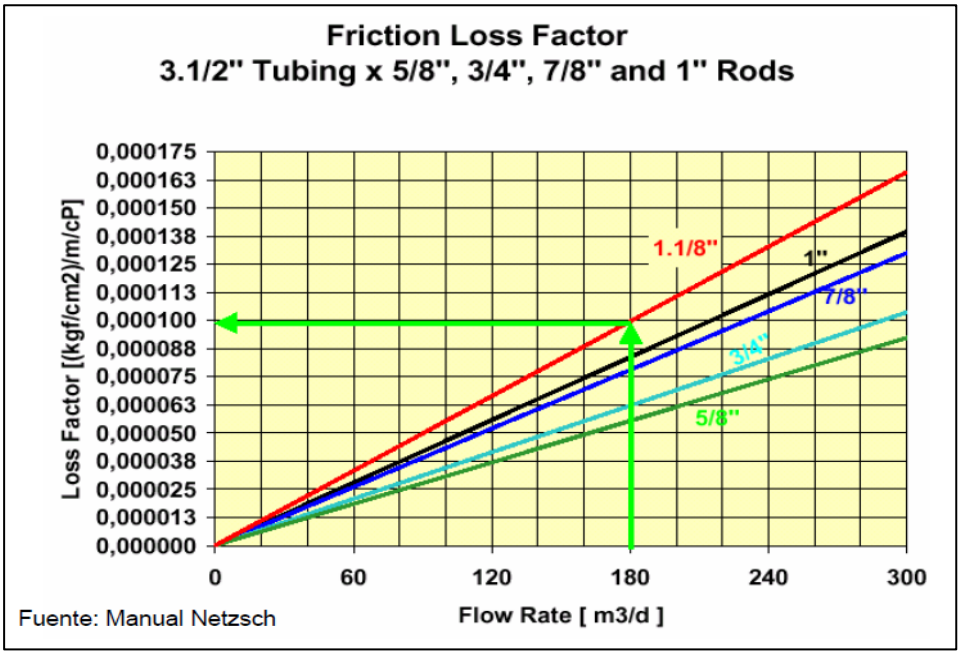
La carga dinámica total (presión total sobre la impulsión de la bomba) está dada por los siguientes términos (Ver tabla 6).

Tabla 5. Caudal teórico BCP

CÁLCULO DE CAUDAL TEÓRICO					
Dimensiones del diseño de la bomba					
D =	57	mm	**Pe =**	320	mm
d =	38	mm	**Pr =**	160	mm
E =	9,5	mm			
El área generada por cada cavidad es:					
A = 4 * d * E					
A =	**14,44**	**cm^2**			
El volumen producido por cada vuelta del rotor					
V = A * Pe					
V =	**462,08**	**cm^3**			
V =	**0,0004621**	**m^3**			
El caudal (Q) es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación (N)					
Q = V * N = V * rpm = 1 / min					
Q =	**0,6654**	**m^3/d/rpm**	**Constante volumétrica (C)**		

Fuente: Autor

Figura 10. Factor de pérdida de carga por fricción



Fuente: Manual Netzsch

Tabla 6. Carga dinámica total TDH

CARGA DINÁMICA TOTAL			
1. THP			
	psi	**kg/cm^2**	
THP	60	4,218	
CHP	40	2,812	
2. Pfricción: Pérdida de carga por fricción entre varilla y tubing			
Pfricción = Long. Tubing * Factor de pérdida de carga * Viscosidad			
	pies	**metros**	
Long. Tubing	4530	1381	
Factor pérdida de carga		0,000038	(kgf/cm^2)/m*cP
		0,0001647	PSI/ft*cP
Viscosidad del fluido		40,2	cP @ 80 °F
Pfricción =		**2,11**	**kgf/cm^2**
3. Pnivel: Presión de la columna de líquido a elevar (nivel dinámico)			
Pnivel (kg/cm2) = nivel (m) * densidad (g/cm3) / 10			
	pies	**metros**	
Nivel	2020	616	
Densidad del agua		1,03	g/cm3
Pnivel =	**63,4**	**kgf/cm^2**	
Presión Total = THP + Pfriccion + Pnivel			
Presión Total =		**69,7**	**kgf/cm2**

Fuente: Autor

4.4.3 Cálculo de potencia consumida. La selección del motor se realiza a través de la potencia requerida, la cual se determina calculando la potencia hidráulica y la eficiencia de la bomba. Ver tabla 7

Tabla 7. Cálculo de potencia consumida

CÁLCULO DE POTENCIA CONSUMIDA			
POTENCIA HIDRÁULICA (HHP) = CAUDAL (m^3/d) * PRESION (kg/cm^2) * 0,0014			
POTENCIA CONSUMIDA = (HHP) / n			
	BPD	**m^3/d**	
CAUDAL	500	79	
POTENCIA HIDRÁULICA (HHP) =		**7,8**	**HP**
EFICIENCIA DE BOMBAS PCP (0,6 - 0,7)			
n =	**0,65**		
POTENCIA CONSUMIDA =		**12**	**HP**

Fuente: Autor

4.4.4 Cálculo de torques.

Tabla 8. Cálculo de torques

6. CÁLCULO DE TORQUES			
Torque Total = T. Hidráulico + T. Fricción + T. Resistivo			
6.1 T.Hidráulico = K * HP / RPM			
Para determinar las RPM de operación estimadas:			
RPM =	Q (m3/d) / C / % Eficiencia bomba		
% Eficiencia bomba =		95,7%	
RPM =	**125**		
K =	5252	lb*ft	
T. Hidráulico =		**502**	**lb* ft**
T. Hidráulico =		**681**	**N * m**
Torque Resistivo			
T.Res = (C * Dr^3 * L * μ *N) / (Dt - Dr)			
C =	2,381E-08		
L =	4530	ft	
μ =	40,2	cP	
N =	125	RPM	
Dr =	1	In	
Dt =	2,867	In	
Torque Resistivo =		**0,29**	**lb* ft**
Torque Resistivo =		**0,39**	**N * m**
Torque por fricción			
T. Fricción =		**85**	**N * m**
T. Fricción =		**63**	**lb* ft**
T. Total =		**767**	**N * m**
T. Total =		**565**	**lb* ft**

Fuente: Autor

4.4.5 Cálculo de esfuerzos axiales

Tabla 9. Cálculo de esfuerzos axiales

CÁLCULO DE ESFUERZOS AXIALES				
Debido al peso de las varillas				
F1 = Long. Varillas (m) * Peso por varilla (kg/m)				
Peso Varilla 1" grado D		4,203	kg/m	
F1 =	**5803**	**kg**		
7.2 Debido a la presión sobre la bomba				
F2 = Presión total * Área efectiva				
Área efectiva = Área proyectada del rotor menos área de la varilla de bombeo (π/4)*(Drotor^2 - (645,16*Drod^2))				
Área efectiva =		20,45	cm^2	
F2 =	**1426**	**kg**		
F = F1 + F2				
F =	**7230**	**kg**		

Fuente: Autor

4.4.6 Cálculo de tensiones combinadas.

Tabla 10. Cálculo de tensiones combinadas

CÁLCULO DE TENSIONES COMBINADAS				
Axial (Tensión a la tracción): σ				
σ = F / Área de la barra				
Área de la barra =		5,07	cm^2	
σ =	**1427**	**kg/cm2**		
8.2 Tangencial (Tensión a la torsión) : T				
T = M. Torsor / Wt				
M. Torsor = Torque Calculado =			565	lb*ft
M. Torsor = Torque Calculado =			78.2	kg*m
Wt = Módulo de resistencia polar = Jp / Radio de la barra				
Radio de la barra =		1,27	cm	
Jp = π * d^4 / 32 =		4,09	cm^4	
Wt =	3,22	cm^3		
T =	**2429**	**kg/cm^2**		
Tensión Combinada =		**((σ ^2)+(4*T^2))^0,5**		
Tensión Combinada =		**5064**	**kg/cm^2**	

Fuente: Autor

4.4.7 Cálculo de estiramiento de varillas. Una vez conectado el rotor de la bomba con sarta de varillas de bombeo, se debe ajustar la medida de dicha sarta para garantizar que el rotor trabaje dentro del estator durante su operación.

Tabla 11. Cálculo de estiramiento de varillas

CÁLCULO DE ESTIRAMIENTO DE VARILLAS			
X = ΔL + ΔLT + D			
ΔL = Elongación debido a la carga axial por presión diferencial = (Lo * F2)/ (E * S)			
Lo = Longitud de la sarta de varillas (cm)			
F2 = Carga axial debido a la presión diferencial sobre la bomba			
E = módulo de elasticidad del acero			
S = Área transversal de la barra (cm2)			
E =	2000000	kg/cm2	
ΔL =	**19**	**cm**	
ΔLT = Elongación debido a dilatación térmica (solo se considera si se instala un ancla de tensión)			
D = Longitud de niple de paro			

Fuente: Autor

Tabla 12. Resumen de resultados de diseño de SLA por PCP

RESUMEN DE RESULTADOS		
PARÁMETRO	**VALOR**	**UNIDAD**
Caudal teórico	0,6654	$m^3/d/rpm$
Carga dinámica total	69,7	kgf/cm^2
Potencia consumida	12	HP
Torques (Th+Tf+Tr)	565	lb*ft
Esfuerzos axiales	7230	kg
Tensiones combinadas	5064	kgf/cm^2
Estiramiento de varillas	19	cm

Fuente: Autor

4.4.8 Selección del cabezal. Para la selección del cabezal se debe tener en cuenta la carga axial y la potencia consumida. Se toma como ejemplo el manual de cabezales de NETZSCH.

Figura 11. Manual de cabezales de NETZSCH

MODELOS	Carga Axial lbf	Carga Axial kgf	HP [range]	Veloc. (1) rpm	Rel. Reduc.	DIMENSIONES A [mm]	DIMENSIONES B (2)	DIMENSIONES C (3) [mm]	DIMENSIONES D [pol.]
NDH 010 DH 5	5000	2300	≤ 10	135 - 374	1 : 1	842	2000 psi 3.1/8"	-	1.1/8
NDH 030 DH 9	9000	4100	≤ 30	135 - 374	1 : 1	1115	2000 psi 3.1/8"	-	1.1/2
NDH 020 DH 20	20000	9000	≤ 20	129 - 317	1 : 1	1200	2000 psi 3.1/8"	-	1.1/4
NDX 030 DH 20	20000	9000	≤ 30	129 - 317	1 : 1	1200	2000 psi 3.1/8"	-	1.1/4
NDH 060 DH 20	20000	9000	≤ 60	110 - 450	1 : 1	1495	2000 psi 3.1/8"	-	1.1/2
NDH 060 DS 20	20000	9000	≤ 60	110 - 450	1 : 1	1495	2000 psi 3.1/8"	-	for 1.1/8
NDH 075 DH 20	20000	9000	≤ 75	160 - 450	1 : 1	1464	2000 psi 3.1/8"	-	1.1/2
NDX 075 DH 20	20000	9000	≤ 75	160 - 450	1 : 1	1464	2000 psi 3.1/8"	-	1.1/2
NDH 075 DS 20	20000	9000	≤ 75	160 - 450	1 : 1	1464	2000 psi 3.1/8"	-	for 1.1/8

Fuente: CALVETE GONZALEZ Fernando y MONTES PAEZ Erick. Sistemas de levantamiento artificial. Cap. 1. Bucaramanga. 2017.

4.4.9 Selección del elastómero. La correcta elección del elastómero y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la BCP.

Acorde con las características fisicoquímicas de los fluidos del pozo AC-01, la profundidad de la bomba y la temperatura de fondo, es recomendable que el elastómero de la bomba sea de alto nitrilo. (Ver figuras 12 y 13).

Figura 12. Tipos de elastómeros

Nombre de Referencia de Elastómero	Código de Referencia de Elastómero	Características	Aplicaciones Típicas
Buna	* 0366/68 *N080 *0311 (Medio-Nitrilo) *590	*Excelentes Propiedades Mecánicas y de Desgaste.	* Crudo Pesado (<15 API) *Desagüe de Lechos de Metano de Carbón *Pozos de Fuente de Agua
Buna Suave	* G062A *590-55 *0366/055	*Excelentes Propiedades Mecánicas y de Desgaste. *Dureza más baja comparada con el Buna regular.	* Crudo Pesado (<15 API) *Altas concentraciones de arena y residuos foráneos (ej. Pirita Férrica)
Alto Nitrilo	* G60 *0356 *68	*Excelentes Propiedades Mecánicas y de Desgaste. *Mejor resistencia a los Aromáticos.	* Crudo Liviano (>15 API)

Fuente: CALVETE GONZALEZ Fernando y MONTES PAEZ Erick. Sistemas de levantamiento artificial. Cap. 1. Bucaramanga. 2017.

Figura 13. Características de los elastómeros

Características		Tipo de Elastomero				
		Buna		Alto Nitrilo	Hidrogenado	Viton
		Suave	Medio			
Eslastomeros Weatherford		NBRM 55 NBRM 64	NBRM 70	NBRA 70	HNBR (P)	FKM
		590-55	590	68A-1	45C (P)	
		366/55	366	356		HTR
		G62A	N080	G60		
Propiedades Mecanicas		Excelente		Bueno	Bueno	Pobre
Resistencia a la Abrasión		Muy Bueno		Bueno	Bueno	Pobre
Resistencia a los Aromáticos		Bueno		Muy Bueno	Bueno	Excelente
Resistencia al H2S		Bueno		Muy Bueno	Excelente	Excelente
Resistencia al Agua		Muy Bueno		Bueno	Excelente	Excelente
Límite de Temperatura		95° C (203°F)		105° C (221°F)	135° C (275°F)	150° C (302°F)

Fuente: CALVETE GONZALEZ Fernando y MONTES PAEZ Erick. Sistemas de levantamiento artificial. Cap. 1. Bucaramanga. 2017.

4.5 DISEÑO DE SLA POR BH TIPO JET

4.5.1 Criterios de diseño. Los criterios utilizados para el diseño del SLA con bomba jet son los siguientes:

- La bomba jet debe ubicarse a una inclinación máxima de 60°, para facilitar la operación con unidad de *slickline* para abrir la camisa deslizable o para recuperar la bomba jet.

- Los diseños se realizan para emplear la bomba jet en directa. De este modo se puede recuperar la bomba jet hidráulicamente.

- El caudal de inyección máximo está limitado por el caudal que puedan manejar las tuberías, válvulas y accesorios que conducen el fluido motriz desde las facilidades de superficie hasta el pozo productor.

- Se debe seleccionar la configuración boquilla y garganta que permita manejar un rango de producción (dado por la IPR), con el menor gasto de potencia hidráulica. Para esto se utiliza el programa NCPCv4-GR.

- Con base en los requerimientos de potencia hidráulica (presión y caudal), se selecciona el equipo en superficie que pueda proveer el fluido motriz para lograr esta producción.

