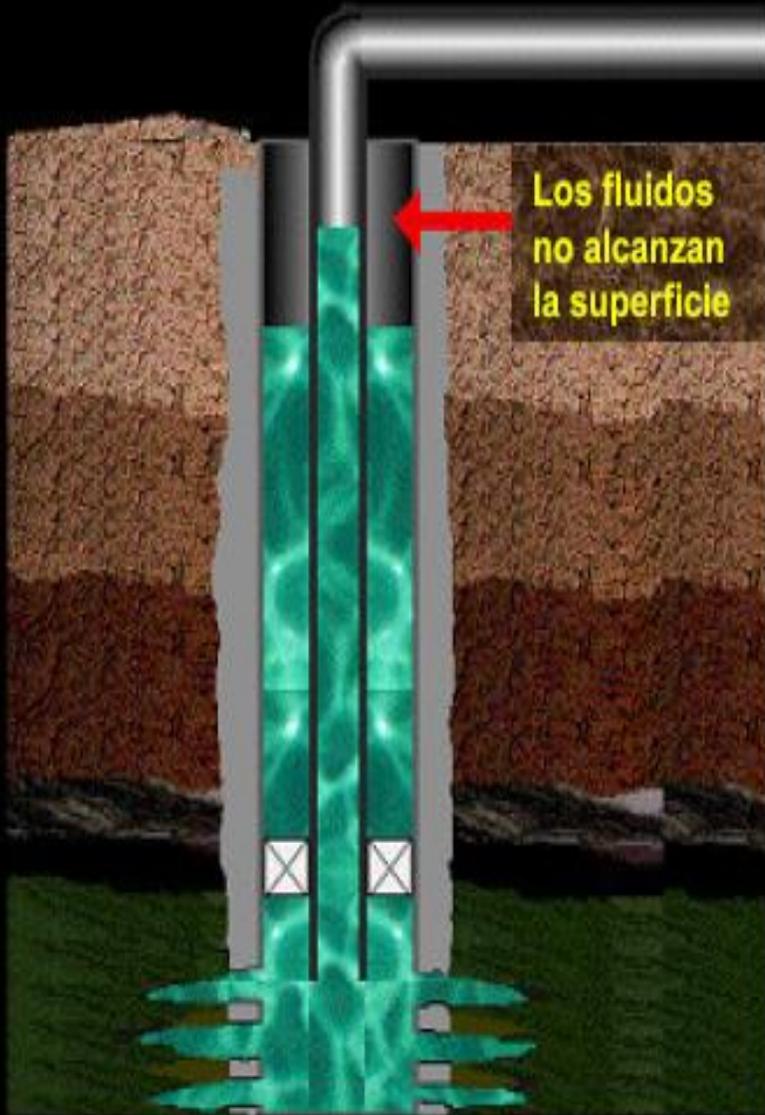
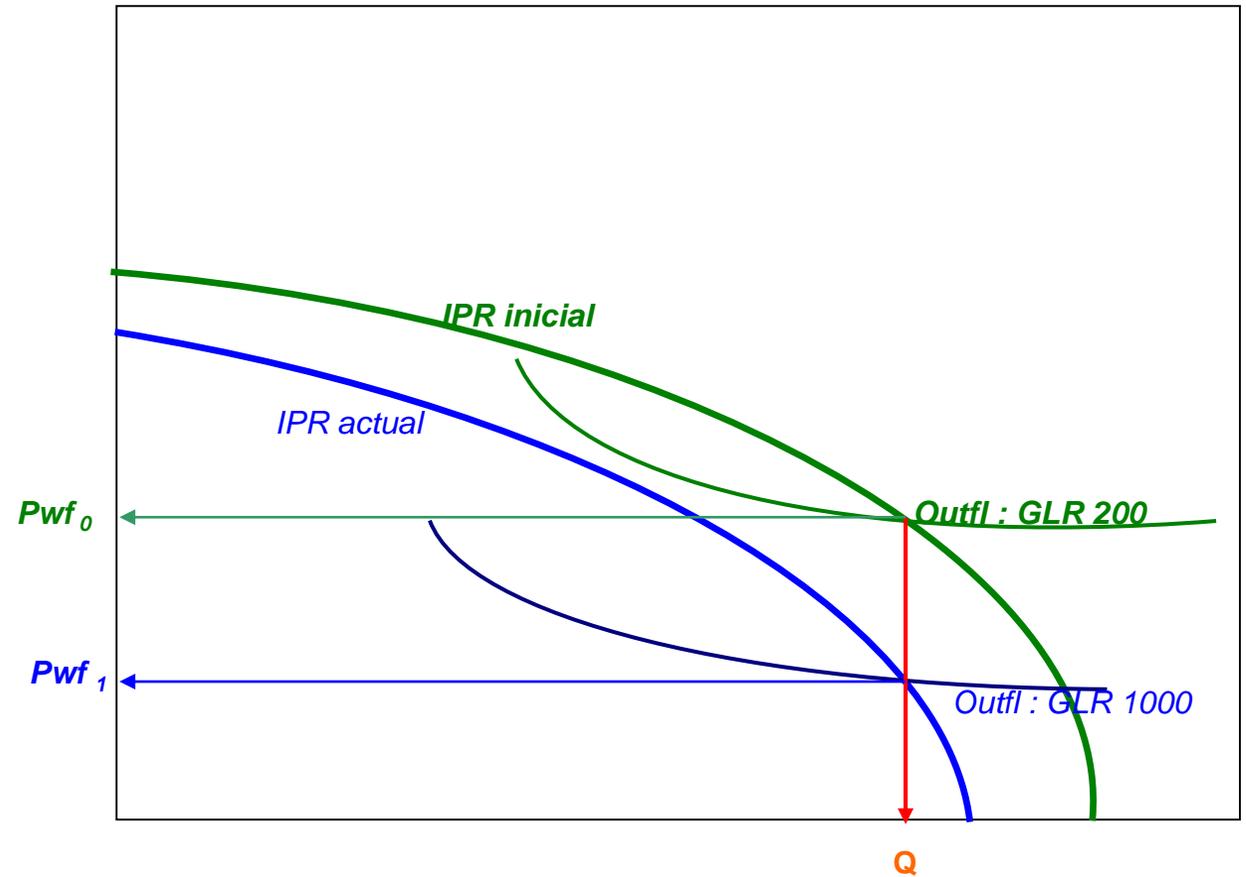


El pozo no surge naturalmente

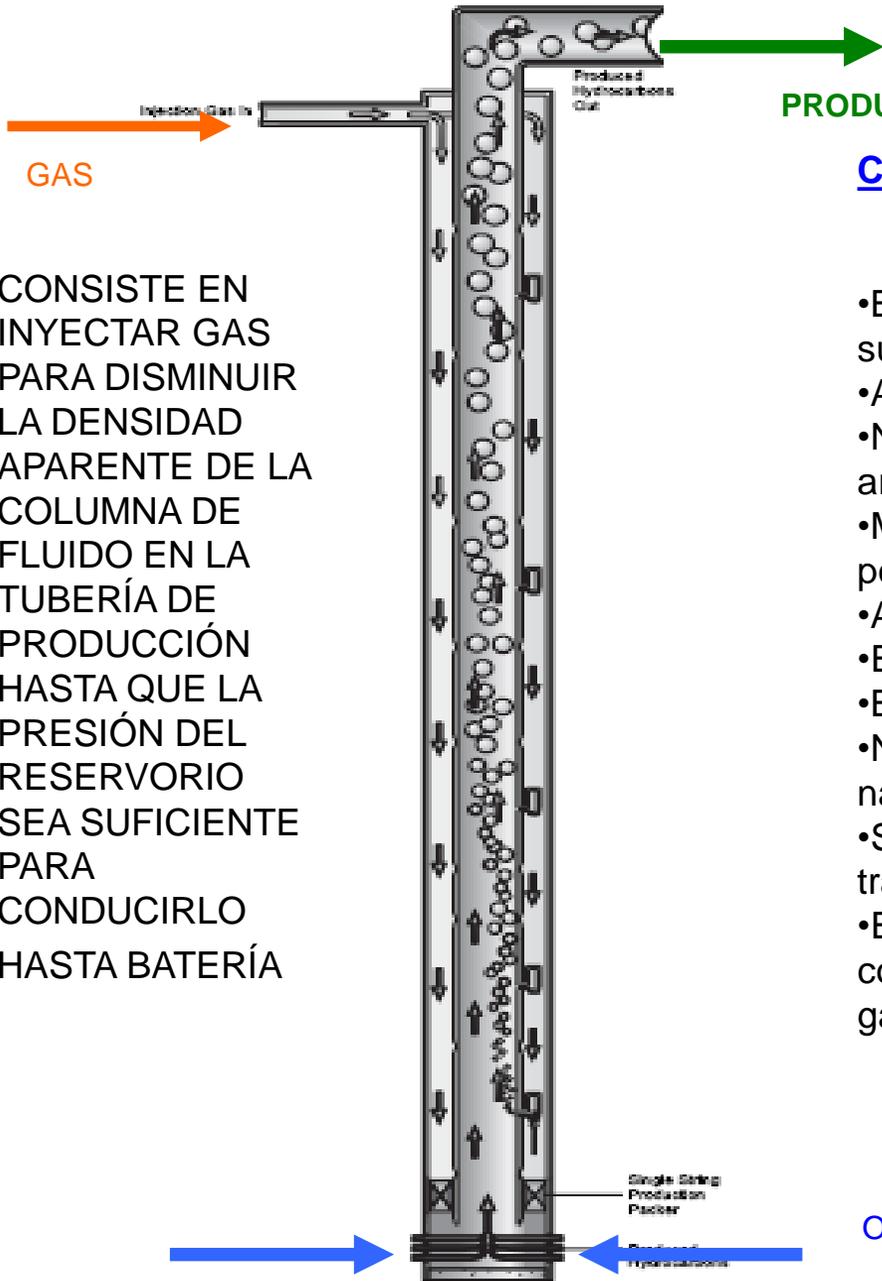


SURGENCIA NATURAL vs GAS LIFT

Cuando la presión inicial del yacimiento disminuye el pozo deja de producir por surgencia natural. La curva de outflow para la GLR original no corta la IPR.



Para restablecer la producción se puede adicionar gas, aumentando la GLR de 200 a 1000 , con lo que se modifica la curva de outflow y se mantiene el caudal



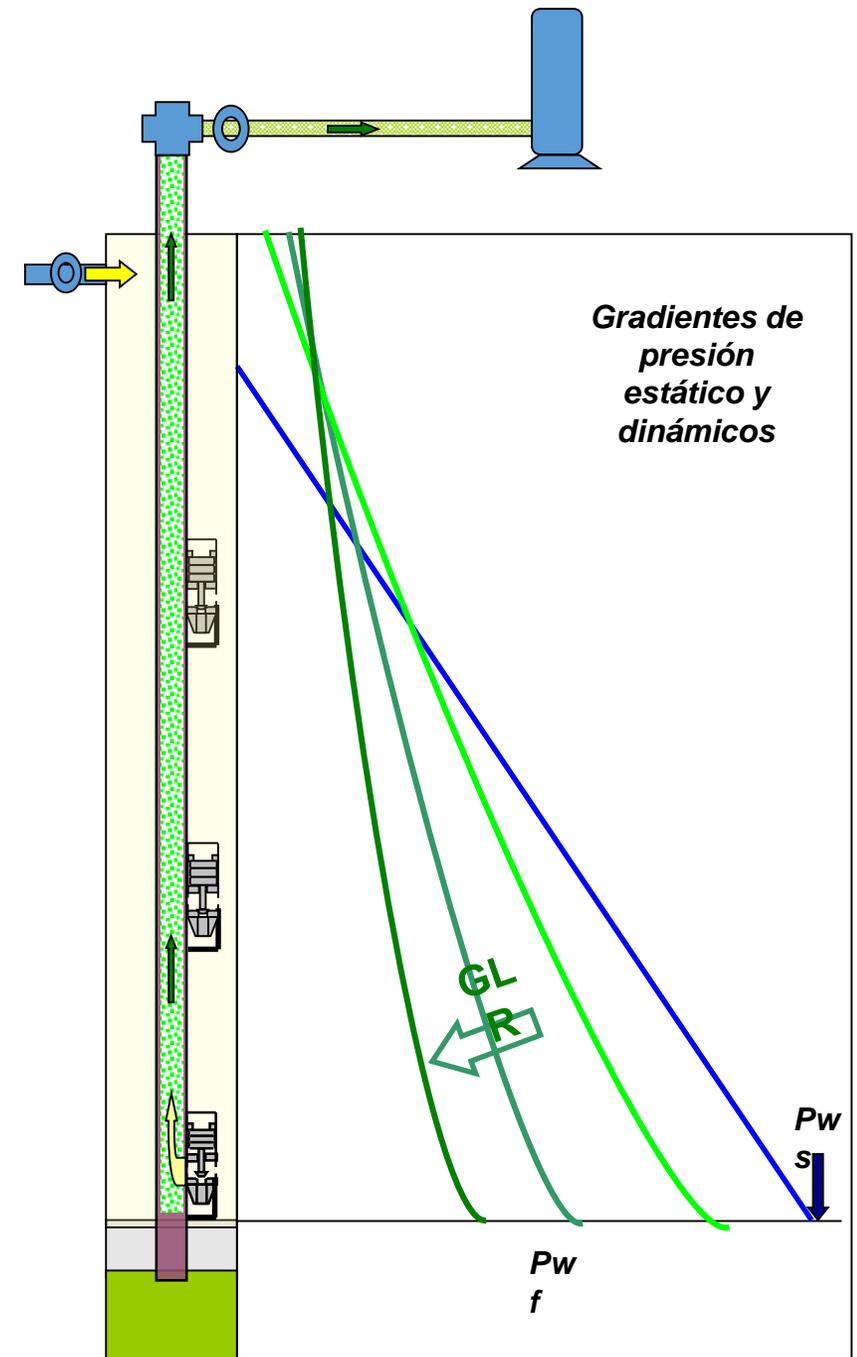
CONSISTE EN INYECTAR GAS PARA DISMINUIR LA DENSIDAD APARENTE DE LA COLUMNA DE FLUIDO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN HASTA QUE LA PRESIÓN DEL RESERVORIO SEA SUFICIENTE PARA CONDUCIRLO HASTA BATERÍA

PRODUCCIÓN + GAS

CARACTERÍSTICAS DEL GAS LIFT

- Bajo costo inicial de equipamiento de subsuelo.
- Alta flexibilidad.
- No es afectado por producción de arena.
- Mínima cantidad de partes móviles en pozo.
- Apto para pozos desviados.
- Excelente para pozos de alto GOR.
- Bajos costos de operación.
- Necesita una fuente accesible de gas natural.
- Se necesitan compresores y planta de tratamiento de capacidad suficiente.
- En pozos alejados aumentan los costos de transporte y distribución de gas.

