

Artículo:

Optimización de producción en pozos ABCD mediante reducción de contrapresión con BECH: un enfoque en la plataforma existente

Production optimization in ABCD wells through backpressure reduction with HPS: a focus on the existing platform

Neify-Patricia Robles-Hernández¹, Rosalino Del-Ángel-Avilés¹; Betsabé-Nataly Escudero-Díaz¹

Revista Interdisciplinaria de
Ingeniería Sustentable y Desarrollo
Social (RIISDS)

¹ Tecnológico Nacional de México – ITS de Tantoyuca, Veracruz, México.

* Autor correspondiente: neify.robles.hernandez@itsta.edu.mx

Recibido: 01 de octubre de 2024
Aceptado: 16 de noviembre de 2024
Publicado: 20 de diciembre de 2024

Publicación anual editada por el
Instituto Tecnológico Superior de
Tantoyuca

Desv. Lindero Tametate, S/N
Col. La Morita
C.P. 92100
Tantoyuca, Veracruz, México.
Teléfono: 789 8931680, Ext.196.

Correo electrónico:
revistadigital@itsta.edu.mx

Sitio WEB
<https://itsta.edu.mx/revistadigital>

ISSN 2448-8003

Editor responsable:
Dr. Horacio Bautista Santos

Copyright: Este artículo es de acceso
abierto distribuido bajo los términos y
condiciones de la licencia Creative
Commons

<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Resumen: Actualmente el mundo se encuentra en una etapa de transición hacia energías limpias, sin embargo, mientras esto sucede, los hidrocarburos (crudo y gas) contribuirán aproximadamente con el 60% de la demanda total, donde el petróleo crudo ocupará un 35%. Asimismo, la Secretaría de Energía de México (SENER) afirma que, por lo menos hasta el año 2050, se seguirá dependiendo en su mayoría de combustibles fósiles. Ante esta situación, se busca la innovación de tecnologías para poder extraer los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos generalmente maduros, cuando la presión natural del yacimiento no es suficiente para seguir produciendo con la energía natural del mismo. En consecuencia, los sistemas artificiales de producción son una diversidad de principios de operación, diseñados específicamente para incrementar la producción de hidrocarburos en el pozo. En el siguiente artículo se presenta el caso de un proyecto de reducción de contrapresión, el cual tiene como propósito fundamental proporcionar una disminución en la presión bajante de los Pozos ABCD-36, ABCD-45, ABCD-51 y ABCD-54, mediante el uso de parte de la infraestructura existente en la plataforma y permitir que su potencial sea aprovechado, con ello se pretende reducir la declinación de producción de dichos pozos.

Palabras clave: Bombeo electrocentrífugo horizontal (BECH), sistemas artificiales de producción, reducción de contrapresión, optimización de producción, plataforma petrolera.

Resumen

Actualmente el mundo se encuentra en una etapa de transición hacia energías limpias, sin embargo, mientras esto sucede, los hidrocarburos (crudo y gas) contribuirán aproximadamente con el 60% de la demanda total, donde el petróleo crudo ocupará un 35%. Asimismo, la Secretaría de Energía de México (SENER) afirma que, por lo menos hasta el año 2050, se seguirá dependiendo en su mayoría de combustibles fósiles.

Ante esta situación, se busca la innovación de tecnologías para poder extraer los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos generalmente maduros, cuando la presión natural del yacimiento no es suficiente para seguir produciendo con la energía natural del mismo. En consecuencia, los sistemas artificiales de producción son una diversidad de principios de operación, diseñados específicamente para incrementar la producción de hidrocarburos en el pozo. Los sistemas artificiales de producción más utilizados son: bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo, bombeo de cavidades progresivas, embolo viajero, sistemas híbridos.

En el siguiente artículo se presenta el caso de un proyecto de reducción de contrapresión, el cual tiene como propósito fundamental proporcionar una disminución en la presión bajante de los Pozos ABCD-36, ABCD-45, ABCD-51 y ABCD-54, mediante el uso de parte de la infraestructura existente en la plataforma y permitir que su potencial sea aprovechado, con ello se pretende reducir la declinación de producción de dichos pozos.

Palabras clave: Bombeo electrocentrífugo horizontal (BECH), sistemas artificiales de producción, reducción de contrapresión, optimización de producción, plataforma petrolera.

Abstract

The world is currently in a transition stage towards clean energy, however, while this happens, hydrocarbons (crude oil and gas) will contribute approximately 60% of the total demand, with crude oil accounting for 35%. Likewise, the Mexican Energy Secretariat (SENER) states that, at least until 2050, the majority will continue to depend on fossil fuels. Given this situation, innovation in technologies is sought to extract hydrocarbons found in generally mature deposits, when the natural pressure of the deposit is not sufficient to continue producing with its natural energy. Consequently, artificial production systems are a variety of operating principles, specifically designed to increase hydrocarbon production in

the well. The most commonly used artificial production systems are: pneumatic pumping, mechanical pumping, hydraulic pumping, electrocentrifugal pumping, progressive cavity pumping, traveling piston, and hybrid systems.