- Determinar el tipo de fluido motriz, agua o petróleo. Para las condiciones del pozo de estudio (AC-01) se decidió utilizar agua de producción como fluido motriz.

- Determinar limitaciones de presión tales como: máxima presión en el cabezal, máxima presión en el sistema de inyección, etc.

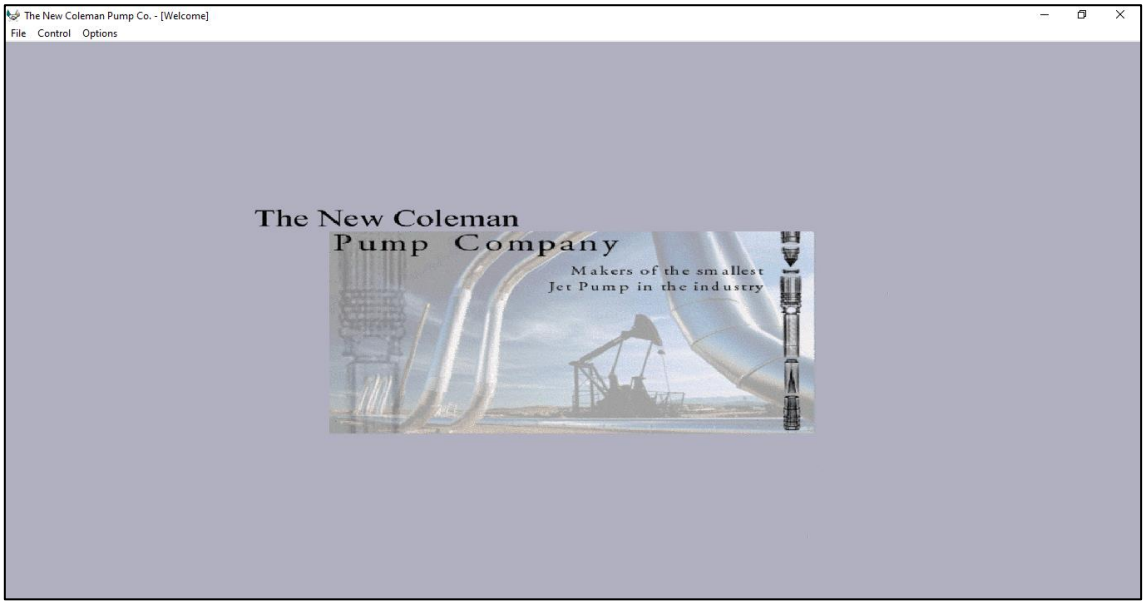
4.5.2 Descripción del programa NCPCv4-GR.

El programa está basado en el Capítulo 6 del Petroleum Enginnering Handbook. Consiste en una rutina iterativa que realiza cálculos para determinar el diseño (*SIZING*) de las posibles combinaciones de tamaños de boquilla y garganta. También determina la presión de inyección y la rata optima de fluido motriz para producir el caudal objetivo.

4.5.3 Procedimiento de cálculo.

4.5.3.1 Iniciar el programa The New Coleman Pump Company NCPCv4-GR.

Figura 14. Pantalla principal del programa NCPCv4-GR.



Fuente: EADS, Paul. The New Coleman Pump Company. [Programa informático]. Houston, Texas. Copyright 2001. Versión 4-1 – 020106.

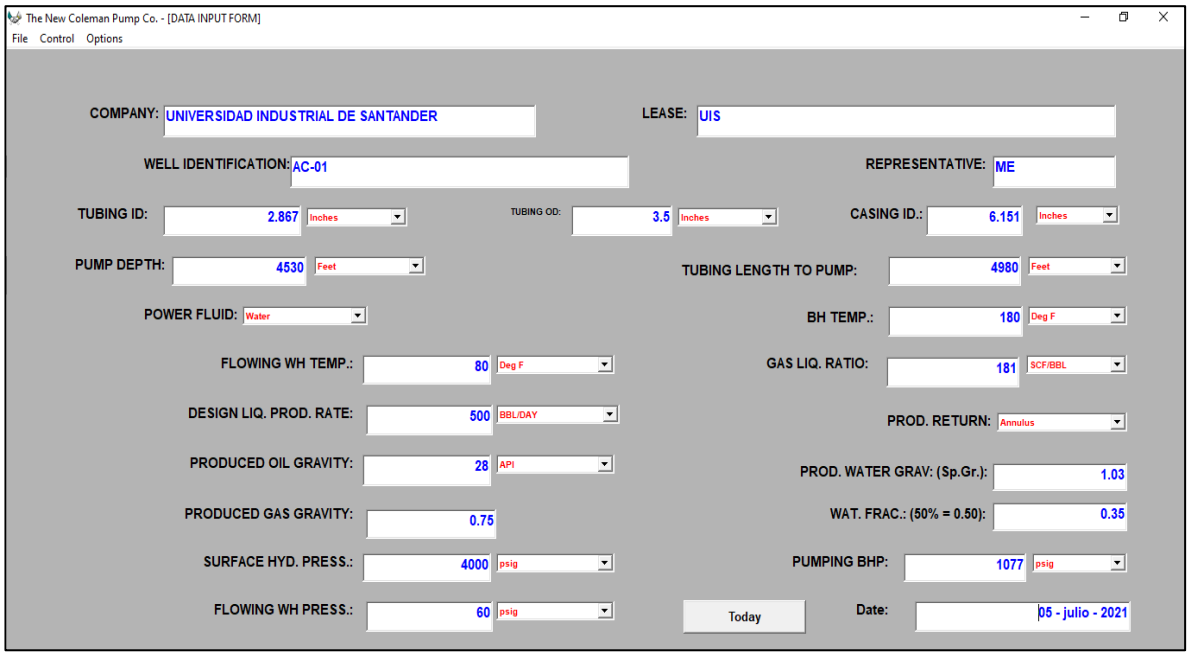
4.5.3.2 Ingresar datos:

- *Control – Input Data – Enter New Data*
- *Pump Depth* es = TVD bomba

- *Tubing Depth to Pump* es = MD bomba
- El corte de agua debe ir en fracción (ej. 70% es 0.7)
- *Design Liq Prod Rate* = Q producción.
- *Pumping BHP* = PIP

Los datos deben ser ingresados en totalidad, de lo contrario, el programa no realiza los cálculos. Cada iteración se hace con un valor de caudal de producción (*Design Liq. Prod. Rate*) y su correspondiente presión de entrada a la bomba (*pumping BHP*). Estos datos son obtenidos del cálculo de la curva IPR.

Figura 15. Ventana de datos de programa NCPCv4-GR.



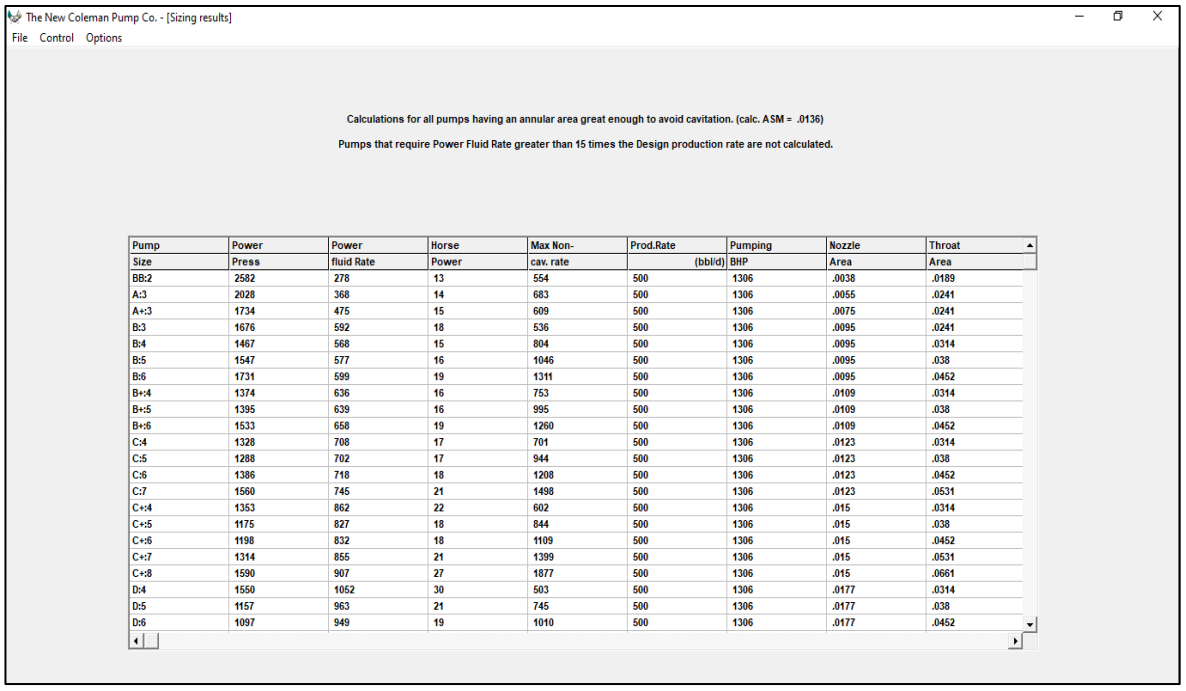
Fuente: Ventana de datos programa NCPCv4-GR

4.5.3.3 Realizar el primer cálculo:

- *Control – Compute – Geometry Size Selection*

El programa presenta una tabla de todas las configuraciones de boquillas y gargantas disponibles por debajo del caudal de cavitación, para producir el caudal de producción calculado (Ver figura 16).

Figura 16. Ventana de resultados programa NCPCv4-GR



Pump Size	Power Press	Power fluid Rate	Horse Power	Max Non-cav. rate	Prod.Rate (bbl/d)	Pumping BHP	Nozzle Area	Throat Area
BB:2	2582	278	13	554	500	1306	.0038	.0189
A:3	2028	368	14	683	500	1306	.0055	.0241
A+:3	1734	475	15	609	500	1306	.0075	.0241
B:3	1676	592	18	536	500	1306	.0095	.0241
B:4	1467	568	15	804	500	1306	.0095	.0314
B:5	1547	577	16	1046	500	1306	.0095	.038
B:6	1731	599	19	1311	500	1306	.0095	.0452
B+:4	1374	636	16	753	500	1306	.0109	.0314
B+:5	1395	639	16	995	500	1306	.0109	.038
B+:6	1533	658	19	1260	500	1306	.0109	.0452
C:4	1328	708	17	701	500	1306	.0123	.0314
C:5	1288	702	17	944	500	1306	.0123	.038
C:6	1386	718	18	1208	500	1306	.0123	.0452
C:7	1560	745	21	1498	500	1306	.0123	.0531
C+:4	1353	862	22	602	500	1306	.015	.0314
C+:5	1175	827	18	844	500	1306	.015	.038
C+:6	1198	832	18	1109	500	1306	.015	.0452
C+:7	1314	855	21	1399	500	1306	.015	.0531
C+:8	1590	907	27	1877	500	1306	.015	.0661
D:4	1550	1052	30	503	500	1306	.0177	.0314
D:5	1157	963	21	745	500	1306	.0177	.038
D:6	1097	949	19	1010	500	1306	.0177	.0452

Fuente: Ventana de resultados programa NCPCv4-GR

4.5.3.4 Selección de tamaños de boquilla y garganta

En la ventana de resultados se debe seleccionar tres configuraciones que cumplan con los siguientes criterios:

- Menor caudal de cavitación calculado para esta configuración.
- Presión de fluido motriz dentro del rango en superficie.
- Caudal de fluido motriz dentro del rango en superficie.
- Menor requerimiento de potencia.

Posterior a la selección de las tres configuraciones boquilla/garganta, se registran los datos de presión, caudal, potencia y caudal de cavitación, en la hoja de cálculo de *Excel*.

4.5.3.5 Cálculo de la siguiente iteración. Volver a la ventana de datos por:

- *Control – Input data – Get Previous Data – Get Last Data*
- Ingresar el siguiente valor de Q y PIP.
- *Control – Compute – Geometry Size Selection*.
- Registrar los datos correspondientes a las configuraciones de boquilla y garganta anteriormente seleccionadas.
- Completar los datos de la hoja de cálculo de Excel, correspondiente a presión y caudal de la curva IPR. (Ver tabla 13).
- Cuando se vuelve a la página de datos, grabar datos iniciales por: *File – Save File*

Tabla 13. Resultados de las iteraciones

Qs BPD	PIP (psi)	CONFIG 1				CONFIG 2				CONFIG 3			
		P In (psi)	Q In BPD	CAV BPD	HP	P In (psi)	Q In BPD	CAV BPD	HP	P In (psi)	Q In BPD	CAV BPD	HP
700	874	669	1263	2011	16	742	1293	2011	18	774	1504	1933	22
800	760	1124	1479	1383	31	1178	1498	1830	33	1163	1720	1759	38
900	633	1822	1745	1220	45	1804	1739	1614	59	1723	1977	1552	64
1000	490	2971	2095	1020	88	2771	2045	1350	107	2640	2318	1298	116

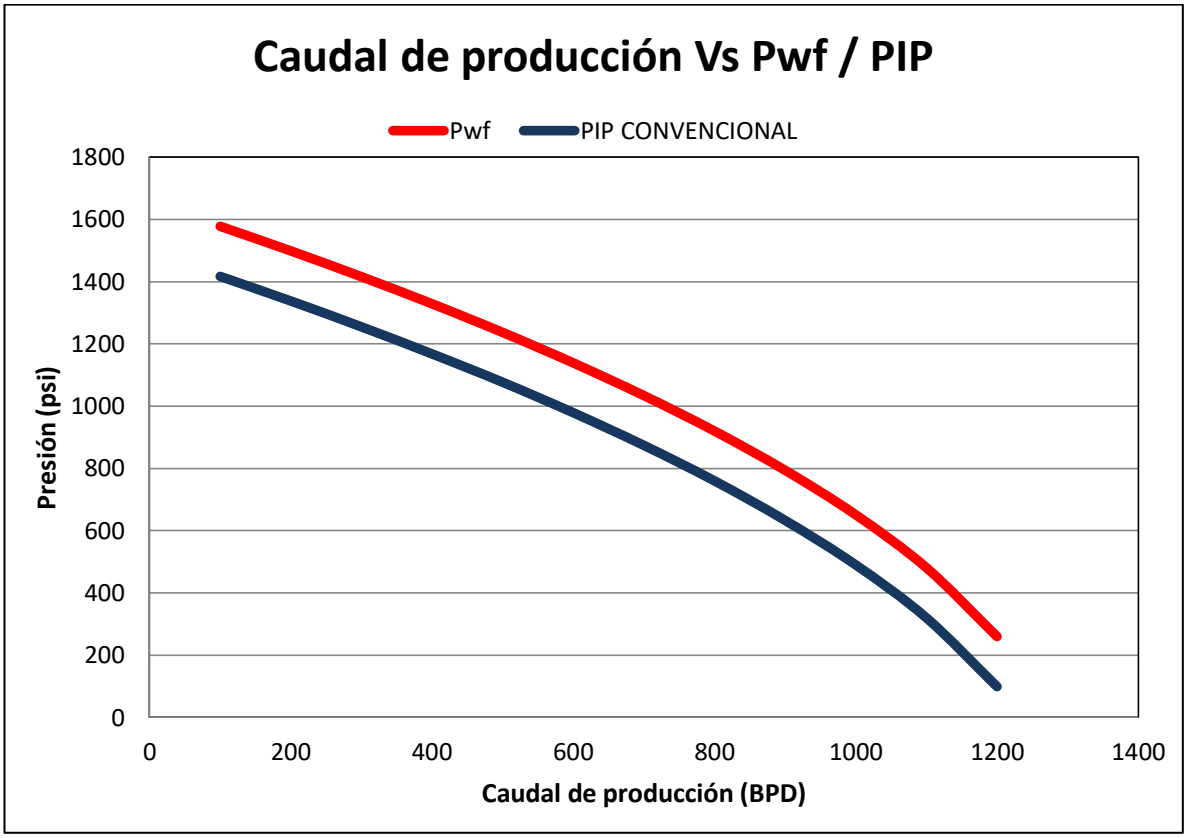
Fuente: Autor

4.6 ANÁLISIS DE DISEÑO

De las tres configuraciones predeterminadas, se selecciona aquella que logre la máxima producción con el menor requerimiento de potencia.

