

COMPRESOR INDIVIDUAL DE GAS EN BOCA DE POZO

Enrique Caceres, Diadema Artificial Lift, enrique.caceres@diademaengine.com ; Gilberto Orozco, Diadema Artificial Lift, orozco.gilberto@gmail.com, Nicolás Luciano Losini, Diadema Artificial Lift, nicolas.losini@diademaengine.com,

COMPRESOR INDIVIDUAL DE GAS EN BOCA DE POZO

Desde siempre, los Ings. de Producción; están trabajando para evitar las consecuencias que genera el gas mezclado con fluidos del pozo, especialmente en los sistemas de extracción.

En base a esta necesidad, nos abocamos a desarrollar un compresor que ayude la separación y extracción de gas en el espacio anular del pozo, en donde a veces se logra resultados muy variables.

Uno de los separadores de gas más eficientes, es el pozo en sí mismo, teniendo en cuenta una serie de medidas para lograr ese resultado.

Además, y analizando las instalaciones de superficie, se explotan los pozos con una excesiva presión en el espacio anular tubing-casing, debido a cañerías muy largas, uso de cañerías colectoras, separadores que trabajan con elevada presión. Esa presión elevada en el espacio anular influye en el aporte de los punzados en los pozos multicapas.

Por lo enunciado, presentaremos este compresor como una herramienta útil, y económica para optimizar la extracción.

SIDE WELL HEAD COMPRESSOR

One of the main concerns for Production Engineers; they are working to avoid the consequences generated by gas mixed with well fluids, especially when artificial lift systems are used.

Based on this concern, we focus on developing a compressor that helps the separation and extraction of gas in the annular space of the well, where sometimes there are different results.

One of the most efficient gas separators is the well itself, taking into account a series of measures to achieve that result.

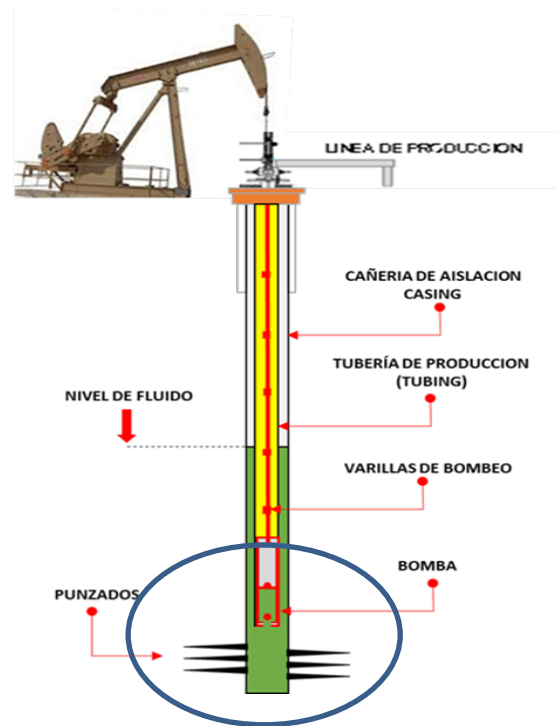
Seeing and analyzing the surface facilities, wells are produced with excessive pressure in the tubing-casing annular space, due to very long pipes, use of collecting pipes, separators that work with high pressure. This high pressure in the annular space restricts the supply of fluid in the punctures in the multilayer wells.

Therefore, we will present this compressor as a useful and economical tool to optimize production.

Introducción:

Las Cias. Operadoras en estos tiempos han venido buscando la forma de optimizar los recursos, y mejorar la producción.

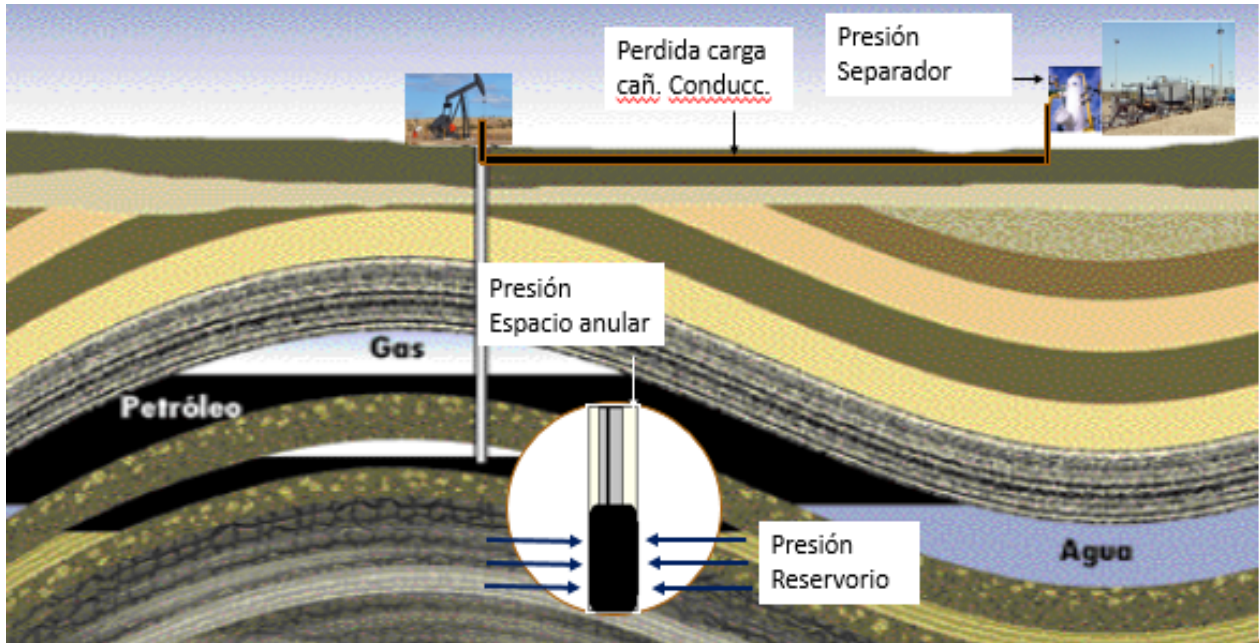
Una forma de aumentar el flujo de caja, sin muchos riesgos, es aliviar la contrapresión ejercida sobre la formación, en pozos donde la presión en el entre caños o espacio anular (entre la cañería de revestimiento y el tubing del pozo), es excesiva. El sistema de levantamiento artificial más utilizado, es el bombeo mecánico. A medida que el pozo continúa produciendo, la presión de fondo (BHP) continúa declinando, hasta cuando la contrapresión en superficie requiere de un mayor porcentaje de energía disponible en la formación para producir el pozo. Este es el momento en que el Operador debe buscar una herramienta que le permita aliviar o eliminar su problema de restricción en la producción.



Tema de Desarrollo

El compresor que estamos presentando, cumple con la función de bajar la presión del espacio anular, y bombear gas aguas abajo por la cañería del pozo. Es muy versátil y se puede adaptar a la necesidad del pozo. Es muy fácil el montaje y desmontaje del mismo. Puede bombear gas o líquido del pozo.

Presiones que intervienen en la instalación de un sistema



Los fluidos drenados del Reservorio hacia el pozo, son extraídos por algún sistema de extracción (PCP, ESP, Bombeo mecánico, Plunger Lift, etc.) o por surgencia natural.

La contrapresión generada es acumulativa, y se suma.

La formación tiene una presión original, a ella se contraponen la presión hidrostática del nivel dinámico. O sea, el nivel de fluido que tiene el pozo desde la formación a ese nivel de líquido.

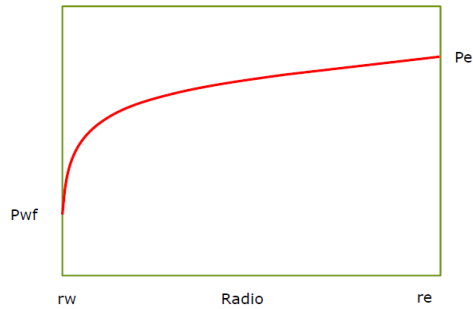
También se suma la presión que genera la pérdida de carga de la cañería de conducción, a veces ese valor es importante por la longitud de la misma, la viscosidad del fluido, si hay o no emulsión de fluidos, si el pozo va a una cañería colectora que conduce la producción de varios pozos, la presión generada en el colector, la presión de trabajo del separador para llegar al tanque de la batería.

El resultado final es el traslado de esa contrapresión a la formación del pozo, restringiendo el drenado de fluidos al pozo.

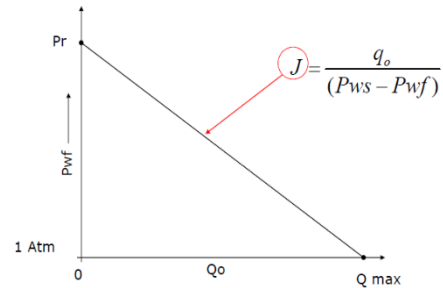
Como se sabe, el flujo de hidrocarburos, de la roca Reservorio, hacia el pozo, se origina por la diferencia de presión existente entre la presión del Reservorio y la presión en el interior del pozo. Reduciendo la presión dentro del pozo, se aumenta el diferencial de presión entre el Reservorio y el pozo.