The following article presents the case of a backpressure reduction project, which has as its fundamental purpose to provide a decrease in the downwelling pressure of Wells ABCD-36, ABCD-45, ABCD-51 and ABCD-54, by using part of the existing infrastructure on the platform and allowing its potential to be exploited, thereby aiming to reduce the decline in production of these wells.

Keywords: Horizontal electrocentrifugal pumping (HPS), artificial production systems, backpressure reduction, production optimization, oil platform.

Introducción

En México, las reservas de crudos pesados juegan un papel importante dentro de la producción petrolera del país. Al 8 de octubre de 2024, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2024) reportó que las reservas probadas (1P) de petróleo crudo en México alcanzan los 5,978 millones de barriles. A nivel total, las reservas 3P (probadas, probables y posibles) ascienden a 33 438.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce), reflejando un ligero aumento del 0,28% respecto al año anterior, los cuales se encuentran ubicados en los diferentes campos petroleros del país.

En el avance de un campo petrolífero, con poca frecuencia se observa que la producción se produce a las tasas previstas. Para que este avance se considere factible, es imprescindible optimizar la producción. De acuerdo con (Slb, 2024) los sistemas de levantamiento artificial o sistemas artificiales de producción agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas eléctricas sumergibles. Cada sistema artificial de producción tiene características muy particulares que lo diferencian uno de otro por sus ventajas y limitaciones.

(Apolo, 2020) afirma que la selección óptima del sistema de levantamiento artificial (SLA) es fundamental para el desarrollo de un campo petrolero desde la etapa de

planificación, considerando que esto permitirá aumentar la producción del campo petrolero, por tanto, es importante el desarrollo de metodologías para dar soporte a este proceso.

Los sistemas artificiales de producción más conocidos son: el bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo de cavidades progresivas, bombeo electro-sumergible, embolo viajero. A continuación, se mencionan brevemente cada uno de estos sistemas:

Sistema de bombeo mecánico es el más común de los métodos de levantamiento artificial, empleado para la extracción de crudo en pozos con volúmenes pequeños y medianos de producción y especialmente en crudos medianos y pesados, los cuales requieren la inyección de diluentes o vapor para facilitar su extracción. Este método tiene como principio fundamental levantar los fluidos desde el yacimiento hacia la superficie. Consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante y desplazamiento positivo conectado a una sarta de cabillas que permiten transmitir el movimiento generado en la superficie por la unidad de bombeo o balancín a través de la energía suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna. (Camargo, 2019).

El sistema artificial de producción bombeo neumático permite el desplazamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie al reducir la columna hidrostática en el pozo, mediante la inyección de gas a alta presión. (Jiménez Baños, 2019).

Sistema de bombeo de cavidades progresivas, en este sistema, un motor de superficie impulsa una varilla, que a su vez impulsa la bomba subterránea. La bomba en sí está compuesta por un rotor metálico helicoidal simple y un estator helicoidal doble cubierto con elastómero. A medida que el rotor gira, crea una serie de cavidades selladas que se mueven hacia arriba, impulsando los fluidos en esa dirección. (Ceballos & Vivás, 2019)

En el presente artículo se aborda la implementación del sistema electro-centrifugo horizontal (BECH) el cual es una variante del sistema de bombeo electro-centrifugo o sistema de bombeo electro sumergible tradicional desarrollado para la extracción de fluidos en pozos petroleros verticales.

Debido a la declinación de la producción presentada a mediados del año 2022 en los Pozos ABCD-36, ABCD-45, ABCD-51 y ABCD-54 ubicados en una plataforma costa afuera, se tiene la necesidad de optimizar la producción de dichos pozos, con base a la información recabada de ubicación geográfica, características del yacimiento, se optó por la

implementación de un BECH, garantizando la estabilidad de la producción y resolver las altas contrapresiones que prestan los pozos.

El proyecto de reducción de contrapresión representa una alternativa cuyo propósito fundamental es generar una disminución en la presión de bajante de los pozos antes mencionados, mediante el uso de parte de infraestructura existente en la plataforma: (cabezal de prueba y grupo, instrumentación) y la incorporación de equipos nuevos a cargo del proveedor: separador bifásico, rectificador de gas, quemadores de gas, bombas de reinyección de hidrocarburos, medidor másico, cabina de adquisición de datos, sistema de transmisión en tiempo real, generadores eléctricos, generadores a gas, variadores de frecuencia, bombas hydrosubs, así mismo la incorporación de un paquete de inyección antiespumante proporcionado por el IMP.

(Santiago Girón, 2010) menciona que, en la industria petrolera, los campos productores de aceite y gas durante su vida productiva manifiestan una constante declinación de energía de los yacimientos y agostamiento de las formaciones productores en general, por lo tanto, es necesario establecer mecanismos que permitan la máxima recuperación de hidrocarburos posible.

