

OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN POR MEDIO DE TUBOS VENTURI EN LÍNEAS DE SUPERFICIE CON PRESIONES ALTAS

PROBLEMA

Actualmente la industria petrolera enfrenta desafíos a nivel económico, operacional y medio ambiente. Sobre todo pozos que presentan condiciones extremas de alta presión representando condiciones complejas para operadores y empresas de servicio.

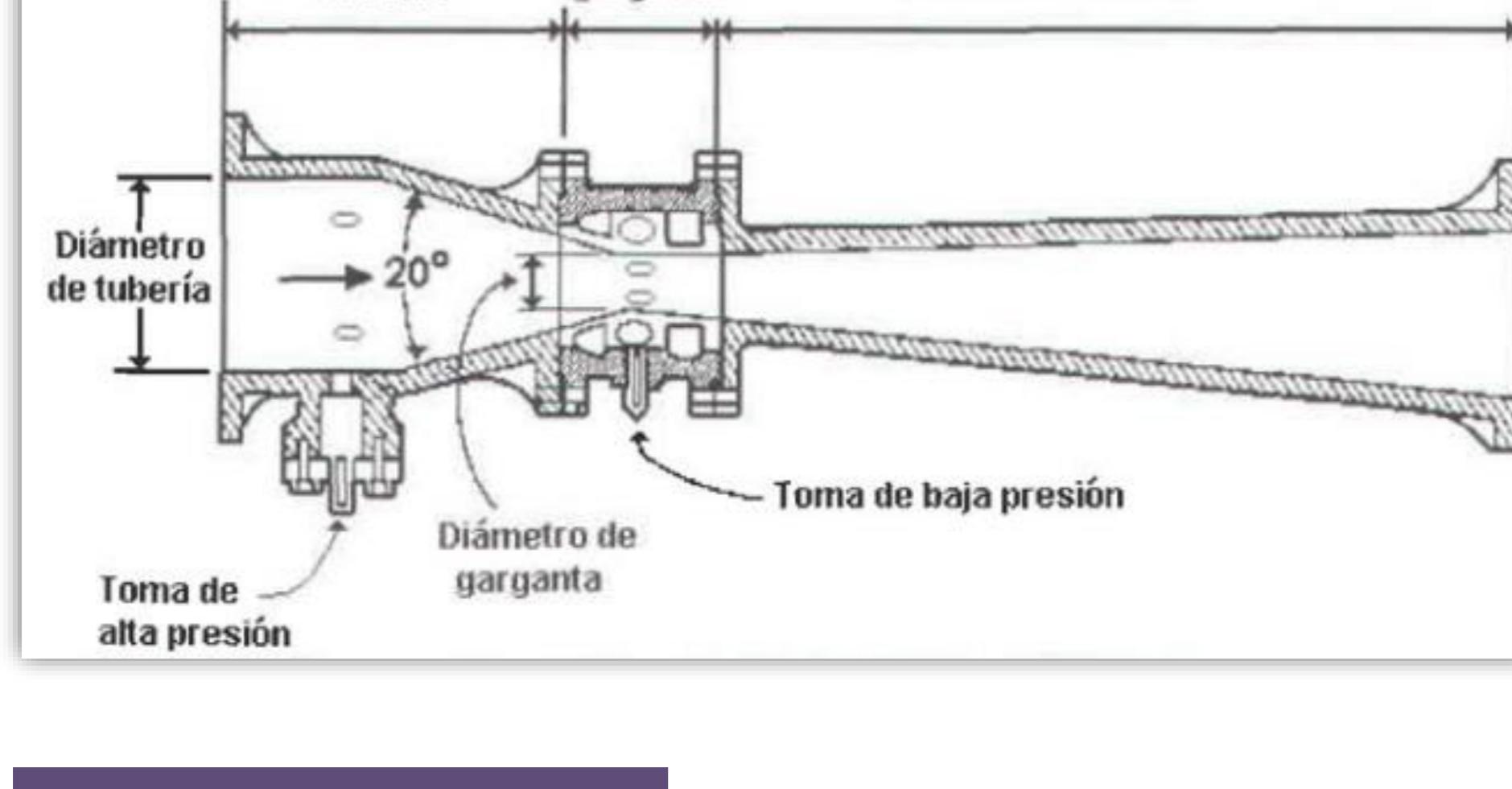
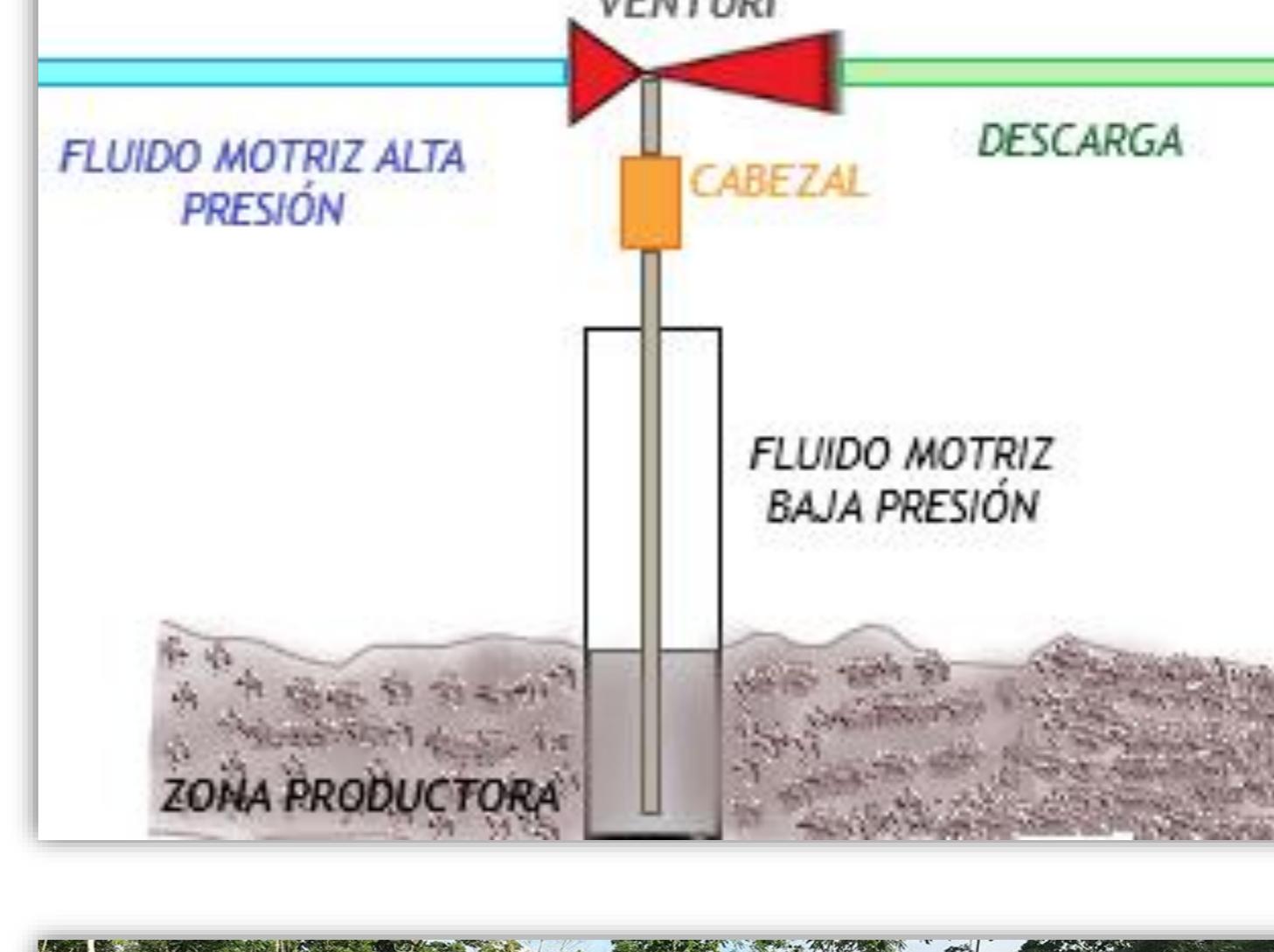
OBJETIVO GENERAL

Evaluar la optimización de la producción del pozo, mediante un análisis del sistema de producción que incorpora tubos Venturi en líneas de superficie, para el establecimiento de factibilidad técnica de la propuesta.