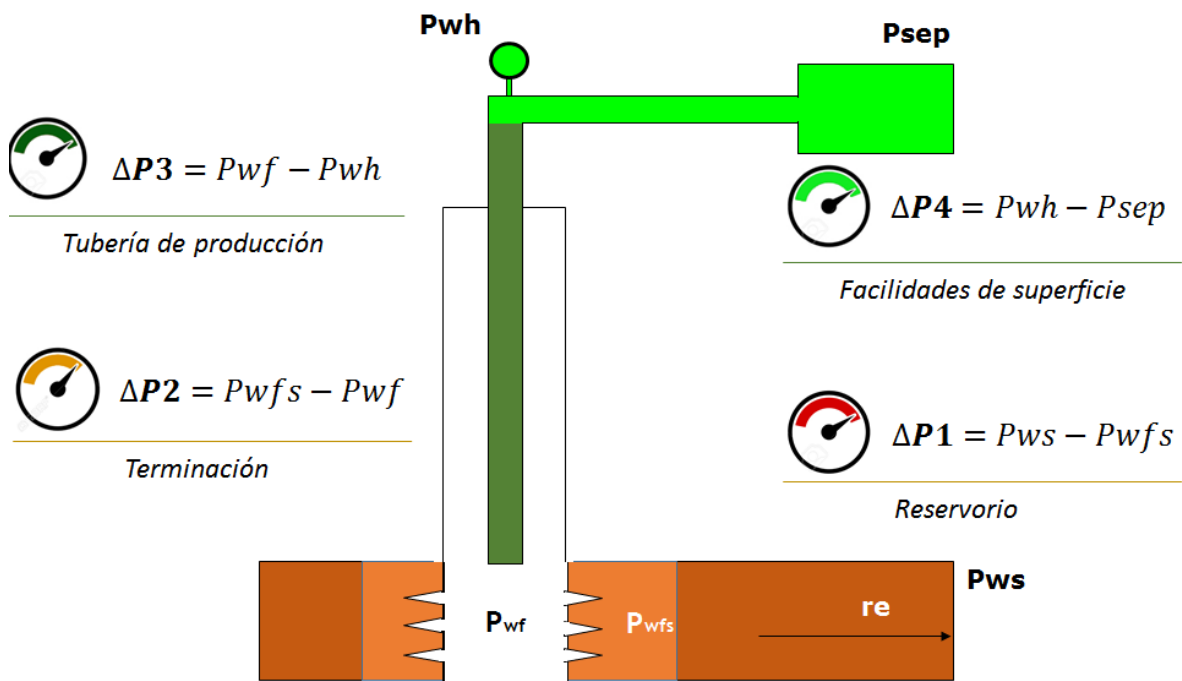
Distribución de presión durante flujo radial

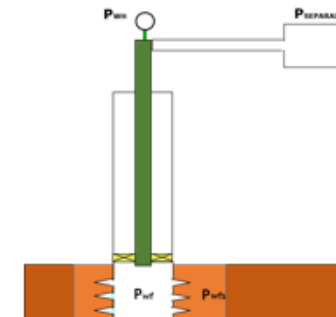
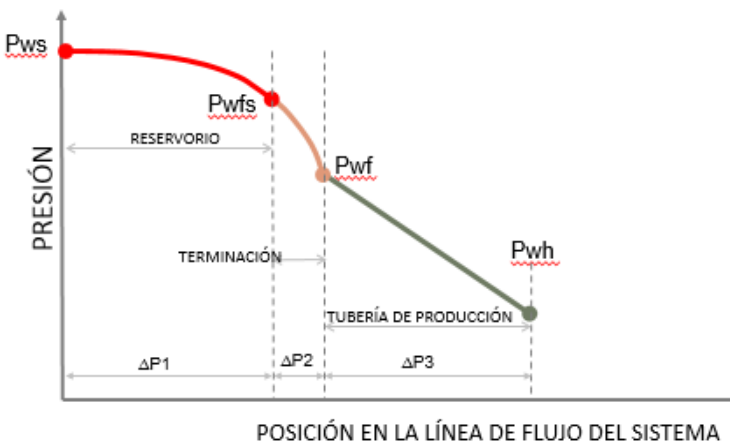
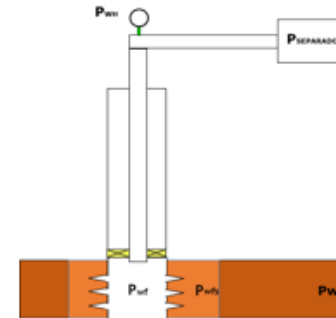
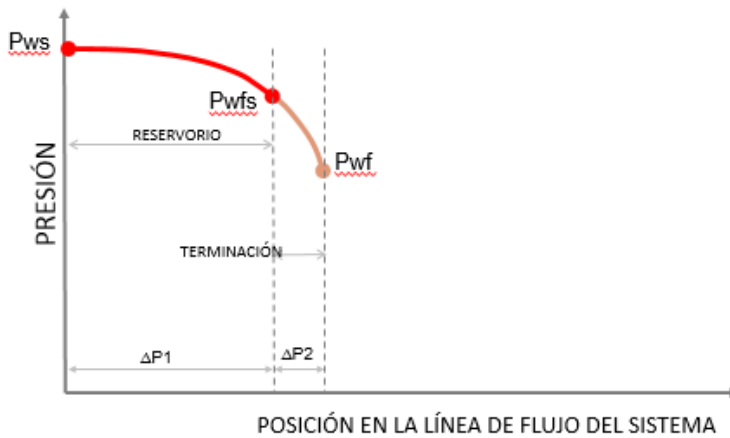
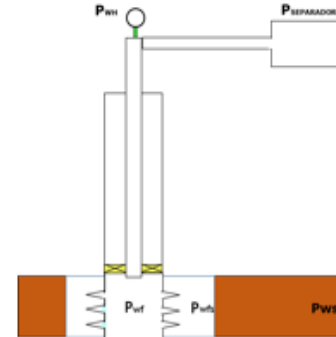
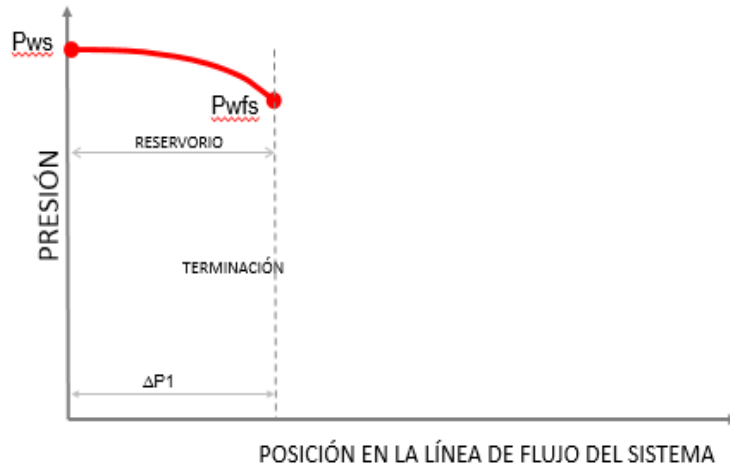


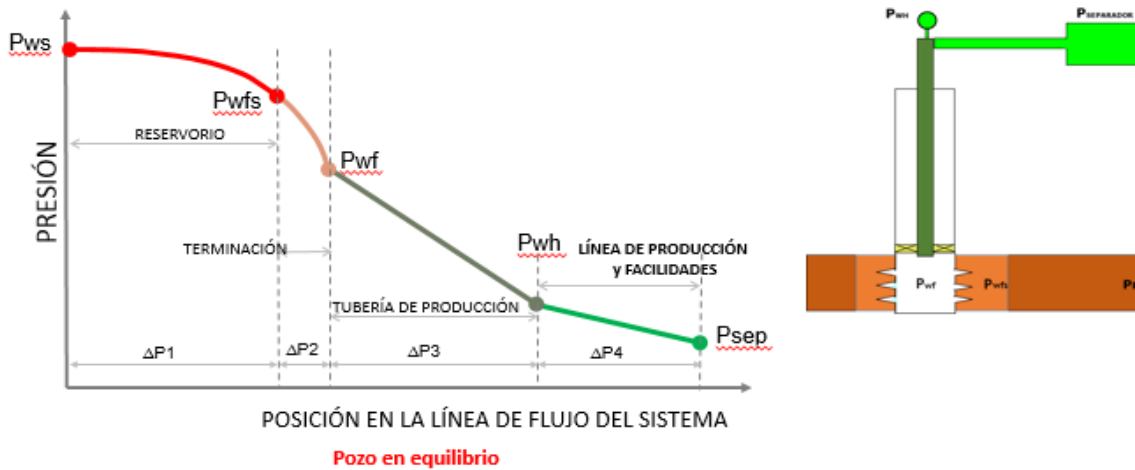
Índice de productividad (J)



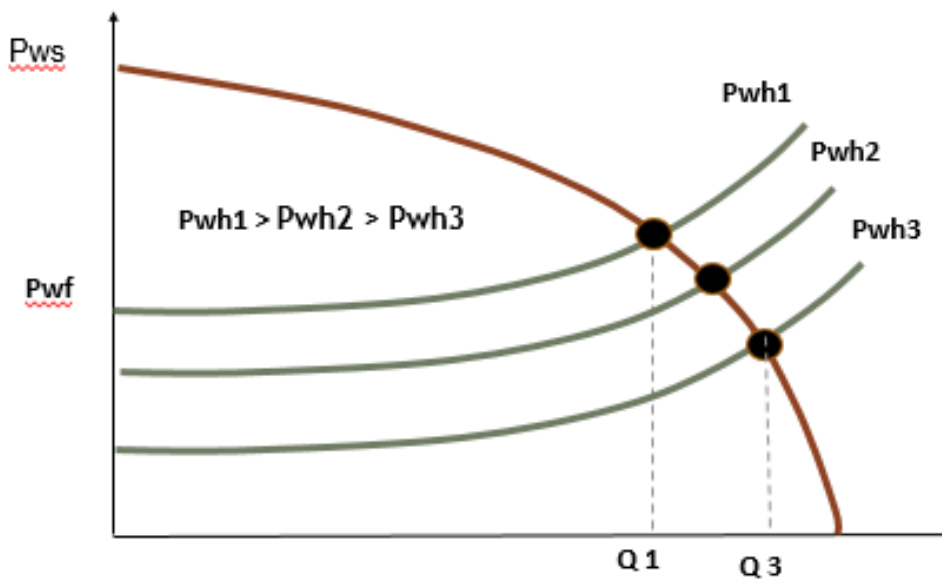
Perdidas de presión a lo largo de un Sistema de Extracción:







Que pasa con la producción, ¿si baja la presión de boca de pozo?



