

Subproyecto: Producción de Hidrocarburos I CARRERA: Ingeniería de Petróleo Prof. Sharon Escalante Msc Ing de Petróleo Fecha: Agosto 2015	<h1 style="margin: 0;">LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</h1> <h2 style="margin: 0;">POR GAS</h2>
---	--

El levantamiento artificial por gas (LAG) es uno de los métodos más utilizados en la producción de crudos livianos y medianos a nivel mundial y particularmente en Venezuela.

1. CONCEPTO y TIPOS

El levantamiento artificial por gas (LAG) es un método que utiliza gas comprimido como fuente de energía para llevar los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie de allí que la principal consideración en su selección para producir un grupo de pozos petroleros, es la disponibilidad de una fuente rentable de gas a alta presión. Existen dos tipos de LAG: continuo e intermitente. (Ver Fig. 1)

1.1 Rangos de aplicación

<i>LAG Continuo</i>	<i>LAG Intermitente</i>
<p>Se utiliza en pozos con alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 lpc/1000 pies) y de alta a mediana productividad (preferentemente índices de productividad mayores a 0,5 bpd/lpc) capaces de aportar altas tasas de producción (mayores de 200 bpd). La profundidad de inyección dependerá de la presión de gas disponible a nivel de pozo.</p>	<p>Se aplica en pozos de mediana a baja energía (presiones estáticas menores a 150 lpc/1000 pies) y de mediana a baja productividad (índices de productividad menores a 0,3 bpd/lpc) que no son capaces de aportar altas tasas de producción (menores de 100 bpd).</p>

1.2 Operación de LAG continuo

El LAG continuo se considera como una extensión del método de producción por flujo natural y consiste en suplementar el gas de formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluido del pozo con el propósito de aligerarla para disminuir la presión fluyente en el fondo del pozo y generar el diferencial de presión requerido para que la arena productora aporte la tasa de producción deseada. El gas se inyecta a la columna de fluidos del pozo a través de una válvula reguladora de presión que se denomina válvula de LAG. En la Fig. 2 se ilustra con más detalle este tipo de LAG

La **Eficiencia de levantamiento** se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo. La máxima eficiencia se obtiene inyectando por punto más profundo posible la tasa de inyección adecuada (60 a 120 pies por encima de la empacadura superior). La tasa de inyección de gas dependerá de la tasa de producción y del aporte de gas de la formación. De acuerdo a lo mostrado en la Fig.2:

$$Q_{INY} = \frac{(RGL_T - RGL_F) * q_L}{1000} \dots\dots\dots Ec. 1$$

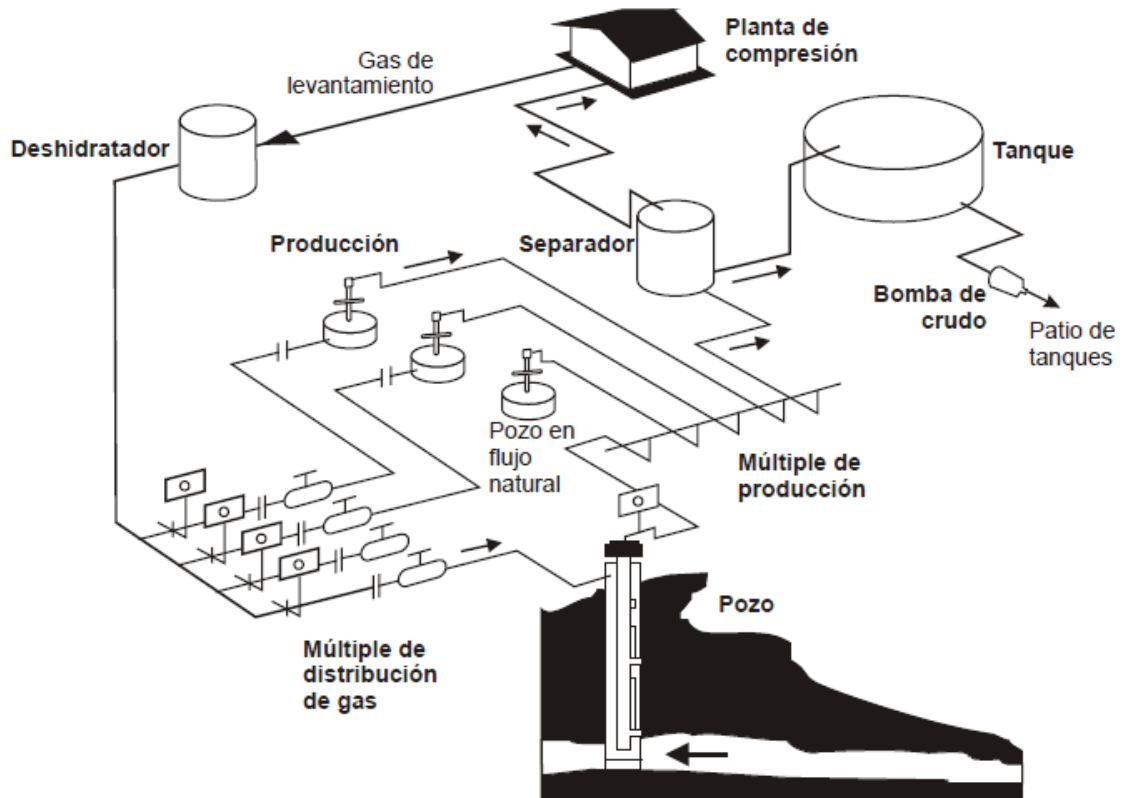


Figura 1. Sistema típico de LAG.

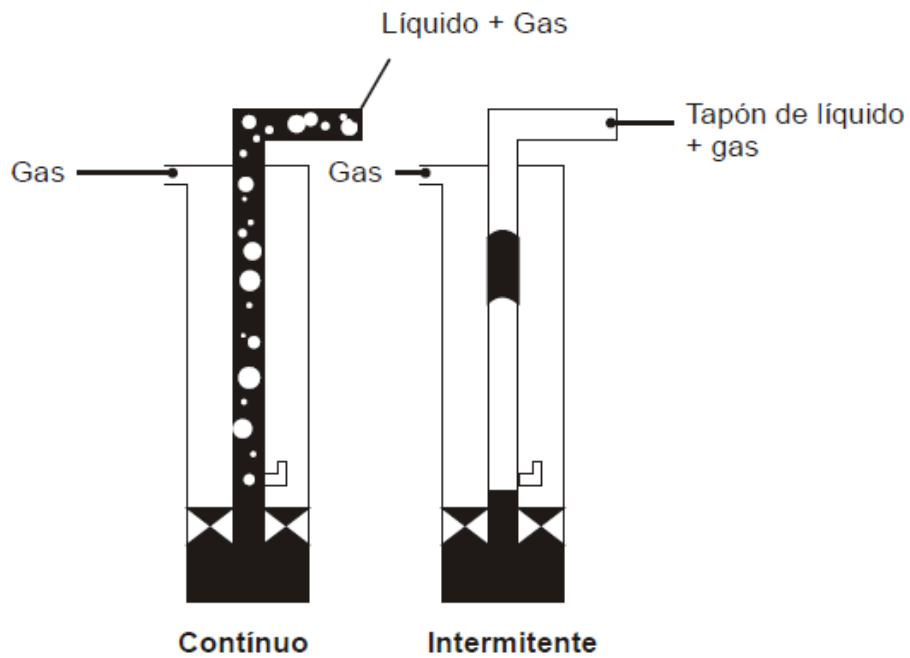


Figura 2. Tipos de LAG.

Donde:

- Q_{iny} = tasa de inyección requerida de gas, Mpcn/d
- RGL_T = relación gas-liquido total, Pcn/bn
- RGL_F = relación gas-liquido de formación, Pcn/bn
- q_L = tasa de producción de liquido, Bpd

Cuando se desconoce el comportamiento de afluencia de la formación no es posible cuantificar previamente el impacto de la tasa de inyección de gas de levantamiento sobre la producción de pozo. Una manera de optimizar la inyección es mantener una relación gas-liquido total, RGL_T , cercana a la correspondiente al gradiente mínimo, es decir aquella a partir de la cual el gradiente de presión no se reduce al aumentar las la relación gas-liquido ya que la reducción del peso de la columna de fluido se compensa con las pérdidas de energía por fricción. De esta manera se reducirá al mínimo la presión fluyente en el fondo del pozo, maximizando la afluencia de fluidos de la arena hacia el pozo. Zimmerman (1) presento la siguiente expresión que permite calcular una relación gas-liquido cercana al gradiente mínimo:

$$RGL_{grad.min} = \left[a + \left(\frac{b \cdot Dv}{1000} \right) * \cot gh \left(\frac{c \cdot Q_L}{1000} \right) \right] \dots \dots \dots \text{Ec. 2}$$

Donde

$$a = (25,81 + 13,92 \cdot w) \cdot ID^2 - 145$$

$$b = 139,2 - (2,7766 + 7,4257 \cdot w) \cdot ID^2$$

$$c = [(1 - 0,3 \cdot w) \cdot (3 - 0,7 \cdot ID)] + [(0,06 - 0,015 \cdot w - 0,03 \cdot w \cdot ID) \cdot Dv / 1000]$$