OIL + GAS + WATER



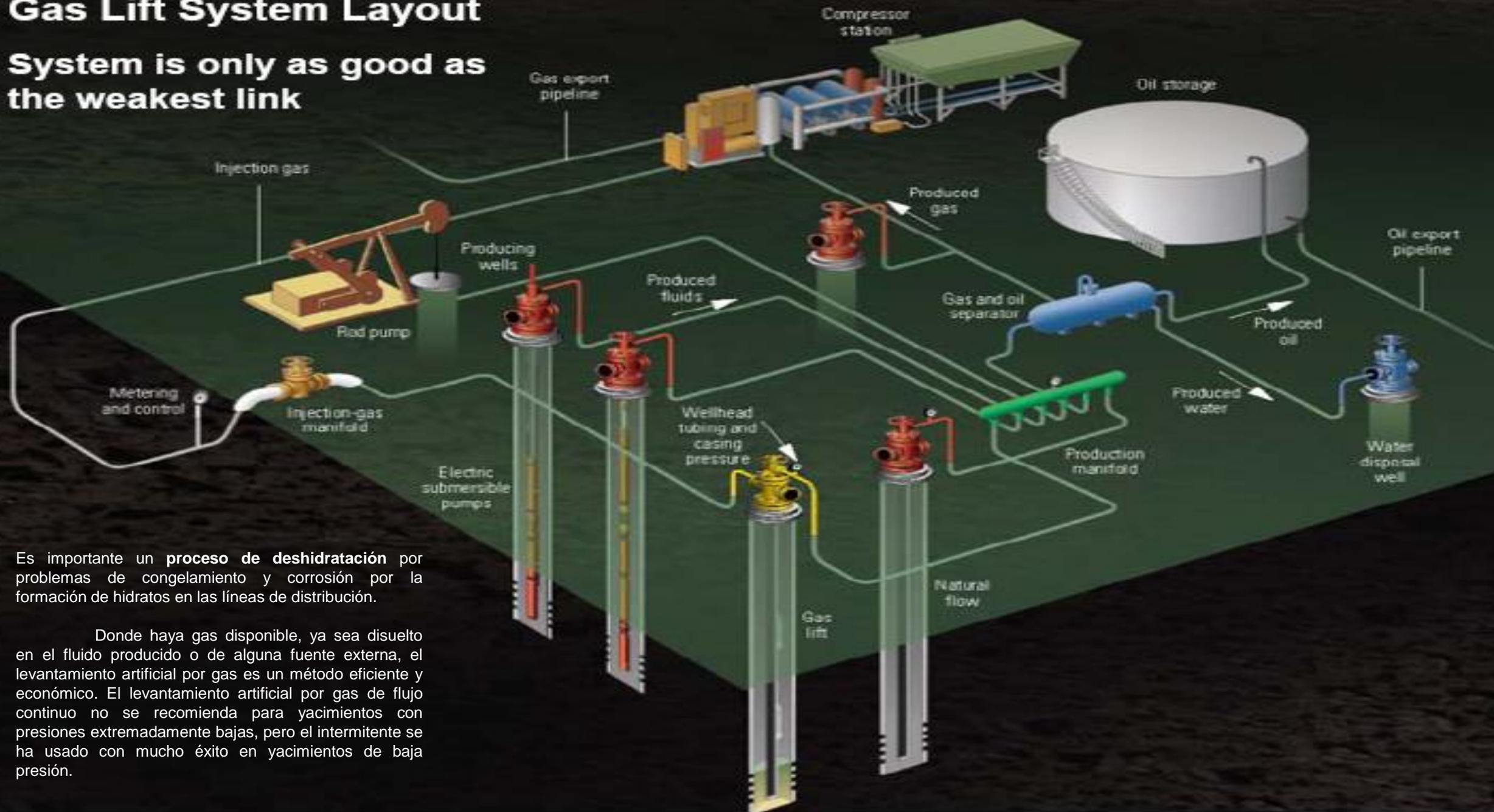
Gradientes de presión estático y dinámicos

P_w_s

P_w_f

Gas Lift System Layout

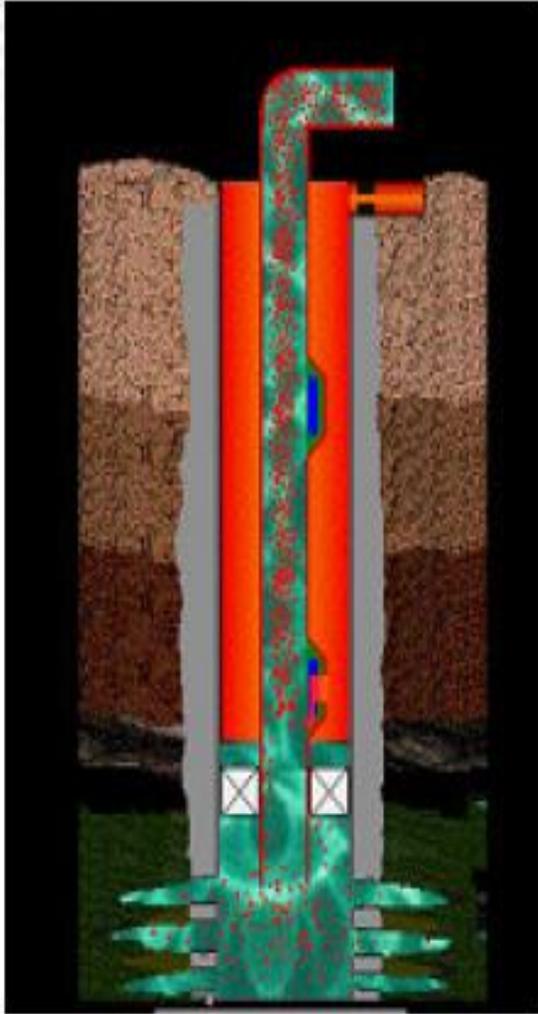
System is only as good as the weakest link



Es importante un **proceso de deshidratación** por problemas de congelamiento y corrosión por la formación de hidratos en las líneas de distribución.

Donde haya gas disponible, ya sea disuelto en el fluido producido o de alguna fuente externa, el levantamiento artificial por gas es un método eficiente y económico. El levantamiento artificial por gas de flujo continuo no se recomienda para yacimientos con presiones extremadamente bajas, pero el intermitente se ha usado con mucho éxito en yacimientos de baja presión.

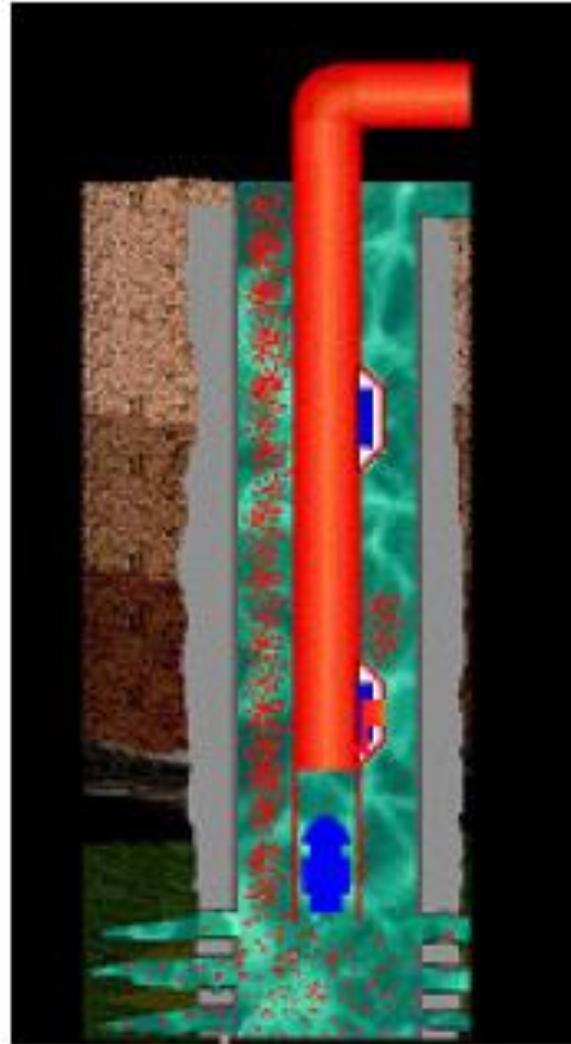
CONFIGURACIONES DE GAS LIFT



Flujo Continuo Por
Tubing

Se inyecta gas a presión por el tubing y se produce por entrecañería. Se usa cuando la presión dinámica de fondo es baja.

La configuración inversa o de flujo continuo por tubing se utiliza en los casos que la producción es muy grande, entonces, si nosotros utilizáramos la configuración directa las pérdidas de carga serían muy grandes es por ello que se utiliza la configuración inversa.

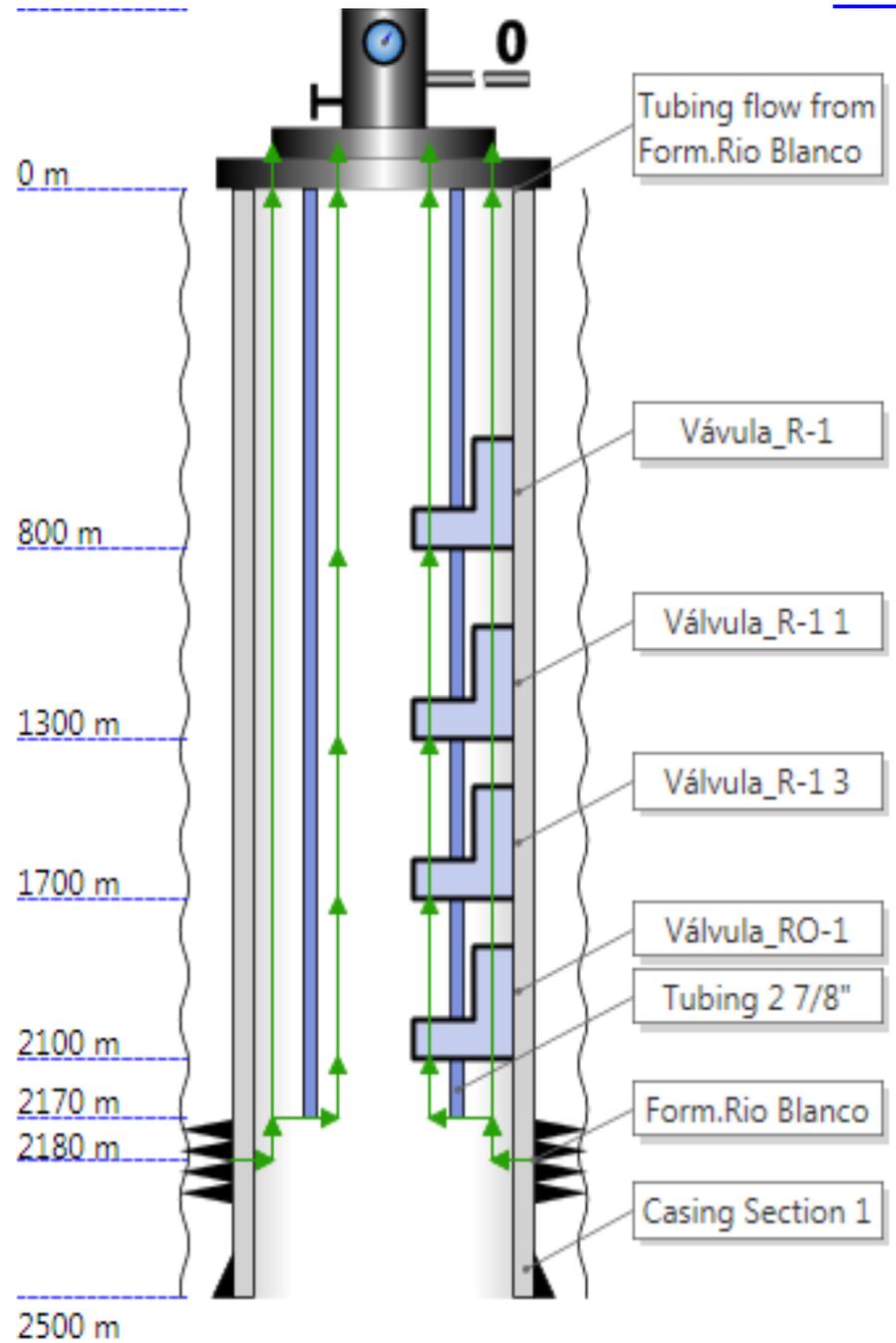


Flujo Continuo
Anular

Se inyecta gas a presión por entrecolumna y se produce por tubing. El nivel baja por la presión del gas, entra al tubing y produce.

- Elevados caudales de producción, ya que en flujo vertical anular la pérdida de carga por fricción es menor debido a un diámetro equivalente mayor al ID del tubing. El espacio equivalente entre un tubing de 2 7/8" y un casing de 5.5" es de aproximadamente 4.5", bastante mayor al ID del tubing de 2.449".
- Cuando existe una separación importante entre el punzado superior e inferior, ya que si se instala un GL Convencional o "Tubing Flow" es necesario fijar un packer por encima del punzado superior provocando que el punto operativo de inyección de gas quede muy distanciado de los punzados inferiores. De esta manera el gas de inyección solo aliviana la densidad del fluido de producción en una parte de la tubería. Aplicar un GL Convencional en este caso, resultaría en un pozo sub-explotado debido a una elevada Presión dinámica de fondo.

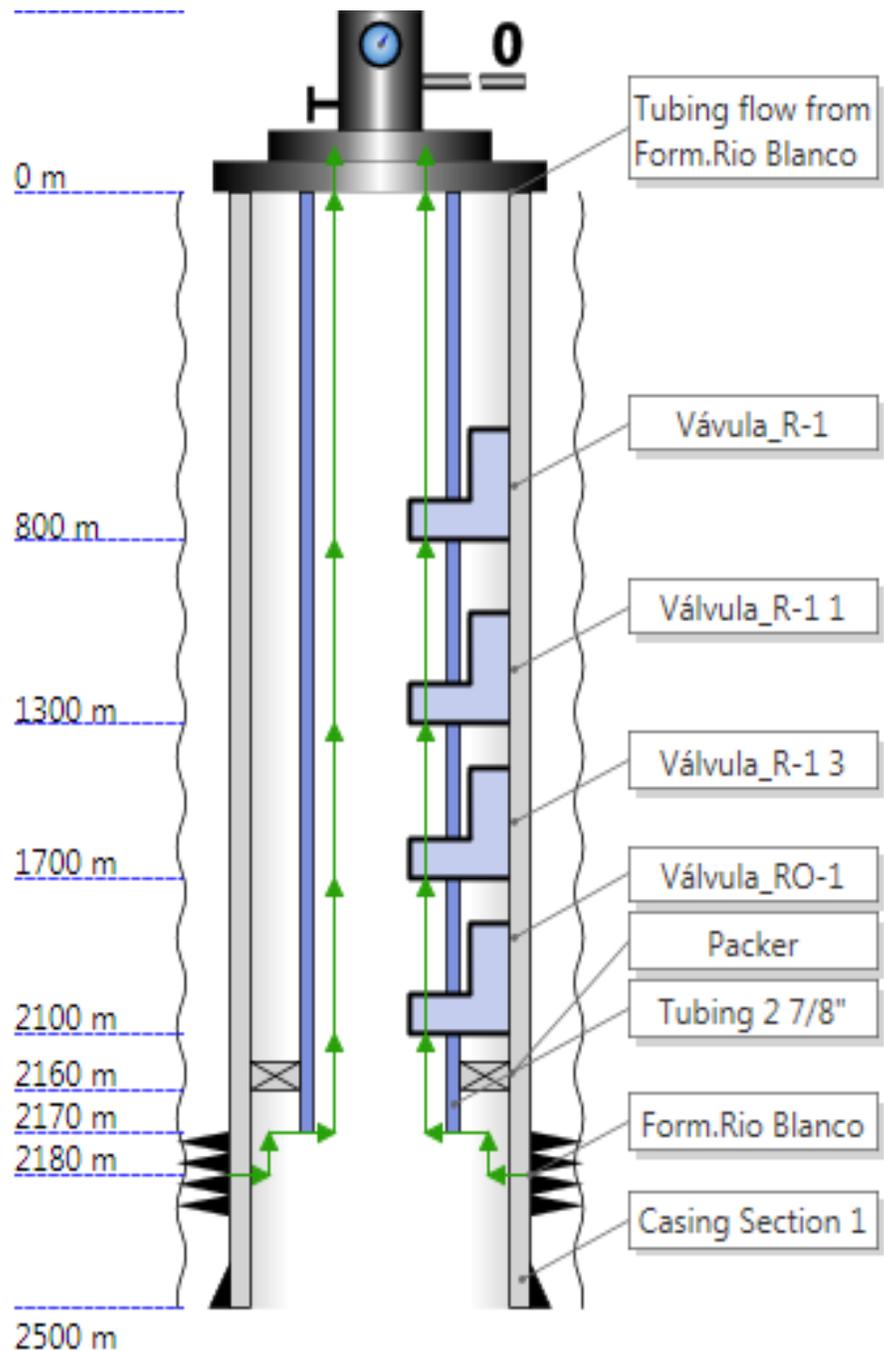
TIPOS DE INSTALACIONES



SISTEMA ABIERTO (INSTALACIÓN ABIERTA)

No se usa packer ni válvula fija. Esto hace que la presión del casing actúe contra la formación. Es posible obtener una “descarga” rápida, pues el fluido pasa también por el fondo de la tubería.

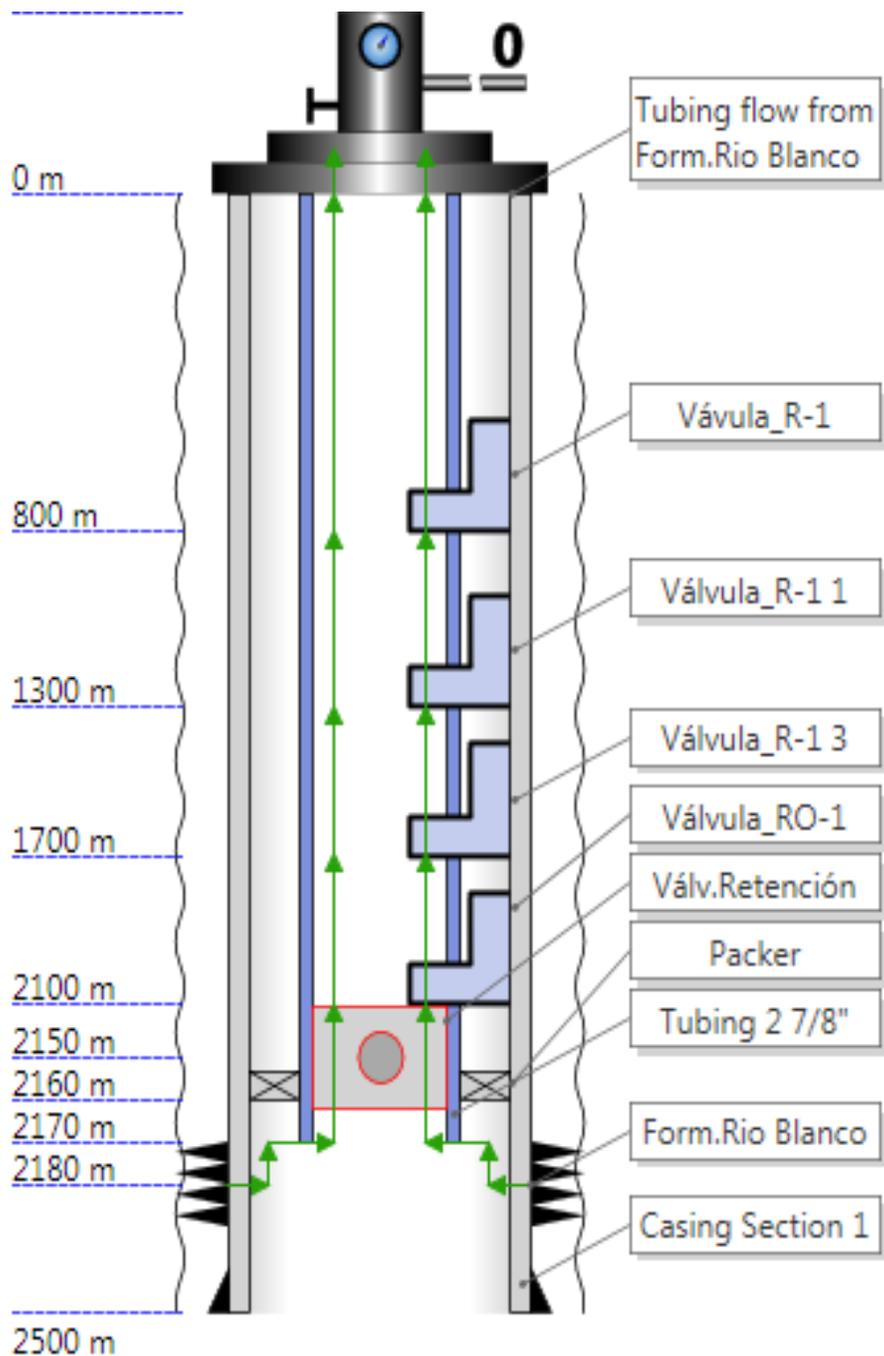
Un inconveniente importante es que cada vez que el pozo se cierre, el fluido de la formación subirá por el espacio anular, hasta alcanzar su nivel estático, necesitando un tratamiento de descarga cuando el pozo se ponga nuevamente en producción, por lo tanto **NO SE LO RECOMIENDA**.