Para determinar el diseño final, se realizan varias graficas (caudal de producción vs caudal de inyección, caudal de producción vs presión de inyección, caudal de producción vs potencia hidráulica) que muestran el comportamiento de las variables del bombeo hidráulico y son una guía para la correcta selección de tamaños boquilla/garganta.

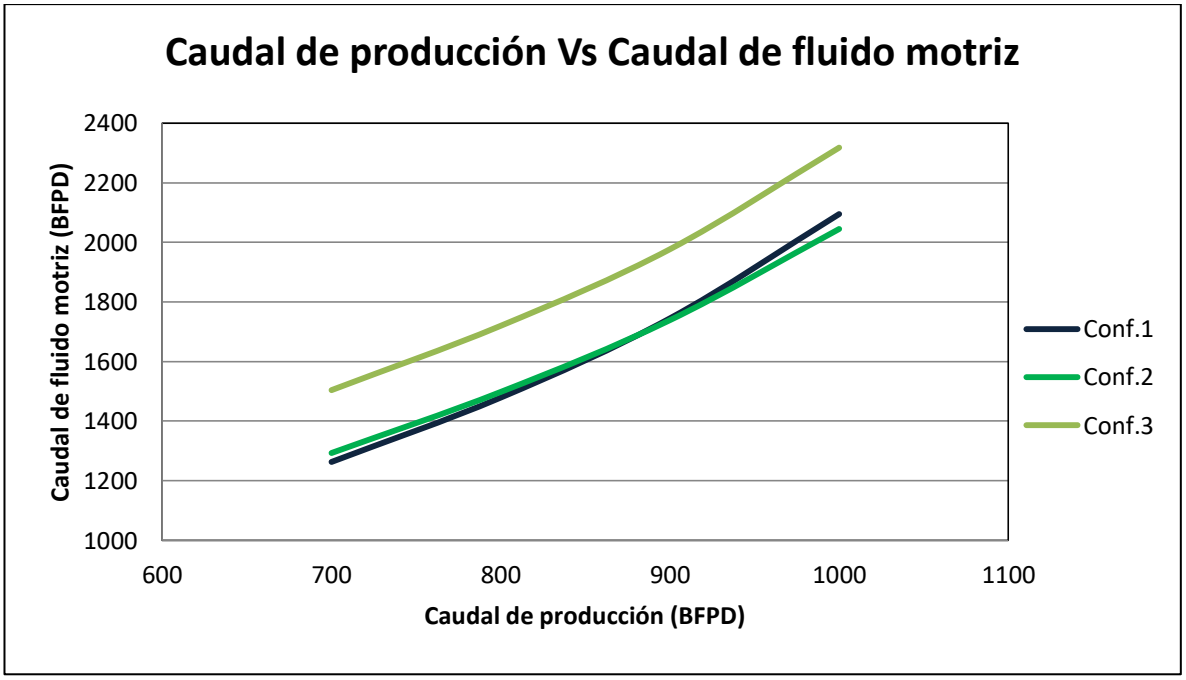
Figura 17. Caudal de producción Vs PIP – Pozo AC-01



Fuente: Autor

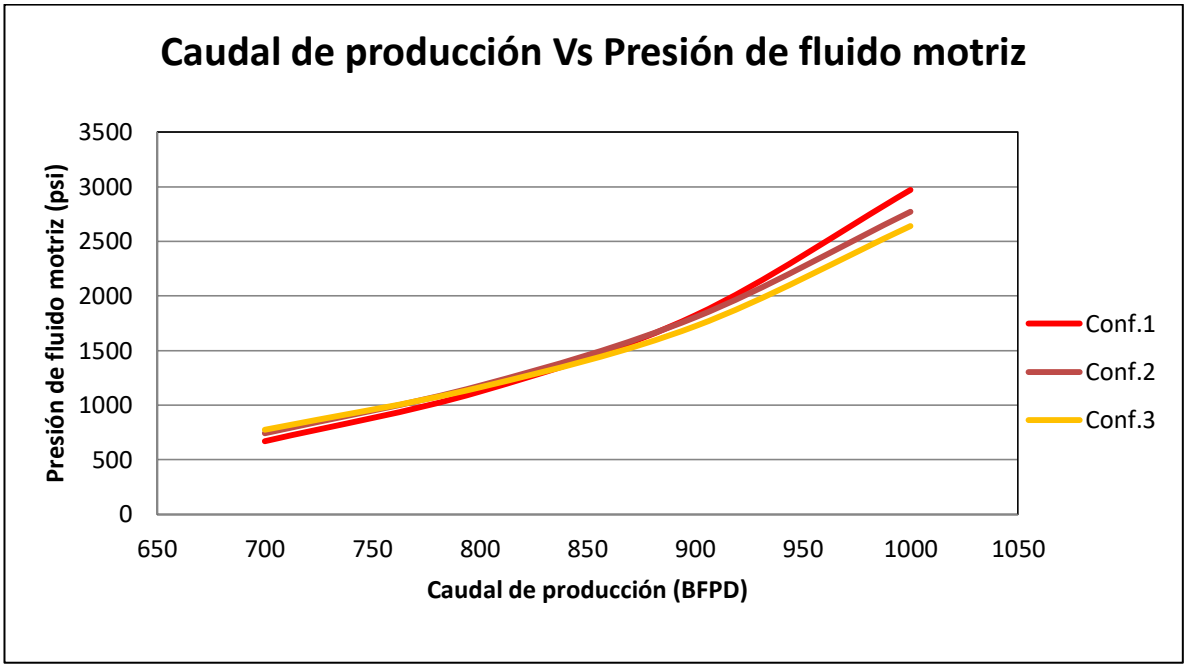
El diseño de bombeo hidráulico es una estimación del comportamiento de una configuración para unas condiciones dadas. Si las condiciones cambian o son diferentes al diseño, los valores no se ajustarán al desempeño del bombeo hidráulico y deberán ajustarse más adelante.

Figura 18. Comportamiento de la producción Vs fluido motriz



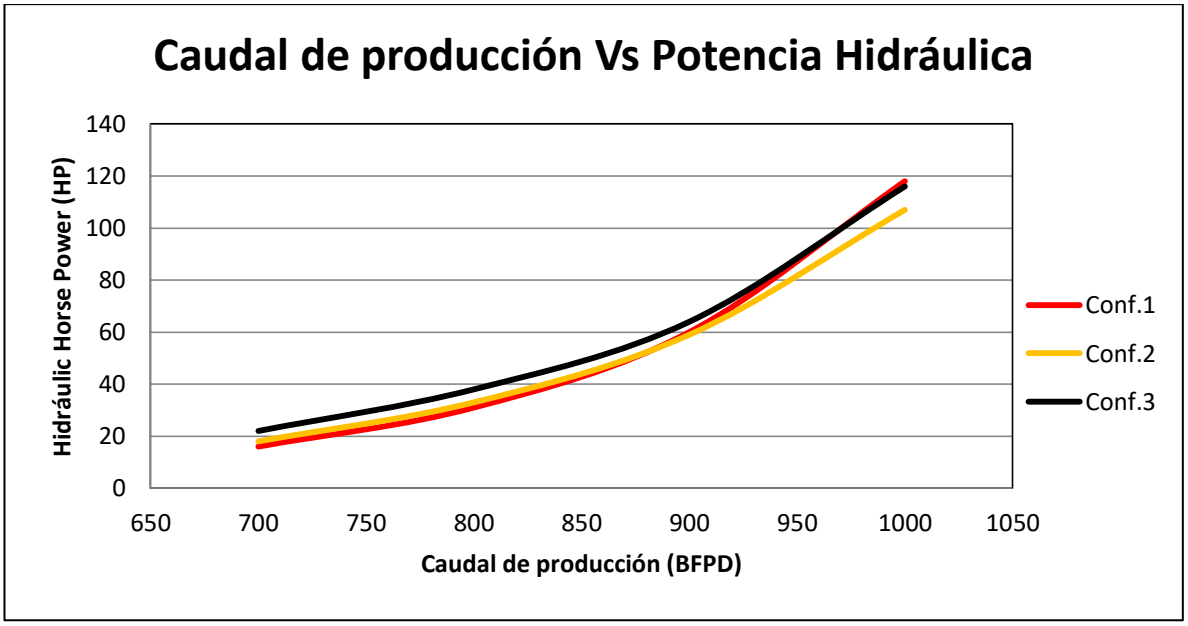
Fuente: Autor

Figura 19. Comportamiento de la producción Vs presión de inyección



Fuente: Autor

Figura 20. Comportamiento del caudal de producción Vs potencia hidráulica



Fuente: Autor

Con base en las recomendaciones de diseño y los resultados obtenidos, se recomienda la configuración número uno (Conf.1). La selección del cabezal y los equipos de superficie (bombas multiplex) se hacen con los datos de presión de inyección, caudal de inyección y potencia hidráulica.

Tabla 14. Resumen de resultados BH

RESUMEN DE RESULTADOS		
PARÁMETRO	**VALOR**	**UNIDAD**
Área de la boquilla	0,0241	$pulg.^2$
Área de la garganta	0,0962	$pulg.^2$
Potencia Hidráulica (máx.)	118	HP
Presión de Inyección (máx.)	2971	psi
Caudal de Inyección (máx.)	2095	BPD
Caudal de cavitación	1020	BPD

Fuente: Autor

5. SELECCIÓN DEL SLA BASADO EN LOS ANÁLISIS AMBIENTAL, PRESUPUESTAL Y ENERGÉTICO

Para realizar la selección adecuada del sistema de levantamiento artificial, acorde a las condiciones especiales de producción del pozo AC-01, se plantea, además del diseño técnico, incluir el análisis ambiental mediante el cálculo de la huella de carbono; también se propone un análisis presupuestal, donde se evalúan dos escenarios: cambio de bomba PCP y cambio de sistema de levantamiento artificial. Finalmente se realiza el cálculo de la eficiencia energética para cada SLA en estudio, BH y PCP.

5.1 ANÁLISIS AMBIENTAL

Debido a la trascendencia que tiene la cantidad de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) como impacto ambiental en el ecosistema, se pretende evaluar la huella de carbono producida por los SLA de bombeo de cavidades progresivas y bombeo hidráulico, aplicados a un pozo productor ubicado en el oriente colombiano. De esta manera, se busca generar conciencia ambiental en la industria a la hora de diseñar y seleccionar los sistemas de levantamiento artificial.

5.1.1 Huella de carbono. "La huella de carbono es un parámetro utilizado para medir la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero, originadas ya sea en forma directa o indirecta por una empresa, evento, actividad, o durante el ciclo de vida de un producto o servicio"[28].

[28] Atance, L. A., Marín, I. C., Uranga, O. R., & Luengo, E. R. Criterios de selección de un estándar para la medida de la huella de carbono. Citado por MARTINEZ DURAN, María y USECHE NARVAEZ, Catalina. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018. 21 p.

“Las emisiones directas son las que se liberan en el lugar donde se produce la actividad, mientras que las emisiones indirectas son causadas por el desarrollo de la actividad, pero estas emisiones provienen de fuentes que no están en el lugar, por ejemplo, el uso de la electricidad”[29].

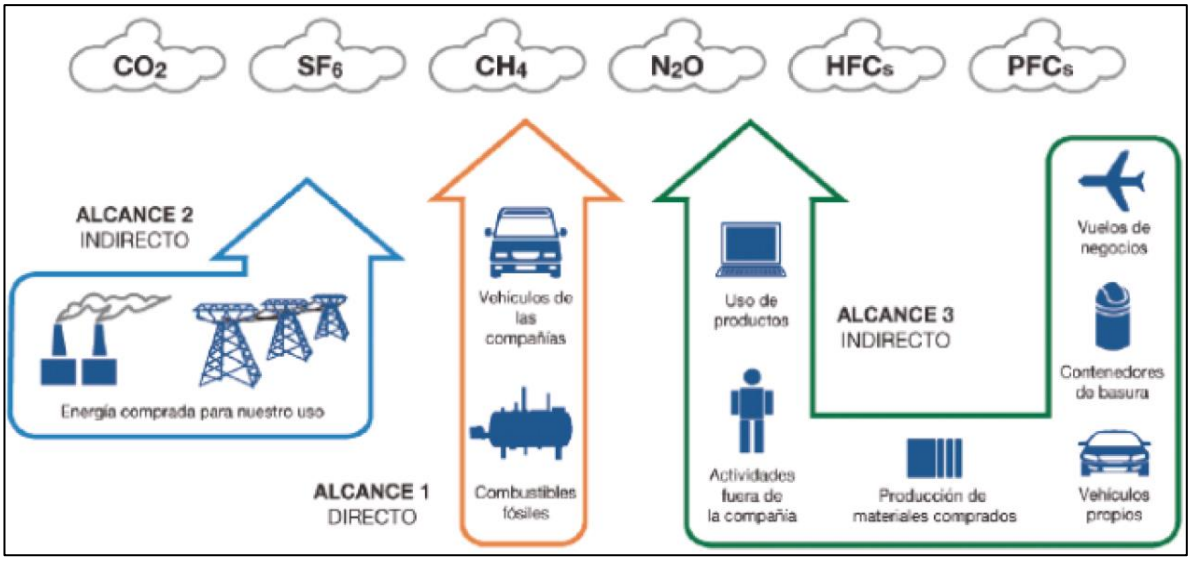
El Protocolo de Kioto considera seis tipos de GEI conocidos como: CO_2, CH_4, N_2O, PFCs, HFCs y SF_6, lo cual lleva a que la medición de la huella de carbono corresponda a un inventario de GEI expresado en toneladas de CO_2 equivalente.