(PCM, 2024) afirma que Los pozos remotos o maduros enfrentan una alta presión en el cabezal del pozo para así poder llegar a las instalaciones principales de proceso. Esto se traduce en un desgaste acelerado en el sistema de levantamiento artificial de fondo de pozo o en restringir la producción de petróleo en el caso de pozos con flujo natural. Es posible aumentar su producción o aumentar su vida útil de levantamiento artificial (si existe) mediante la instalación de un sistema de refuerzo cercano. Este sistema de bombeo transfiere el caudal completo de líquidos y gases a un centro de recolección o instalación de proceso central, evitando la necesidad de separar el fluido en múltiples caudales en campo; y por lo tanto reduciendo los costos de capital para el procesamiento en campo y la infraestructura asociada para campos maduros o pozos nuevos.

(Nastacuas Cuichan, y otros, 2022) mencionan que el bombeo electrosumergible es un método de levantamiento artificial, que se implementa en pozos de baja presión, en el cual se suministra energía eléctrica de superficie al motor y bomba del subsuelo.

(UPC, 2024) afirma que los sistemas de bombeo electrocentrífugo son utilizadas en pozos que no pueden fluir naturalmente o para aumentar la producción en pozos que pueden

fluir naturalmente. El diseño y optimización del sistema BES buscan reducir la presión de fondo fluyente a través del incremento de presión provisto por las múltiples etapas, lo que permite vencer el peso de la columna, la fricción y la contrapresión existente en superficie. Este método es particularmente atractivo por su capacidad de manejo de altas tasas de producción.

El origen del sistema electrocentrífugo horizontal (BECH) se basa en la necesidad de adaptar este tipo de bombeo para la producción de hidrocarburos en campos con configuraciones horizontales o con inclinaciones pronunciadas, una tendencia cada vez más común en la industria petrolera moderna debido a la explotación de yacimientos no convencionales y horizontales.

Los sistemas de bombeo horizontal se utilizan en aplicaciones de superficie para ayudar a los clientes a controlar los costos, detener las fallas y evitar la circulación de gas. (Novomet, 2024).

(Geolis, 2024) afirma que el Sistema de Bombeo Electrocentrífugo Horizontal, es una tecnología utilizada en aplicaciones como la deshidratación y bombeo de aminas, inyección de agua, distribución de fluidos a alta presión en instalaciones de minería y refinería, y en transferencia de petróleo crudo por oleoductos tanto en tierra como costa afuera.

Las bombas electrocentrífugas horizontales están integradas por:

Bomba multietapa de tipo centrífuga: consta de un impulsor como componente móvil y un difusor como componente fijo el cual dirige el fluido, a la siguiente etapa, generándole un incremento de presión, el número de etapas con las que ha de contar la bomba está relacionada a las condiciones de trabajo a las que se someta.

Motor eléctrico: se encarga de suministrar la energía necesaria para rotar el eje de la bomba centrífuga multietapa, dichos elementos se encuentran unidos mediante un acoplamiento mecánico el cual se incorpora a una cámara de empuje para transmitir el empuje.

Sello mecánico de doble cartucho: actúa como protección en caso de fugas potenciales de fluido.

Variador de frecuencia (VDF): regula la velocidad del motor eléctrico y en consecuencia el gasto del líquido a transferir en función a las necesidades de cada proceso.

Las aplicaciones del sistema de bombeo electrocentrífugo horizontal (BECH) son amplias, especialmente en operaciones de extracción de hidrocarburos en yacimientos maduros y pozos con altos volúmenes de producción, (Halliburton, 2024) menciona las siguientes aplicaciones del sistema de bombeo electrocentrífugo horizontal (BECH): Eliminación e inyección de agua salada producida (SWD), transferencia/impulso de petróleo crudo, impulso/inyección de CO₂ líquido, bombeo de aminas pobres (tratamiento de gases), impulsor de oleoducto de crudo, hidrocarburos ligeros/NGL, almacenamiento en cavernas/lixiviación en domos de sal, bombas de alimentación de calderas/generadores de vapor, bomba de chorro: bombas de fluidos de potencia, refuerzo de transferencia automática de custodia (LACT) de arrendamiento, desagüe de minas.

Asimismo, (Hughes, 2024) menciona en un caso de estudio de un pozo en Texas que el sistema de bombeo electrocentrífugo horizontal extiende la vida útil y reduce los costos de mantenimiento en un 90% en los pozos.

La presión juega un papel crucial en el proceso de producción de petróleo y gas. (Babic, 2021) menciona que mantener niveles óptimos de presión es esencial para la extracción eficiente de petróleo y gas. Si la presión es demasiado baja, puede dificultar el flujo de hidrocarburos, lo que lleva a reducir las tasas de producción. Por el contrario, una presión excesiva puede causar fallas en el equipo o riesgos de seguridad

Por lo que la presión es un parámetro vital en la producción de petróleo y gas, afectando la eficiencia, seguridad, y viabilidad económica.

Asimismo (Camacho Cadena & Triana Santamarina, 2011) afirman que la contrapresión se deteriora o restringe la producción, especialmente en los pozos más antiguos, que típicamente se producen de formaciones de las cuales la presión ha declinado significativamente.

Para mitigar estos efectos, la implementación de sistemas de reducción de contrapresión, como los compresores en boca de pozo o la integración de técnicas de levantamiento artificial, ha demostrado ser una solución eficiente. Estas técnicas facilitan un flujo continuo de los fluidos y, en consecuencia, optimizan el potencial productivo de los pozos. Por ejemplo, los sistemas de compresión a nivel de pozo pueden reducir significativamente la contrapresión, permitiendo que los pozos se mantengan productivos y prolongando su vida útil en campos maduros o pozos con baja presión interna.