INSTALACION SEMICERRADA

Se usa packer, sin válvula fija. El packer, una vez fijado, mantiene el fluido en la entre columna estabilizada y evita que el gas de la inyección llegue al fondo del tubing. Una vez que se “arranca” el pozo y se descarga la entre columna, la altura del fluido permanece estable, permitiendo un comienzo de producción más rápido, después de un cierre temporal del pozo.

La descarga inicial del pozo es más lenta, debido a que todo el fluido de la entre columna, más arriba de la altura de operación debe transferirse al tubing, a través de las válvulas de extracción por gas.



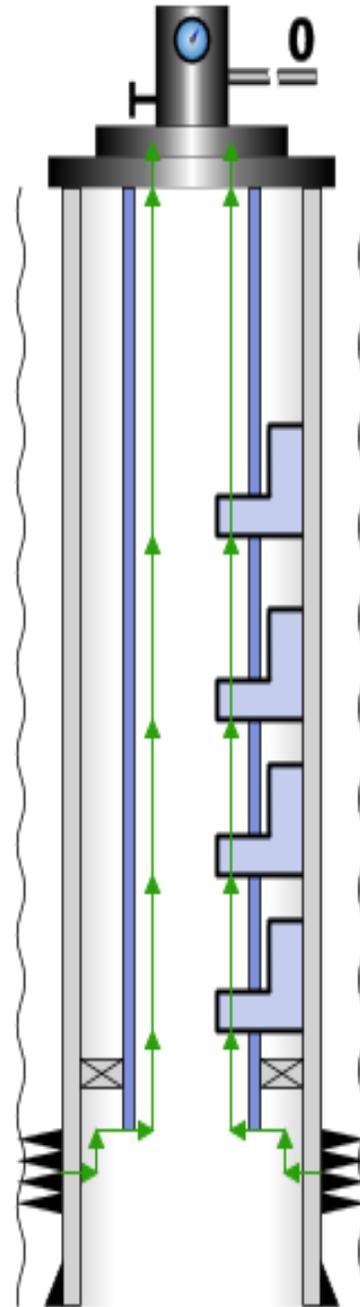
INSTALACION CERRADA (SOLO PARA SISTEMA INTERMITENTE)

Se instala packer y una válvula fija. El packer sella la entre columna y la válvula fija permite que el flujo de la tubería tenga una sola dirección, lo cual es una necesidad en pozos de permeabilidad altas o medias con baja presión.

La válvula cerrará cuando se cierre el pozo y no permitirá que la formación "admita" la altura de columna del tubing

GAS LIFT CONTINUO

En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un caudal deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie. El sistema de **G.L.** continuo es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad (>0.5 bl/día/lb/pg²) y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo) así como utilizando diversos diámetros de T.P., dependiendo del caudal de producción deseado. De este modo se pueden tener caudales entre 200 - 20000 bl/día a través de sartas de **T.P.** de diámetro común y hasta 80000 bl/día produciendo por **T.R.**; aún más se pueden tener caudales tan bajos como 25 bl/día a través de tubería de diámetro reducido (del tipo macarroni).



En gas lift de flujo continuo, el gas se inyecta a la corriente de fluido por una válvula de levantamiento artificial por gas y levanta a los líquidos a la superficie por los mecanismos siguientes:

- El peso de la columna de fluido se reduce al ser desplazados los líquidos por el gas mucho más liviano.
- A medida que el gas se desplaza rápidamente hacia superficie, encuentra menos presión en su camino, y por lo tanto, sigue expandiéndose y reduciendo aún más la densidad del fluido.
- A medida que el gas sigue expandiéndose, se forman bolsones de gas cada vez más grandes y es posible que el gas y el petróleo estén fluyendo en taponos separados.

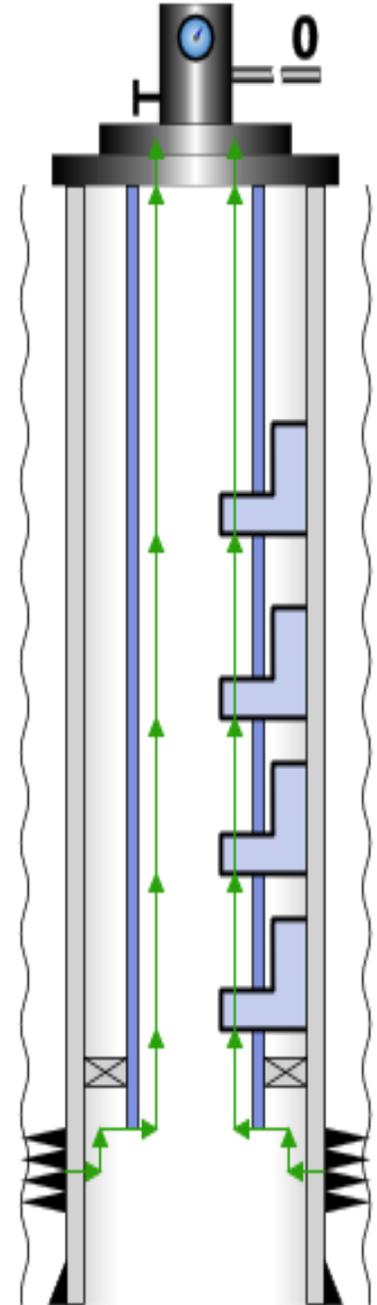
Las válvulas de descarga están ubicadas a distintas profundidades y tienen diferentes calibraciones para permitir que el punto de inyección baje gradualmente. En la mayoría de los diseños y a un mismo diámetro de orificio, las calibraciones de las válvulas deberían bajar a medida que se desciende en profundidad. Esto es así para permitir que las válvulas superiores cierren a medida que el punto de inyección baja hasta alcanzar el mandril operativo, también ayuda a evitar una inyección de gas multipunto.

Frecuentemente, el mandril más profundo tiene una válvula orificio y es denominada válvula operativa debido a que es por dónde debe quedar inyectando de manera definitiva el gas. Su función es proveer una correcta inyección dispersando el gas inyectado y de esa manera minimizar la formación de baches de líquido. Actualmente existen válvulas orificios con formas de tobera o venturi que ayudan eliminar cualquier tipo de intermitencia. **Las válvulas venturi, tienen la posibilidad de alcanzar la velocidad del sonido en la garganta de la tobera con mayor facilidad, llegando al caudal crítico de gas. Cuando sucede esto, se dice que el orificio está bloqueado, ya que no puede pasar más caudal que el crítico, pero principalmente tiene la ventaja de que el orificio se independiza de las variaciones corriente abajo. Esta independencia resulta en un caudal de inyección de gas constante a pesar de las variaciones de la presión de producción, con lo cual esto ayuda a eliminar las intermitencias o slugs de producción.**

Las válvulas orificio, no son exactamente lo que conocemos como una válvula, ya que no abren ni cierran y son generalmente utilizadas para GL Continuo.

Todas las válvulas de GL poseen retenciones que evitan que retorne líquido de la tubería de producción hacia la de inyección de gas, por ejemplo durante un paro de compresores. Hay que destacar que las válvulas orificios también cuentan con este mecanismo de retención.

Las válvulas de GL generalmente son clasificadas como IPO (Injection Pressure Operated), son sensibles a la presión de inyección o PPO (Production Pressure Operated), sensibles a la presión de producción.



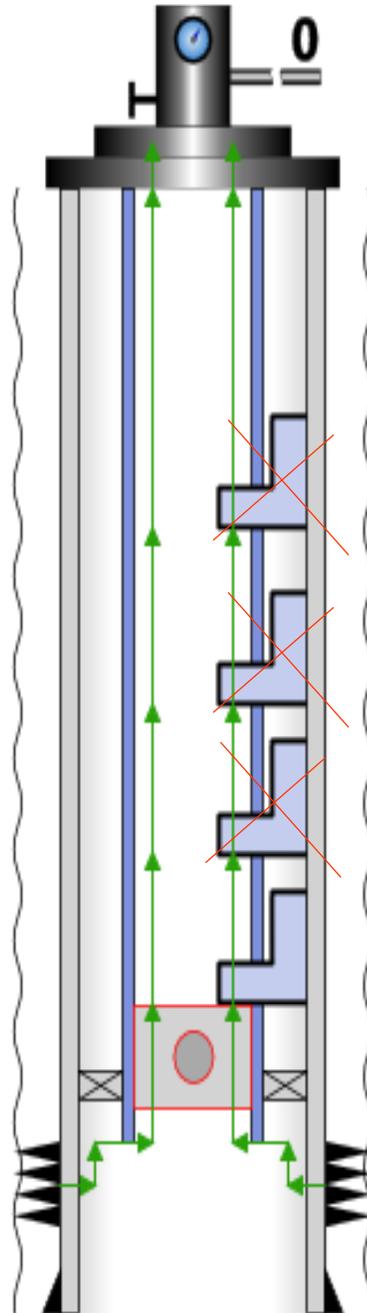
GAS LIFT INTERMITENTE

El fluido es elevado como un pistón, en forma de bolsones de petróleo y gas, inyectando el gas por debajo.

La expansión del gas inyectado hace que el fluido se eleve a la superficie.

Este método requiere una operación cíclica y alto caudal de gas periódico por debajo del fluido. *Se utiliza en pozos de baja productividad para producciones inferiores a los 100 bbl/d.*

En el gas lift intermitente, la válvula operadora de levantamiento artificial por gas, permanece cerrada hasta que la presión alcanza la presión de operación de la válvula; la válvula se abre rápidamente, permitiendo el ingreso de gas a una tasa muy alta. El tapón de gas que entra al pozo, comienza a empujar los líquidos que se encuentran por delante y los expulsa de la tubería de producción.



Esta variante del GL puede ser ejecutada mediante dos formas diferentes:

- Un controlador y una válvula neumática gobiernan la inyección de gas al pozo, por lo tanto este fenómeno se denomina GL Intermitente de superficie.
- Se instala una válvula Piloto en el mandril más profundo, esta tiene una calibración que abre a una cierta presión o altura de líquido en la tubería de producción, permitiendo el paso del gas inyectado, provocando que el slug de líquido ascienda hacia la superficie. Debido a que el dispositivo que gobierna la intermitencia es una válvula de GL, se dice que es una Intermitencia de Fondo.

Existe dos diferencias importantes con respecto al GL Continuo:

1. En este caso ya no se utiliza la válvula orificio sino que se coloca una válvula calibrada, que evita una transferencia continua de gas desde la tubería de inyección hacia la de producción.

También mantiene presurizada la tubería de inyección hasta el próximo ciclo, generando un ahorro de caudal de gas inyectado.

2. En el niple de fondo se aloja una Standing Valve que tiene la finalidad de evitar la

transmisión de la presión de inyección a la formación, evitando así una contrapresión adicional o disminución del Drawdown. Durante los periodos de inyección, la bola hace sello contra el asiento, generando que al gas le quede como único camino el ascenso, levantando el líquido acumulado. Durante la mayor parte del periodo de cierre de la inyección, las válvulas de GL evitan que exista una transferencia de gas inyectado hacia la tubería de producción y la Standing Valve permite el ingreso de líquido, principalmente debido a que este dispositivo hace sello o retención solamente desde la parte superior hacia la inferior, no así en sentido opuesto.

SELECCIÓN DEL TIPO DE FLUJO (INTERMITENTE O CONTINUO)

Una base “arbitraria” para clasificar las presiones y los IP de un yacimiento, como altos, intermedios o bajos, puede ser:

PRESIONES DEL YACIMIENTO:

ALTA: si se sostiene (equilibra) un 70% ó más de la profundidad total del pozo.

INTERMEDIA: Si se sostiene entre el 40-70% de la profundidad del pozo.

BAJA: Si se sostiene menos del 40% de la profundidad del pozo.

ÍNDICES DE PRODUCCIÓN “IP”

ALTO: Mayor de 1 BPD/psi.

INTERMEDIO: De 0.3 a 1 BPD/psi.

BAJO: Menor de 0.3 BPD/psi.