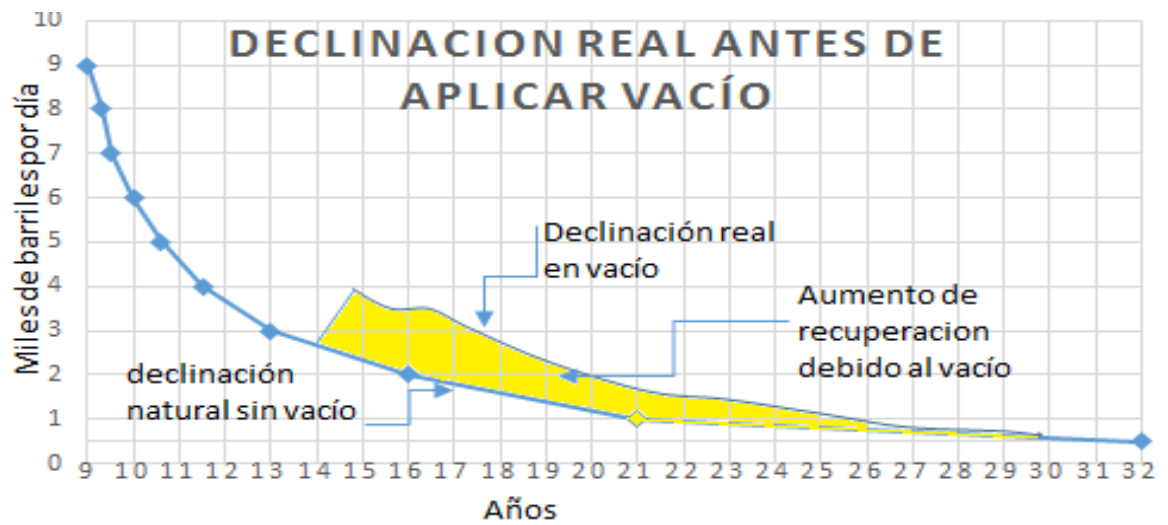
**Disminución de la presión de cabeza de pozo
(P_{wh})**

Producción:

Cada formación se comporta diferente en su respuesta al efecto de la contrapresión o a una reducción de la misma.

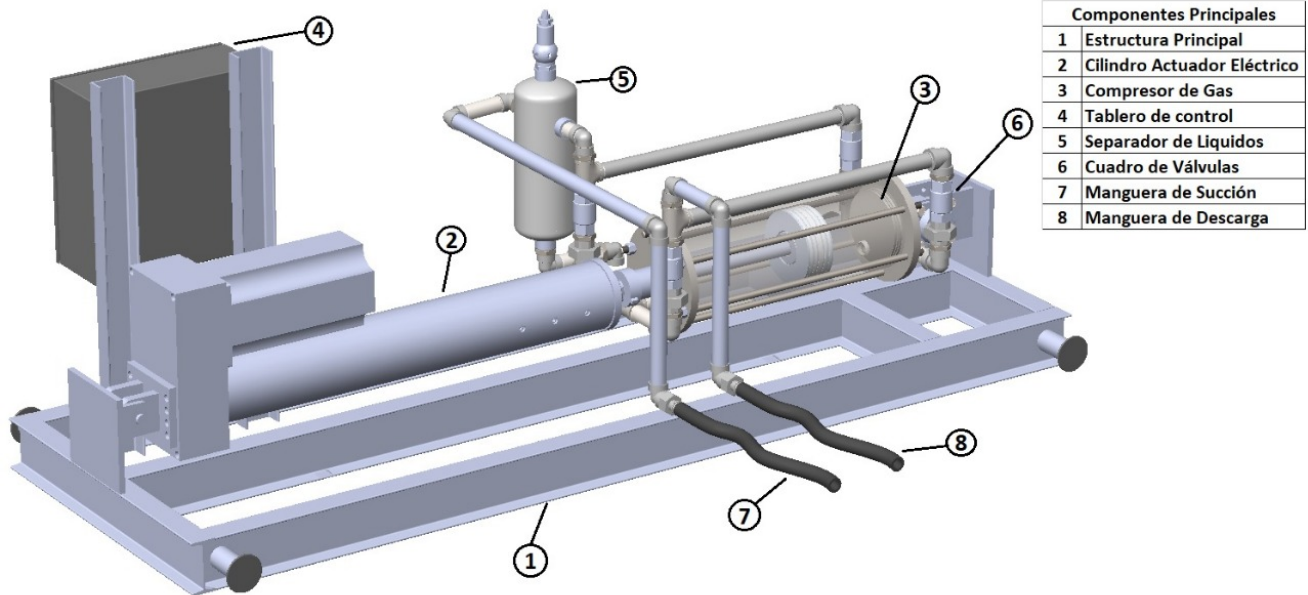
De una formación productora con buena porosidad y un buen índice de productividad (PI), se obtendrán los mejores resultados si se logra una reducción de la contrapresión. EL índice de productividad se define como la cantidad adicional de fluido que el pozo puede producir por cada libra (psi) de caída de presión (draw-down) obtenida en la formación.

En otras palabras, si un pozo tiene un PI de uno (1), por cada libra (psi) de presión que se alivie en la cara de la formación, el pozo producirá un (1) barril adicional de fluido. Por lo tanto, cuando se busca un incremento de producción, se deben buscar pozos con alto índice de productividad (PI). Por ejemplo, un pozo con un PI de 0,5 y una contrapresión en la boca de pozo de 50 psi, incrementará su producción en 25 bbls por día, cuando la presión en la cabeza sea reducida a cero (0) psi.



Compresor Individual de Gas en Boca de Pozo

Diseñados con la más alta tecnología, calidad y confiabilidad, los compresores individuales de boca de pozo, logran aumentar la vida útil de los pozos marginales con un rápido retorno de la inversión, incrementando la extracción y evitando la interferencia de gas de entre columna.



El uso de un compresor externo en reemplazo de un moto-compresor de gas recíprocante tradicional permite disminuir aún más la presión del gas en el anular del pozo, por su elevada relación de compresión y posibilidad de variar el régimen.

Se desarrolló un compresor de gas independiente, accionado por un motor eléctrico con un variador de velocidad que permite producir la cantidad necesaria de gas independientemente de las empujadas de la UBM.

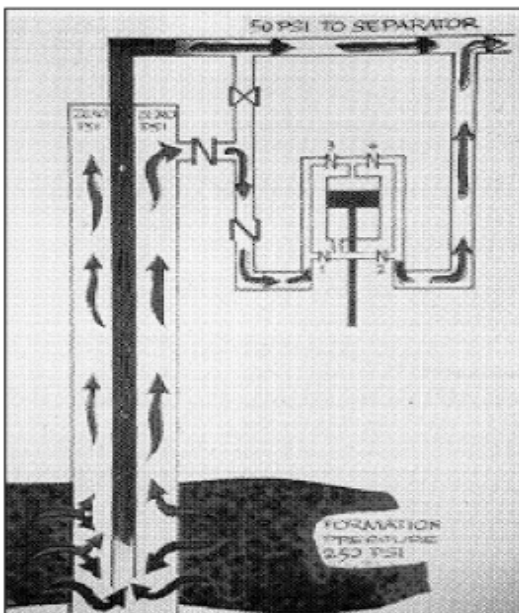
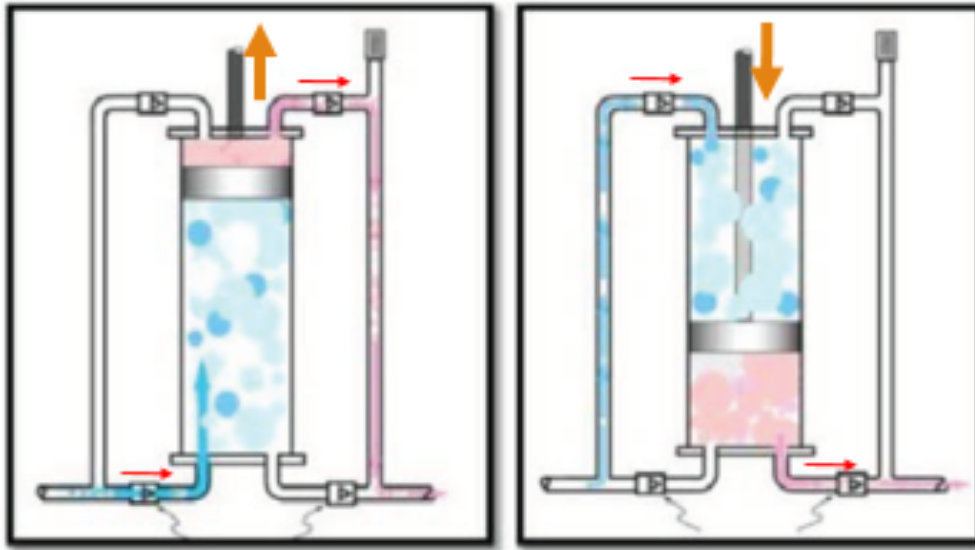
La independización de la frecuencia del accionar del compresor permite que sea de menor dimensiones.

El sistema consta de:

- Compresor externo (1 Cilindro, 1 pistón, 4 válvulas de retención y estructura soporte)
- Motor eléctrico y actuador
- Tablero de Control
- Skid portante
- Mangueras de succión y descarga

Descripción:

Sistema de compresión doble efecto, con 4 válvulas de retención que controlan los ciclos de compresión en las carreras del pistón. Permite disminuir la presión en el anular del pozo y descargar el gas en la línea de flujo o a un gasoducto.



La succión realizada por el compresor disminuye la contrapresión ejercida por el gas del anular en la cara de la formación productiva, permitiendo que fluya más gas y petróleo hacia el pozo.