Materiales y métodos

A continuación, se menciona el proceso de desarrollo del sistema de bombeo electrocentrífugo horizontal.

El proceso de producción del BECH consiste en la llegada de la producción a los pozos a un módulo de baja presión en donde se realiza la separación de la producción en dos fases (líquida-gas), a partir de aquí surgen dos procesos de manejo independiente.

Manejo de gas. El gas separado de la corriente de los pozos prácticamente libre de líquidos se dirige hacia el rectificador de gas, el cual opera a condiciones mínimas de presión, con el objetivo de recuperar los líquidos remanentes en el gas debido a la caída de presión antes de llegar al quemador, el control de presión del recipiente del rectificador se logrará a través de un tren de regulación de presión, otro objetivo de este equipo es el de proteger al proceso, de generar un derrame al mar debido a contingencias en descontrol por nivel alto en el separador bifásico, permitiendo tener una capacidad al 50% de líquidos de 13.84 bls equivalente a 2.16 m³. Este rectificador cuenta con una salida de gas que fluye hacia los quemadores proporcionados por el proveedor a través de una tubería de 6" con la flexibilidad de operar uno o ambos quemadores en caso de ser requerido, dependiendo las condiciones climatológicas en el área. La salida de líquidos se encuentra conectada a un sistema de 3 tanques de almacenamiento temporal con capacidad de 1 m³ cada uno con el objetivo de recibir los fluidos remanentes, para ser posteriormente reinyectados al cabezal general de grupo mediante una bomba de inyección de químicos de pistón con capacidad nominal del 0.5 m³/h.

Manejo de fase líquida. El líquido proveniente del separador bifásico alimentará el cabezal de una succión de las bombas HPS-01 y HPS-02, las cuales su filosofía de operación es considerada: operando/disponible, es decir una sola bomba opera a la vez y la otra permanece como respaldo "lista para operar", las condiciones de succión en las bombas HPS-01 y HPS-02 son de aproximadamente 0.9 kg/cm² y una temperatura de 75.0 °C

Las bombas HPS-01 y HPS-02 son bombas electrocentrífugas multietapa (17 etapas) que permiten la reincorporación de los fluidos recibidos a baja presión y reincorporarlos en alta a una condición esperada de 37.5 kg/cm² y 55.0 °C. El control de la capacidad de las bombas se realiza mediante un variador de frecuencia en el cual es operado remotamente desde la cabina de adquisición y cuenta también con un control manual directo desde el variador en caso de pérdida de comunicación.

Para el aprovechamiento de los recursos de gas de proceso disponibles en la plataforma ABCD-X, el paquete de generación está compuesto por dos equipos operados a gas de 350 KVA suministran la energía para la operación del sistema: variador-bomba, así como la instrumentación y controladores del separador bifásico y bomba de reinyección de químicos.

El fluido desplazado por la bomba HPS en operación pasará por un medidor másico que opera mediante el principio de medición por efecto Coriolis, su función principal es la medición y monitoreo del fluido que se reincorpora al cabezal de producción provenientes de los Pozos ABCD-36, ABCD-45, ABCD-51 y ABCD-54, esta información apoyará al Activo de Producción Litoral para la toma de decisiones en el manejo de estranguladores y producción.

El monitoreo de las variables de presión, temperatura y gastos de líquido será adquirido y guardado en la computadora de adquisición de datos localizada en la cabina.

A continuación, se presenta un DTI, el cual es un diagrama que muestra el flujo del proceso en las tuberías, así como los equipos instalados y los instrumentos. Es la representación gráfica de la secuencia de equipos, tuberías y accesorios que conforman una sección de una planta.

El DTI que se muestra a continuación, se enmarca la distribución de los equipos requeridos para el proyecto de reducción de presión y en la tabla 1 se describen los equipos utilizados.