CLASIFICACIÓN DEL POZO

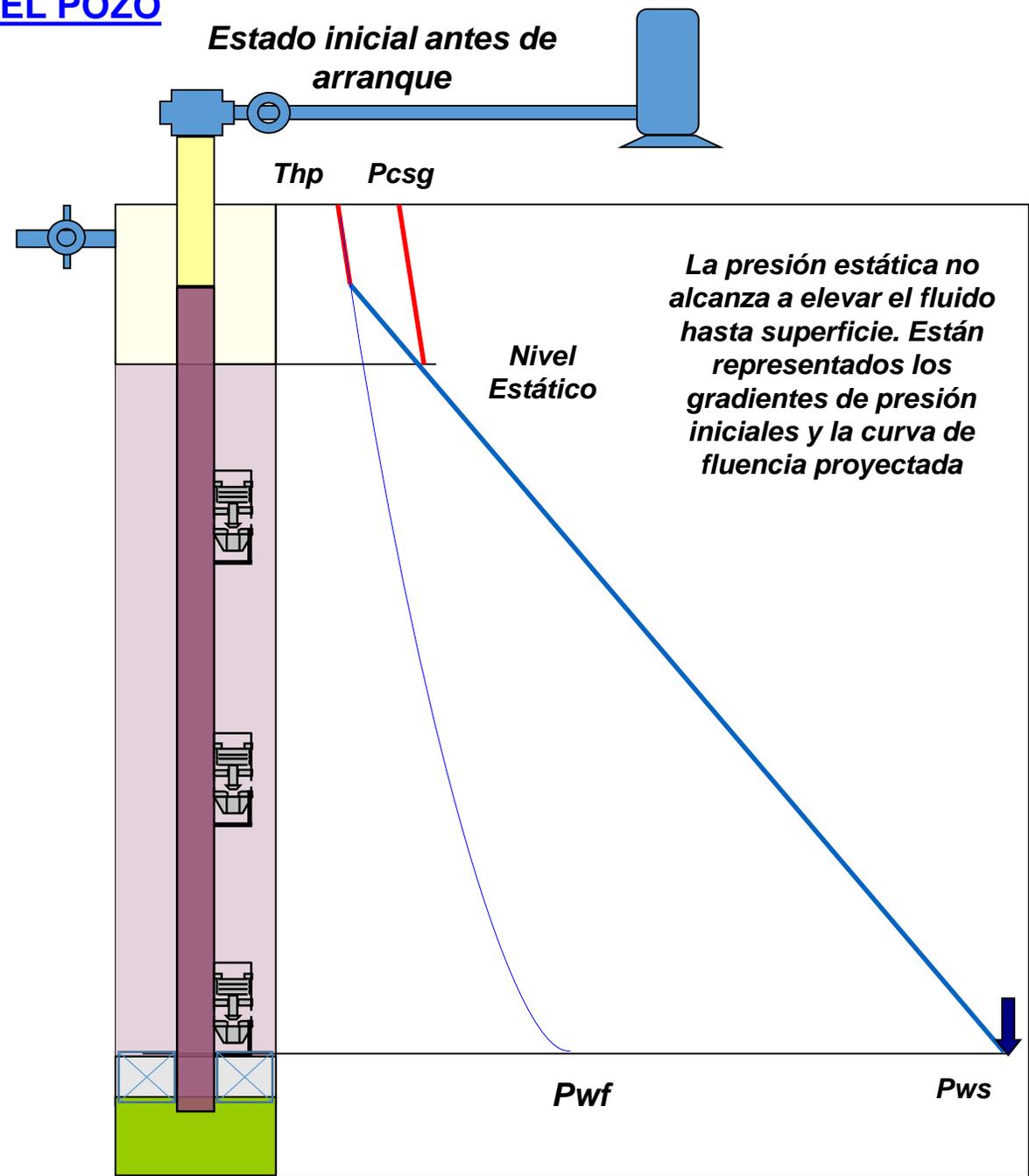
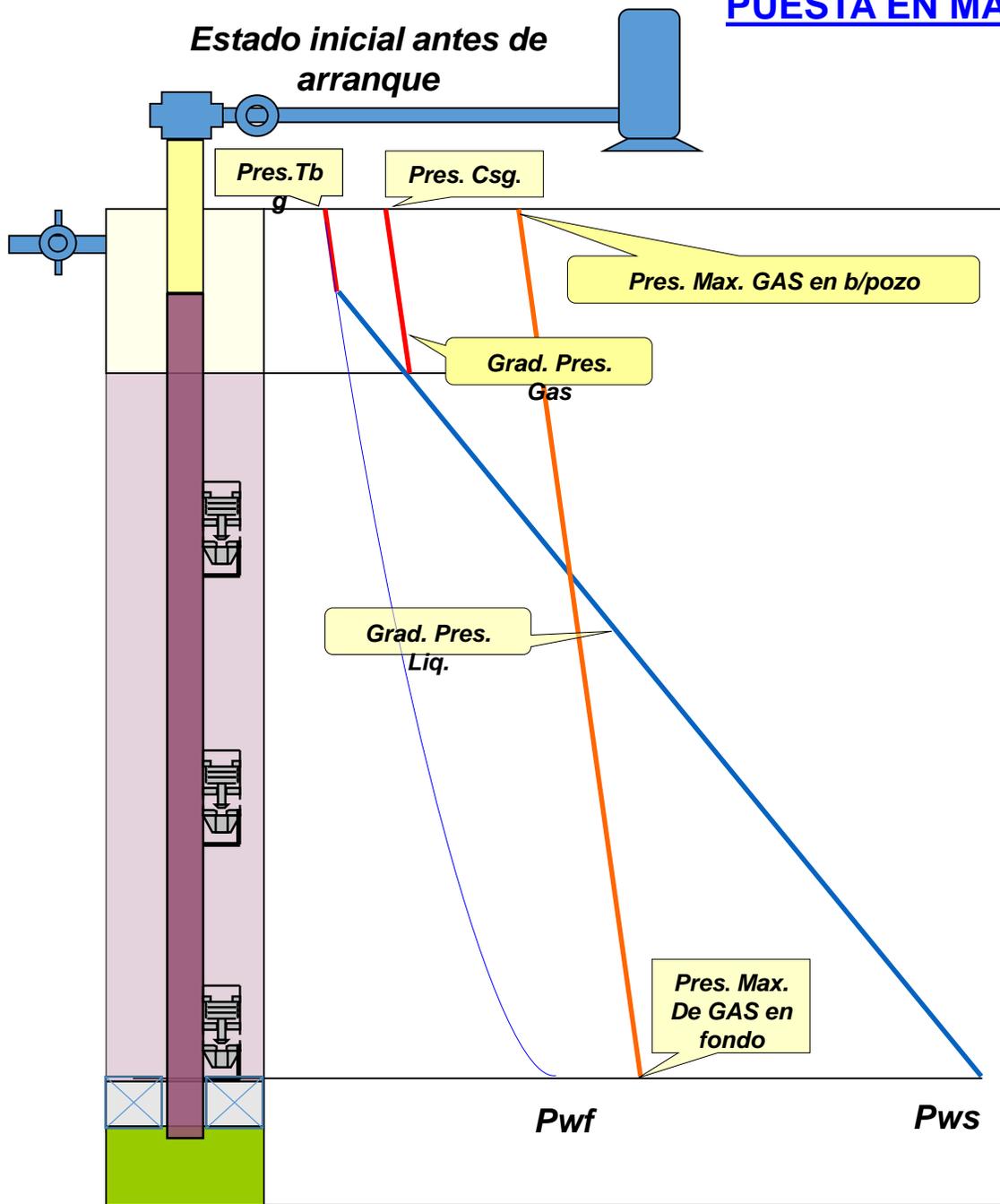
Para clasificar un pozo adecuado para una operación de flujo continuo ó intermitente, se puede usar la siguiente tabla:

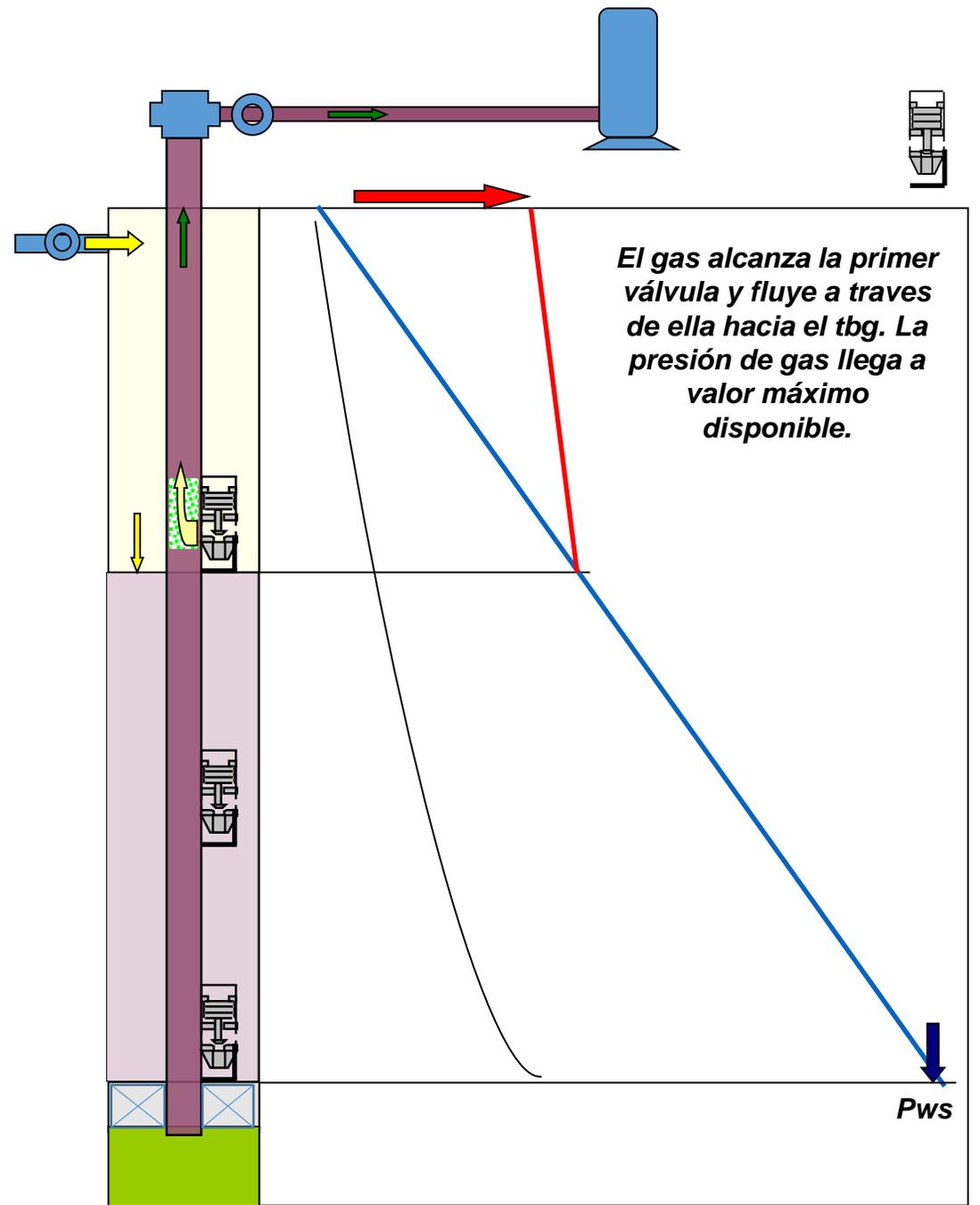
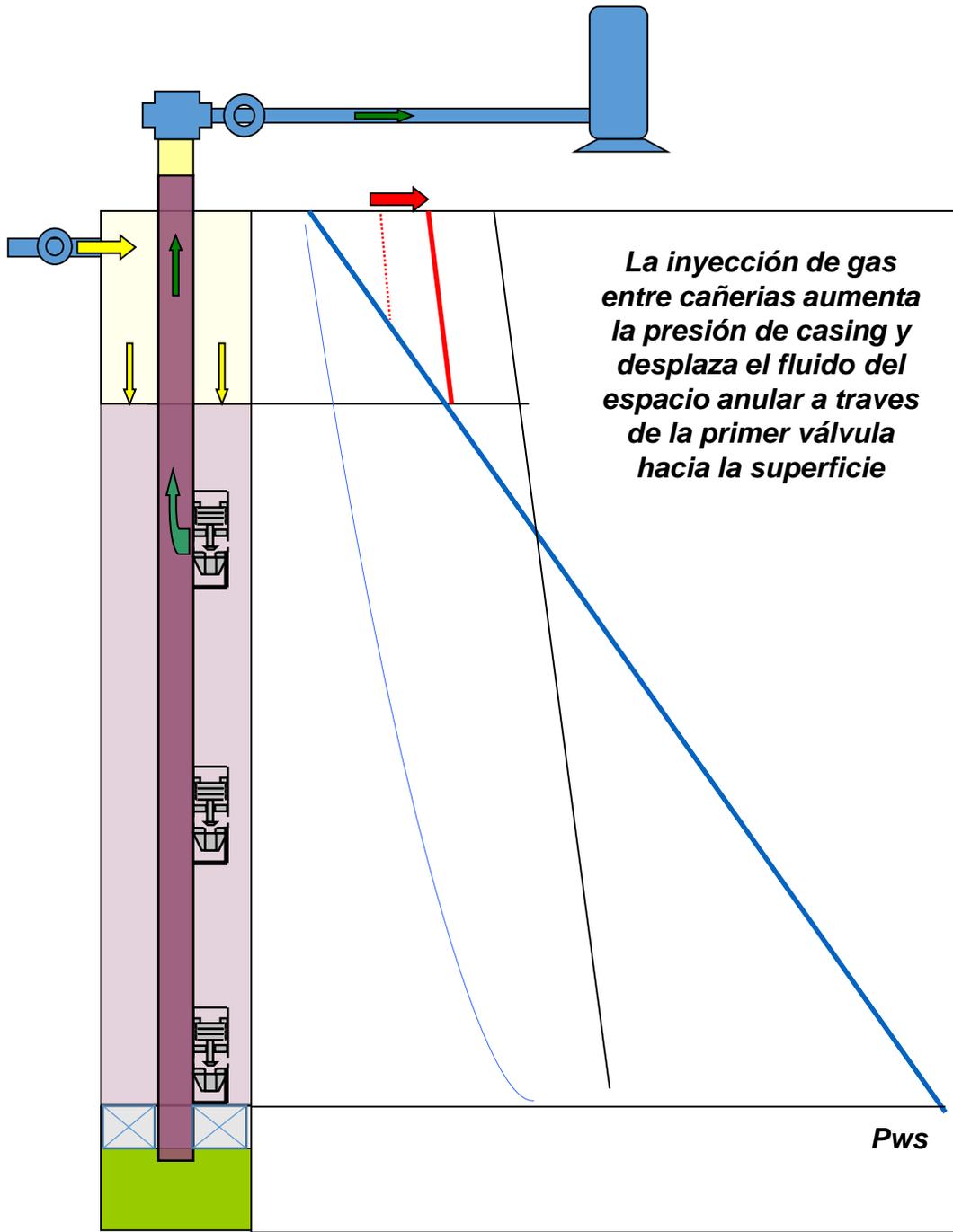
Presión Estática del Yacimiento	Índice de Productividad	Tipo de Operación
Alta	Bajo	Intermitente
	Intermedio	*Continuo y/o intermitente
	Alto	Continuo
Intermedia	Bajo	Intermitente
	Intermedio	**Continuo y/o intermitente
	Alto	Continuo
Baja	Bajo	Intermitente
	Intermedio	Intermitente
	Alto	Intermitente

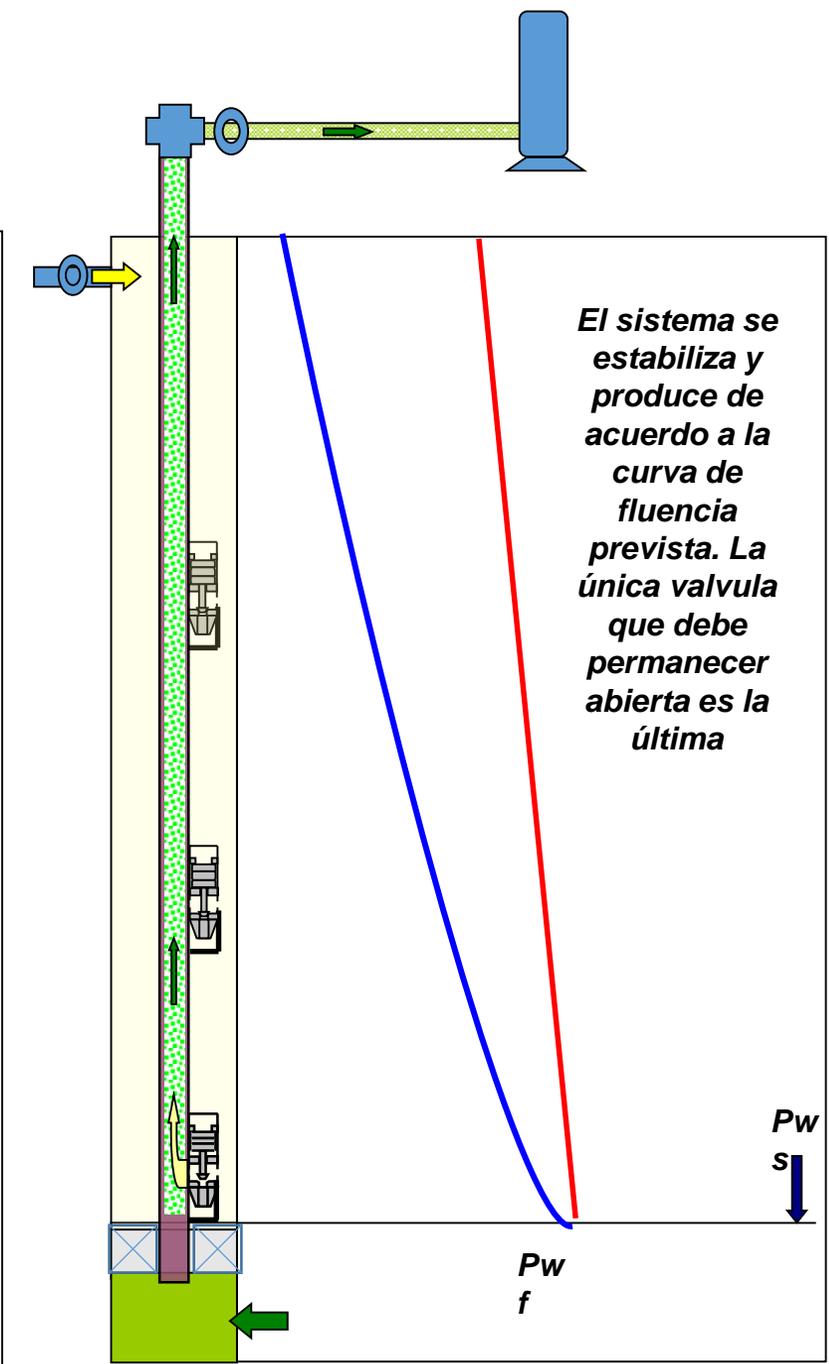
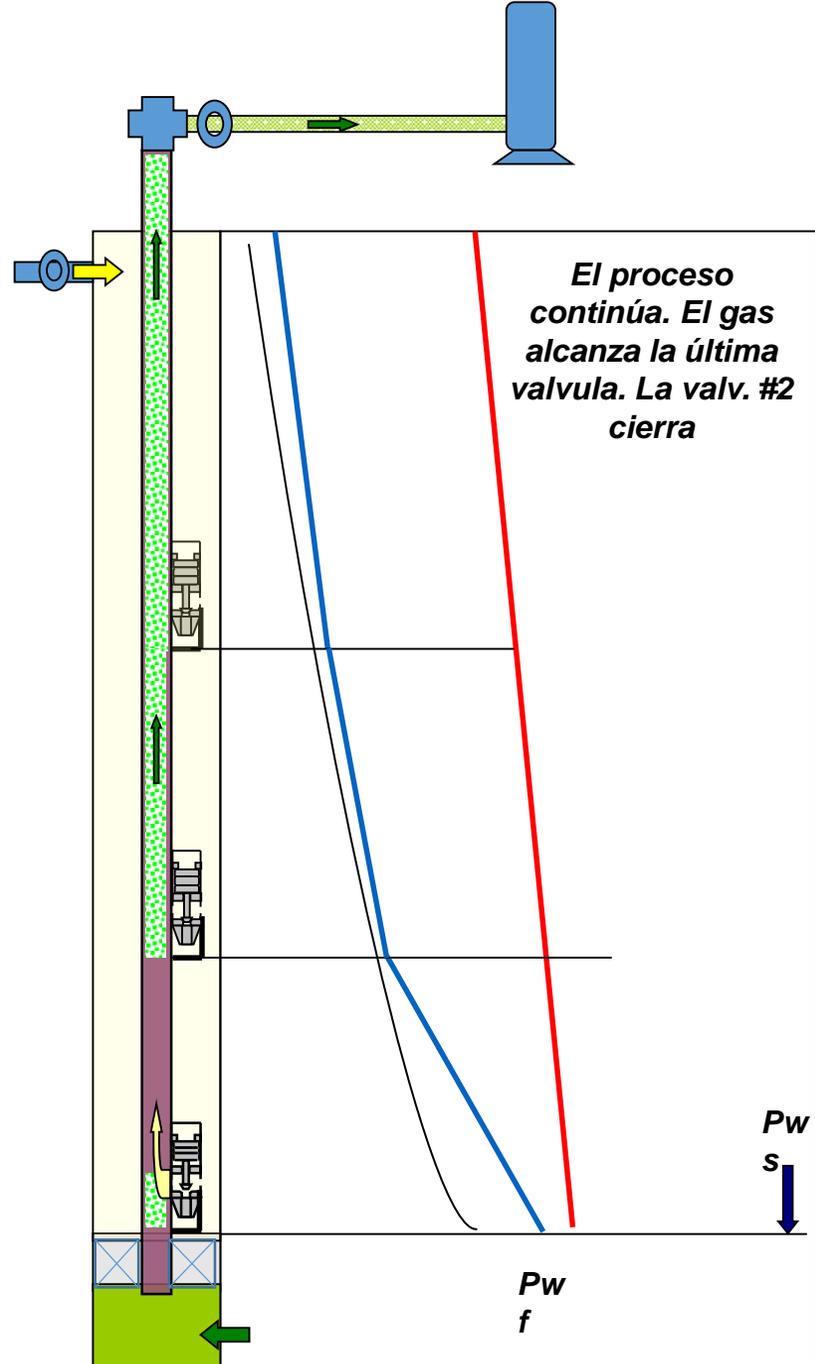
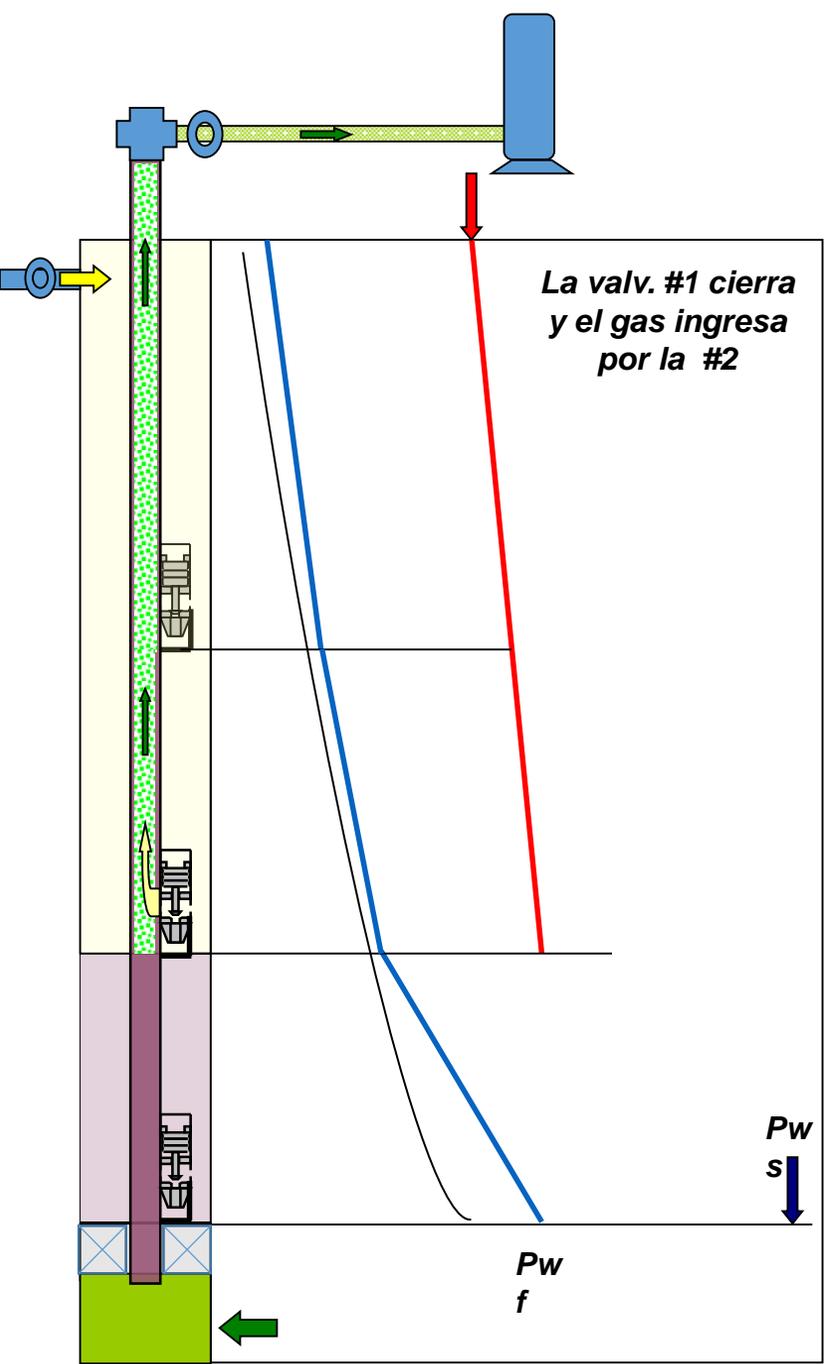
*Cualquiera de las dos operaciones es aplicable, si es consistente con el volumen deseado de producción y la presión de funcionamiento.