Con:

w = Fracción de agua y sedimento adimensional (Rango: $w > 65\%$)

ID = Diámetro interno de la tubería de producción, pulg (Rango 2, 2.5 y 3")

Dv = Profundidad del punto de inyección, pies (2000 $Dv < 10000$)

Q_L = tasa de producción de liquido, Bpd ($Q_L > 50$)

$RGL_{grad.min}$ = RGL cercana a gradiente mínimo, pcb/bn

A mayor profundidad de inyección menor será la presión fluyente generada en el fondo del pozo, de allí la importancia de alcanzar la máxima profundidad de inyección con la presión disponible en superficie, de esa manera se aprovechara al máximo la energía del gas comprimido. Para obtener esto es necesario realizar un buen diseño de la instalación.

Cuando se conocer el comportamiento de afluencia de la formación productora se puede cuantificar el efecto que tiene la relación gas-liquido sobre la producción del pozo aplicando análisis nodal my asumiendo que se puede inyectar el gas en el fondo del pozo, de esta manera se obtendrán gráficos de oferta y demanda de fluidos para diferentes relaciones gas-liquido (ver **Fig. 3**) Para cada tasa de producción Q_L obtenida, se determina la tasa de inyección requerida aplicando la ecuación 1, graficando la tasa de producción de liquido en función de la tasa de inyección de gas, se obtiene, la llamada por Mayhill (2) la Curva de Comportamiento del Pozo de LAG y en ella se visualiza el efecto que tiene la tasa de inyección de gas sobre la tasa de producción del pozo. Las **Fig. 3a y 3b** muestran los efectos antes mencionados.

Cuando la presión estática del yacimiento es tan baja del tal forma que no se puede obtener suficiente diferencial de presión en la arena productora para producir mediante LAG continuo, se debe utilizar LAG Intermitente.

1.3 Operación del LAG intermitente

El LAG intermitente consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que aporta la arena por encima del punto de inyección. La **Fig. 4** muestra el ciclo de operación de una instalación de LAG intermitente. Una vez levantando dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

Entre las diferencias fundamentales entre ambos tipos de LAG se tienen:

- El patrón de inyección, en LAG continuo se aprovecha la energía del gas de formación mientras que en el LAG intermitente esta energía se pierde.
- En el LAG continuo se gasifica la columna de fluido para mantener el pozo en producción con la energía existente en el yacimiento mientras, que en el LAG intermitente se desplaza el tapón de líquido con la energía del gas comprimido y la energía del yacimiento se encarga, posteriormente, de aportar el tapón de líquido al pozo.

2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

La mayoría de los sistemas del LAG están diseñados para recircular el gas de levantamiento. El gas a baja presión proveniente de las estaciones se comprime para ser parcialmente reinyectado en los pozos con fines de levantamiento. En la **Fig. 5** se presenta el equipo básico requerido en un sistema de LAG.

2.3.1 Equipo de superficie

- **Planta Compresora.** Se encarga de comprimir el gas proveniente de las estaciones , puede ser centrifuga (turbina) o reciprocante (motocompresor)
- **Red de distribución de gas a alta presión:** es un sistema de tuberías que distribuye el gas de levantamiento entre los pozos asociados al sistema, puede ser a través de múltiples de distribución o también a través de una red del tipo ramificada.
- **Equipos de medición y control:** registradores y reguladores de flujo, válvulas de bloqueo, etc.
- **Red de recolección de gas a baja presión:** es el conjunto de tuberías que se encargan de llevar el gas a baja presión de las estaciones de flujo hasta la planta compresora.

2.3.1 Equipo de Subsuelo

- **Válvulas:** son válvulas reguladoras de presión a través de las cuales se inyecta gas a la columna de fluidos.
- **Mandriles de LAG:** tubos especiales donde se asientan las válvulas de LAG.