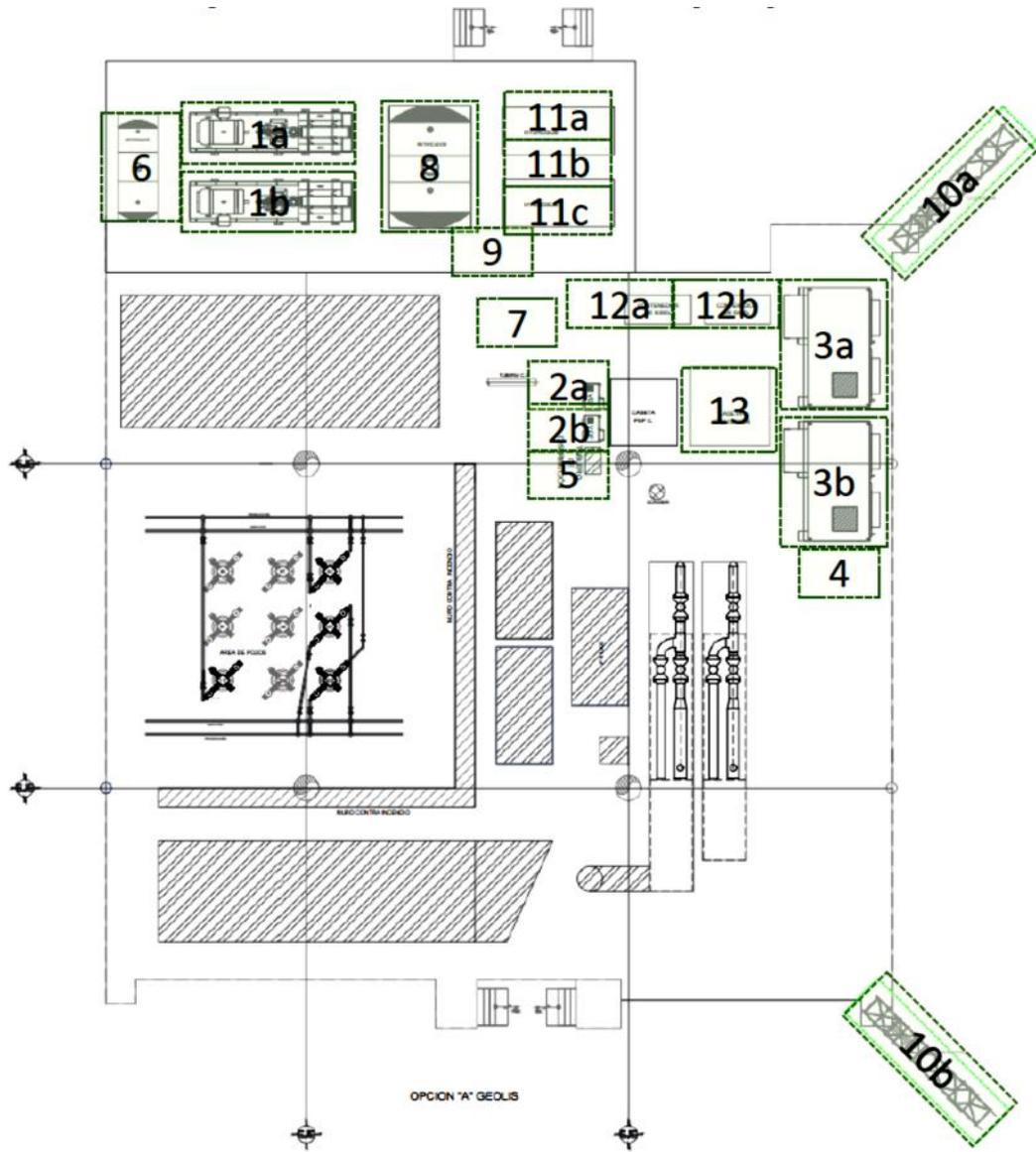


Ilustración 1. Distribución de equipos en plataforma ABCD-X

Equipos			
ID	Descripción	ID	Descripción
1a	Bomba de transferencia HPS 12000	8	Rectificador de gas
1b	Bomba de transferencia HPS 12000 (disposición)	9	Bomba condensado
2a	Variador de frecuencia 250 HP	10a	Quemador tipo boom
2b	Variador de frecuencia 250 HP (disposición)	10b	Quemador tipo boom (disposición)
3a	Generador de gas 350 kW NC	11a	Hidrosub
3b	Generador de gas 350 kW NC (disposición)	11b	Hidrosub
4	Filtro generador manejo de H ₂ S	11c	Hidrosub
5	Tablero de distribución	12a	Tanque de diesel llenos al 80%
6	Separador bifásico	12b	Tanque de diesel llenos al 80%
7	Medidor másico tipo Coriolis	13	Cabina de oficina

Tabla 1 Descripción de los componentes del DTI en la plataforma ABCD-X

Resultados y discusión

El objetivo principal del proyecto presentado en el artículo es la reducción de la contrapresión en los pozos ABCD-36, ABCD-45, ABCD-51 y ABCD-54 mediante el uso de bombeo electrocentrífugo horizontal (BECH) aprovechando la infraestructura existente en la plataforma, como se ha mencionado anteriormente el único elemento que nos puede ayudar a controlar la declinación de la producción es la presión y así mejorar la eficiencia operativa.

En la ilustración 2 se observa la gráfica que muestra el pronóstico de producción del campo ABCD, para el periodo 2020-2030, los cuales contemplan la masificación del proyecto de BN y la inyección de agua.