La huella de carbono no solo sirve para cuantificar las emisiones de GEI, también permite detectar y delimitar las fuentes emisoras, para ello se han establecido tres alcances:

Alcance 1: “Emisiones directas de GEI provenientes de fuentes controladas por la organización.
Alcance 2: “Emisiones indirectas que ocurren por fuera de la organización, a partir de recursos externos importados, como la electricidad, calor o vapor.
Alcance 3: “Emisiones indirectas expandidas que ocurren fuera de la organización a partir de fuentes no pertenecientes o controladas por la misma, pero que están ligadas a sus actividades” [30]

[29] Atance, L. A., Marín, I. C., Uranga, O. R., & Luengo, E. R. Op, cit. p.21
[30] Hidalgo Carvajal, D. A. Estudio de huella de carbono que aporta la aviación de pasajeros dentro del territorio colombiano. Caso de estudio: aeronaves turborreactores. Citado por MARTINEZ DURAN, María y USECHE NARVAEZ, Catalina. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018. 24 p

Figura 21. Fuentes emisoras de gases efecto invernadero



Fuente: Atance, L. A., Marín, I. C., Uranga, O. R., & Luengo, E. R. Op.cit., p.22.

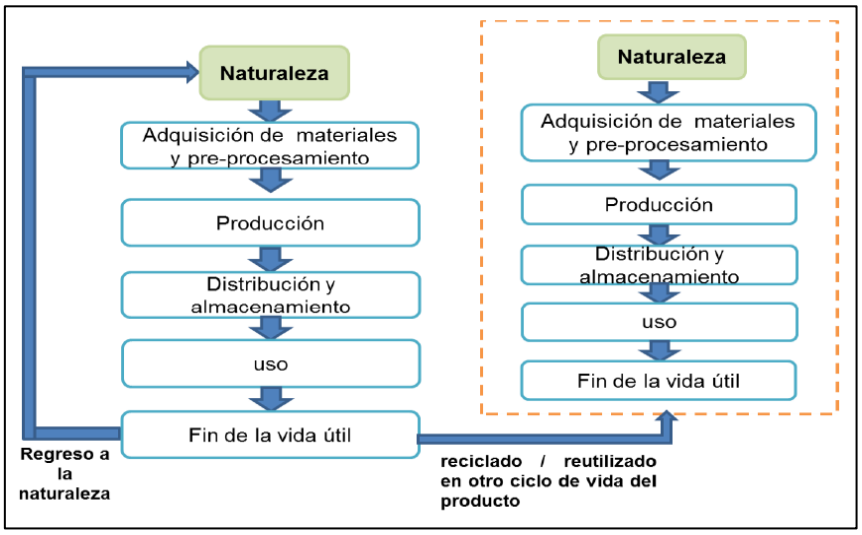
5.1.2 Cálculo de la huella de carbono. La Sociedad Pública de Gestión Ambiental afirma que la sistemática de cálculo de la huella de carbono y la forma de desarrollar cada paso difiere en función de si se realiza la huella de carbono de un producto o servicio, o de una organización[31].

Evaluar la huella de carbono producida por un SLA corresponde a medir las emisiones de GEI para un producto, por consiguiente esta medición se realiza con base al análisis del ciclo de vida (ACV) del sistema de levantamiento.

El ciclo de vida de un producto comprende las etapas desde la obtención de la materia prima hasta que se convierte en residuo.[32] En la siguiente figura se evidencia claramente las fases del ciclo de vida comprendidas por el protocolo Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol).

[31] Ihobe. Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones. (Ihobe, I. Ingeniería, Consultoría, & S. Creara Consultores, Eds.). Vasco: Ihobe S.A. 2012.
[32] Ibid., p.24.

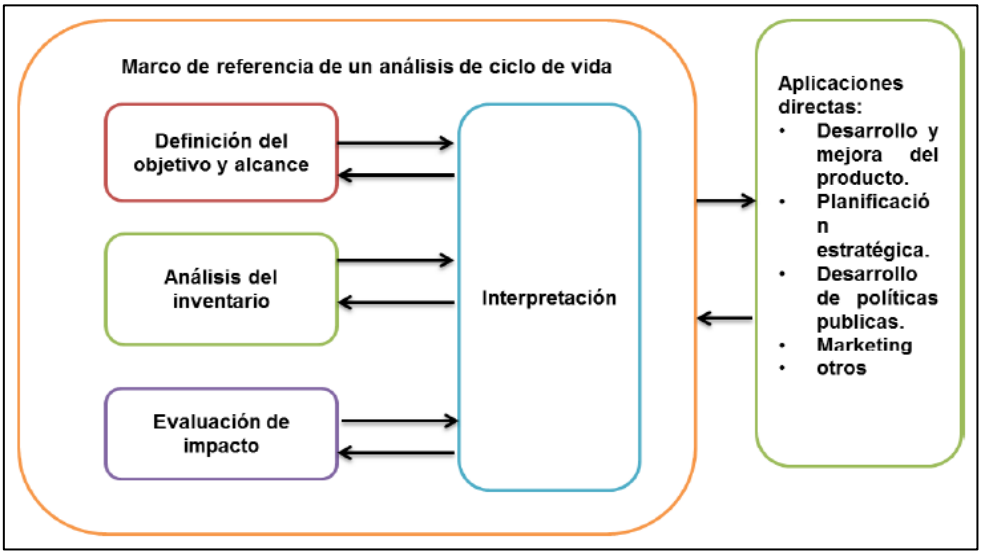
Figura 22. Fases del ciclo de vida de un producto



Fuente: Adaptado GHG Protocol

Para evaluar la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento se debe realizar el análisis del ciclo de vida (ACV). Para esto se deben seguir cuatro fases o etapas que componen un estudio ACV, según la norma técnica colombiana (NTC) ISO 14040.

Figura 23. Etapas de un ACV



Fuente: Adaptado de Norma técnica colombiana NTC-ISO 14040 (2007)

La NTC ISO 14040 de 2007 define las etapas metodológicas de un ACV:

1. Definición del objetivo y alcance: para establecer el objetivo se debe exponer las razones para realizar el estudio, la aplicación prevista y el público previsto. Así mismo para el alcance se debe tener en cuenta el sistema del producto, la unidad funcional, los límites del sistemas y suposiciones, de tal manera que al establecerlo este esté lo suficientemente bien definido para asegurar la amplitud, profundidad y el nivel de detalle del estudio y así mismo asegurar compatibilidad para alcanzar el objetivo.

2. Análisis de inventario de ciclo de vida (ICV): esta etapa implica la recopilación de los datos y los procedimientos de cálculo para cuantificar las entradas y salidas de un sistema del producto. El sistema de un producto es un conjunto de procesos unitarios vinculados entre sí por flujos de productos intermedios. La división de dicho sistema en los procesos unitarios facilita la identificación de las entradas y salidas del sistema.

   La base metodológica para los procedimientos de cálculo de la huella de carbono en este proyecto se hará con la ecuación:

$$Huella\ de\ carbono = Dato\ de\ la\ actividad * factor\ de\ emisión \qquad (31)$$

   Donde:

   - El dato de actividad, es el parámetro que define el grado o nivel de la actividad generadora de las emisiones de GEI.
   - El factor de emisión (FE) supone la cantidad de GEI emitidos por cada unidad del parámetro “dato de actividad”. Estos factores varían en función de la actividad que se trate.

3. Evaluación del impacto del ciclo de vida (EICV): esta etapa tiene como propósito evaluar cuán significativos son los impactos ambientales potenciales utilizando los resultados del ICV.

4. Interpretación: los análisis del inventario y de la evaluación de impacto se consideran en conjunto. La fase de interpretación debe proporcionar resultados que sean coherentes con el objetivo y los alcances definidos para que lleven a conclusiones y posteriormente a recomendaciones.

Teniendo en cuenta la metodología anteriormente definida por la NTC ISO 14040 se hará el ACV de los SLA por bombeo de cavidades progresivas y bombeo hidráulico, de esta manera determinar la huella de carbono.

Se establece como unidad funcional las emisiones de CO_2 asociadas al consumo de electricidad (ton CO_2 eq.) por los sistemas de levantamiento cuando estos están en uso durante un periodo de un (1) año.

Los SLA objeto de este estudio operan con motor eléctrico, por tal motivo en el diseño de estos sistemas de levantamiento se determinó la energía requerida en superficie al año (kWh/año) para que el SLA funcione correctamente. Con este valor de energía se realiza el cálculo de la huella de carbono (Ton CO_2/ año). También es necesario el factor de emisión, el cual, según la Unidad de planeación minero energética (UPME 2020) es de 203 gCO_2/kWh.

Para el cálculo se emplea la siguiente formula:

$$Ton\left(\frac{CO_2}{\text{año}}\right) = \frac{kWh}{\text{año}} * 203\frac{gCO_2}{KWh} * \frac{1\,Ton}{1000000\,g} \quad (32)$$

5.1.3 Huella de carbono de SLA por bombeo de cavidades progresivas. Calculando la energía consumida por el sistema de levantamiento durante un año (kWh/año) y determinando el factor de emisión, se procede a aplicar la ecuación 32. Se estableció un tiempo de un (1) año de trabajo constante del motor, el cual, es equivalente a 8640 horas.

5.1.4 Huella de carbono de SLA por BH tipo Jet. En este sistema, al igual que en el anterior se aplica la misma metodología para determinar las emisiones de CO_2. En la tabla 16 se presentan los resultados de los cálculos de la huella de carbono para los casos de estudio.

Tabla 15. Energía consumida por los SLA por BH y PCP

Sistema de Levantamiento	Potencia requerida (HP)	Potencia requerida (kW)	Tiempo (h/año)	Energía Consumida (kWh/año)
PCP	12	9	8.640	**77.345**
BH	16	12	8.640	**103.127**

Fuente: Autor

Tabla 16. Huella de carbono de los SLA por BH y PCP

Sistema de Levantamiento	Energía Consumida (kWh/año)	Factor de emisión (gCO_2/kWh)	Huella de Carbono (Ton CO_2/año)
PCP	77.345	203	**16**
BH	103.127	203	**21**

Fuente: Autor

Los resultados corresponden a emisiones indirectas debido al consumo de energía eléctrica de los SLA, por consiguiente este indicador incluye únicamente las emisiones por CO_2.

La generación de energía eléctrica pasa por numerosas etapas hasta llegar a su uso final, en cada una de las cuales se realizan actividades con un potencial impacto sobre el entorno. El consumo de energía eléctrica presenta impactos ambientales negativos, tales como: calentamiento global, agotamiento de los recursos naturales y disminución de la capa de ozono, entre otros.

La huella de carbono se calculó con base en el consumo de energía eléctrica, por lo tanto, a mayor consumo de energía de los equipos en superficie, mayor será la emisión de CO_2 que emita el sistema de levantamiento. En consecuencia, el sistema de levantamiento que más huella de carbono genera indirectamente, es el bombeo hidráulico.

5.1.5 Balance energético. El balance energético propuesto en este trabajo se realiza comparando el consumo de energía de los sistemas de levantamiento, expresado en (kWh), durante un periodo de un año, y la energía generada por la combustión de los barriles de petróleo producidos durante un año.

"La energía generada por la combustión de un barril de petróleo (EGC) es calculada teniendo en cuenta la fracción molar de los componentes del crudo y el respectivo poder calorífico. Para un crudo liviano la energía generada por cada kilogramo de aceite es de 13.01 kWh/kg y para un crudo pesado es de 11.73 Kwh/Kg"[33]. Estos valores deben ser multiplicados por la densidad del crudo para realizar la conversión kWh/bbl.

Para los cálculos se planteó un caudal de 500 BPD, con un estimado de producción de 360 días por año. La energía generada por la combustión de los barriles de petróleo producidos por el pozo AC-01, se realizó con la ecuación 33.

$$Egenerada(kWh) = \rho oil\left(\frac{kg}{bbl}\right) * Q\ \left(\frac{bbl}{d}\right) * EGC\left(\frac{kWh}{kg}\right) * (1 - s\&w) * t(d) \qquad (33)$$

[33] MARTINEZ DURAN, María y USECHE NARVAEZ, Catalina. Op.cit., p 87.

Tabla 17. Energía generada por combustión de petróleo de pozo AC-01

Energía Generada (kWh)	
API	28
SGo	0,89
Densidad (kg/m3)	887,15
Densidad (kg/bbl))	141,04
Tiempo (d)	360
EGC (kWh/kg)	13,01
Tasa de producción (BPD)	500
%S&W	35%
Energía generada (kWh)	**2.15 E+8**

Fuente: Autor

El balance energético se realiza calculando la energía eléctrica consumida por cada SLA al año y la energía generada por la combustión de los barriles de petróleo producidos.

$$Balance\ energético\left(\frac{kWh}{año}\right) = Egenerada - Econsumida \qquad (34)$$

Tabla 18. Balance energético de los SLA – pozo AC-01

Sistema de Levantamiento	Energía Consumida (kWh)	Energía generada por uso del aceite (kWh)	Balance Energético (kWh)	% Energía Consumida	% Energía Neta
PCP	77.345	2,15E+08	2,15E+08	0,04	99,96
BH	103.127	2,15E+08	2,15E+08	0,05	99,95

Fuente: Autor

5.2 ANÁLISIS PRESUPUESTAL

La industria de los hidrocarburos requiere producir de manera eficiente, por lo cual, demanda que el ingeniero de producción, apoyado por los ingenieros de yacimientos, logren la máxima eficiencia de explotación del pozo, buscando alcanzar la mayor extracción de aceite al menor costo.

Al considerar la implementación del bombeo hidráulico concéntrico tipo Jet como SLA, es necesario evaluar el punto de vista económico. Por lo tanto se realizó un sondeo con las empresas prestadoras de servicios de *workover*, y hacer un presupuesto con las dos opciones de estudio:

- *Workover* para cambiar de bomba PCP y seguir operando con este sistema de levantamiento.
- *Workover* para realizar cambio de SLA a BH concéntrico tipo jet.

Los resultados presupuestales se presentan en las tablas 19 y 20.

Para realizar el presupuesto se tuvo en cuenta factores principales como:

- Movilización y desmovilización de equipos de *well service*.
- Fluidos de completamiento, lodos y tratamiento de fluidos contaminados.
- Equipos, herramientas, materiales (alquiler y compra).
- Empresas prestadoras de servicios (*slick line*, transporte, alimentación, alojamiento, combustible, agua…)
- Company man y servicios de ingeniería.
- Costos asociados a HSEQ.