**El flujo continuo es aplicable solo si la presión del yacimiento es suficiente para sostener la columna de flujo necesaria para el volumen de producción deseado.

PUESTA EN MARCHA DEL POZO



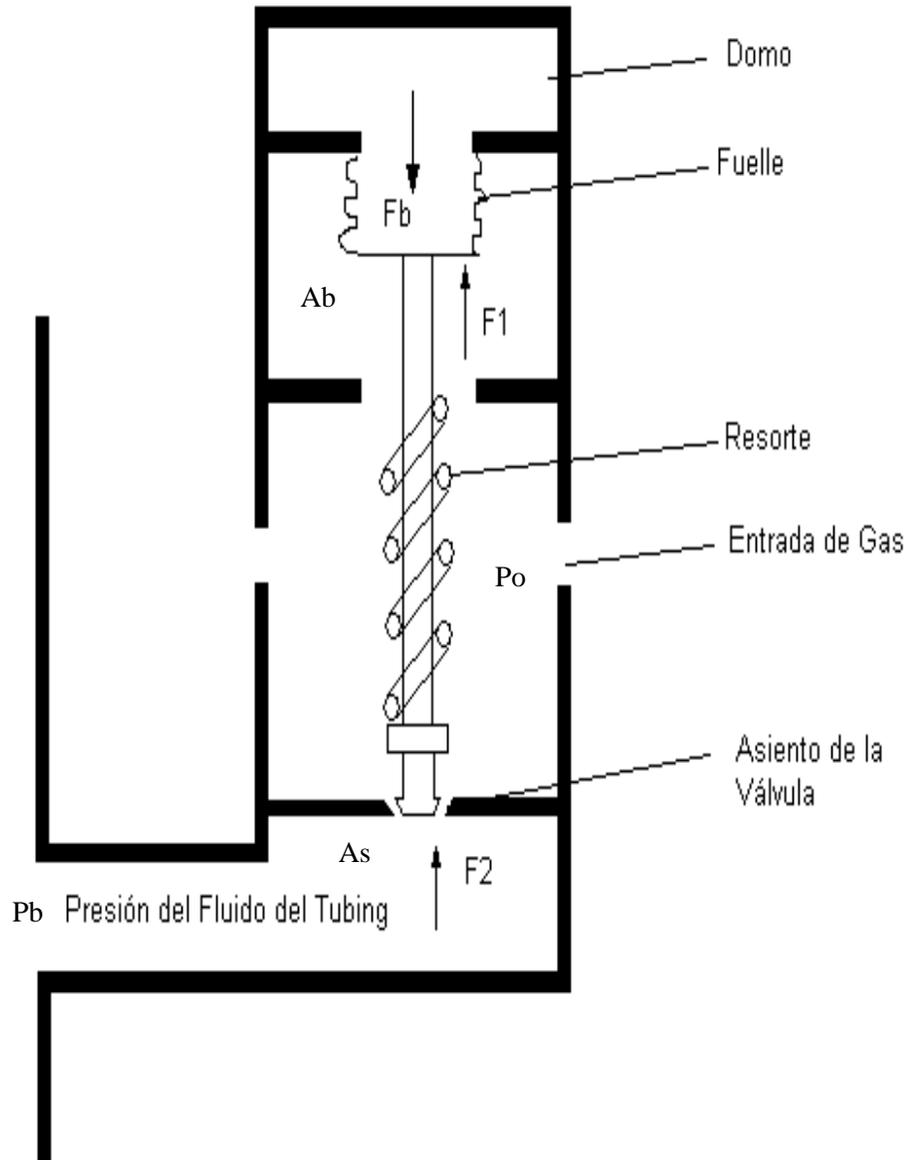
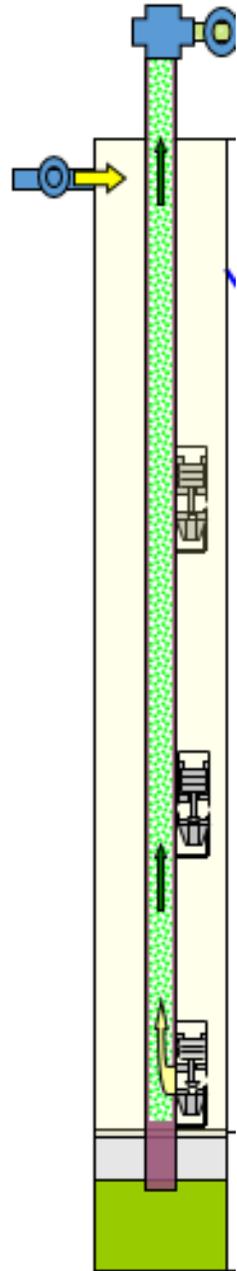




VÁLVULAS PARA GAS LIFT

MECÁNICA DE LA VÁLVULA

COMBINACIÓN DE RESORTE Y PRESIÓN DEL DOMO



La ecuación de equilibrio de fuerzas es:

$$F_s = P_0 \cdot (A_b - A_s) + P_b \cdot A_s$$

- F_s : fuerza del resorte (lbs).
- P_0 : Presión de gas (por entrecolumna) (psi).
- P_b : Presión del fluido (por tubing) (psi).
- A_b : Área efectiva del diafragma (pulg²).
- A_s : Área efectiva del asiento

F_s se convierte en lectura manométrica, en una cámara especial de presión.

Se obtiene $P_c = P'_0 = P'_b$ (Punto de referencia constante en el ajuste de la válvula)

$$F_s = P'_0 (A_b - A_s) + P'_b A_s = P'_0 A_b - P'_0 A_s + P'_b A_s = P'_0 A_b$$

$$F_s = P'_0 A_b = P_c A_b = P_0 (A_b - A_s) + P_b A_s$$

$$P_c = P_0 (A_b/A_b) - P_0 (A_s/A_b) + P_b (A_s/A_b)$$

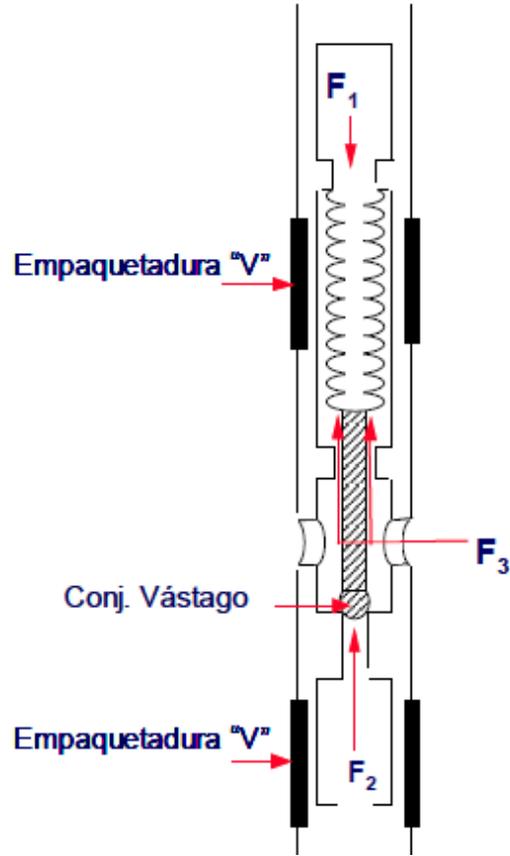
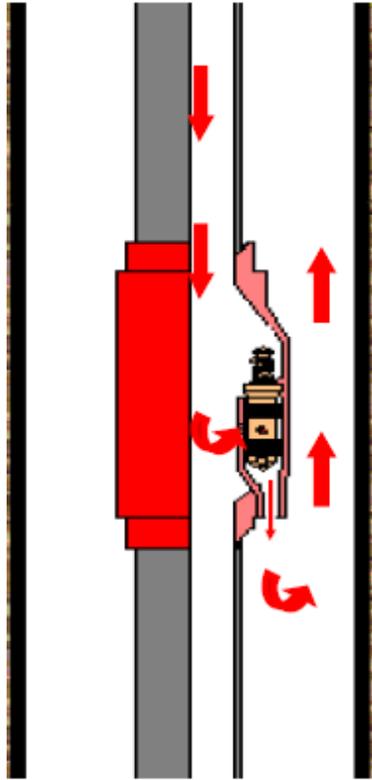
Llamando $R_c = A_s/A_b$ "Relación Característica de la Válvula"

$P_c = P_0 - R_c (P_0 - P_b)$ por lo tanto:

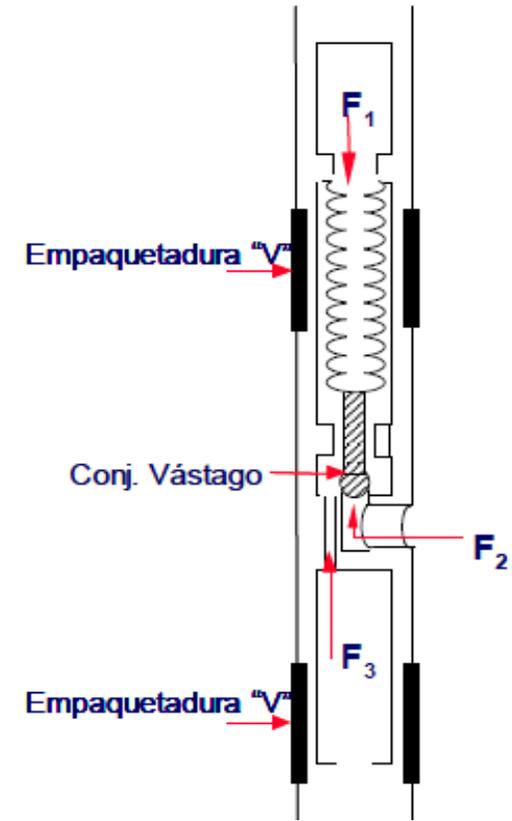
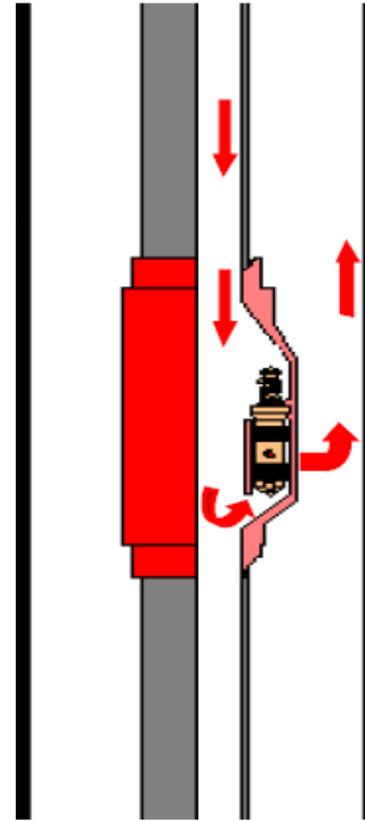
$$R_c = (P_0 - P_c) / (P_0 - P_b)$$

En una válvula determinada, P_c y R_c son constantes.