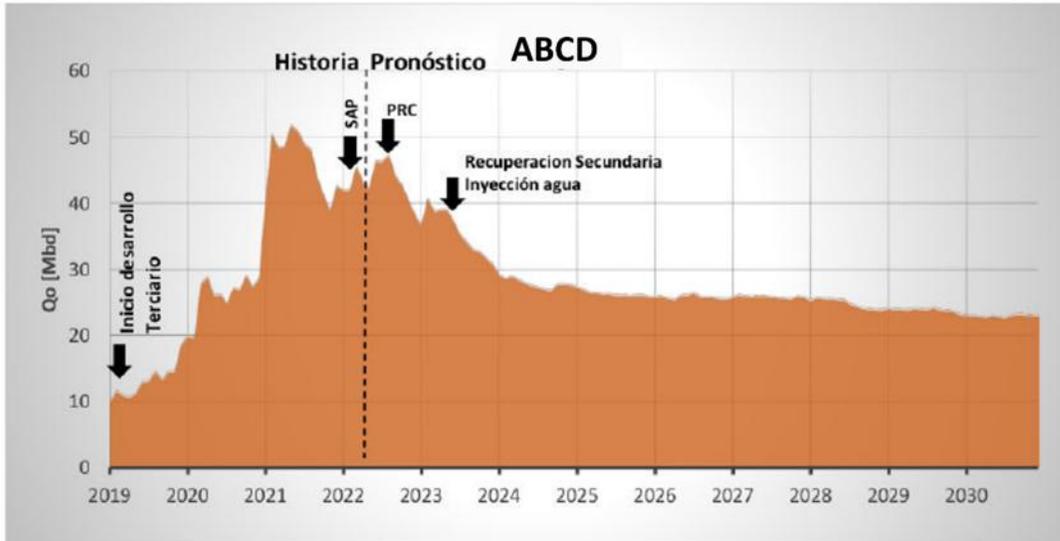


Ilustración 2 Pronóstico de producción de aceite

La gráfica muestra la producción de petróleo (Q_o , en miles de barriles diarios) en el campo ABCD desde el año 2019 hasta una proyección para el año 2030. A continuación, se describe cada punto relevante marcado en la gráfica:

Inicio de Desarrollo Terciario (2019): Indica el comienzo de la fase de desarrollo en el campo, con un enfoque en producción mediante técnicas o infraestructura adicionales.

Incremento de Producción (2020-2022): Durante este período, se observa un incremento significativo en la producción, alcanzando un pico cerca de los 55 mil barriles diarios.

SAP (Sistema Artificial de Producción) y PRC (Planta Reductora de Contrapresión): Estos puntos, señalados en la gráfica alrededor del año 2022, indican la implementación de técnicas o programas específicos para mejorar la producción, tales como el uso de un sistema artificial de producción, esto se debe a la conversión de pozos a bombeo neumático y también a la entrada de la planta reductora de contrapresión (PRC)

Recuperación Secundaria - Inyección de Agua (2023): A partir de este punto, se implementa una estrategia de recuperación secundaria mediante la inyección de agua. Esta técnica ayuda a mantener la presión en el yacimiento y a movilizar el petróleo remanente hacia los pozos productores.

Declinación y Estabilización de la Producción (2023 en adelante): Después del máximo en producción, hay una declinación que se estabiliza en niveles cercanos a los 20 mil barriles diarios. Esto indica un proceso típico en yacimientos donde, tras las etapas de

recuperación primaria y secundaria, la producción tiende a estabilizarse a un nivel más bajo y constante hasta el final del periodo proyectado (2030).

En la ilustración 3 se presenta el pronóstico de producción de gas en el campo ABCD para el periodo 2020-2030

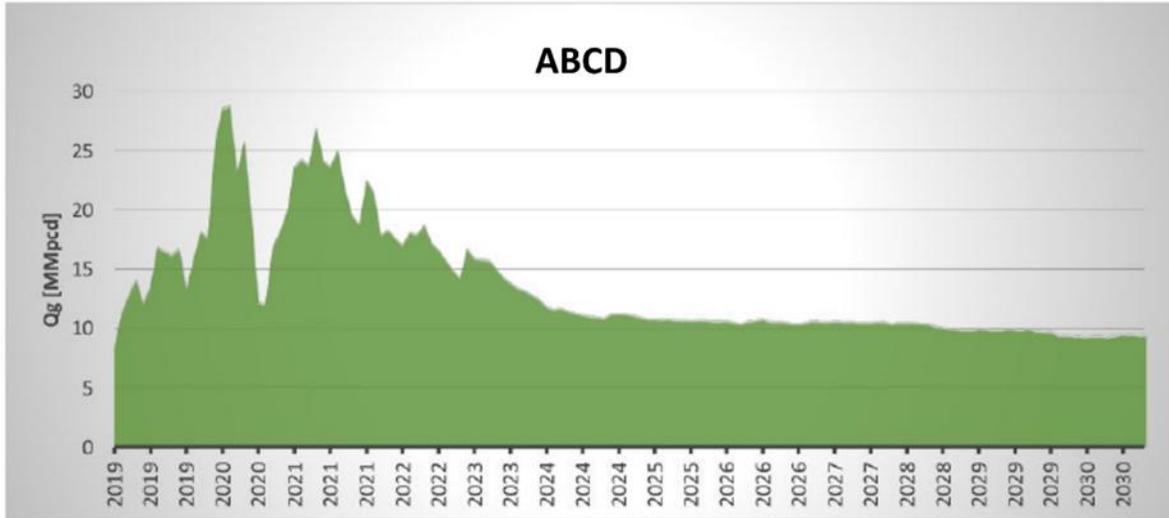


Ilustración 3 Pronostico de producción de gas

La gráfica representa la historia y el pronóstico de producción de gas en el campo "ABCD". Inicialmente, el campo experimenta un rápido incremento en la producción de gas, alcanzando varios picos hasta 2022. Después de este periodo, la producción decrece de manera constante, estabilizándose en un nivel bajo pero sostenido para los últimos años del pronóstico. Esto indica un yacimiento en fase madura, donde la producción se mantiene mediante estrategias de manejo de presión y recuperación secundaria para maximizar la recuperación del gas remanente.