TERMODINAMICA EN COMPRESOR

INTRODUCCIÓN

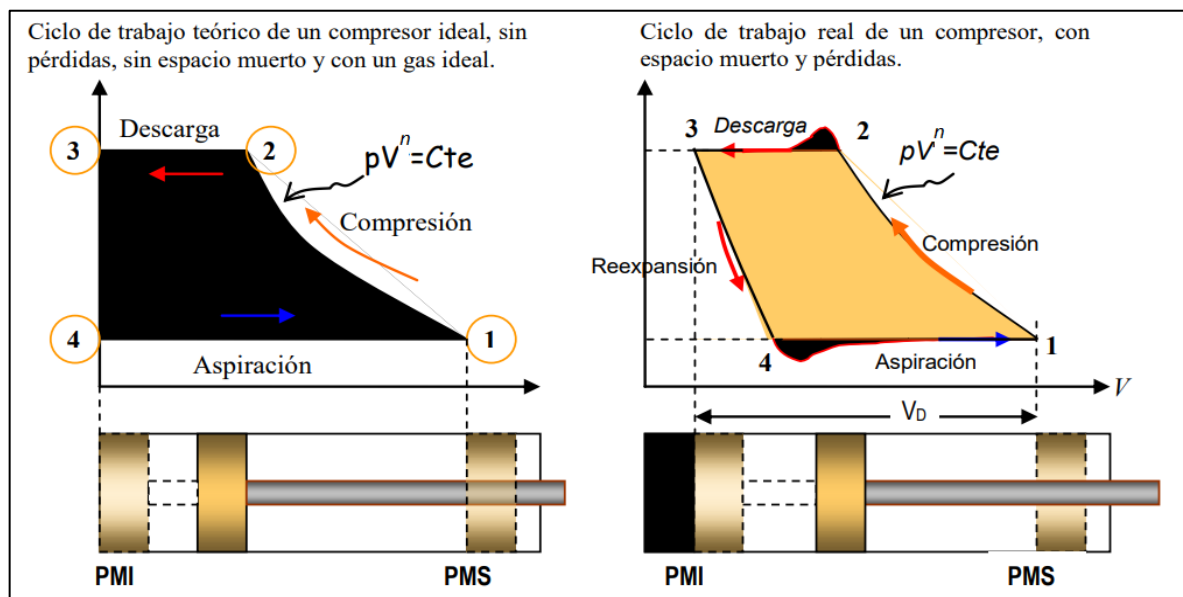
El análisis energético de los compresores para gases, es precisamente uno de los aspectos que deben considerarse al diseñar un compresor. Los compresores de gas son dispositivos en los que se efectúa trabajo sobre un fluido gaseoso, elevando su presión. El tipo de compresor a analizarse es de desplazamiento positivo o recíprocante (de acción doble).

OBJETIVO

Análisis termodinámico del proceso de compresión de gas natural realizado al interior del compresor y su consiguiente regulación de parámetros de operación tiene la finalidad de optimizar el caudal de gas de descarga y condiciones de trabajo adecuadas y seguras para evitar fallas en cualquiera de los componentes del sistema de compresión.

Termodinámica de la compresión

Para entender mejor el funcionamiento de los compresores es necesario realizar una evaluación termodinámica, en el cual observaremos como se ve afectada la presión y temperatura de un estado inicial a un estado final del gas natural.



Proceso de Compresión Politrópica

El Proceso de Compresión Politrópica sin enfriamiento es el que será analizado. Dicho proceso se utiliza en casos donde el calor generado en la compresión no pone en riesgo la operación del equipo, es decir, no pone en riesgo el proceso de compresión ni la destrucción o posible destrucción de los componentes del equipo. Los compresores de movimiento recíprocante tienen un volumen o espacio muerto entre la parte superior del pistón y la parte correspondiente del cilindro, y en tal localización se encuentran las válvulas de succión y descarga. El compresor es de doble acción, lo cual significa que realiza compresión en uno y otro sentido de su carrera. El pistón no se desplaza hasta tocar la parte superior del cilindro, por lo cual queda cierto espacio libre alrededor de las válvulas, que es conocido como volumen de espacio muerto y que generalmente se expresa como una fracción (o

porcentaje) del volumen de desplazamiento total, tal fracción recibe el nombre de coeficiente de espacio muerto, “c” (el valor de c varía por lo general entre 3% y 10%) y se define como:

$$c = \frac{\text{volumen espacio muerto}}{\text{volumen de desplazamiento}} = \frac{V_3}{V_D}$$

La ecuación que rige el Proceso de Compresión Politrópica es:

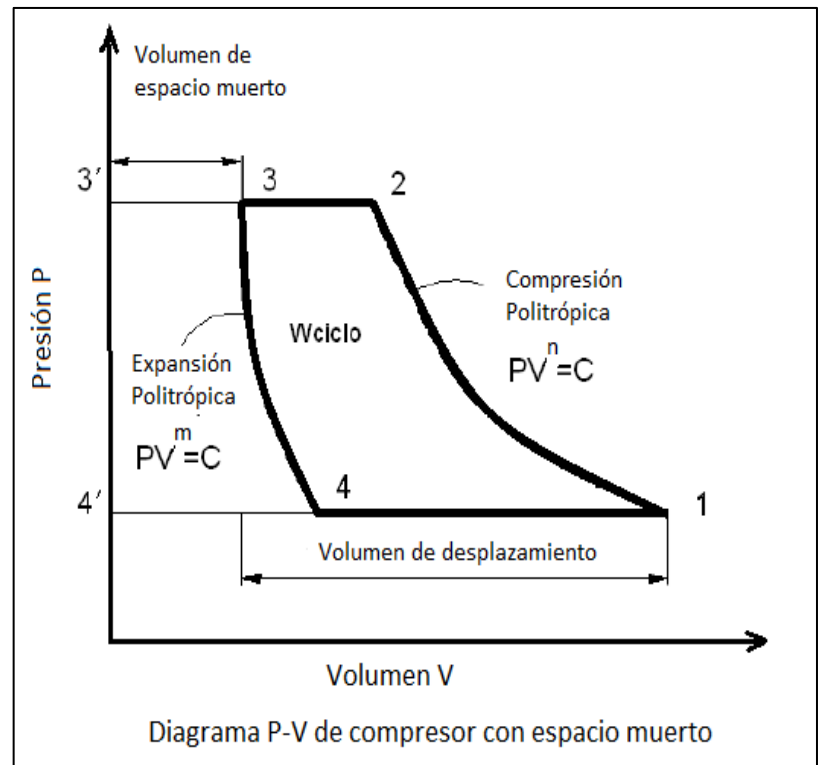
$$PV^n = C$$

En el punto 1, el gas es comprimido politrópicamente hasta el punto 2; en éste la válvula de descarga se abre.

El gas es expulsado a presión constante desde el punto 2 hasta punto 3.

En el punto 3, el pistón se encuentra en el límite superior de su carrera, y conforme retrocede, la válvula de descarga se cierra y el gas atrapado se expande hasta alcanzar el punto 4.

En éste último punto, la presión del cilindro es lo suficientemente baja para admitir nuevamente gas a través de la válvula de succión hasta llegar al punto 1 y completar así el ciclo de trabajo de un compresor con espacio muerto.



Trabajo de ciclo

$$w = \frac{n}{n-1} P_1 (V_1 - V_4) \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(n-1)/n} \right]$$

de gas que puede entrar en el compresor.

Esta ecuación representa el trabajo cíclico que corresponde a un compresor con espacio muerto. El termino $(V_1 - V_4)$ representa la cantidad de gas que entra al cilindro a T_1 y P_1 . Cuanto más pequeño sea el volumen de espacio muerto, tanto mayor será el volumen

Eficiencia Volumétrica

$$\eta_v = \frac{\text{Volumen aspirado}}{\text{Volumen desplazado}} = \frac{V_1 - V_4}{V_D}$$

La eficiencia volumétrica ideal, η_v , es la razón entre el volumen del gas aspirado y la máxima cantidad posible de gas que podría ser admitida, es decir, el volumen de desplazamiento, V_D .

Relación de Temperaturas

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}}$$

Para el proceso de compresión politrópico, la relación de temperaturas de entrada (T_1) y descarga (T_2) a utilizar será la siguiente:

$$V_1 = V_D + cV_D$$

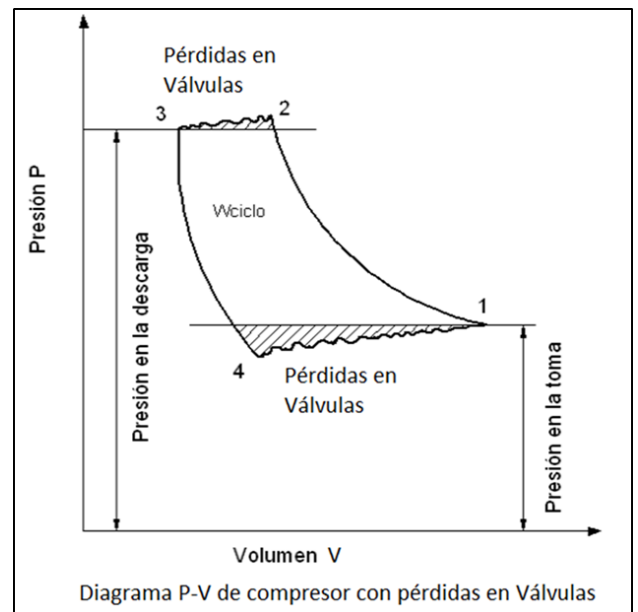
Eficiencia volumétrica ideal

$$\eta_v = 1 + c - c \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/n}$$

Eficiencia volumétrica ideal (VD en función a "c", P_1 y P_2)

$$\eta_{v(real)} = \eta_v \left(\frac{P_1}{P_0} \right) \left(\frac{T_0}{T_1} \right)$$