Mandril de Salida Inferior o de Flujo Anular y válvula IPO
(Injection Pressure Operated)



Mandril de Salida Lateral y Válvula de Flujo Reversa sin retención (PPO)



F1: Fuerza De Cierre

F2 y F3: Fuerzas de Apertura

Pg: Presión de Inyección de Gas

Pp: Presión de Producción

Ab: Área del Fuelle

Av: Área del orificio

$F1 = P_b \cdot A_b$ Fuerza del Fuelle de N2

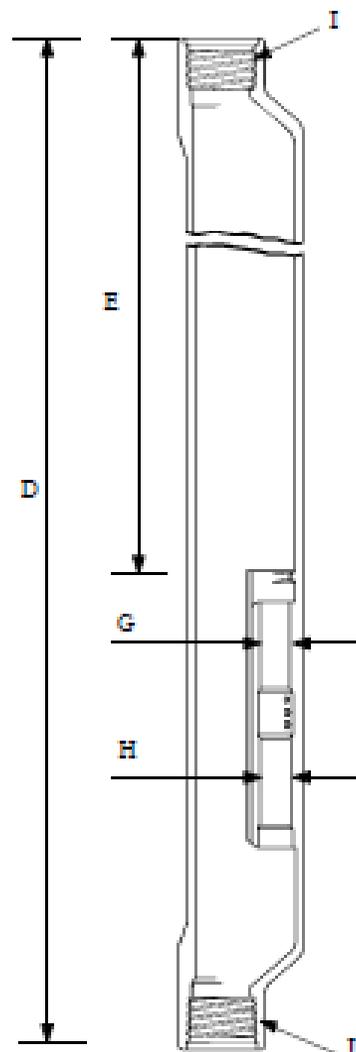
$F2 = P_p \cdot A_v$ Fuerza de Producción

$F3 = P_g (A_b - A_v)$ Fuerza de Inyección

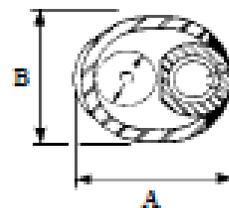
Si se observa con detenimiento como actúan las fuerzas sobre las diferentes áreas de las válvulas, se puede ver que más allá de que las dos configuraciones de GLA difieren, siempre la presión de inyección del gas está afectando al área más grande. Esto quiere decir, que a pesar de que estemos utilizando dos tipos de válvulas diferentes, ambas se comportan como sensibles a la presión de inyección del gas. En nuestro caso, con el Mandril de salida lateral, se utiliza una válvula PPO, pero al invertir el sentido del flujo de gas, ésta se convierte en Válvula de Flujo Reversa sensible a la Presión de Inyección. Para poder invertir el flujo de gas dentro de esta válvula es necesario quitar la retención de la misma, de otra manera la válvula no funcionará ya que no permitirá el paso del gas.

HERRAMIENTAS DE MANIOBRAS

		CASING 5" 13 lbs/ft
MODELO		2 nd SM-1
(A) DIAMETRO MAYOR	(In) (mm)	4.250 107.86
(B) DIAMETRO MENOR	(In) (mm)	2.010 73.814
(C) DIAMETRO CALIBRE	(In) (mm)	1.901 48.28
(D) LARGO TOTAL	(In) (M)	67.125 1.705
(E) DIST. EXTREMO - BOLSILLO	(In) (M)	35.125 0.882
(F) DIAMETRO INTERIOR BOLSILLO	(In) (mm)	N/A
(G) EMPAQUETADURA SUPERIOR	(In) (mm)	1.026 26.06
(H) EMPAQUETADURA INFERIOR	(In) (mm)	1.026 26.06
(I) ROSCA SUPERIOR		2.3 EUE 8rd. 4.7#BOX
(J) ROSCA INFERIOR		2.3 EUE 8rd. 4.7#BOX
TIPO DE REGULADOR		RWF-1R
BAIANTE		1 st - JK
PESCADOR		1 st - JDC
LATCHES		BK-2 BEK-2 INTEGRAL
KICKOVER		TIPO L



FM



Kickover
L

Pescador
JDC 2"

Tijera
Hidráulica

RWF-2R

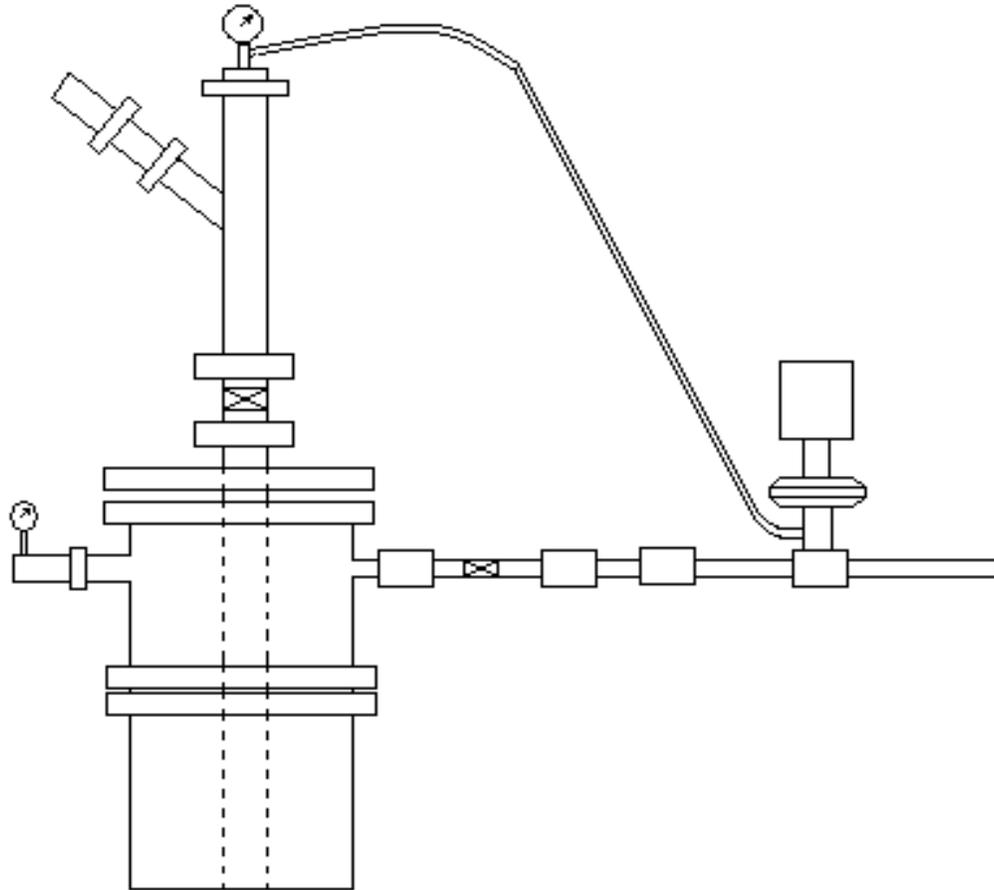
Bajante
JK

VALORES TEORICOS	TEST	TRABAJO
TEST DE PRESION INTERNA	8000 P.S.I.	6000 P.S.I.
PRESION EXTERNA	7000 P.S.I.	5250 P.S.I.
LIMITE ELASTICO	300000	
MATERIAL	AISI 4130 Q&T	AISI 4130 A&T.
DUREZA	36 HRC. Max.	22 HRC. Max.

CONTROL DE INYECCION DE GAS

CONTROL POR PRESION DE TUBING

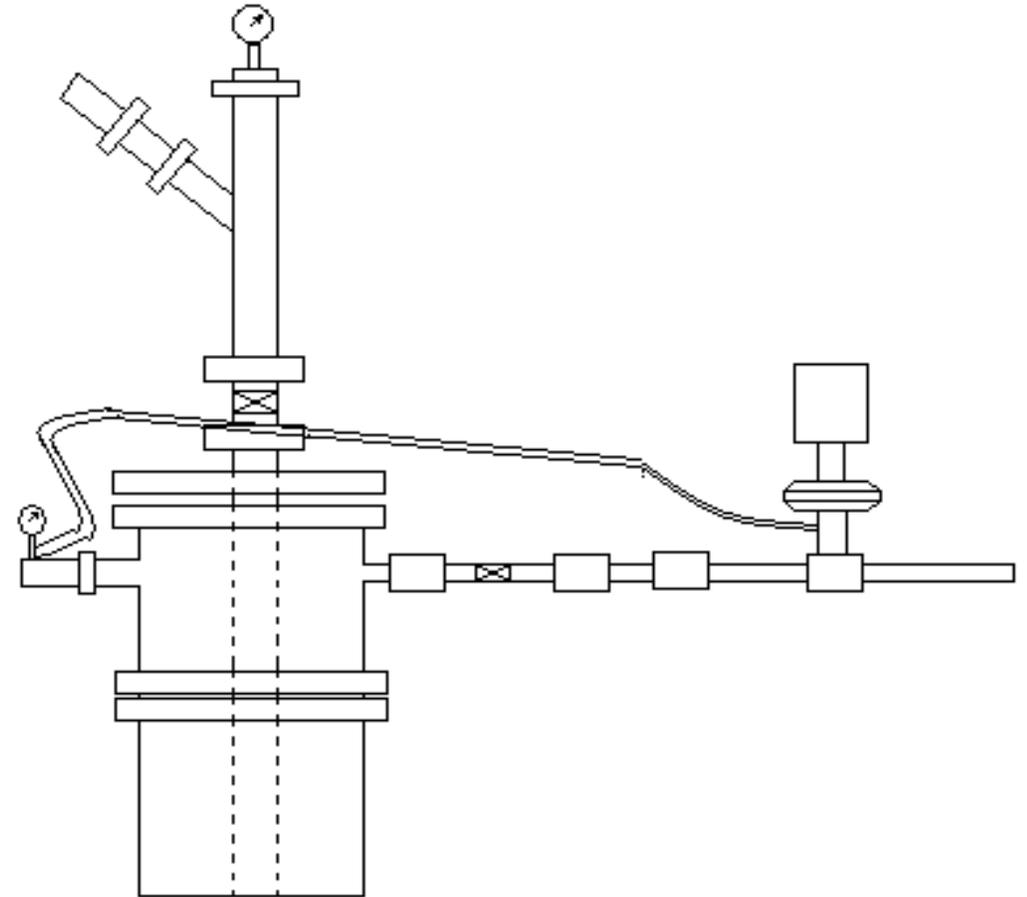
La inyección del gas se regula por el control de la presión en la cabeza de tubing.



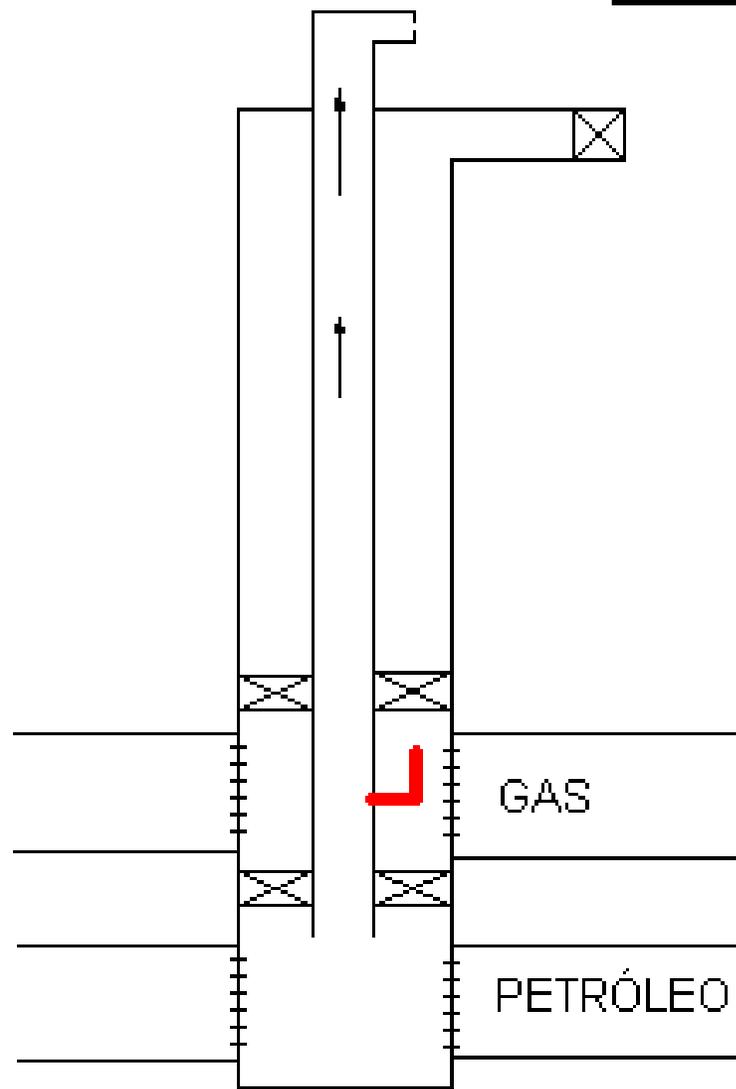
CONTROL POR PRESION DE ENTRE COLUMNA

Regulador a la cabeza de la entrecolumna, para poder controlar la cantidad de gas inyectado por medio de la presión de entrecolumna.

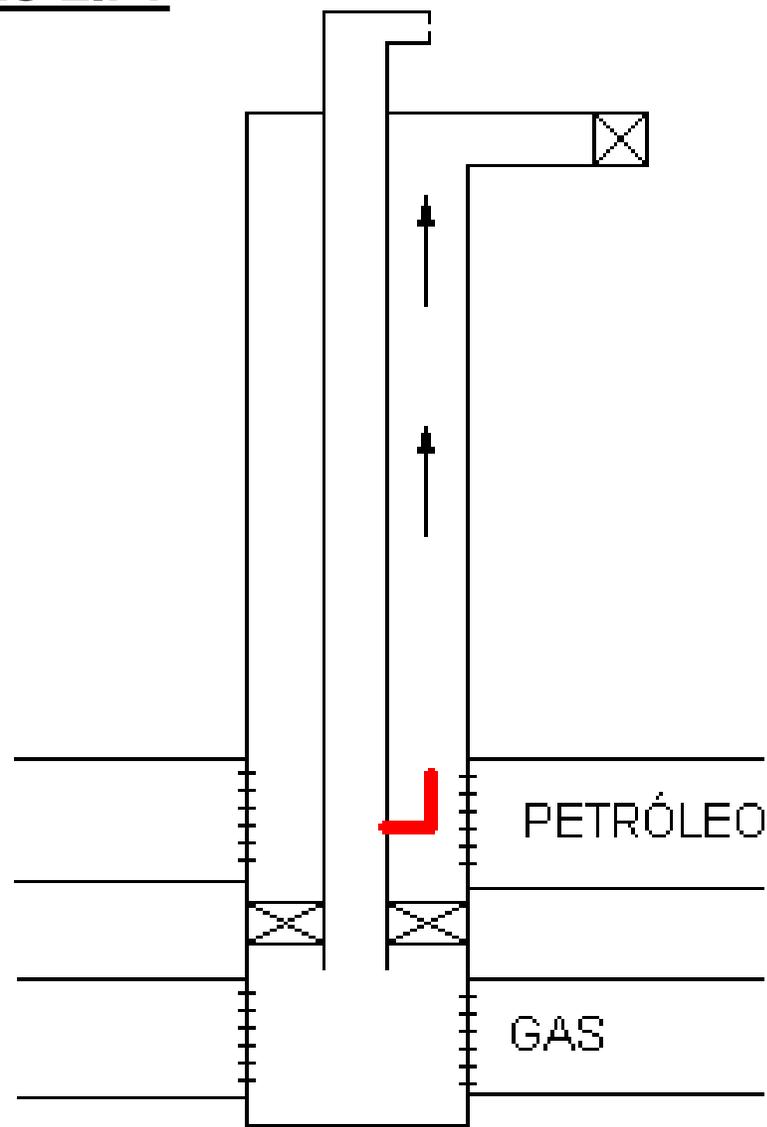
Es aplicable a pozos de extracción por gas cuando las válvulas de presión diferencial se instalan en el tubing.



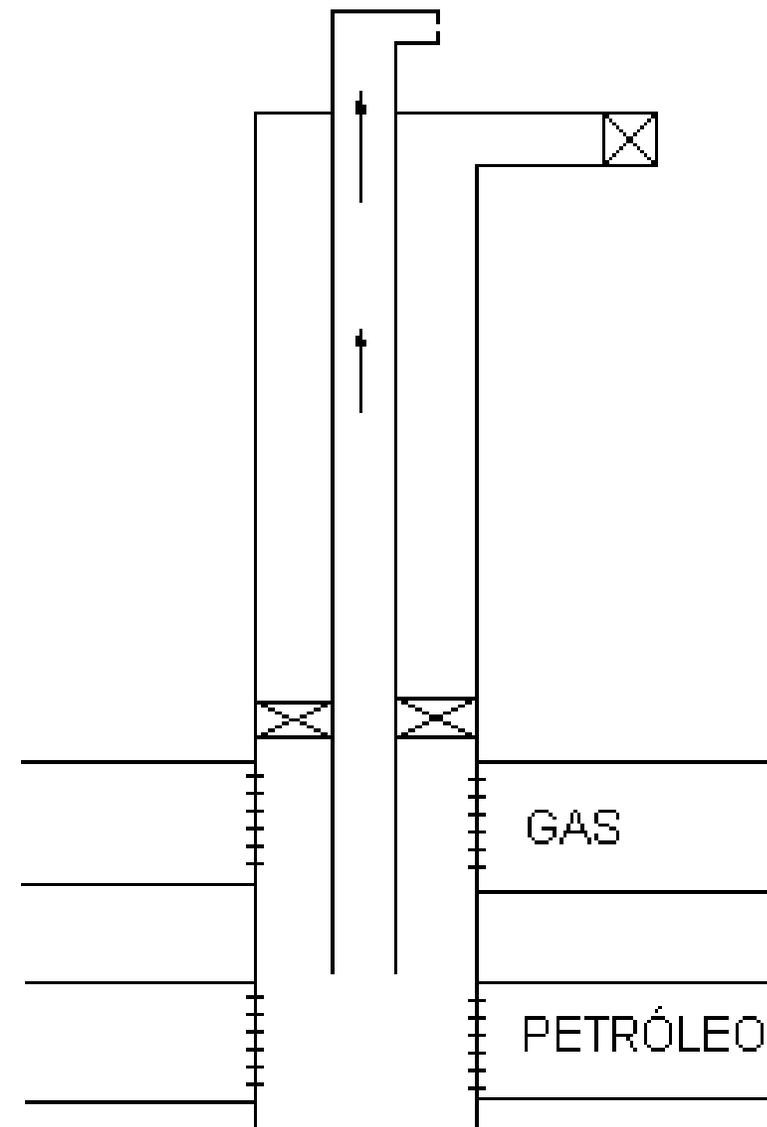
AUTO GAS LIFT



CAPA GASÍFERA ENCIMA DE LA PETROLÍFERA



CAPA GASÍFERA DEBAJO DE LA PETROLÍFERA



CAPA GASÍFERA ENCIMA DE LA PETROLÍFERA

GAS LIFT – DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE POZO

El propósito del diseño de una instalación de gas-lift es determinar los siguientes valores:

- 1) Espaciado de las válvulas.
- 2) Especificaciones y/o características de las válvulas.
- 3) Necesidades aproximadas del gas.