Los resultados presupuestales indican que el costo es menor al realizar el cambio de SLA a BH concéntrico, aproximadamente USD 45.000

Tabla 19. Presupuesto para realizar cambio de bomba PCP

WORKOVER POZO AC-01 SLA PCP				Fecha	15/07/2021
				DIAS DE WORKOVER	5
PRESUPUESTO Y DETALLE DEL SERVICIO					
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	VALOR UNITARIO USD	*VALOR TOTAL USD*
WORKOVER COST					437.239
EQUIPO DE COMPLETAMIENTO					137.500
1	Movilización y desmovilización de RIG	US$/DAY	1	75000	75.000,00
2	WORK OVER RIG 550 HP	US$/DAY	5	12500	62.500,00
FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO					30.000,00
3	Movilización de personal	US$/GLOB			
4	Productos químicos para el completamiento	US$/GLOB			
5	Ingeniero de fluidos	US$/DIA	1	30000	30.000,00
6	Tratamiento de fluidos contaminados	US$/GLOB			
7	Unidad de filtrado y equipos	US$/DIA			
MATERIALES PARA EL COMPLETAMIENTO					78.500,00
8	1 PACKERS 7", 1 LANDING NIPLLE, 2 SLIDING SLEEVE, 3 STANDDING VALVE	US$/GLOB	1	75000	75.000,00
9	Combustible, Técnico y movilización	US$/GLOB	1	3500	3.500,00
SERVICIOS PARA EL COMPLETAMIENTO Y CONEXIÓN ELÉCTRICA					44.250,00
10	Unidad de SLICK LINE - Movilización y desmovilización	US$/GLOB	3	6000	18.000,00
11	Inspección de tubería de 3 1/2" EUE / Varillas de 1"	US$/GLOB	1	5500	5.500,00
12	Herramientas para manejo de Varilla de 1 "	US$/GLOB	1	5000	5.000,00
13	Registro de presión estática	US$/GLOB	1	12000	12.000,00
14	Hospedaje, comida, lavandería, camarería * 5 días	US$/GLOB	1	3750	3.750,00
LINEAS DE FLUJO					27.000,00
15	FLOW LINES (PIPE + PERSONAL+ VALVE + PAINT + INSTALATION) y Conexión eléctrica.	US$/ GLOBAL	1	27000	27.000,00
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL					83.500,00
16	BOMBA PCP (ROTOR + ESTATOR)	US$/GLOB	1	35000	35.000,00
17	PIN DE PARO + STOP BUSHING + TORQUE HANCHOR + CENTRALIZADORES + BARRA LISA	US$/GLOB	1	12000	12.000,00
18	Sarta de varillas de 1" x 7/8" Grado D	US$/GLOB	1	25000	25.000,00
19	Mantenimiento de cabezal	US$/GLOB	1	8000	8.000,00
20	Servicio técnico y movilización	US$/GLOB	1	3500	3.500,00
PERSONAL PÁRA EL COMPLETAMIENTO					4.900,00
21	COMPANY MAN	US$/DAY	7	500	3.500,00
22	Administrador	US$/DAY	7	200	1.400,00
TRANSPORTE Y SUMINISTRO DE AGUA					3.000,00
23	Suministro y transporte de agua industrial	US$/UNIT	1	1000	1.000,00
24	Suministro y transporte de agua potable	US$/UNIT	1	2000	2.000,00
TRANSPORTE PERSONAL PARA EL COMPLETAMIENTO					3.840,00
25	TRANSPORTE BOGOTA-POZO-BOGOTA PERSONAL DE OPERACIONES	US$/TICK	1	3000	3.000,00
26	Alquiler de camioneta para COMPANY MAN	US$/GLOB	7	120	840,00
					412.490
COSTOS DE HSEQ					***4.125***
27	Ambulancia - HSE- Paramédicos - Supervisor - Dotación - Otros	US$/GLOB	1	4125	4.124,90
CONTINGENCIA OPERACIONES					20.625
TOTAL COSTOS INTERVENCION POZO AC-01 (USD)					437.239

Fuente: Autor

Tabla 20. Presupuesto para cambio de SLA a BH concéntrico

WORKOVER Y CAMBIO DE SLA A BOMBEO HIDRAULICO CONCENTRICO POZO AC-01				Fecha	15/07/2021
				DIAS DE WORKOVER	7
PRESUPUESTO Y DETALLE DEL SERVICIO					
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	VALOR UNIT USD	*VALOR TOTAL USD*
WORKOVER COST					392.415
EQUIPO DE COMPLETAMIENTO					162.500,00
1	Movilización y desmovilización del RIG	US$/GLOB	1	75.000	75.000,00
2	WORK OVER RIG 350 HP	US$/DAY	7	12.500	87.500,00
FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO					30.000,00
3	Movilización de personal	US$/GLOB			
4	Productos químicos para el completamiento	US$/GLOB			
5	Ingeniero de fluidos	US$/DIA	1	30.000	30.000,00
6	Tratamiento de fluidos contaminados	US$/BLS			
7	Unidad de filtrado y equipos	US$/GLOB			
MATERIALES PARA EL COMPLETAMIENTO					10.430,00
8	COMPLETION STRING (MAINTENANCE PAKER, SLINDING SLEEVE, PUP JOINTS)	US$/GLOB	1	10.430	10.430,00
9	WELL HEAD ADAPTER (HANGER FOR 1.9 TUBING AND SPACER)	US$/GAL			
SERVICIOS PARA EL COMPLETAMIENTO					57.513,00
10	Unidad de SLICK LINE - Movilización y desmovilización	US$/GLOB	2	6.000	12.000,00
11	RENTAL SCRAPRES 7" + TOOLS FOR RUNING 1.9" AND 2 3/8" CS Hydrill	US$/GLOB	1	3.170	3.170,00
12	RENTAL FISHING TOOLS + DP 3 1/2" + DCs 4 3/4" + TOOLS FOR RUNNING DP 3 1/2"	US$/ GLOB	1	34.843	34.843,00
13	Inspección de Tubing	US$/GLOB	1	2.500	2.500,00
14	Hospedaje, comida, lavandería, camarería * 7 días	US$/ GLOB	1	5.000	5.000,00
LINEAS DE FLUJO Y ENERGIZACION					8.000,00
15	FLOW LINES (PIPE + PERSONAL+ VALVE + PAINT + INSTALATION)	US$/ GLOB	1	8.000	8.000,00
16	Conexión Eléctrica	US$/ GLOB			
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL					84.800,00
17	Tubing 1,9"	US$/ GLOB			
18	Equipos de superficie (bomba, motor eléctrico, variador, separador)	US$/ GLOB	1	80.000	80.000,00
19	OPS JET PUMP + JET PUMP + PUP JOINTS	US$/ GLOB			
20	Servicio técnico en pozo	US$/ GLOB	4	1.200	4.800,00
PERSONAL PÁRA EL COMPLETAMIENTO					6.300,00
21	COMPANY MAN	US$/DAY	9	500	4.500,00
22	ADMINISTRADOR	US$/DAY	9	200	1.800,00
TRANSPORTE Y SUMINISTRO DE AGUA					3.000,00
23	Suministro y transporte de agua industrial	US$/UNIT	1	1.000	1.000,00
24	Suministro y transporte de agua potable	US$/UNIT	1	2.000	2.000,00
TRANSPORTE DE PERSONAL Y EQUIPOS PARA EL WORKOVER					4.200,00
25	TRANSPORTE BOGOTA-POZO-BOGOTA PERSONAL DE OPERACIONES	US$/GLOB	1	3.000	3.000,00
26	Alquiler de camioneta para COMPANY MAN	US$/DAY	10	120	1.200,00
					366.743,00
COSTOS DE HSEQ					***7.134,86***
27	Ambulancia - HSE- Paramédicos - Supervisor - Dotación - Otros	US$/GLOB	1	7.335	7.334,86
CONTINGENCIA OPERACIONES					18.337
TOTAL COSTOS INTERVENCION POZO AC-01 (USD)					392.415

Fuente: Autor

5.3 DETERMINACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS SLA BH Y PCP

"La rentabilidad de cualquier tipo de sistema de levantamiento artificial se puede evaluar mejor considerando los costos de levantamiento en unidades monetarias por volumen de líquido levantado"[34]. La mayor parte del costo operativo de los SLA se basa en el consumo de energía eléctrica, por ende, es un factor decisivo en el gasto operativo total.

"La eficiencia energética de cualquier sistema de levantamiento artificial se define por la relación entre la potencia útil del sistema, que está representada por la potencia hidráulica gastada en el levantamiento de fluidos, y la entrada de energía total, es igual al requerimiento de energía eléctrica de superficie"[35].

$$\eta_{system} = \frac{P_{hydr}}{\frac{P_e}{0.746}} = 0.746 \frac{P_{hydr}}{P_e} \qquad (35)$$

η_{system} = eficiencia energética del sistema.

P_{hydr} = potencia hidráulica utilizada para el levantamiento del fluido, HP

P_e = potencia eléctrica total de entrada, kW.

"El trabajo de salida útil lo realiza la bomba centrífuga cuando eleva una cantidad determinada de líquido desde la profundidad de ajuste de la bomba a la superficie. Este trabajo se suele describir mediante la denominada potencia hidráulica útil, P_{hydr}, y se puede calcular como la potencia consumida para incrementar la energía potencial del líquido bombeado"[36].

[34] TAKACS, Gabor. Electrical submersible pumps manual. Design, operations an maintenance. Second Edition. Cambridge, United States. Gulf Professional Publishing An imprint of Elsevier. Copyright 2018 Elsevier Inc. All rights reserved. p. 348

[35] Ibid., p.351

[36] TAKACS, Gabor. (2010, January). Ways to obtain optimum power efficiency of artificial lift installations. In SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. SPE 126544.

La siguiente fórmula, recomendada por *Lea*[37] se puede aplicar a cualquier sistema de levantamiento artificial y ofrece una forma estandarizada de comparar la eficacia de diferentes sistemas de levantamiento:

$$P_{hydr} = 1.7x10^{-5} * q_l * \left[\left(0.433 * \gamma_l * L_{pump}\right) - PIP\right] \qquad (36)$$

P_{hydr} = potencia hidráulica utilizada para elevación de fluido, HP

q_l = tasa de producción de líquido, BPD.

γ_l = gravedad específica del líquido producido

L_{pump} = profundidad de ajuste de la bomba, pies

PIP = presión de succión de la bomba, llamada PIP, psi.

La ecuación (36), representa la potencia mínima posible que se requiere para elevar los fluidos del pozo a la superficie. Dado que su valor es constante siempre que la presión de admisión de la bomba sea constante, proporciona una forma estándar de comparar la eficiencia energética del mismo sistema en diferentes condiciones o las eficiencias de diferentes sistemas de bombeo. Por sus características beneficiosas, se recomienda la aplicación general de esta ecuación para el cálculo de la potencia útil ejercida por cualquier sistema de bombeo[38].

Con base en lo expuesto anteriormente, empleando la ecuación 36, se determinó la potencia hidráulica utilizada para el levantamiento de fluidos de fondo de pozo. El resultado es el mismo debido a que las características de los fluidos, el caudal de producción, la profundidad de asentamiento de la bomba y la PIP son iguales para los dos sistemas de levantamiento artificial en estudio, BH y PCP. Los resultados se presentan en la tabla 21.

[37] Lea, J. F. – Rowlan, L. – McCoy, J.: "Artificial Lift Power Efficiency." Proc. 46th Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 1999 pp52-63. Citado por TAKACS, Gabor. (2010, January). Op.cit., p 2.

[38] TAKACS, Gabor. (2010, January). Op.cit., p 2.

Tabla 21. Resultados del cálculo de la potencia hidráulica para SLA BH y PCP.

VARIABLES	VALOR
Rata de producción de líquido (BPD)	500
Profundidad de ajuste de la bomba - TVD (ft)	4530
Presión de entrada de la bomba PIP - succión (psi)	1481
Gravedad especifica del fluido producido	0,937
Potencia hidráulica Phydr (HP)	3,03

Fuente: Autor

La potencia eléctrica total a la entrada de la bomba $P_{e,}$ fue calculada en los diseños de los SLA BH y PCP realizados en el capítulo 4 de este libro. Para determinar la eficiencia energética de los sistemas de levantamiento artificial objeto de estudio, se emplea la ecuación 35. Los resultados se presentan en la tabla 22.

Tabla 22. Resultados del cálculo de eficiencia energética para los SLA BH y PCP.

Sistema de Levantamiento	Potencia requerida por el motor (HP)	Potencia requerida por el motor (kW)	Phydr (HP)	Eficiencia del sistema (η)
PCP	12	9	3,03	**25%**
BH	16	12	3,03	**19%**

Fuente: Autor

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que la eficiencia energética del bombeo de cavidades progresivas es superior al bombeo hidráulico; esto se debe a que el requerimiento de potencia a la entrada de la bomba es menor para el SLA por PCP.

La eficiencia energética para un SLA por cavidades progresivas oscila entre 70 - 80%, sin embargo, se observa que el presentado para el pozo AC-01 es bajo; se

puede inferir que es ocasionado por la interferencia de gas libre en la bomba, ya que altera la presión diferencial máxima tanto de una cavidad como por el total de cavidades de la bomba, lo que ocasiona fallas en la integridad de la línea de sello entre el rotor y el estator, por ende, causa el deslizamiento o filtración del fluido, lo que hace que el sistema sea ineficiente.

En general, se puede establecer que la eficiencia total del sistema se puede dividir en eficiencias individuales que representan los diferentes puntos en el flujo de energía, se calcula luego como el producto de los elementos de eficiencia que lo construyen. “Se puede demostrar que la ecuación 36 da resultados idénticos a las fórmulas calculadas a partir de eficiencias individuales. La ventaja de la fórmula detallada radica en brindar la posibilidad de detectar componentes del sistema donde pueden ocurrir pérdidas de energía excepcionalmente grandes. El uso de esta fórmula, por lo tanto, ayuda a lograr condiciones económicas óptimas y a reducir los costos de levantamiento de fluidos”[39].

5.4 SELECCIÓN DEL SLA PARA EL POZO AC-01

El sistema de levantamiento artificial utilizado actualmente en el pozo productor AC-01, ha presentado problemas debido al deterioro frecuente de la bomba de cavidades progresivas, ocasionado por el daño del elastómero. Es probable que estas fallas sean ocasionadas por las condiciones especiales de producción que presenta el pozo, ya que el aporte de gas es elevado, lo cual genera bloqueos en la bomba y esto genera desprendimiento del elastómero. El agua de producción por sus características incrustantes puede aumentar la fricción entre el rotor y el estator.

Con el fin de evaluar el diseño del SLA actual y el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet, donde se busca emplear recursos propios de la

[39] TAKACS, Gabor. Electrical submersible pumps manual. Op.cit., p 356.

compañía operadora y así garantizar un equilibrio económico e incrementar el *runlife* del pozo, se estableció un análisis ambiental, presupuestal y de eficiencia energética, para elegir el SLA apropiado para las condiciones del pozo AC-01.