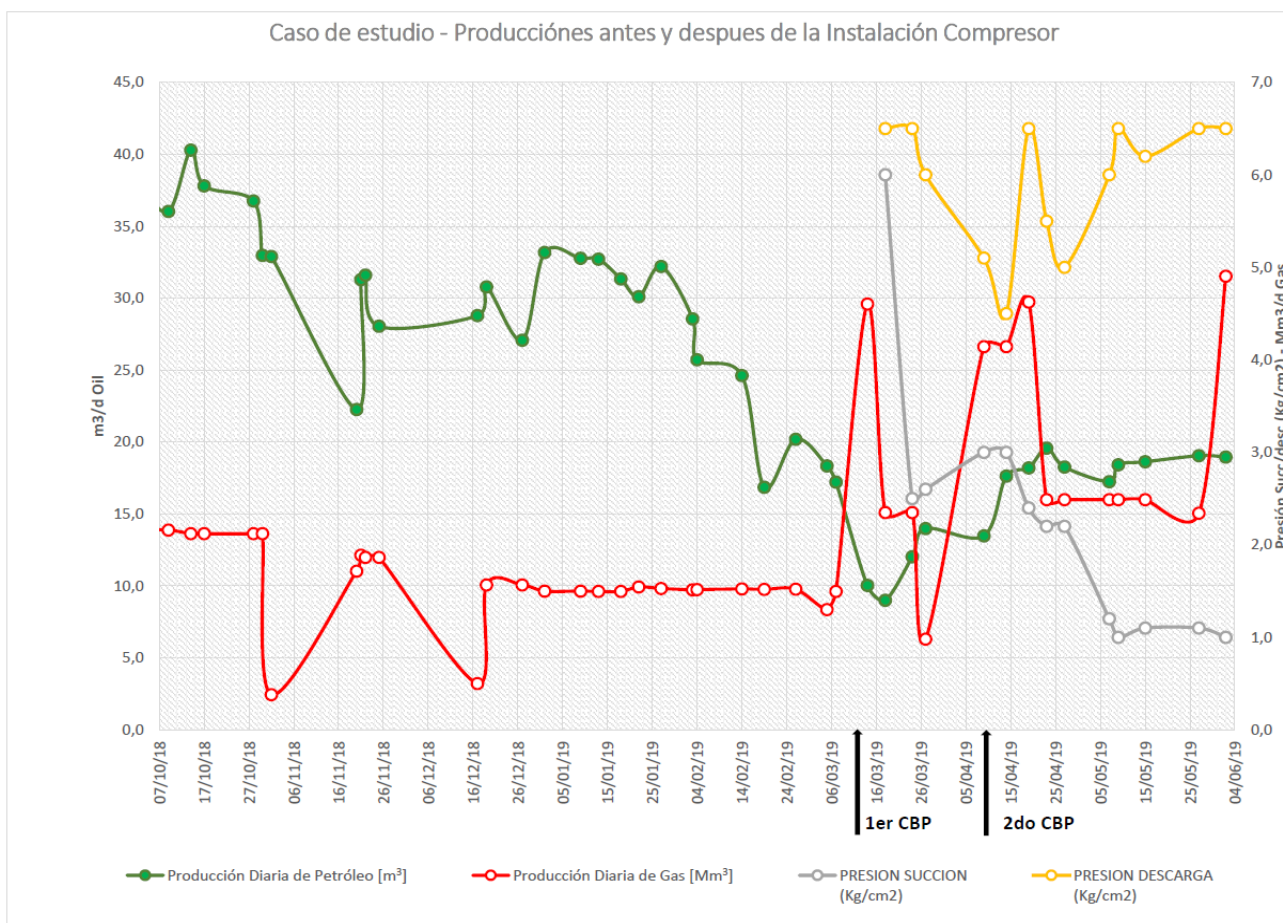
Eficiencia volumétrica real (en función a relación P_0 P_1 T_0 T_1)



Caso de estudio:

Inicialmente se tomaron las mediciones físicas correspondientes y se evaluó la viabilidad de colocar un compresor individual de boca de pozo en una locación de un yacimiento maduro determinándose la instalación de una unidad a modo de prueba. Luego de un mes la producción aumentó considerablemente a raíz de la disminución de la presión en boca de pozo. Al disminuir la presión dinámica de fondo el diferencial entre la presión del reservorio y la presión en el fondo aumento lo que posibilito mayor aporte, en consecuencia, mayor nivel y se pudo extraer mas crudo. Además, aumento la producción de gas que se encontraba retenida en el espacio anular.

Al ver que la prueba era exitosa y que el caudal de gas del pozo superaba el manejado por el compresor, se colocó un segundo compresor en paralelo, posibilitando bajar aún más la presión del anular y obtener mas producción.



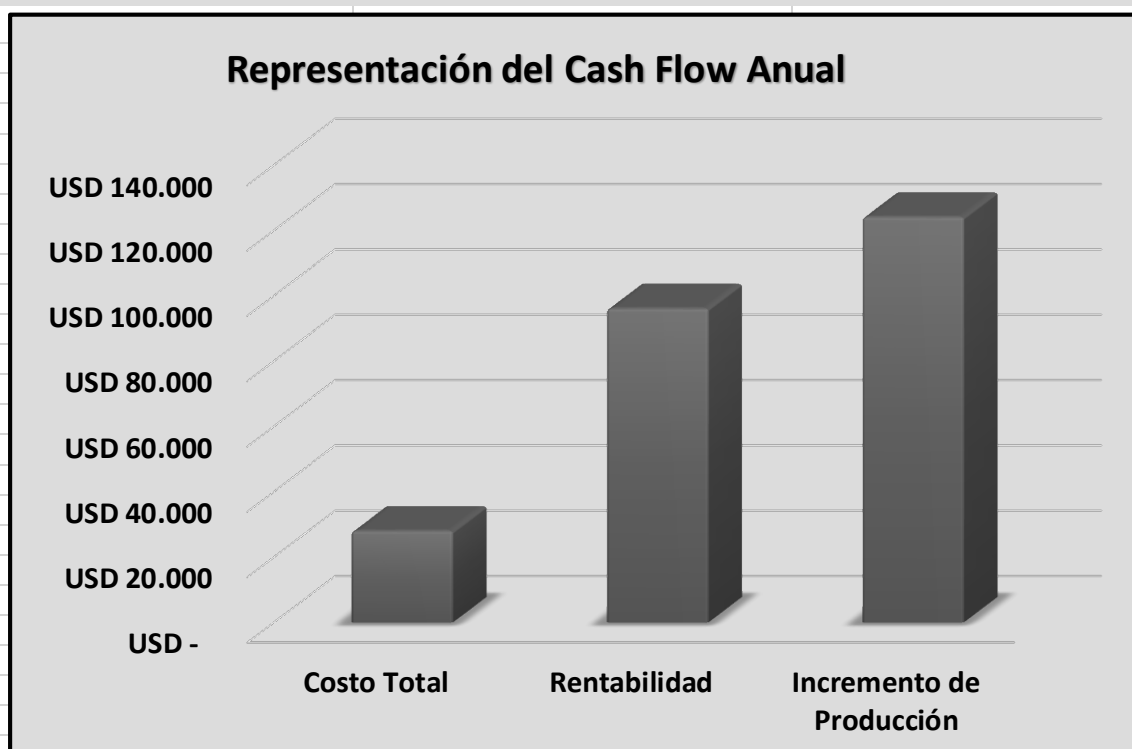


Ejemplo de calculo de compresor (caso de estudio)

CÁLCULO COMPRESORES		Doble o simple efecto	
unidad de presión medida		☐ kg/cm2	☐ PSI ☒ BAR
presión manométrica de succión (casing o colector) A	1		
presión manométrica de descarga (contra-presión de línea) B	6		
cantidad de efectos	2		
presión absoluta de succión	2,0 Kg/cm2 (a)		
presión absoluta de descarga	7,1 Kg/cm2 (a)		
diferencial de presión	Δp : 5,1 Kg/cm2	Δp : 73 PSI	
relación de compresión (R_{comp}) -entre presiones ABSOLUTAS- máx. ref.	3,52 :1		
$\varnothing$ cilindro	203,20 mm	8, " (pulg)	
carrera efectiva	355,60 mm	14, " (pulg)	
carrera máxima	431,80 mm	17, " (pulg)	
cilindrada Máx. cámara inferior (sin vástago) [Vi]	0,011532 Nm3		
cilindrada Máx. cámara superior (con vástago) [Vs]	0,011531 Nm3		
CÁLCULO DE ESFUERZO EN EL VASTAGO			
esfuerzo por presión	1653,4		
peso del equipo	0,0		
fuerza total en el vástago [Kg]	1653,4		
fuerza total en el vástago [N]	16220,2		
cálculo DE LA SECCION POR PANDEO			
coeficiente de seguridad para carga	3,5		
módulo de elasticidad [N/cm2]	2,10E+06		
diámetro mínimo del vástago para la carga dada	0,9 " (pulg)	22,2 mm	
DIAMETRO SELECCIONADO PARA EL VASTAGO	1,5 " (pulg)	38,1 mm	
CAMARA SUPERIOR			
limitación carrera antes de PMS	1,5 " (pulg)		
carrera reducida a	393,70 mm		
espacio nocivo cámara superior por reducción de carrera	0,000049 Nm3		
espacio nocivo por volumen conductos (cañerías y válvulas)	0,000279 Nm3		
diámetro de tubería de gas	1, " (pulg)		
longitud de la cañería desde cámara hasta válvulas de retención - entrada y salida - [m]	0,5m		
cilindrada efectiva cámara superior (descontando espacio nocivo sup y vástago)	0,011482582 Nm3		
CAMARA INFERIOR			
limitación carrera antes de PMI	1,5 " (pulg)		
carrera reducida a	393,70 mm		
espacio nocivo cámara inferior por reducción de carrera	0,000049 Nm3		
espacio nocivo por volumen conductos (cañerías y válvulas)	0,000279 Nm3		
diámetro de tubería de gas	1, " (pulg)		
longitud de la cañería desde cámara hasta válvulas de retención - entrada y salida - [m]	0,5m		
cilindrada efectiva cámara inferior	0,011483208 Nm3		
Cilindrada efectiva del compresor (suma ambas cámaras) @ presión entrada ABSOLUTA	0,045062206		
Volumen nocivo superior @ presión entrada (solo a título informativo)	0,000661 Nm3		
Volumen nocivo inferior @ presión entrada (solo a título informativo)	0,000661 Nm3		
CÁLCULO DE CAUDALES (EN Nm3)			
frecuencia VSD	57	37 GPM	
golpes por minuto	37		
Rendimiento volumétrico	85%	en PIES cúbica	
caudal efectivo máximo / minuto	1 Nm3/min	50 CF/min	
caudal efectivo máximo / hora	85 Nm3/h	3003 CF/h	
caudal efectivo máximo / día 24 hs	2041 Nm3/DIA	72 MCFD	
CÁLCULO DE TEMPERATURAS DE DESCARGA			
Gas a comprimir (natural o aire o calcular [en hoja composición del gas])	natural		
Exponente K (tabulado o calcular en hoja 2: "composición del gas")	Coeficiente $k=Cp/Cv = 1,26$		
Temperatura de entrada en °C	20 °C		
Temperatura de entrada en °R	528 °R		
Temperatura de salida en °R	684 °R		
Temperatura de salida en °C	107,0 °C		
CÁLCULO DE POTENCIA ABSORBIDA			
Rendimiento mecánico	80%		
Potencia en HP	5,9 HP		
Potencia en KW	4,4 KW		