Los resultados obtenidos con la implementación del sistema de bombeo electrocentrífugo horizontal (BECH) y la Planta reductora de contrapresión (PCR) se muestran en la Tabla 2 la cual describe los parámetros para el flujo a batería, en la Tabla 3 donde se describe los parámetros del flujo hacia la planta y en la tabla 4 donde se presentan los beneficios obtenidos:

<i>Producción con reducción de contrapresión</i>								
Condiciones = 15 kg/cm ²								
PLATAFORMA	POZO	FLUJO A BATERÍA						
ABCD-X		Est. (pg)	Ptp (kg/cm ²)	Pbaj (kg/cm ²)	Qb (bpd)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMPCD)
	ABCD-36	1/2	43	35	1108	1052.6	55.4	0.32
	ABCD-45	7/8	33	32	2189	2079.55	109.45	0.86
	ABCD-51	1/2	40	32	1486	1486	0	0.3
	ABCD-54	5/8	34	36	743	705.85	37.15	0.27
TOTAL					5526	5324	202	1.75

Tabla 2. Parámetros del flujo la batería

PLATAFORMA	POZO	FLUJO HACIA PLANTA						
ABCD-X		Est. (pg)	Ptp (kg/cm ²)	Pbaj (kg/cm ²)	Qb (bpd)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMPCD)
	ABCD-36	3/4	27	15	3042	2890	152.1	0.87
	ABCD-45	7/8	24	15	3684	3500	184.2	1.48
	ABCD-51	3/4	32	15	3963	3963	0	0.81
	ABCD-54	5/8	21	15	892	847.4	44.6	0.54
TOTAL					11581	11200	380.9	6055

Tabla 3 Parámetros del flujo hacia la planta

PLATAFORMA	POZO	BENEFICIO			
ABCD-X		Qb (bpd)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	Qg (MMPCD)
	ABCD-36	1934	1837.3	96.7	0.55
	ABCD-45	1495	1420.25	74.75	0.62
	ABCD-51	2477	2477	0	0.51
	ABCD-54	149	141.55	7.45	0.27
TOTAL		6055	5876.1	178.9	1.95

Tabla 4 Beneficios obtenidos

Se evaluó la producción de la plataforma ABCD-X bajo una reducción de contrapresión a 15 kg/cm², comparando el flujo hacia la batería y el flujo hacia la planta. La tabla muestra los volúmenes de producción de petróleo, agua y gas para cada pozo (ABCD-

36, ABCD-45, ABCD-51 y ABCD-54), así como los beneficios obtenidos al redirigir el flujo hacia la planta.

A continuación, se presentan los principales hallazgos:

Incremento de Producción por Redirección hacia la Planta

Se utilizará un aumento considerable en la producción total de líquidos (Q_b) al redirigir el flujo hacia la planta en lugar de hacia la batería. La producción total de líquidos se incrementó en 6055 barriles por día (bpd), de los cuales 5876,1 bpd corresponden a un aumento en la producción de petróleo (Q_o). La producción de gas (Q_g) también mostró una mejora significativa, con un incremento de 1.95 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) en total para todos los pozos.

Resultados por Pozo

ABCD-36: La producción de líquidos aumentó en 1934 bpd, de los cuales 1837,3 bpd corresponden a petróleo. La producción de agua (Q_w) también aumentó en 96,7 bpd, mientras que el gas aumentó en 0,55 MMPCD.

ABCD-45: Presentó un aumento de 1495 bpd en líquidos y 1420,25 bpd en petróleo. La producción de agua se incrementó en 74.75 bpd y el gas en 0.62 MMPCD.

ABCD-51: Mostró el mayor incremento en producción de líquidos con 2477 bpd, siendo todo este volumen de petróleo, sin incremento en producción de agua. La producción de gas aumentó en 0,51 MMPCD.

ABCD-54: La producción de líquidos se incrementó en 149 bpd, de los cuales 141,55 bpd fueron de petróleo. La producción de agua aumentó en 7.45 bpd, y la de gas en 0.27 MMPCD.

Producción Total hacia la Planta

La suma de los incrementos obtenidos en los cuatro pozos indica que el cambio en el flujo hacia la planta resulta en un incremento global en la producción. La producción total de líquidos se incrementó de 5256 bpd (cuando el flujo se dirige a batería) a 1158 bpd, mientras que la producción de petróleo aumentó de 5324 bpd a 1120 bpd, y el gas mostró una mejora de 1.