Con base en los resultados obtenidos al realizar los diseños de los SLA, el análisis ambiental, el cual se determinó mediante el cálculo de la huella de carbono, el análisis presupuestal, donde se presentaron dos escenarios para realizar el cambio de bomba PCP y el cambio de sistema de levantamiento, y finalmente el cálculo de la eficiencia energética de los SLA, se establece que:

- La relación gas – petróleo es alta (mayor a 500 scf/STB), esto genera fallas en el elastómero, lo que produce el desprendimiento del mismo.

- A partir de los diseños de los SLA se observa que el bombeo de cavidades progresivas requiere menor consumo energético, por lo tanto, las emisiones de CO_2 al medio ambiente son inferiores a las ocasionadas por el BH.

- El diseño del SLA por BH presenta un incremento en producción (mayor al 100%), lo cual es muy favorable para la compañía operadora.

- El análisis presupuestal indica que el escenario más favorable es el cambio de SLA a BH, debido a que hay un ahorro de USD 45.000 respecto a realizar el cambio de bomba PCP.

- La eficiencia energética del SLA por cavidades progresivas es mayor a la calculada por el BH, sin embargo, está lejos de la eficiencia general de estos sistemas de levantamiento, la cual está en el rango del 70 - 80%.

Por lo expuesto anteriormente, se establece que el SLA adecuado para las condiciones del pozo AC-01 es el bombeo hidráulico tipo jet.

6. ALTERNATIVAS DE MEJORA DE SLA POR BH PARA POZO AC-01

Validando los resultados del diseño de bombeo hidráulico convencional se observa que:

- El pozo tiene una producción de gas considerable, lo que hace que requiera más potencia hidráulica, ya que todo el gas debe pasar a través de la bomba para salir mezclado con los fluidos.
- La bomba jet queda por encima de los perforados.
- El pozo podría llegar a producir 1000 BPD.

6.1 INSTALACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO CONCÉNTRICO (BHC)

Al Instalar este tipo de completamiento, el gas puede ser liberado y producido por el espacio anular, por esta razón, se puede profundizar la bomba jet a punto medio de perforados, inclusive, se puede profundizar aún más del PMP.

En el siguiente diseño se plantea profundizar la bomba jet 175 ft desde PMP, lo cual permite incrementar la presión de entrada a la bomba, reduciendo potencia hidráulica y reduciendo la cantidad de gas que pasa a través de la misma; esta acción mejora la eficiencia de la bomba jet en términos de producción de líquidos.

El diseño consiste en instalar un completamiento concéntrico en directa, con una configuración de tubería concéntrica es de 1.9” dentro del tubing de producción de 3.5”. El mayor porcentaje de gas producido será liberado por el espacio anular entre el Casing de 7” y el tubing de 3.5”. Los líquidos retornan a superficie por el espacio anular entre la tubería de 1.9” y el tubing de 3.5”.

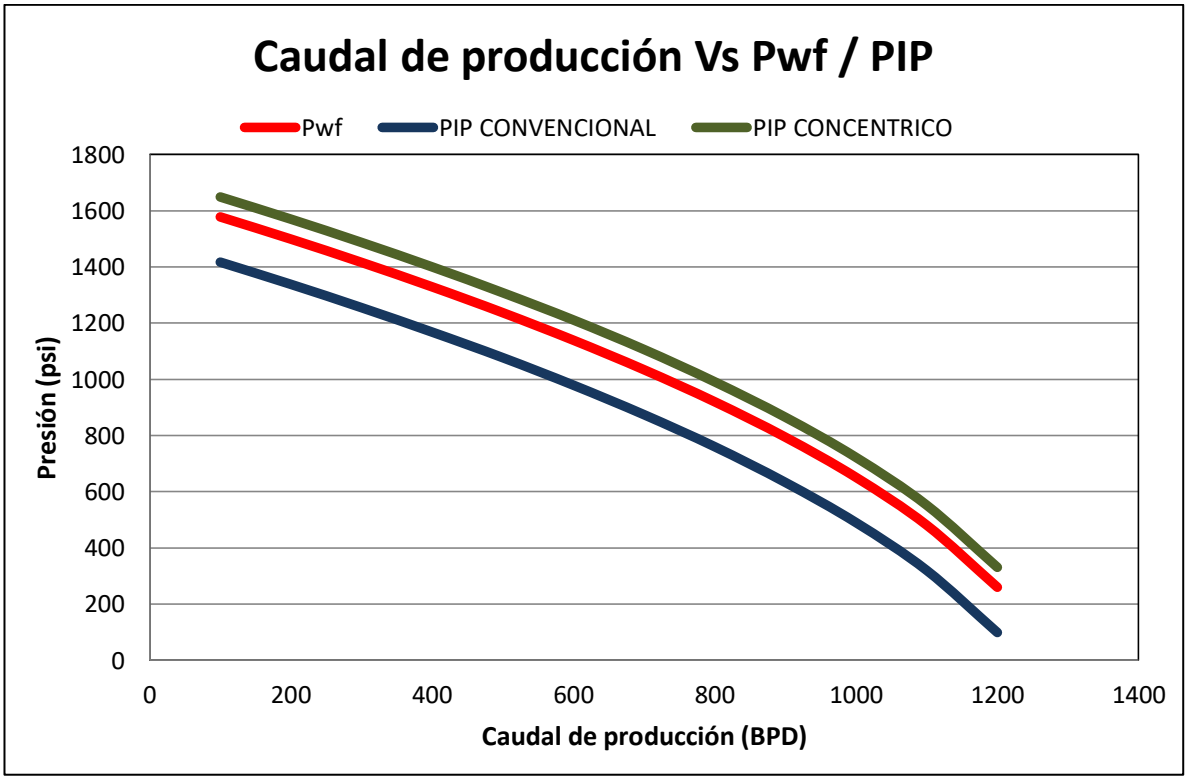
Tabla 23. Datos de diseño de completamiento concéntrico

DATOS DE DISEÑO	
PARÁMETROS	**ESPECÍFICACIONES**
Tubería concéntrica	1.9" * 2,75 lb/ft ID: 1,6”
Profundidad de asentamiento de la bomba en MD y TVD	5525' MD - 5100' TVD
Profundidad de los intervalos perforados en MD y TVD.	5350' MD - 4925' TVD

Fuente: Autor

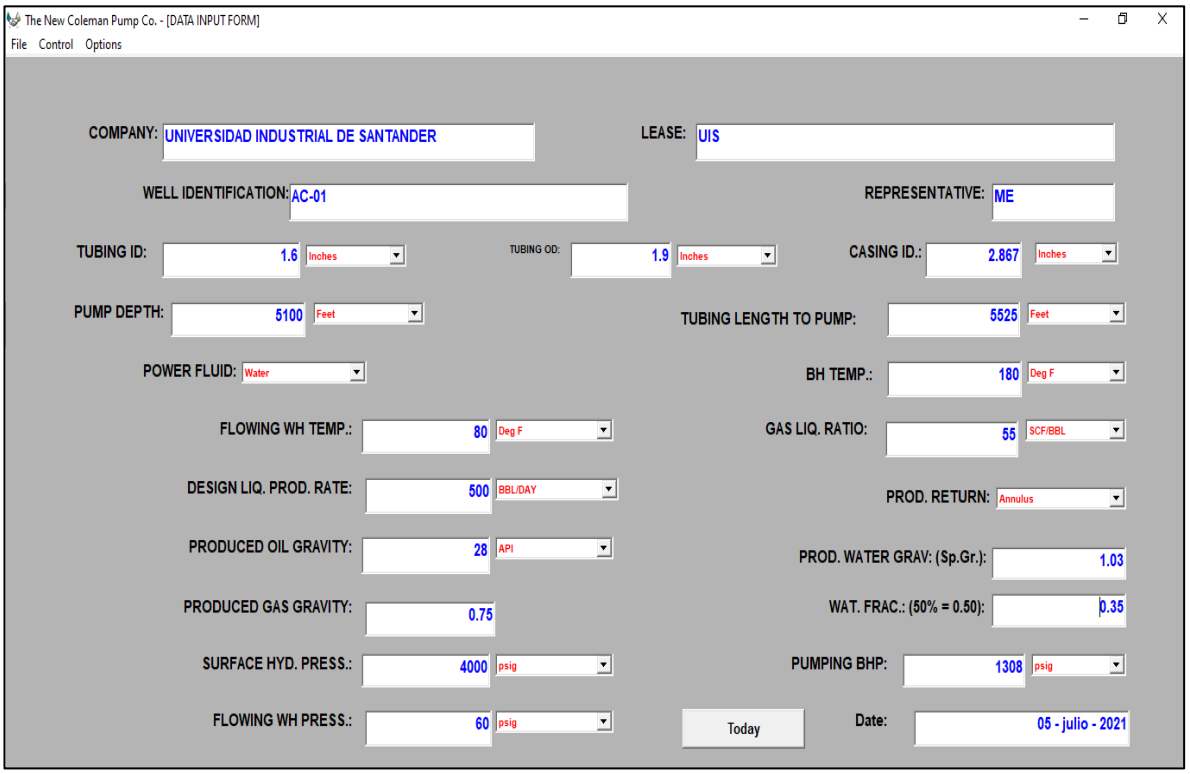
El diseño del SLA por bombeo hidráulico concéntrico se realizó con el programa NCPCv4-GR, siguiendo el procedimiento presentado en el capítulo 4 de este trabajo.

Figura 24. Comportamiento de PIP para completamiento concéntrico



Fuente: Autor

Figura 25. Ventana de datos de programa NCPC para C. Concéntrico



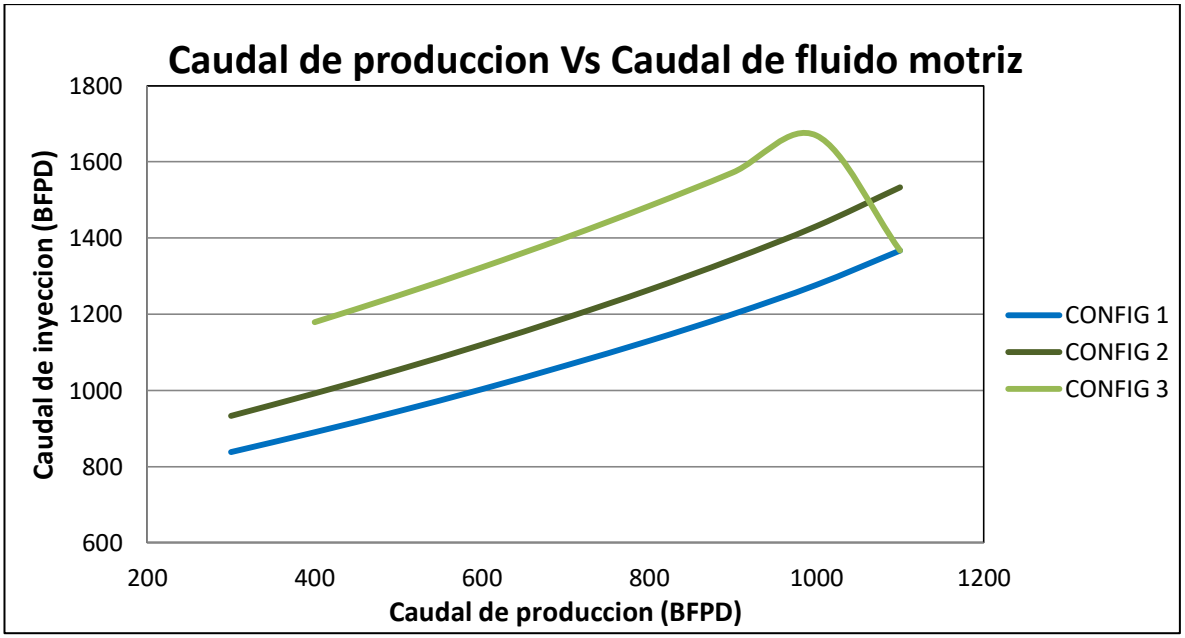
Fuente: Ventana de datos programa NCPCv4-GR

Tabla 24. Resultados del software de diseño de BH concéntrico

Qs (bbl/d)	PIP (psi)	CONFIG 1				CONFIG 2				CONFIG 3			
		P In (psi)	Q In BPD	CAV BPD	HP	P In (psi)	Q In BPD	CAV BPD	HP	P In (psi)	Q In BPD	CAV BPD	HP
300	1487	1321	838	2021	21	1116	933	1915	20				
400	1400	1500	890	1958	25	1275	992	1855	24	1349	1179	2280	30
500	1308	1710	945	1889	31	1463	1054	1789	29	1529	1249	2200	36
600	1211	1949	1003	1814	37	1677	1120	1718	35	1732	1323	2113	43
700	1106	2223	1065	1728	45	1922	1190	1637	43	1963	1401	2013	52
800	991	2537	1130	1630	54	2202	1264	1544	53	2227	1484	1898	62
900	865	2896	1200	1516	66	2523	1344	1436	64	2527	1572	1765	75
1000	722	3319	1277	1376	80	2904	1431	1303	78	2880	1669	1602	91
1100	552	3857	1367	1190	100	3389	1533	1127	98	3857	1367	1460	100