PROPUESTA

La problemática surge a partir de las altas contrapresiones producidas por los pozos, esto repercute en las líneas de superficie ya que en muchos casos afecta la tasa de producción de crudo. El trabajo consiste en la implementación de un principio físico denominado efecto Venturi el cual requiere de un fluido motriz de alta presión para incrementar la fuerza de un fluido motriz de succión y desplazarlo a superficie. Es decir, el sistema se caracteriza por reducir la presión de flujo del pozo y así incrementar su producción.



RESULTADOS

A continuación, se describe un caso real de éxito al pozo Darkhole mediante la aplicación del sistema de tubos Venturi en la amazonia ecuatoriana, su principal objetivo reducir la contrapresión producida por el pozo y optimizar su producción.

La tabla nos muestra que fue necesaria la evaluación al tanque por 20 h y al manifold 4 h para determinar la producción sin aplicar el dispositivo Venturi dando un resultado de 349 BFPD, por consiguiente las pérdidas de producción equivalen a 22 BFPD. Mientras que con la implementación del nuevo sistema el valor de 371 BFPD la transferencia de fluido y el nivel del tanque se mantienen estables.

DATOS DEL POZO		PARÁMETROS DEL FLUIDO MOTRIZ	
Formación:	T	Sistema de bombeo hidráulico:	Power oil
Fluido:	Petróleo y agua	Modo de cálculo:	Presión de fondo fluyente fija
Correlación PVT:	Standing	Presión de inyección:	3319.791 Psia
Viscosidad del petróleo:	Beggs y Robinson	Temperatura de inyección:	100.000 °F
Viscosidad del agua:	Van Wingen	Caudal de inyección:	2439.715 STB/day
Viscosidad del gas:	Carr	BSW de inyección:	89.000 %
Flujo monofásico:	Moody	Salinidad:	23600.000 ppm
Flujo multifásico:	Beggs y Brill	Gravedad específica del agua:	1.016 adim
RGP en solución:	92.000 scf/STB	API del fluido de inyección:	10.000 °API
DATOS DEL RESERVORIO		PARÁMETROS MECÁNICOS POZO	
Presión:	1400.000 Psia	Tipo de bomba jet:	Directa
Temperatura:	180.000 °F	Profundidad de la bomba, MD:	9254.930 ft
Gravedad API:	24.200 °API	Profundidad del reservorio, MD:	9689.500 ft
Gravedad específica del agua:	1.016 adim	Profundidad del sensor, MD:	0.000 ft
Gravedad específica del gas:	0.890 adim		
RGP en solución:	92.000 scf/STB		
PARÁMETROS PRODUCCIÓN		BOMBA DE SUPERFICIE	
Caudal de diseño:	358.000 STB/day	Eficacia de la bomba de superficie:	80.000 %
Presión de retorno:	150.000 Psia		
Presión de fondo fluyente:	755.240 Psia		

PRODUCCIÓN SIN DISPOSITIVO VENTURI [BFPD]	349
PRODUCCIÓN CON DISPOSITIVO VENTURI [BFPD]	371
GANANCIA [BFPD]	22

CONCLUSIONES

- Permite reducir la contrapresión del cabezal, lo cual implica una gran ayuda a equipos como el tipo BES ya que, mantiene la producción reduciendo la potencia eléctrica.
- La implementación del dispositivo Venturi representa bajos costos de operatividad y sobre todo no requiere de tanto mantenimiento en comparación con los sistemas de levantamiento artificial conocidos, como el de bombeo hidráulico tipo pistón o tipo BES.
- Debido a su principio físico de diseño, es posible darle otros usos como el de transferencia de fluidos, limitando el uso frecuente de transporte cisterna y bombas de transferencia.
- El análisis de los resultados demostró mediante las pruebas al pozo darkhole, una ganancia de 22 BFPD. A demás estabilizar la presión del manifold. Por tanto, el sistema es seguro y de gran aporte para la optimización de crudo.