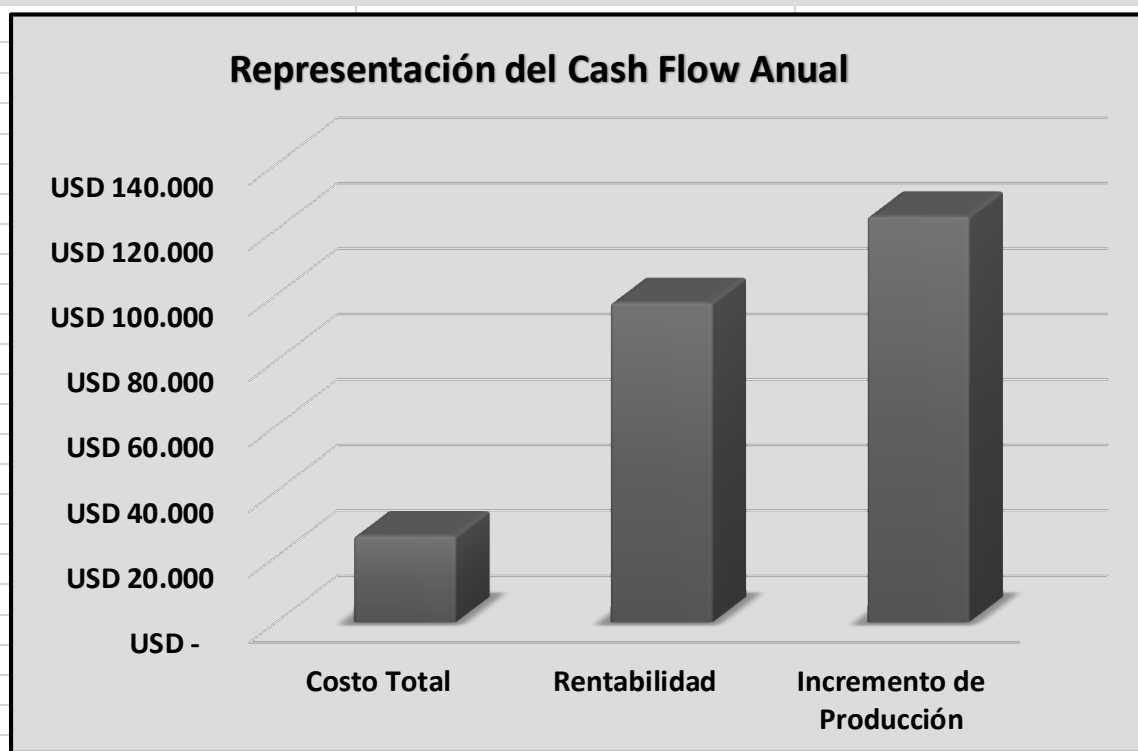
Ejemplo de evaluación económica de la instalación de compresores (Adquisición de equipos)

EVALUACIÓN ECONÓMICA INSTALACIÓN COMPRESOR DE GAS PARA BOCA DE POZO (COMPRA EQUIPO)			
Despues de Instalar el Compresor (Evaluación Anual)			
Costo Total	Rentabilidad		Incremento de Producción
USD 28.000	USD	96.100	USD 124.100
Precio venta del GAS	USD	2,00	MCF
Precio venta del PETROLEO	USD	40,00	Barril
Costo de Compra Compresor	USD	22.000,00	Por Unidad de Compresor
Costo de Mantenimiento	USD	200,00	Por mes
Costo de Electricidad	USD	300,00	Por mes
Antes			
Producción de gas		20	MCFD
Producción de petroleo		10	BPD
Despues			
Producción de gas		30	MCFD
Producción de petroleo		18	BPD
Evaluación de la inversión			
Retorno sobre la Inversión (ROI)	USD	96.100,00	343%
Período de repago (Payback)		3 meses	
Valor Actual Neto (VAN)	\$	61.187,17	
Tasa de descuento (Anual)		15%	
	Antes		Despues
Gas, MCF	20		30
Oil, BPD	10		18



Ejemplo de evaluación económica de la instalación de compresores (Rental)

EVALUACIÓN ECONÓMICA INSTALACIÓN COMPRESOR DE GAS PARA BOCA DE POZO (ALQUILER EQUIPO)					
Despues de Instalar el Compresor (Evaluación Anual)					
Costo Total		Rentabilidad		Incremento de Producción	
USD	26.400	USD	97.700	USD	124.100
Precio venta del GAS	USD	2,00	MCF		
Precio venta del PETRÓLEO	USD	40,00	Barril		
Rental Compresor	USD	2.200,00	Mes		
Costo de Electricidad	USD	300,00	Por mes		
Antes					
Producción de gas		20	MCFD		
Producción de petróleo		10	BPD		
Despues					
Producción de gas		30	MCFD		
Producción de petróleo		18	BPD		
Evaluación de la inversión					
Retorno sobre la Inversión (ROI)	USD	97.700,00	370%		
Período de repago (Payback)		1 meses			
Valor Actual Neto (VAN)	\$	84.680,27			
Tasa de descuento (Anual)		15%			
		Antes		Despues	
Gas, MCF		20		30	
Oil, BPD		10		18	

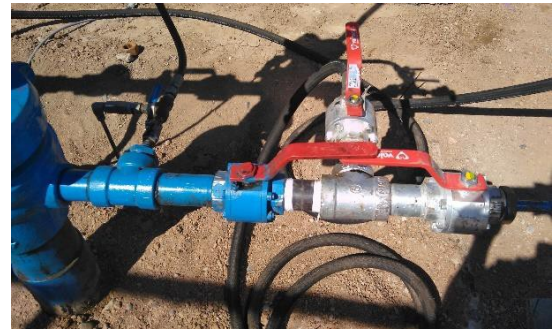




Diagramas de conexión en boca de pozo



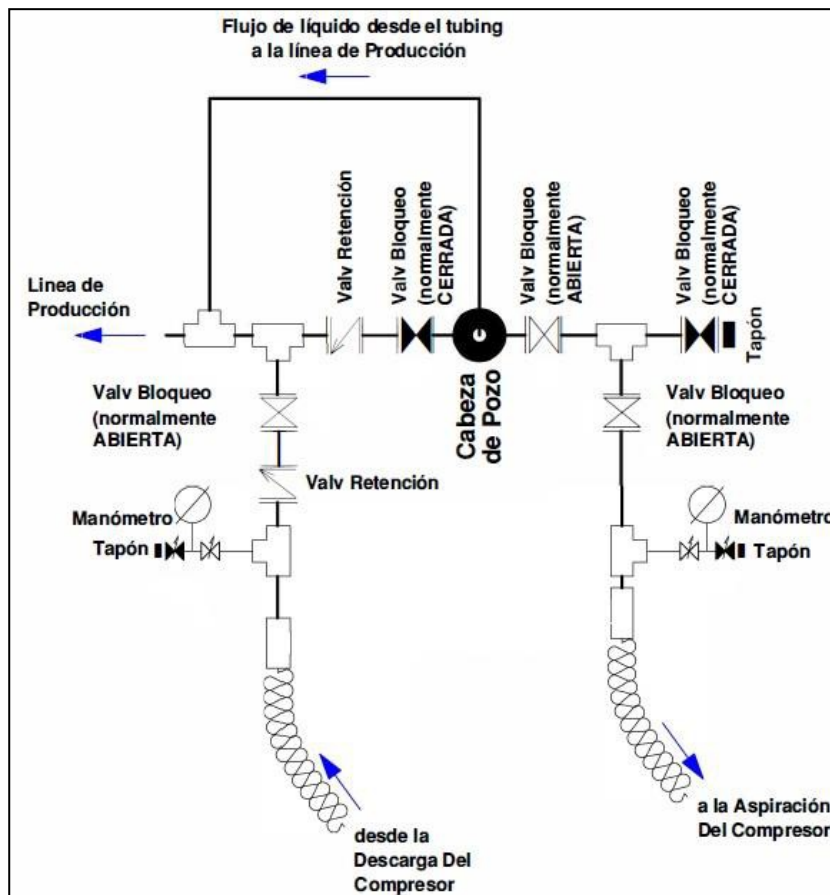
Cuadro de Producción y
equipo instalado



Línea de Aspiración



Línea de Descarga



Flow Sheet Cabeza de
Pozo

Conexión en paralelo: Posibilidad de incrementar el caudal a desplazar.