Presión Estática del Yacimiento	Índice de Productividad	Tipo de Operación
Alta	Bajo	Intermitente
	Intermedio	*Continuo y/o intermitente
	Alto	Continuo
Intermedia	Bajo	Intermitente
	Intermedio	**Continuo y/o intermitente
	Alto	Continuo
Baja	Bajo	Intermitente
	Intermedio	Intermitente
	Alto	Intermitente

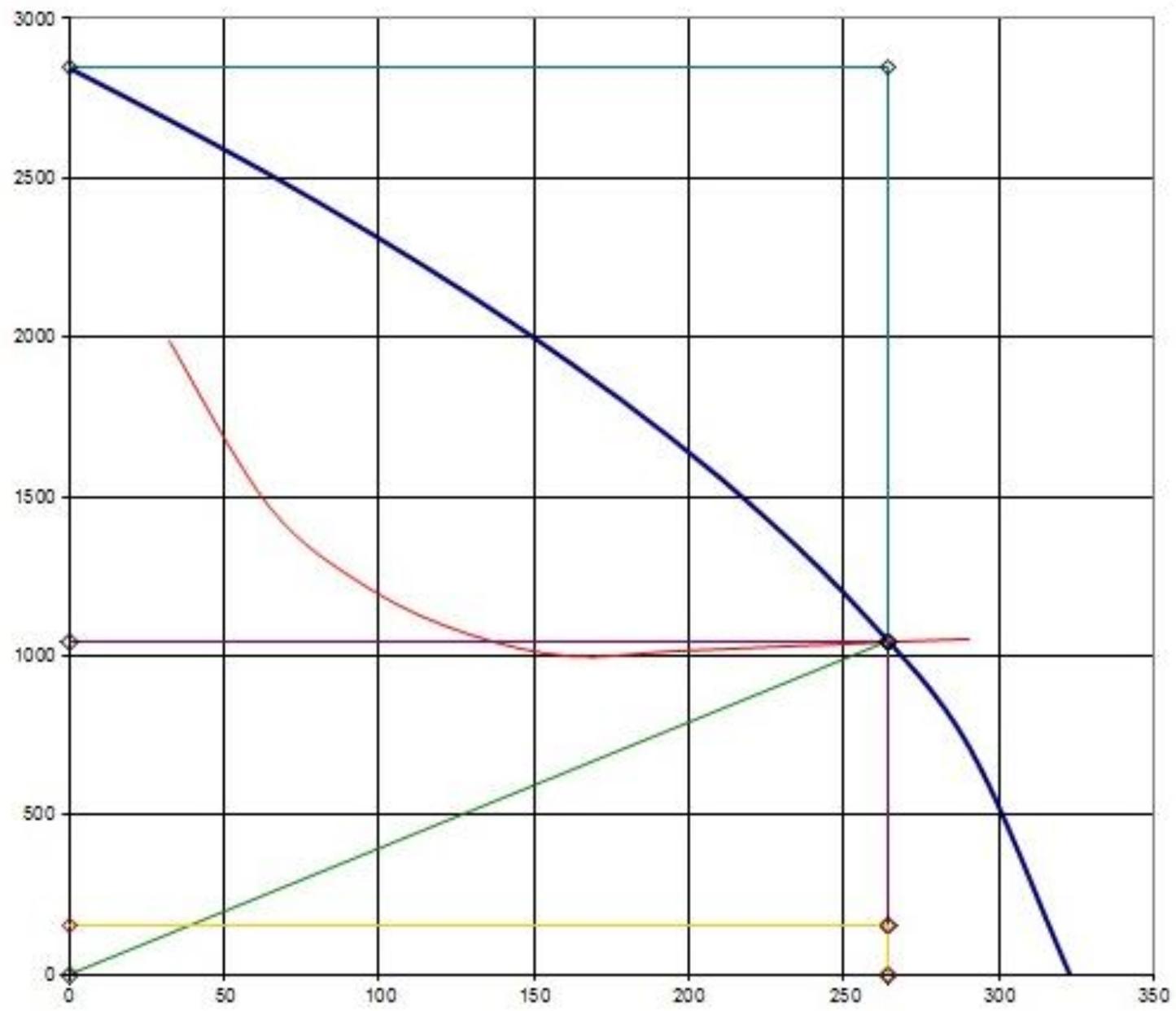
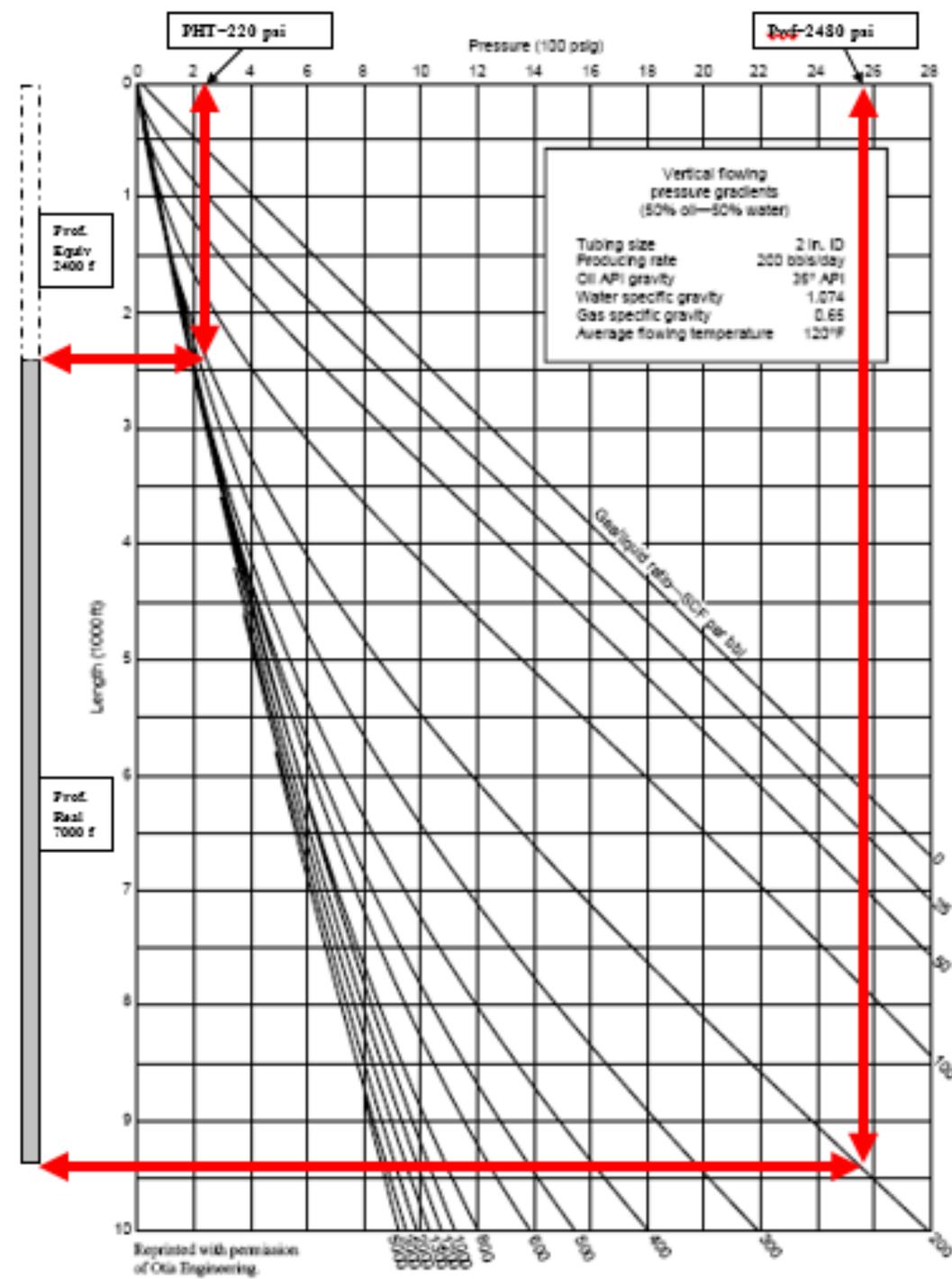
INFORMACIÓN NECESARIA

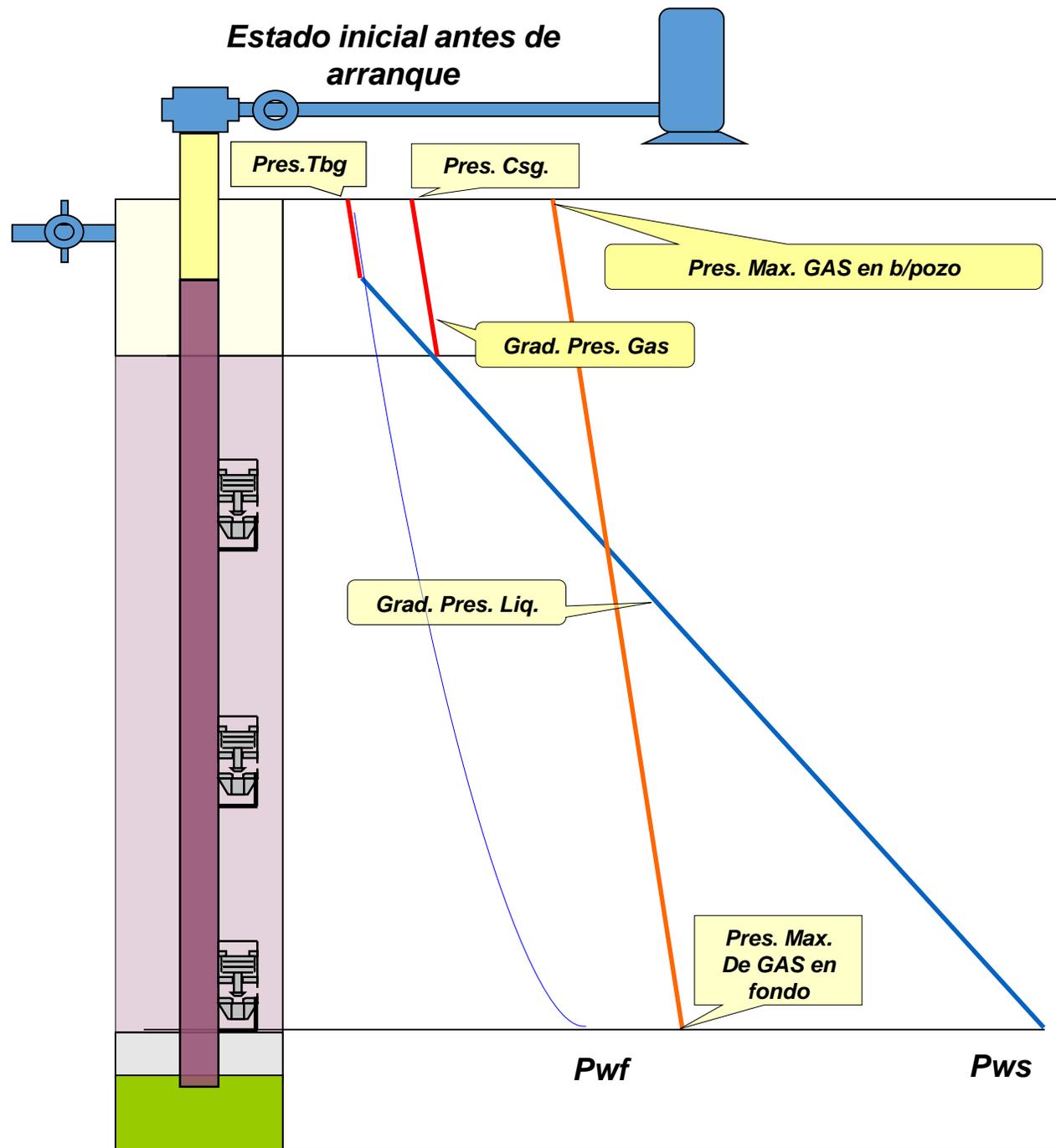
ESPECIFICACIONES DEL POZO

- 1) Profundidad del cielo de cemento : 7100ft
- 2) Diámetro y peso del casing : 5^{1/2}" ; 15.5lb/ft ; J-55
- 3) Diámetro y peso del tubing : 2^{3/8}" ; 4.7lb/ft ; J-55
- 4) Profundidad de los punzados : 7000 a 7020ft
- 5) Profundidad del packer : 6960ft
- 6) Presión estática de fondo : 2400psi
- 7) Nivel estático del fluido : 1000ft
- 8) Índice de productividad IP : 1.2BPD/psi
- 9) Producción potencial: 600 BPD
- 10) Densidad del fluido del pozo : 36°API
- 11) Producción de agua : 3%
- 12) Gradiente de presión estática : 0.40psi/ft

ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA

- 1) Presión de gas disponible: 700psi.
- 2) Densidad del gas : 0.7
- 3) Presión del separador : 150psi





GRADIENTE DE PRESION DE GAS

Curva de gradiente de gas: Muestra como varía en forma lineal la presión hidrostática del gas con la profundidad. En superficie se inyecta a una determinada presión y la misma varia debido a la profundidad y densidad del gas. Se puede calcular analíticamente o gráficamente

$$P_{gd} = P_g \times e^{(0,01875 \times S_g \times D_w) / (T_{avg} \times Z)}$$

Densidad std del gas	Sg =	0,65	
Presión en Cabeza de pozo	Pg =	1000	psi
Temperatura promedio	Tavg =	114	°F
Factor de compresibilidad	Z =	0,75	
Profundidad	Dw =	7000	ft

Gradiente de presión	$P_{gd} = 27,1 \text{ psi/1000 ft}$
-----------------------------	---