Conclusiones

En conclusión, la implementación del sistema de bombeo electrocentrífugo horizontal (BECH) junto con la estrategia de reducción de contrapresión en los pozos ABCD-36, ABCD-45, ABCD-51 y ABCD-54 ha demostrado ser una solución eficaz para optimizar la producción en la plataforma ABCD-X. Este proyecto evidencia varios aspectos clave, entre los cuales destaca el notable incremento en la producción de hidrocarburos: gracias a la redirección del flujo de los pozos hacia la planta, se logró un aumento de 6055 barriles diarios (bpd) en la producción de petróleo y 1,95 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas. Estos resultados muestran el potencial de los pozos al disminuir la contrapresión, lo cual permite optimizar el flujo y mejorar la eficiencia operativa de la plataforma.

Además, se observará un mejor desempeño en cada pozo, sobresaliendo el pozo ABCD-51 con un incremento exclusivo de 2477 bpd en petróleo y el pozo ABCD-36, que mostró un aumento no solo en petróleo y gas, sino también en 96.7 bpd en agua, lo que podría señalar una recuperación de fluidos remanentes en el yacimiento. Asimismo, el sistema BECH ha mostrado ser particularmente efectivo en pozos con alta contrapresión, permitiendo reducirla sin comprometer la estabilidad de producción, lo cual resulta fundamental para maximizar la explotación en campos con presiones en declive, como el caso de ABCD-X.

Por último, los resultados sugieren que esta estrategia tiene potencial para ampliar a otros pozos y plataformas en situaciones similares, contribuyendo a prolongar la vida productiva de yacimientos maduros y mejorando la eficiencia en la recuperación de hidrocarburos. En definitiva, la adopción de tecnologías como el BECH representa una oportunidad tanto técnica como económicamente viable para maximizar la producción en pozos maduros, ofreciendo una solución sostenible para mejorar la eficiencia en un contexto de declinación de presión en el yacimiento.

Referencias bibliográficas

- Apolo, B. M.-D.-B.-S. (Julio de 2020). Methodology for the selection of artificial survey systems in oil fields of Ecuador. *Proceedings of the LACCEI International Multi-Conference for Engineering Education and Technology*, 27-31.
doi:10.18687/LACCEI2020.1.1.66
- Babic, A. (2 de Noviembre de 2021). *Google Patents*. Obtenido de <https://patents.google.com/patent/US11162331B2/en>

- Camacho Cadena, W. J., & Triana Santamarina, J. A. (23 de Agosto de 2011). Tesis. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos Galan, Gala y Llanito en pozos con sistema de levantamiento de bombeo mecánico. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Obtenido de <https://oilproduction.net/files/manejo%20de%20gas%20BME-UIS.pdf>
- Camargo, E. B. (2019). Modelados de pozos de producción por bombeo mecánico utilizando técnicas de computación inteligente. *Ciencias e Ingeniería*(40), 285-295.
- Ceballos, J. B., & Vivás, O. A. (2019). Mathematical model of controllers for progressive cavity pumps. *Revista UIS Ingenierías*, 17-30.
- CNH, C. N. (08 de Octubre de 2024). *Comisión Nacional de Hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cnh>
- Geolis. (25 de Octubre de 2024). *Geolis*. Obtenido de https://youtu.be/Yh6Y_oWl4t0?si=aJGoM1_eeIGQJvFv
- Halliburton. (25 de Octubre de 2024). *Halliburton*. Obtenido de <https://www.halliburton.com/en/production/artificial-lift/horizontal-pumping-systems>
- Hughes, B. (3 de 11 de 2024). *Baker Hughes*. Obtenido de <https://www.bakerhughes.com/sites/bakerhughes/files/2020-05/Hpump-system-extends-run-life-and-reduces-maintenance-cost-90-percent-tx-cs.pdf>
- Jiménez Baños, J. (2019). *Aplicaciones del bombeo neumático en la industria petrolera*. México: Tesis UNAM.
- Nastacuas Cuichan, M. H., Reyes Neira, C. A., Ramirez Chavez, I. J., Rodríguez Reyes, A. D., Vergara Murillo, M. A., & Panchi Quintana, D. S. (2022). Optimización energética en variadores de frecuencia de los bloques 16 y 67 del Oriente ecuatoriano. *Revista Científica y Tecnológica UPSE*, 35-47. Obtenido de <https://incyt.upse.edu.ec/ciencia/revistas/index.php/rctu/article/view/669>
- Novomet. (25 de Octubre de 2024). *Novomet*. Obtenido de <https://www.novometgroup.com/es>
- PCM. (25 de Octubre de 2024). *PCM Artificial Lift Solutions*. Obtenido de <https://www.pcmals.com/es/desafios-de-levantamiento-artificial/como-reducir-la-presion-del-cabezal-de-pozo-de-petroleo>
- Santiago Girón, D. (2010). *Aparejos de bombeo electrocentrífugo. Diseño para pozos con bajo RGL*. México: Tesis. IPN. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15560/1/Aparejos%20de%20bombe>

o%20electrocentrifugo,%20dise%C3%B1o%20para%20pozos%20con%20baja%20RGL.pdf

Slb. (8 de Octubre de 2024). *Energy Glossary*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/>

UPC, G. A. (2024 de noviembre de 2024). *UPC Global Academy*. Obtenido de <https://www.upcoglobal.com/academy/product/bombeo-electrosumergible-diseno-y-evaluacion/>