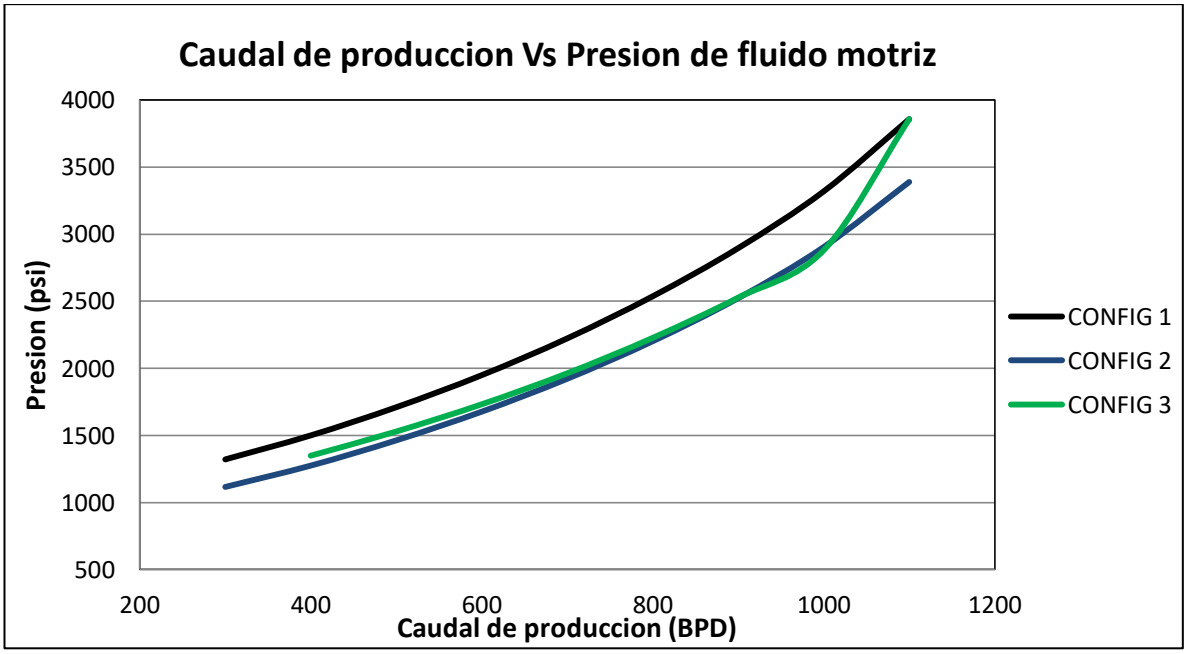
Fuente: Autor

Figura 26. Comportamiento de la producción Vs Caudal de fluido motriz



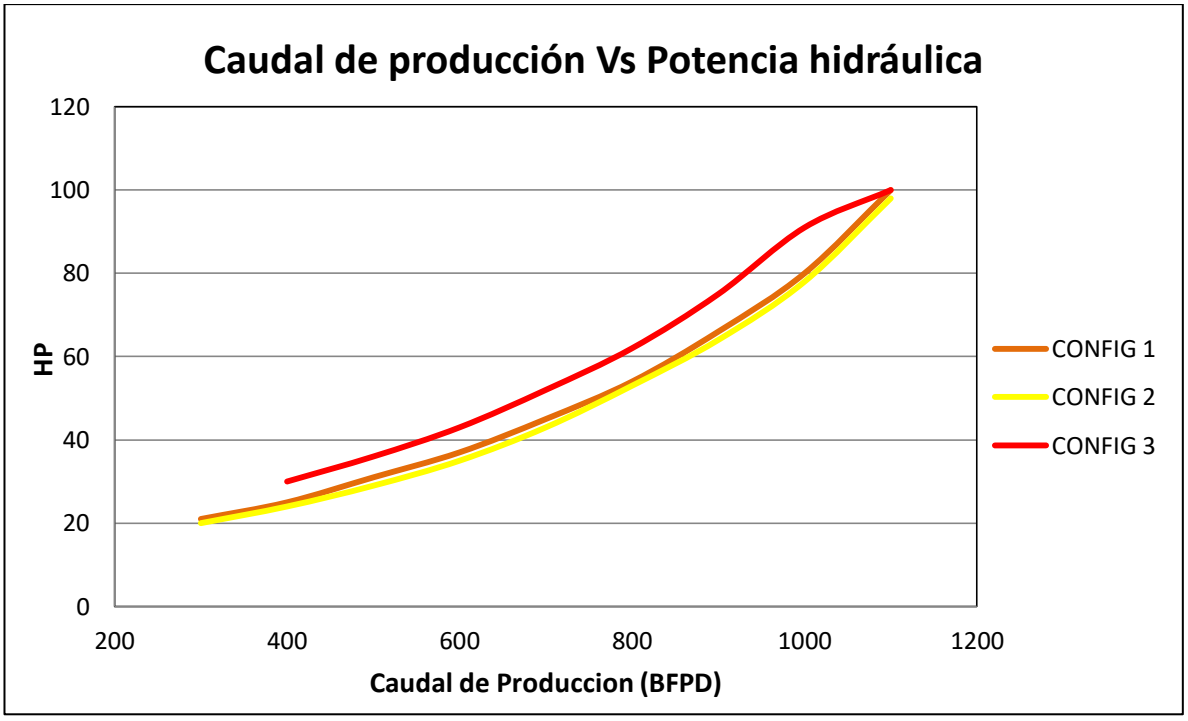
Fuente: Autor

Figura 27. Comportamiento de la producción Vs la presión de inyección



Fuente: Autor

Figura 28. Potencia hidráulica en completamiento concéntrico.



Fuente: Autor

Teniendo en cuenta que, de las tres configuraciones predeterminadas, se debe seleccionar aquella que logre la máxima producción con el menor requerimiento de potencia y basados en las gráficas guía, que muestran el comportamiento de las variables del bombeo hidráulico, se recomienda la configuración número uno (Conf.1).

La selección del cabezal y los equipos de superficie (bombas multiplex) se hacen con los datos de presión de inyección, caudal de inyección y potencia hidráulica. (Ver tabla 25).

Tabla 25. Resultados de diseño de BH concéntrico

RESUMEN DE RESULTADOS BH CONCENTRÍCO		
PARÁMETRO	**VALOR**	**UNIDAD**
Área de la boquilla	0,0150	$pulg.^2$
Área de la garganta	0,0661	$pulg.^2$
Potencia Hidráulica (máx.)	100	HP
Presión de Inyección (máx.)	3857	psi
Caudal de Inyección (máx.)	1367	BPD
Caudal de cavitación	1190	BPD

Fuente: Autor

Con base en los resultados presentados en el diseño de sistema de levantamiento artificial concéntrico, con bomba jet en directa, se observa que hay un incremento en la PIP superior a las 230 psi. Esto significa una reducción en potencia hidráulica y mejora la eficiencia de la bomba jet en términos de producción de líquidos (más de 200 BPD).

El consumo energético incrementa para valores de producción entre 500 y 800 BPD; sin embargo, para producción mayor a 1000 BPD, la potencia hidráulica se reduce un 32% respecto al BH convencional.

La presión máxima de inyección es de 3857 psi, la cual está en el rango de operación de estos SLA (2000 – 4000 psi).

El caudal de inyección disminuye aproximadamente 700 BPD respecto al diseño del bombeo hidráulico convencional. Este factor es muy importante debido a la reducción de volumen operacional de los equipos en superficie.

La eficiencia energética del SLA por bombeo hidráulico concéntrico se reduce al 16%, esto debido a que el requerimiento de potencia a la entrada de la bomba

aumenta a 80 HP. El cálculo se hizo para una producción de 1000 BPD y una profundidad de la bomba de 5100 ft.

Tabla 26. Resultados del cálculo de eficiencia energética para el SLA por BHC

VARIABLES	VALOR
Rata de producción de líquido (BPD)	1000
Profundidad de ajuste de la bomba - TVD (ft)	5100
Presión de entrada de la bomba - succión (psi)	1308
Gravedad especifica del fluido producido	0,937
Potencia hidráulica Phydr (HP)	12,94
Potencia entrada (HP)	80
Eficiencia energética	**16,18%**

Fuente: Autor

Como se mencionó anteriormente, la rentabilidad de cualquier SLA se puede evaluar mejor considerando los costos de levantamiento referentes al consumo de energía eléctrica por volumen de líquido producido; debido a que la mayor parte del costo operativo total de los SLA se basa en el gasto de energía eléctrica.

En la tabla 27 se presenta una relación de consumo energético contra la producción total de petróleo (kW/STB) para cada SLA objeto de estudio de este trabajo. Se observa que el consumo energético se eleva considerablemente al implementar el bombeo hidráulico concéntrico.

Tabla 27. Relación de consumo energético con producción de petróleo

Sistema de Levantamiento	Potencia requerida por el motor (kWh)	Potencia requerida por el motor (kWd)	Producción de petróleo (STB/d)	Consumo Energético (kW/STB)
PCP	9	216	325	**0,66**
BH	12	288	325	**0,89**
BHC	60	1440	650	**2,22**

Fuente: Autor

7. CONCLUSIONES

El termino eficiencia se ha eliminado del argot del bombeo hidráulico, porque genera confusión. Inicialmente porque no es una bomba mecánica que se le pueda medir una eficiencia volumétrica y el cálculo de eficiencia que se hace en el capítulo 6 del Petroleum Enginnering Handbook se hace con ecuaciones adimensionales de presión y de caudal y no con valores de presión y caudal. Este cálculo sirve para comparar cual configuración boquilla y garganta tiene un mejor desempeño.

Para comparar sistemas de levantamiento artificial es mejor comparar los requerimientos de potencia en superficie o energía consumida en kWh o kWh/BPD; y se debe tener presente que el SLA por bombeo hidráulico es un sistema de levantamiento artificial que no está estandarizado por el American Petroleum Institute API.

El completamiento de bombeo hidráulico tipo jet concéntrico es ideal para pozos con altas producciones de gas. En el completamiento concéntrico, la bomba al estar al frente o debajo de perforados hace que la PIP aumente y esto genere mayor aporte de fluido. El completamiento concéntrico permite que una alta proporción del gas de producción (80-90%) sea liberado por el espacio anular, esto debido a que no tiene empaque, por ende, la eficiencia de la bomba jet aumenta en términos de producción de líquidos.

En el completamiento convencional, la bomba jet está arriba de perforados, por lo tanto la PIP siempre será menor que la Pwf. El pozo AC-01 tiene una producción de gas importante, por esta razón, se muestra que por debajo de 700 BPD el pozo puede producir en flujo natural. Los requerimientos de potencia para producir 1000 BPD requiere entre 107 y 118 HP, esto es porque al tener que producir el gas asociado con el líquido, se requiere más potencia hidráulica en la bomba jet. Al

incrementar la producción a más de 1000 BPD, debido a que se incrementa el diferencial de presión (*drawdown*) y se libera más gas en la bomba jet, se incrementan los requerimientos de potencia, es decir, para producir 1200 BPD, el requerimiento de potencia puede llegar a 200 HP.

Con el completamiento concéntrico, para producir 1000 BPD la potencia requerida es de 80 HP, una reducción mayor al 30% comparado con el completamiento convencional.; sin embargo, en el completamiento concéntrico, al incrementar el volumen a producir se incrementan las pérdidas por fricción en tuberías tan pequeñas y por ende los requerimientos de potencia hidráulica.

La determinación de la eficiencia energética de los sistemas de levantamiento artificial UBH y PCP para un pozo con condiciones especiales de producción, se llevó a cabo a satisfacción; esto a partir de la evaluación técnica, empleando diseños para cada SLA y cálculos de consumo energético. También se evaluaron nuevas metodologías de producción, teniendo en cuenta el impacto ambiental, la relación de gasto energético *versus* la producción. Finalmente, evaluando los resultados obtenidos, se decidió seleccionar el BH concéntrico tipo Jet como SLA para el pozo AC-01.

La eficiencia energética para un SLA por cavidades progresivas oscila entre 70 - 80%, sin embargo, se observa que el presentado para el pozo AC-01 es bajo (21%); se puede inferir que es ocasionado por la interferencia de gas libre en la bomba, ya que altera la presión diferencial máxima tanto de una cavidad como por el total de cavidades de la bomba, lo que ocasiona fallas en la integridad de la línea de sello entre el rotor y el estator, por ende, causa el deslizamiento o filtración del fluido, lo que hace que el sistema sea ineficiente.

8. RECOMENDACIONES

Determinar la eficiencia energética de los SLA BH y PCP mediante el cálculo de eficiencias individuales que representen los diferentes puntos en el flujo de energía y analizar los elementos de eficiencia que lo construyen, con el fin de detectar los componentes del sistema donde pueden ocurrir grandes pérdidas de energía. Comparar los resultados con los presentados en este trabajo.

Implementar la aplicación de productos químicos especiales, acordes a las características fisicoquímicas del pozo (inhibidores de incrustaciones y de corrosión, aditivos para mejorar el flujo del fluido de fondo, surfactantes y nanocompuestos) para evitar el taponamiento prematuro de la bomba jet y proteger los equipos de superficie y de fondo. Esto se puede realizar incorporando el químico al fluido de potencia. También se puede considerar la instalación de un capilar para inyección de productos químicos por debajo de la bomba jet.

Realizar un análisis ambiental para el cálculo de la huella de carbono, donde se incluyan análisis de ciclo de vida de los equipos, involucrando actividades directas e indirectas del proceso y así determinar el impacto ambiental generado por esta actividad.

El componente más crítico y vulnerable a fallar en una bomba PCP es el elastómero, componente fundamental del estator, es por esto que se debe evaluar la compatibilidad de los fluidos de producción con los elastómeros de las bombas PCP que fueron instaladas, esto a fin determinar las fallas y proponer, si es el caso, un nuevo modelo de bomba de cavidades progresivas.

Realizar caracterización fisicoquímica periódica de fluidos de fondo de pozo, para determinar si hay presencia de agentes agresivos tales como CO_2, H_2S, aromáticos y condiciones severas tales como alta temperatura y presión.

BIBLIOGRAFÍA

ARIAS BAUTISTA, David. Análisis técnico-económico comparativo para el cambio de fluido motriz de petróleo por agua de formación del sistema hidráulico en el campo Sacha. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2017. 121 p.

BOMBEO HIDRÁULICO PARA INGENIEROS. Production and Lifting Services SAS. ALIPPIO Giovanni. 2018. Bogotá, Colombia. 260 diapositivas.

BUITRAGO ESPARZA, José y Masías Manquillo, Henry. Análisis técnico y económico de la implementación del sistema de bombeo por cavidades progresivas (BCP) para crudo pesado en campos colombianos. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2012. 162 p.

CALVETE GONZALEZ Fernando y MONTES PAEZ Erick. Sistemas de levantamiento artificial. Cap. 1. Bucaramanga. 2017.

CASTRO LÓPEZ, Hermes y RODRÍGUEZ CEDEÑO, Diocles. Desarrollo de un simulador para el dimensionamiento y análisis comparativo entre el bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo por cavidades progresivas para la producción de crudos pesados. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2017. 126 p.

CHACÍN, Nelvy. Bombeo de cavidad progresiva. El Tigre, Venezuela: ESP OIL Enginnering Consultants. 2003.

EADS, Paul. The New Coleman Pump Company. [Programa informático]. Houston, Texas. Copyright 2001. Versión 4-1 – 020106.

FORERO RINCON, Santiago y ORTIZ PRINCE, Sebastián. Análisis técnico y financiero del comportamiento del sistema de levantamiento por bombeo hidráulico tipo jet aplicado a pozos en un campo colombiano mediante una herramienta software de diseño. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009. 139 p.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. 2008. V1. OILProduction.net.

HOUSE VIVANCO, Juan y VILLACRESES ZAMBRANO, Ricardo. Estudio para la implementación del servicio de bombeo hidráulico tipo jet de la Compañía ECUAPET Cía. Ltda., en Petroproducción. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2010. 209 p.

Ihobe. Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de Gases de Efecto Invernadero en organizaciones. (Ihobe, I. Ingeniería, Consultoría, & S. Creará Consultores, Eds.). Vasco: Ihobe S.A. 2012.

JULIO PARRA, Jesús. Evaluación técnica de las fallas mecánicas-operacionales recurrentes en el sistema de bombeo de cavidades progresivas en los pozos del campo Bonanza. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013. 171 p.

LAKE, Larry W. Petroleum Enginnering Handbook. Production operations Enginnering. Joe Dunn Clegg, Editor. Manufactured in the United States of America. Vol. IV. Cap.14. 908 p. ISBN 978-1-55563-135-2.