Presión @ 7000 ft	$P(z) = 1189,9 \text{ psi}$
--------------------------	---

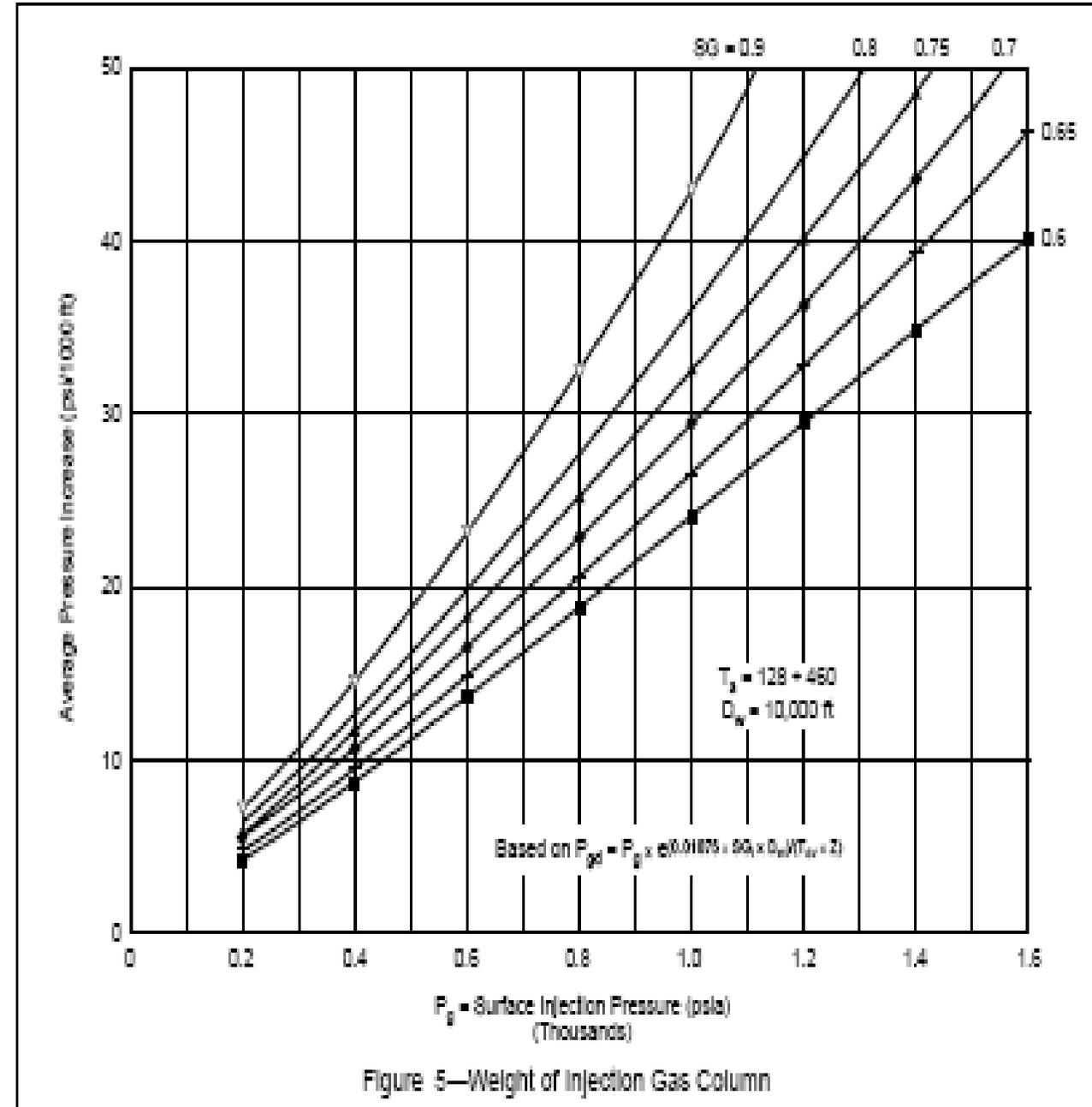


Figure 5—Weight of Injection Gas Column

GRADIENTE DE TEMPERATURA FLUYENDO

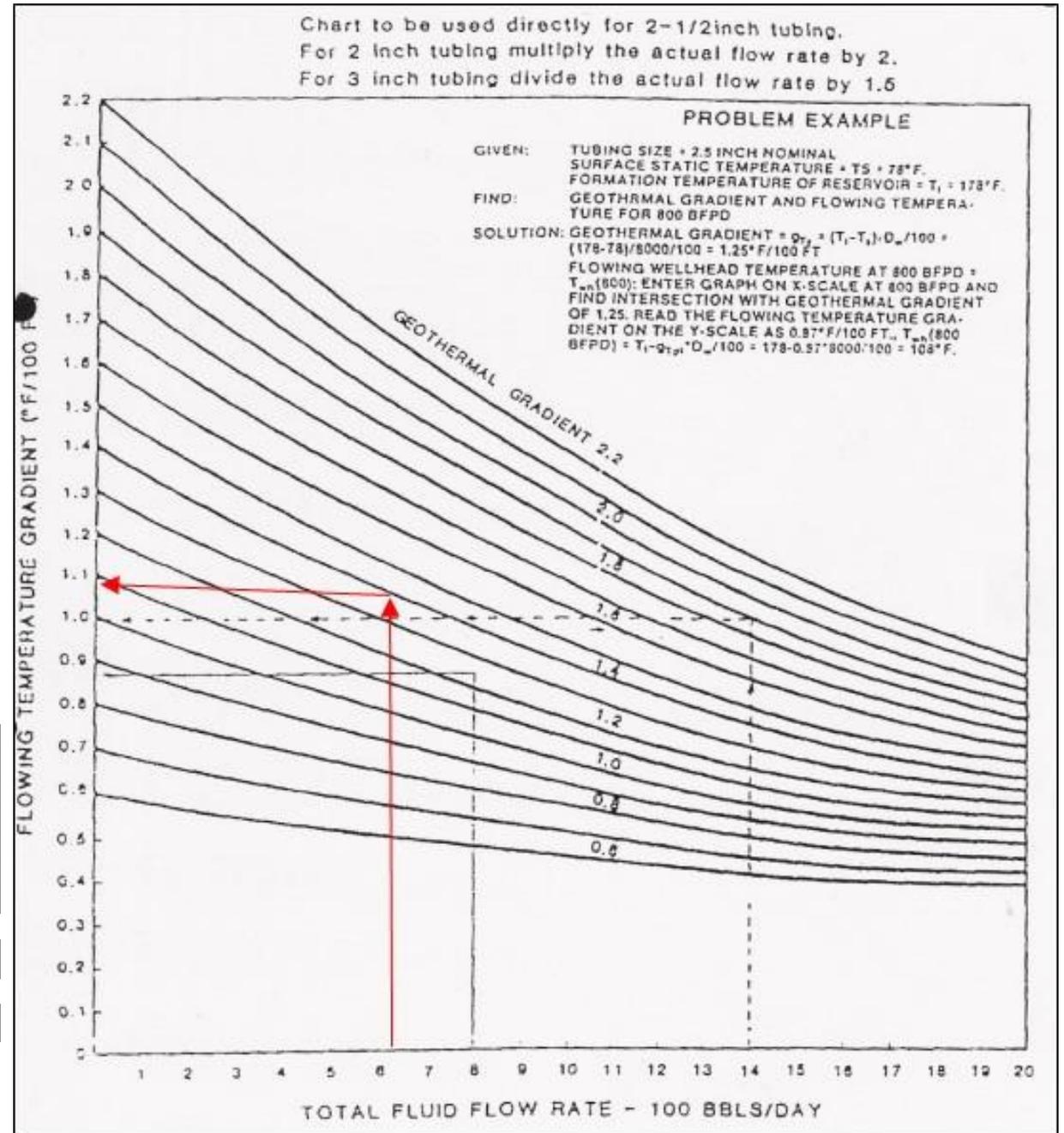
Curva de gradiente de agua: Muestra como varía en forma lineal la presión hidrostática del agua con la profundidad. Se toma agua debido a que se suponen las condiciones más desfavorables, fluidos de terminación dentro del pozo (elevar un fluido más denso y por lo tanto alivianar una columna que produce mayor presión

$$G_{tf} = G_{ts} \times e^{(-0,0438 \times (Q_b/100) \times F_c)}$$

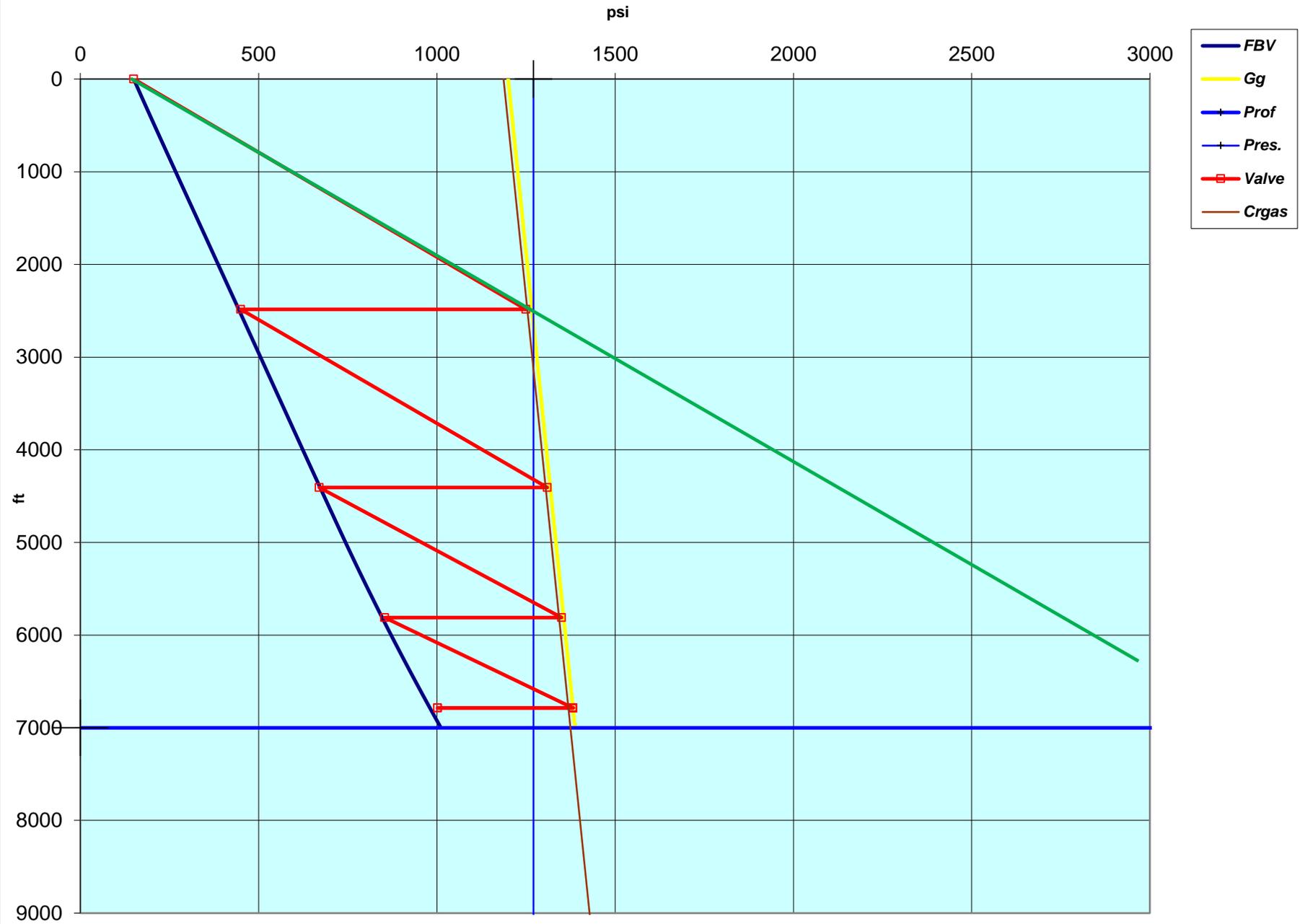
Caudal total: petróleo + agua	Q _b	618	bbld
Diametro nominal del tbg	D _t	2 3/8	plg
Factor de corrección por diam.	F _c	1	
Temperatura de formación	T _{bw}	178	°F
Temperatura de cabeza de pozo estática	T _{hw}	78	°F
Profundidad	D _w	7000	
Gradiente geotermico estático	(T _{bw} -T _{hw})/D _w *100	1,428571	°F/100ft

Gradiente de temperatura dinámico *G_{tf}* **1,09 °F/100ft**

Temperatura de cabeza de pozo @618 bbld T_{bw} - G_{tf} x (D_w/100) **101,7 °F**



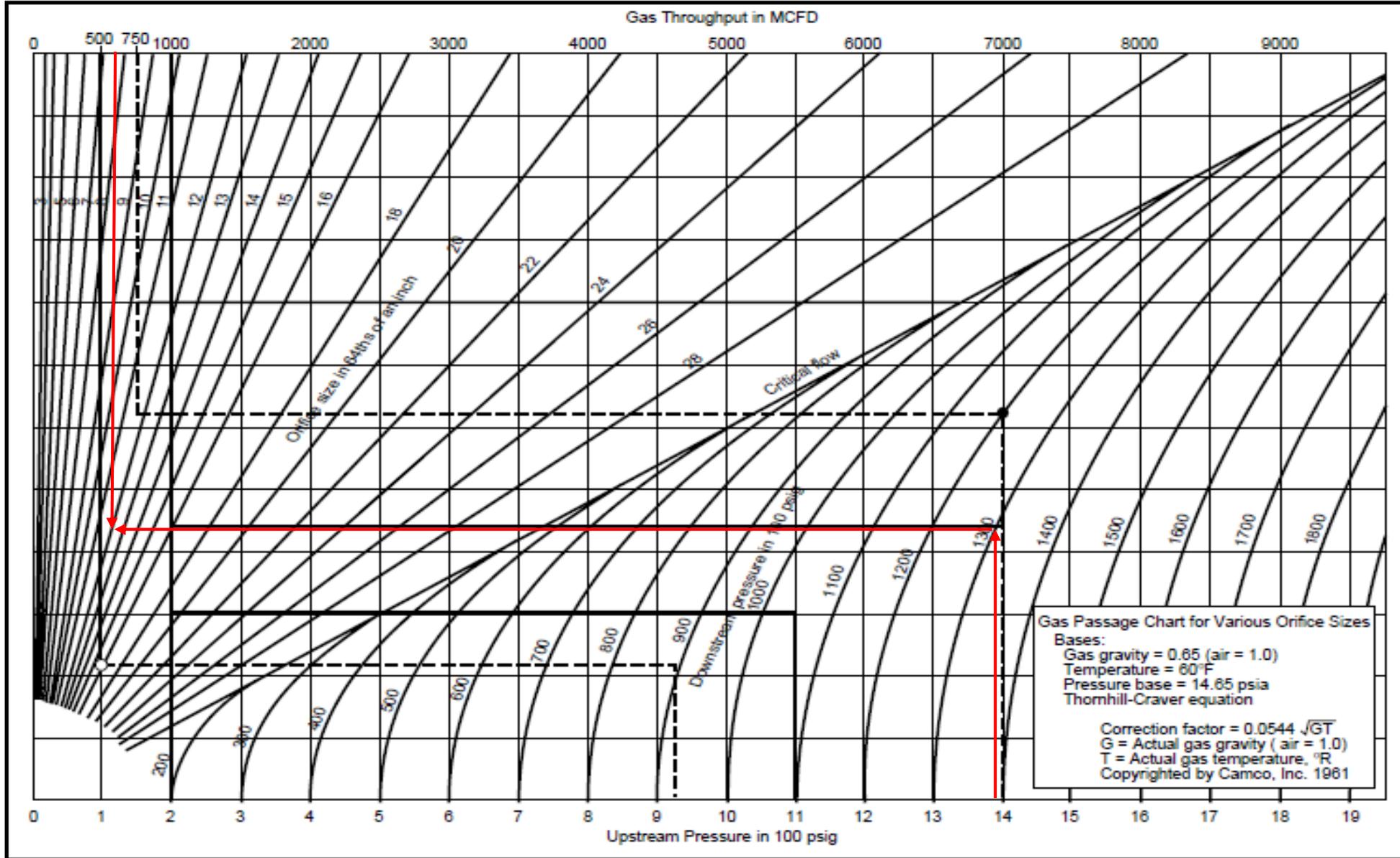
ESPACIAMIENTO DE VALVULAS



DETERMINACION DEL ORIFICIO DE LAS VALVULAS

$$\text{Gas diario inyectado} = \text{RGL} \times \text{Qmax FC}$$

FC=factor de corrección por gradiente de temperatura



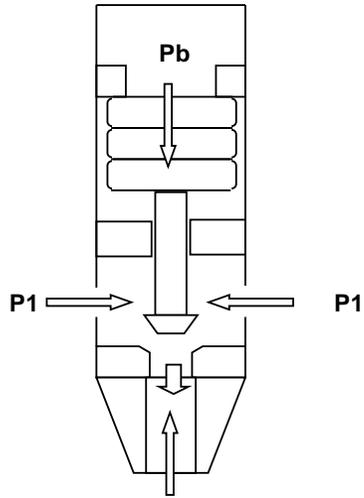
Gráficamente ingresando en abscisas inferiores con la presión de inyección del gas en 100 psig y subimos hasta la presión mínima de inyección, que por lo general corresponderá al flujo crítico, y trazo una horizontal en ese punto. En las abscisas superiores ingreso con la cantidad de gas diario inyectado requerido y bajo hasta cortar con la horizontal anterior.

$$\text{Gas diario inyectado} = \text{RGL} \times \text{Qmax FC}$$

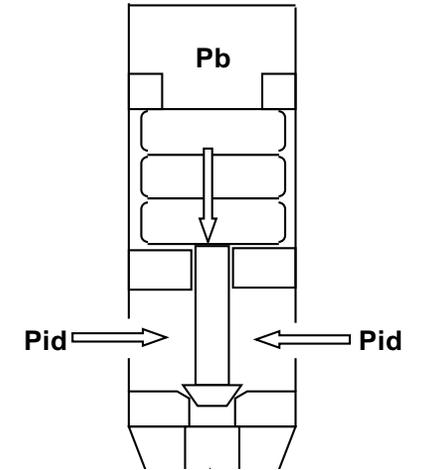
FC=factor de corrección por gradiente de temperatura

En ese punto obtengo el tamaño de las válvulas. Selecciono para todas el mismo tamaño. En este pozo se van a utilizar válvulas 12/64 pulg.

VALVULA ABIERTA EN POZO



VALVULA CERRADA EN POZO



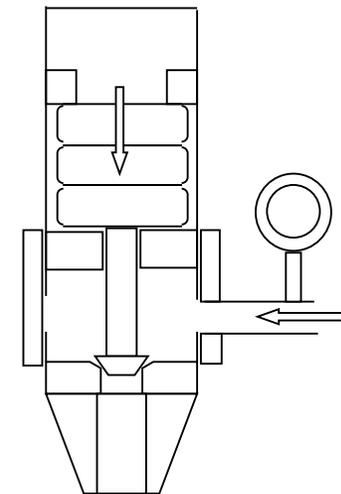
CALCULO DE LA PRESIÓN DE FUELLE (TEST RACK)

$$P_{vo} = (P_{PEF} \times P_{pd} + P_{lod}) \times C_T$$

$$C_T = \frac{1}{1.0 + 0.00215 \times (T_v - 60)}$$

$$P_{PEF} = \frac{A_p}{(A_b - A_p)}$$

Valve #	Profundidad ft	Temp. °F	Ppef	Pres.fluencia (Pdp) psi	Ppef x Pped psi	Piod psi	Psid psi	Ct	Pvo psi
1	2485	129	0,104	394	41	1267	1308	0,871	1140
2	4407	150	0,104	651	68	1295	1362	0,838	1142
3	5811	165	0,104	854	89	1308	1396	0,816	1139
4	6786	176	0,104	1002	104	1309	1413	0,801	1132
5	7430	183	0,104	1103	115	1302	1416	0,791	1121
6	7828	187	0,104	1166	121	1287	1409	0,785	1106
7	8000	189	0,104	1199	125	1267	1392	0,783	1090



$P_{vo} \times (A_b - A_s)$
 $P_{bt} \times A_b$