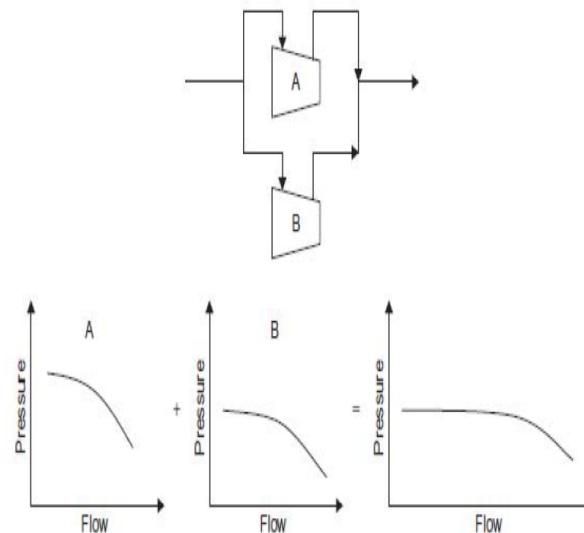
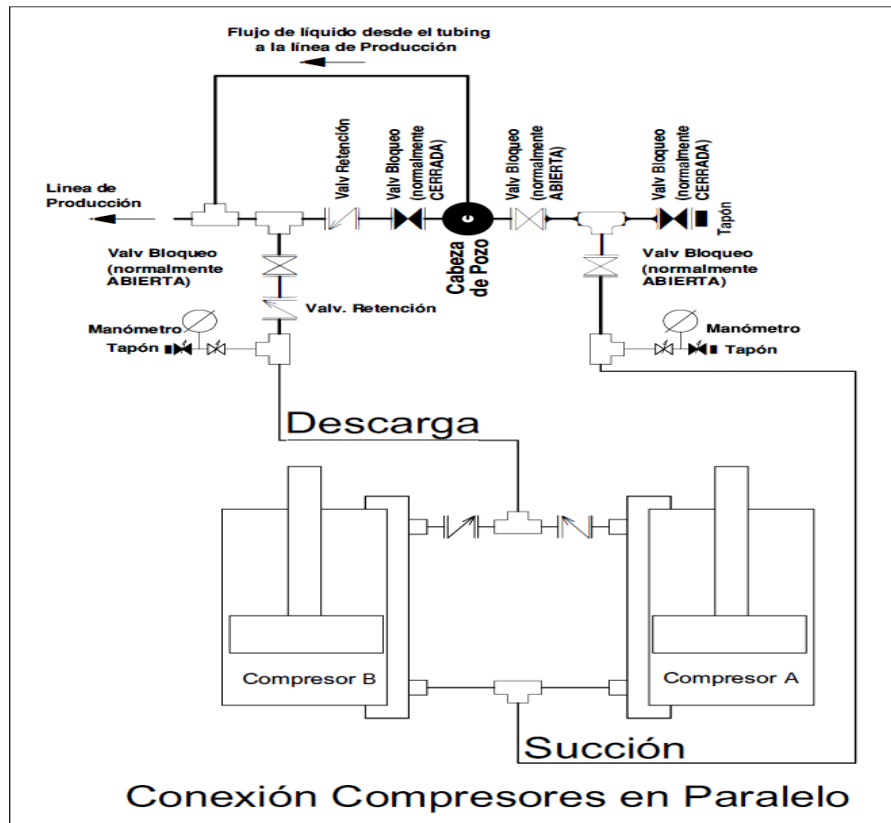


FIGURE 2.21

Compressors in parallel.

Conexión en serie: Posibilidad de trabajar con mayores presiones de descarga logrando dos etapas.

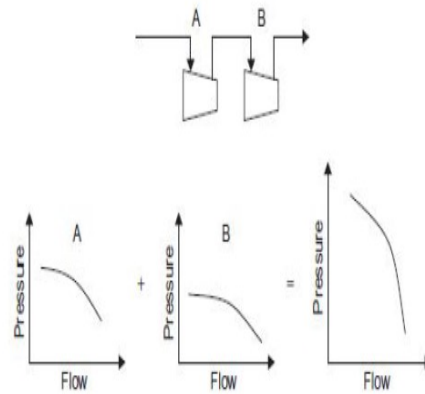
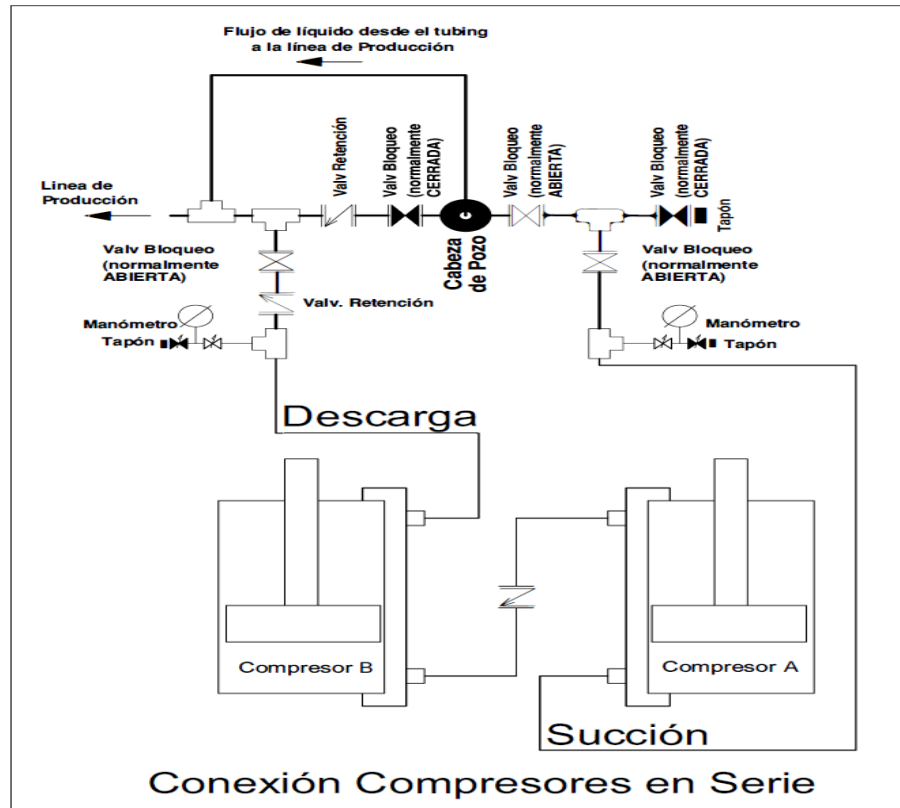


FIGURE 2.22

Compressors in series.



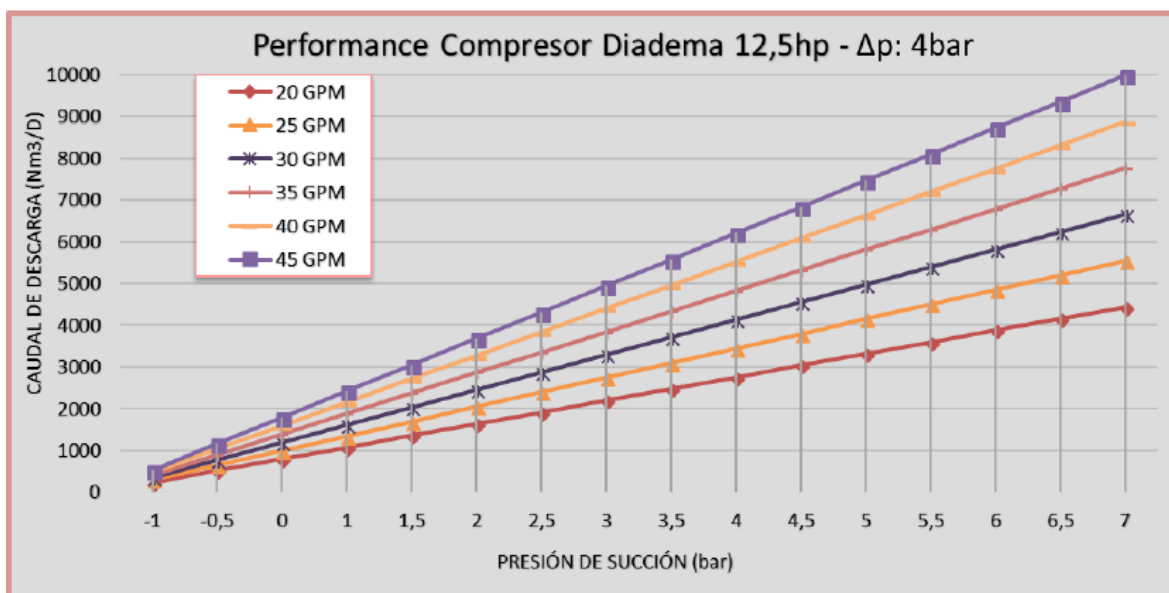
Tabla de volúmenes en función a las presiones de succión y velocidad del compresor