LEA, J. F. – Rowlan, L. – McCoy, J.: “Artificial Lift Power Efficiency.” Proc. 46th Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, Texas, 1999 pp52-63.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET. PDVSA – Exploración y Producción. DORANTE Yoselyne, *et al*. 2001. U.E. Tierra Este Liviano, Campo Barúa- Motatán. 48 diapositivas.

MARTINEZ DURAN, María y USECHE NARVAEZ, Catalina. Evaluación de la huella de carbono producida por los sistemas de levantamiento artificial convencionales en un campo colombiano. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018. 103 p.

MELO, V. (2010). Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo jet. Enfoque UTE, 1(1), 12-35.

MIRANDA GRIJALVA, Erick. Producción de petróleo con bombeo hidráulico tipo jet, utilizando como fluido motriz el agua del sistema de reinyección en un campo del oriente ecuatoriano. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2015. 152 p.

MONSALVE DUARTE, Diego Armando. Evaluación de los modelos matemáticos utilizados en el diseño de los sistemas de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009. 165 p.

OBREGON VASQUEZ, Cristian. Estudio financiero del bombeo hidráulico tipo jet pump para la extracción de pozos productores del campo la Cira Infantas. Monografía para obtener el título de especialista en alta gerencia. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013. 82 p.

RUEDA PERDOMO, María. Optimización de producción por sistema de levantamiento artificial bombeo cavidades progresivas en el contrato de producción incremental- Neiva, Campo Dina. Monografía para obtener el título de especialista en hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2015. 75 p.

TAKACS, Gabor. Electrical submersible pumps manual. Desing, operations an maintenance. Second Edition. Cambridge, United States. Gulf Professional Publishing An imprint of Elsevier. Copyright 2018 Elsevier Inc. All rights reserved.

TAKACS, Gabor. (2010, January). Ways to obtain optimum power efficiency of artificial lift installations. In SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. SPE 126544.

ANEXOS

Anexo A: Análisis de falla de bomba PCP

Reporte de falla presentado a la empresa que suministró la bomba PCP al pozo AC-01.

Hechos

Después de retirar el sistema de PCP instalado en el pozo AC-01 se encontró lo siguiente:

- El equipo de superficie (motor, caja reductora) no presenta ningún daño.

8.1.1 Toda la sarta de varillas está en buen estado.

- El rotor presenta pequeñas raspaduras en el pie inferior.
- El elastómero esta desprendido del estator.
- Se encontró elastómero en el pup joint superior al estator, en el pup joint inferior al estator, en el pin de paro y en los dos pies superiores del empaque mecánico.
- Al sacarle el elastómero al pin de paro se encontró que el pin estaba partido, dejando un pedazo de metal en cada extremo en una longitud aproximada de 7 milímetros.
- Los pedazos de elastómero eran grandes, es decir, el elastómero se desprendió del estator. El elastómero no está blando ni quebradizo.
- Durante la limpieza con broca y raspador no se evidenció presencia de elastómeros.
- Al momento de sacar el rotor del estator no se presentó *overpull* y el giro de la sarta de varillas fue normal, unas dos vueltas, lo cual indica que el rotor no se encontraba pegado.
- Durante la instalación de la bomba estuvo presente un técnico del proveedor. En especial durante el espaciamiento y el arranque del sistema.

- El tiempo de vida de la bomba fue de 3.5 meses, lo cual es considerada muy baja.

Fundamentos teóricos

- Los daños en el elastómero están relacionados con las condiciones operacionales, los fluidos producidos o el material utilizado.
- Una alta velocidad de giro del rotor está íntimamente relacionada con el desgaste del elastómero.
- Un crudo con alto contenido de aromáticos puede ablandar el elastómero, produciendo ampollas y posterior desprendimiento.
- Pozos que producen alta cantidad de gas a presiones elevadas pueden producir cortes al elastómero.
- La presencia de arena o material abrasivo produce desgaste al elastómero y al rotor, alto torque de la sarta y pega de la sarta.
- Alta temperatura de los fluidos producidos causa daño prematuro del elastómero, si éste no tiene las características para resistir altas temperaturas.
- Los bajos niveles de fluido por baja presión del yacimiento pueden dejar al elastómero seco y producir un daño prematuro, por fricción en seco entre el estator y el rotor.
- Altos contenidos de H_2S y CO_2 dañan los elastómeros, por lo general el elastómero se nota quebradizo.
- El ajuste rotor-estator es el que obtiene el aislamiento entre las cavidades. Una baja interferencia ocasiona mucho escurrimiento y por ende bajas eficiencias volumétricas, un sobre ajuste produce esfuerzos excesivos sobre el elastómero disminuye la vida útil de la bomba o desgarramiento prematuro del mismo
- Un elastómero debe poseer cierta rigidez de ejercer suficiente fuerza de sello pero a la vez suficiente flexibilidad para permitir el paso de partículas sólidas sin causar desgarramiento.

- Un inadecuado ajuste rotor – estator provoca un torque por fricción muy alto, por ello el diseñador debe calcular este torque.

Análisis de la falla

- De acuerdo a la historia de los parámetros utilizados no se evidencia haber sobrepasado la velocidad de rotación que produjera un desgaste del estator.
- La sarta de tubería estaba en buen estado como lo corroboró la prueba de integridad hecha antes de sacar la sarta.
- Los fluidos producidos no presentan ningún contenido de material abrasivo que destruyera el elastómero, lo cual fue corroborado por la no presencia de sucio por debajo de los intervalos productores.
- El contenido de aromáticos del crudo no es alto, por tanto, no existen sustancias que ablanden el elastómero y produzcan ampollas y posterior desprendimiento del elastómero.
- La temperatura del pozo es 180°F a la profundidad de instalación de la bomba. Esta temperatura para todos los efectos es baja y ningún elastómero debe presentar problemas.
- El contenido de H_2S y CO_2 del gas del pozo AC-01 son casi nulos.
- Si las condiciones operativas y del fluido no debieron dañar el elastómero entonces las causas del daño deben estar relacionadas con el propio elastómero con que fue fabricado el estator o con el procedimiento de adherencia del elastómero al barril metálico o carried del estator.
- El ajuste estator rotor siempre está a cargo del proveedor de la bomba, pues forma parte del diseño.
- La selección del elastómero estuvo a cargo del proveedor del sistema PCP con base en sus conocimientos de sus productos y las experiencias en este pozo.
- Si la selección del elastómero fue adecuada entonces la falla puede deberse a la calidad del material, fallas en el procedimiento de fabricación del estator o

un inadecuado ajuste rotor - estator. Lo normal es que el fabricante haga una investigación al lote correspondiente empezando por el proveedor del elastómero y cada una de las etapas fabricación del estator.

Conclusiones por la falla de la bomba PCP.

- La falla de la bomba no puede atribuirse al operador.
- La falla de la bomba no está relacionada con condiciones anormales de los fluidos producidos.
- Tampoco puede atribuirse a la temperatura y presión del yacimiento.
- La falla está íntimamente relacionada con la selección del elastómero o la calidad del material o falla en la fabricación del estator o falla de diseño del ajuste rotor - estator.

Anexo B. Test inhibidor de incrustaciones

Informe de laboratorio

Cliente: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

Campo: POZO AC-01

Fecha: Febrero 2021

Resultados análisis de inhibición de incrustaciones en presencia de fase hidrocarburos

La preparación del agua sintética se realizó considerando los resultados de los análisis fisicoquímicos realizados en campo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el laboratorio.

1. Resultados método dinámico en loop de incrustaciones.

Para la evaluación del inhibidor de incrustaciones, se realizaron los análisis fisicoquímicos de la muestra de agua obtenida durante la prueba de botellas, y con base en estos se desarrolló una salmuera sintética, la cual fue evaluada en laboratorio. Se corre un blanco (agua sin tratamiento de inhibidor) y seguidamente la salmuera tratada con los inhibidores a dosis varias, según resultados que se vayan obteniendo.

Condiciones de la evaluación en el Loop:

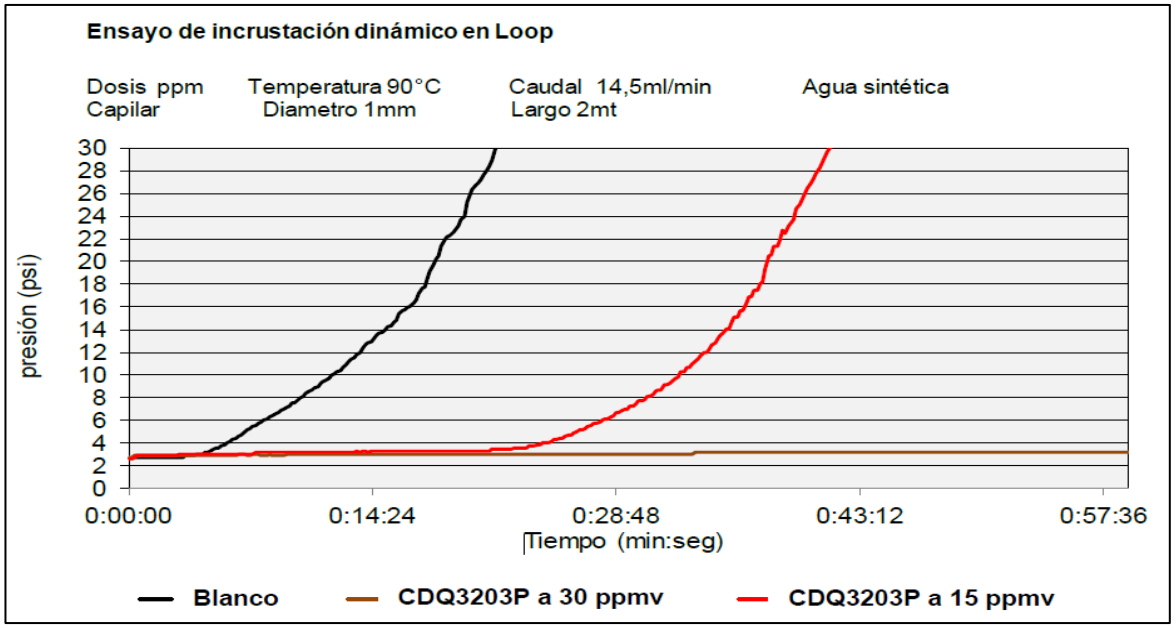
- Temperatura: 90°C +/- 5°C
- Caudal: 14,5 ml/min
- Capilar: Diámetro interior: 1 mm - Largo: 2 m.
- Tiempo: 60 minutos
- Productos: 3203P
- Dosis: Varias 2

Las dosificaciones de 30 y 15 ppm están expresadas sobre el volumen de agua, ya que, en este caso, el power Oil funciona como vehículo para llevar el inhibidor hasta la fase acuosa, que genera las deposiciones inorgánicas de carbonato y sulfato de calcio.

El producto **3203P**, muestra muy buena inhibición, no se genera incremento de presión, lo que se traduce en no formación de incrustaciones dentro del loop.

Los resultados obtenidos se muestran en el gráfico indicado a continuación.

Gráfico 1: Evaluación Test Dinámico – Salmuera



.

2. Resultados estabilidad térmica del inhibidor de incrustaciones.

Se realizan ensayos de estabilidad térmica del producto sugerido según:

Condiciones:

Celda: HTHP

Temperatura: 170°C 3

Presión: 1.000 psi (suministrada en forma hidráulica).
Tiempo: 24 h.
Producto: 3203P

El ensayo de estabilidad térmica consiste en someter el producto a condiciones de P y T de fondo de pozo durante 24 horas. Finalizado el mismo, se observa característica del producto y se verifican propiedades físicas.

Resultado: El producto es estable térmicamente, mantiene sus propiedades físicas luego de ser sometido presión y temperatura de fondo de pozo. Tampoco se evidencia separación de fases ni formación de sólidos. El producto seleccionado es dispersable en hidrocarburo y estable térmicamente según condiciones de fondo de pozo. El mismo, demostró muy buena performance de inhibición.

3. Evaluación eficiencia inhibición en test estático

Condiciones del ensayo:
Método: adaptación Nace TM0374
Ensayo de eficiencia en botellas, estático.
Temperatura: 90°C +/- 5°C
Tiempo: 24 horas
Presión: atmosférica
Productos evaluados: 3203P y 3208P
Salmuera sintética.

Dosis evaluadas: 10, 25, 50, 75 y 100 ppmv

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

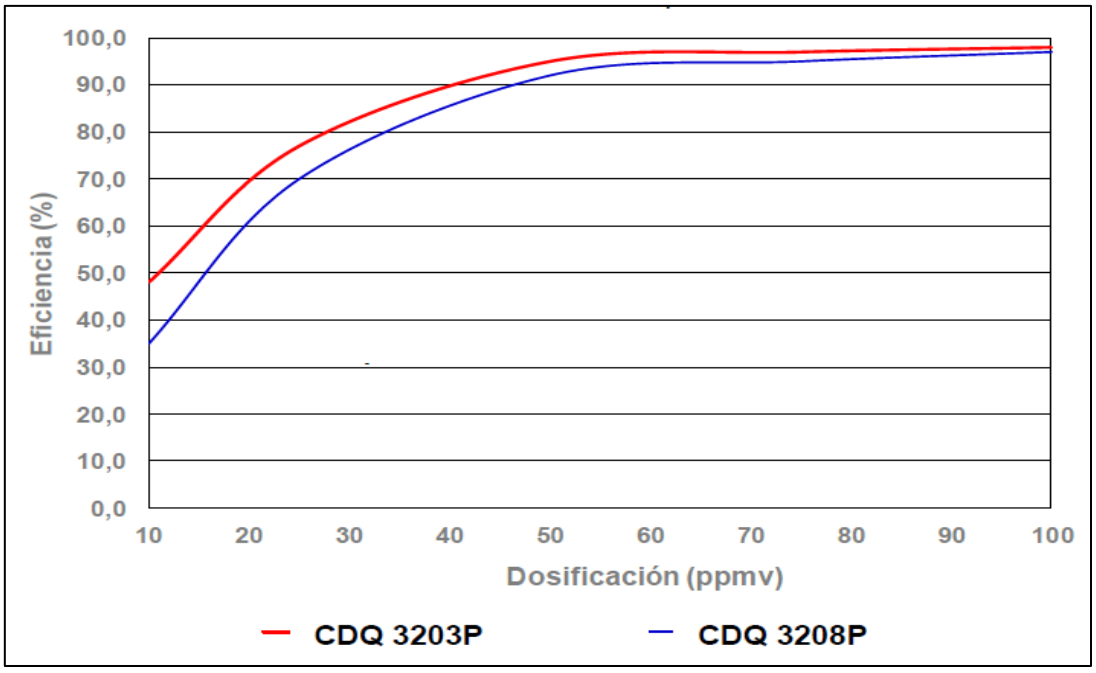



Grafico 2. Eficiencia de los productos evaluados.