Características del compresor Diadema

Modelo: 9"x14" 9,2kW - Δp : 4 bar

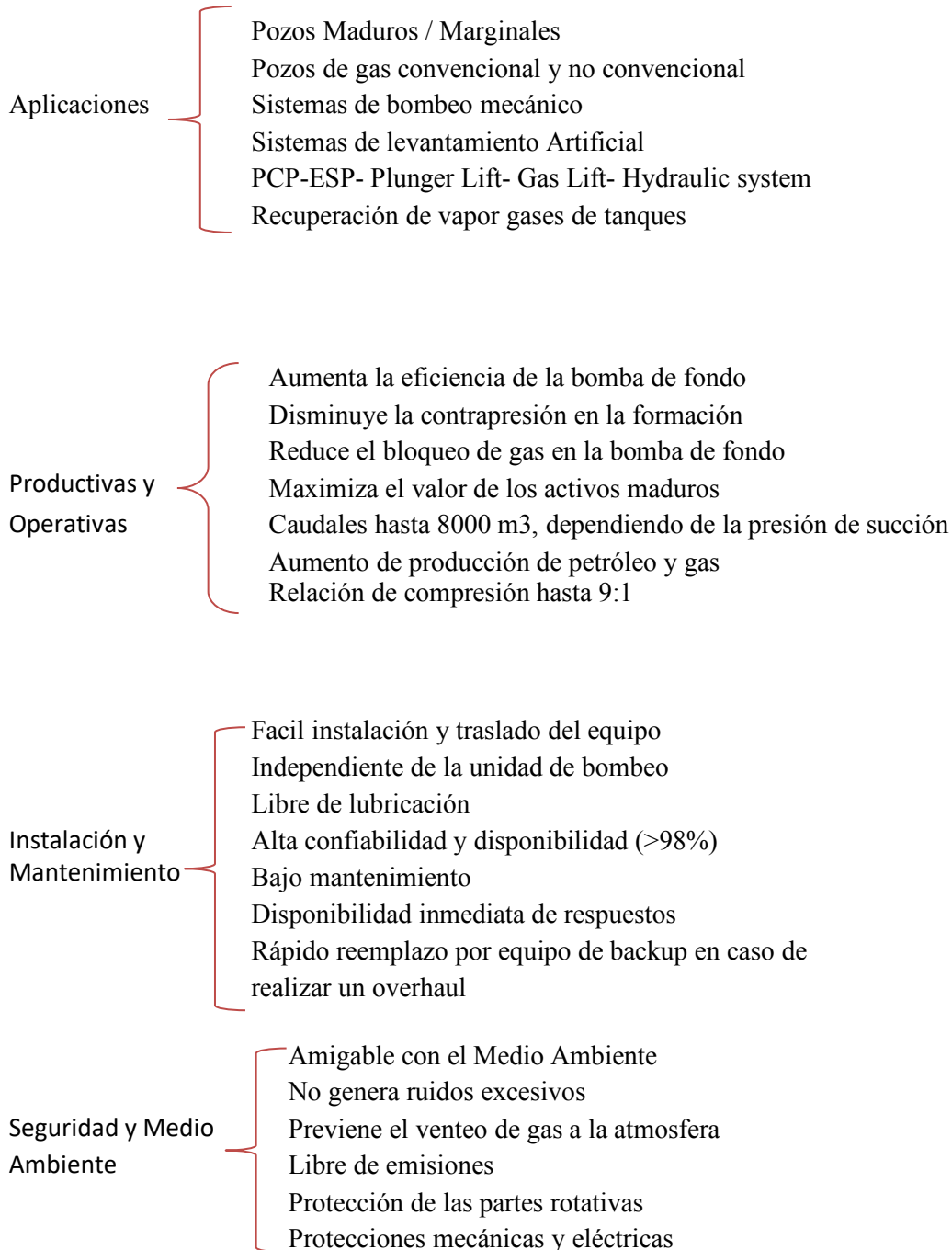
TABLAS DE CAUDALES DE DESCARGA: Nm³/D

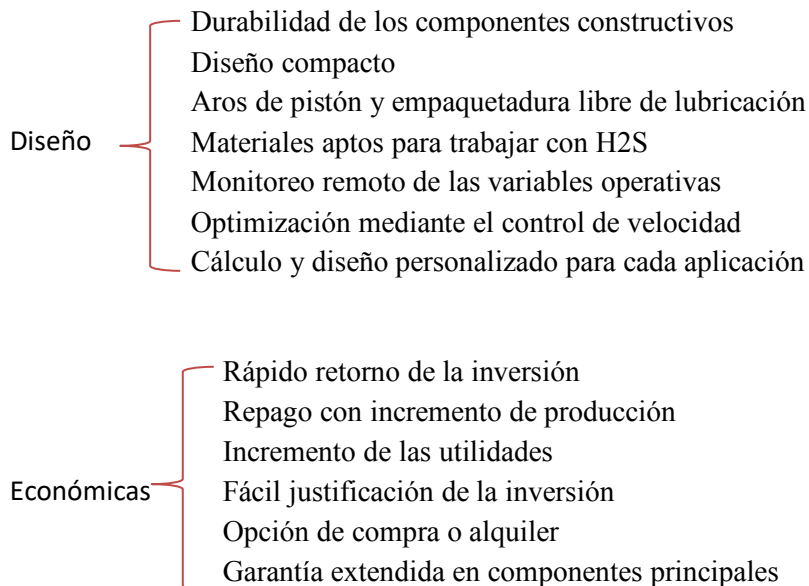
P succión	RPM de salida en caja reductora					
(barg)	20 GPM	25 GPM	30 GPM	35 GPM	40 GPM	45 GPM
-1	236,64	295,81	354,97	414,13	473,29	532,45
-0,5	516,81	646,01	775,21	904,42	1033,62	1162,82
0	796,97	996,22	1195,46	1394,70	1593,95	1793,19
1	1077,14	1346,42	1615,71	1884,99	2154,28	2423,56
1,5	1357,30	1696,63	2035,96	2375,28	2714,61	3053,93
2	1637,47	2046,84	2456,20	2865,57	3274,94	3684,30
2,5	1917,63	2397,04	2876,45	3355,86	3835,27	4314,68
3	2197,80	2747,25	3296,70	3846,15	4395,60	4945,05
3,5	2477,96	3097,45	3716,95	4336,44	4955,93	5575,42
4	2758,13	3447,66	4137,19	4826,72	5516,26	6205,79
4,5	3038,29	3797,87	4557,44	5317,01	6076,59	6836,16
5	3318,46	4148,07	4977,69	5807,30	6636,92	7466,53
5,5	3598,62	4498,28	5397,93	6297,59	7197,25	8096,90
6	3878,79	4848,48	5818,18	6787,88	7757,58	8727,27
6,5	4158,95	5198,69	6238,43	7278,17	8317,91	9357,64
7	4439,12	5548,90	6658,68	7768,46	8878,24	9988,01





Características, ventajas y beneficios:





Conclusiones

La reducción de la presión del espacio anular se ha demostrado durante mucho tiempo como un medio para aumentar la producción de petróleo. La principal forma de hacerlo fue liberando la contrapresión a la atmósfera. Con el compresor de gas individual se puede lograr el mismo propósito y capturar el gas de forma segura para el medio ambiente eliminando la presión. Otro método para efectuar un cambio en la presión del fondo del pozo era aplicar una contrapresión significativa en la tubería. Esto causa una falla prematura del empaque y a menudo colapso de la barra y fallas de la bomba. Esto también puede minimizarse usando un compresor individual para reducir la presión del casing y, por lo tanto, aumentar el diferencial entre los punzados y la formación del pozo.

Los resultados del caso de estudio son altamente positivos, logrando la recuperación de producción del pozo reduciendo la presión del espacio anular con la aplicación de compresores de boca de pozo individuales. Observando el análisis económico vemos que tanto en el caso que la operadora decida comprar el equipo o rentarlo, se observa un alto retorno de la inversión por el incremento de la producción y un repago en un corto tiempo.

A modo de resumen de las conclusiones generales podemos observar el siguiente cuadro:



Referencias

Reciprocating Compressors: Operation and Maintenance - Por Heinz P. Bloch, John J. Hoefner.

Compressors: Selection and Sizing - Por Royce N. Brown.

Specification for Packaged Reciprocating Compressors for Oil and Gas Production Services – API 618.

Aplicaciones de Compresores de Viga en un Campo Marginal - By Fernando Velásquez (Tecpetrol)- Mark Lancaster & Charlie McCoy (Permian Production).

Well performance manual – By Schlumberger.

Production optimization using nodal analysis – By Dale Beggs.

Breve Cv de los autores

Nicolas Luciano Losini

Ingeniero Mecánico – Universidad Tecnológica Nacional – Argentina – (Cursando último año)

Otras titulaciones:

Project Management – International Business Management Institute - Alemania
Business Management–Mini-MBA – International Business Management Institute - Alemania
Oil & Gas Courses (From exploration to distribution) – IFP School – Francia
Experto Universitario en Gestión de Activos Físicos y Mantenimiento – UTN – Argentina

Actualmente se desempeña como Product Manager en la empresa Diadema desarrollando y gestionando los negocios y productos de la empresa destinados al Oil & Gas como ser: motores a gas para aplicaciones de Bombeo Mecánico y PCP & Compresores de Gas para boca de pozo.

Enrique Tomas Cáceres

Ingeniero ElectroMecanico – Universidad de Belgrano - Argentina
Becado: por AOTS programa para PLAE (Programa para Empresarios Latinoamericanos en Japón)
Curso Tenaris sobre Shale & Tight GAS (Caso especial de Vacas Muerta Field)
Miembro del SPE; Sociedad de Ingenieros Petroleros.
Miembro personal del INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y GAS. IAPG.

Experiencia en Ingeniería de procesos y proceso técnico comercial de contrataciones de instalaciones industriales eléctricas e instrumentación.

Ha desarrollado programas de inversión y certificación de las obras en base a los programas de trabajo establecidos.

Desde el año 1987 se desempeña en la firma JICEC SA de la cual forma parte de la Dirección, habiendo intervenido en la mayoría de las obras eléctricas y de instrumentación realizadas por la misma.

Entre sus principales en obras para los Laboratorios BYK LIPRNDI SA, CERVECERIA Y MALTERIA QUILMES, tanto en la planta de Quilmes, como de Zárate, Corrientes Mendoza y de la republica del Paraguay y Bolivia.

1999 al presente: se incorpora en la división Petróleo y Gas de la compañía como Director de Desarrollo de Nuevos Negocios, internacionalizando los motores de baja velocidad y bajo mantenimiento.

Se ha especializado en sistemas de producción artificial y tecnologías para yacimientos maduros. Actualmente en el desarrollo de incorporar tecnología para mejorar la producción en pozos marginales, campos maduros y no convencionales y la incorporación de Sistemas de Levantamiento de producción Artificial.



Gilberto Orozco

Edad: 66 años

1987: Licenciado en Petróleo y Gas- Instituto de Enseñanzas Superiores Manuel Belgrano- Caleta Olivia- Santa Cruz

1992: Ingeniero de Petróleo – UNPA UACO – Caleta Olivia – Santa Cruz

Función Actual: Diadema Engine, Asesoramiento técnico, aplicación de diversos materiales y elementos en la industria petrolera.

Experiencia Profesional: 43 años de experiencia en la industria petrolera. Technical Advisor en diseños de sistemas de extracción y temas en general de Ingeniería de Extracción y Producción.

Capacitación en sistemas de extracción, diseños. Consultoría.

Empresas: YPF, Weatherford Arg, Esexhi SRL, Oilproduction, Pemex.