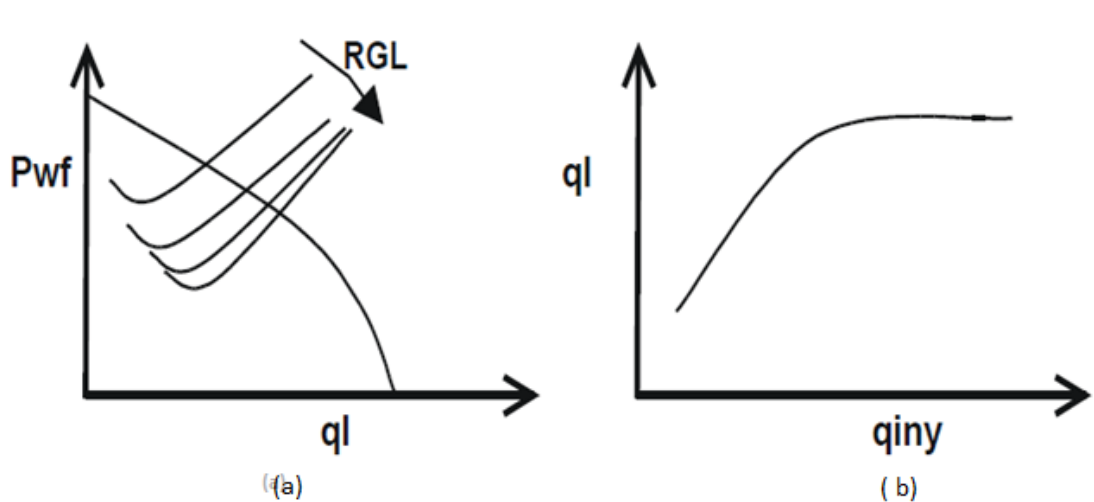


Figura 3.a) Efecto de la RGL sobre la tasa de producción b) Curva de comportamiento de un pozo de LAG

Recorrido del gas a través del sistema de LAG

En el caso típico mostrado en la **Fig. 5** la planta compresora recibe el gas a 50 Lpcm y lo descarga a 1200 Lpcm a la red de distribución. Debido a la fricción, el gas pierde energía en dicha red de tal manera que llega, en este caso con 1170 Lpcm al medidor, este generalmente es del tipo placa-orificio. Prácticamente con esta última presión entra al regulador de flujo (choke ajustable), de donde el gas sale 1050 Lpcm, esta es la llamada comúnmente, cuando el choke ajustable, está en el pozo, presión de inyección (P_{iny}) o “Presión de Casing” ya que en la mayoría de los casos el gas se inyecta por el anular y pasa a trabes de la válvula operadora de LAG a la tubería de producción para mezclarse con los fluidos producidos por el pozo; cuando el choke está en el múltiple la “presión del revestidor” es ligeramente menor a la presión de salida de dicho choke debido a la pérdida por fricción en la línea de gas

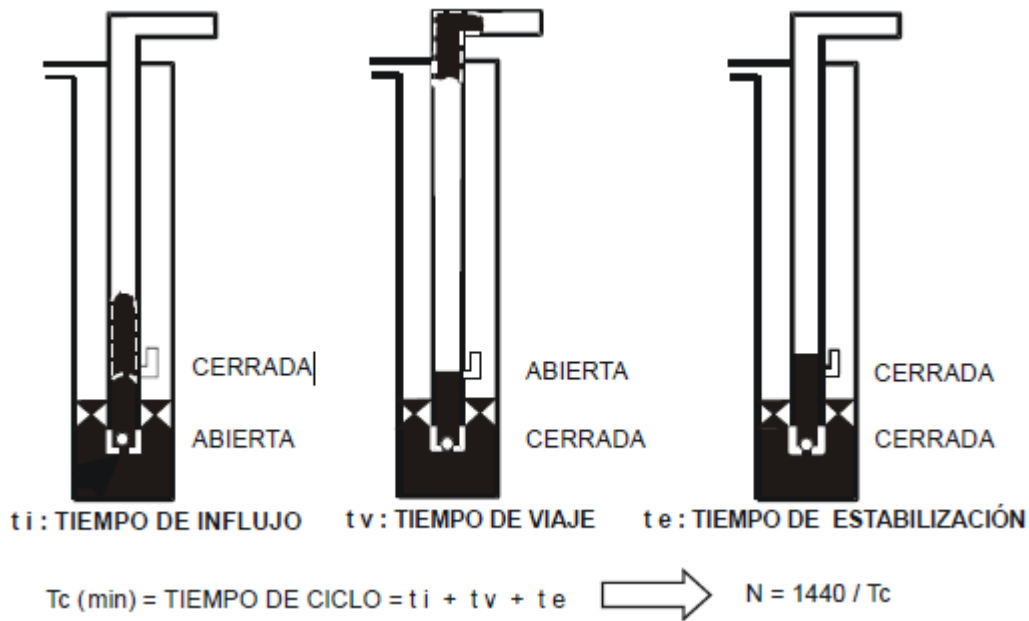


Figura 4. Ciclo de operación de LAG intermitente.

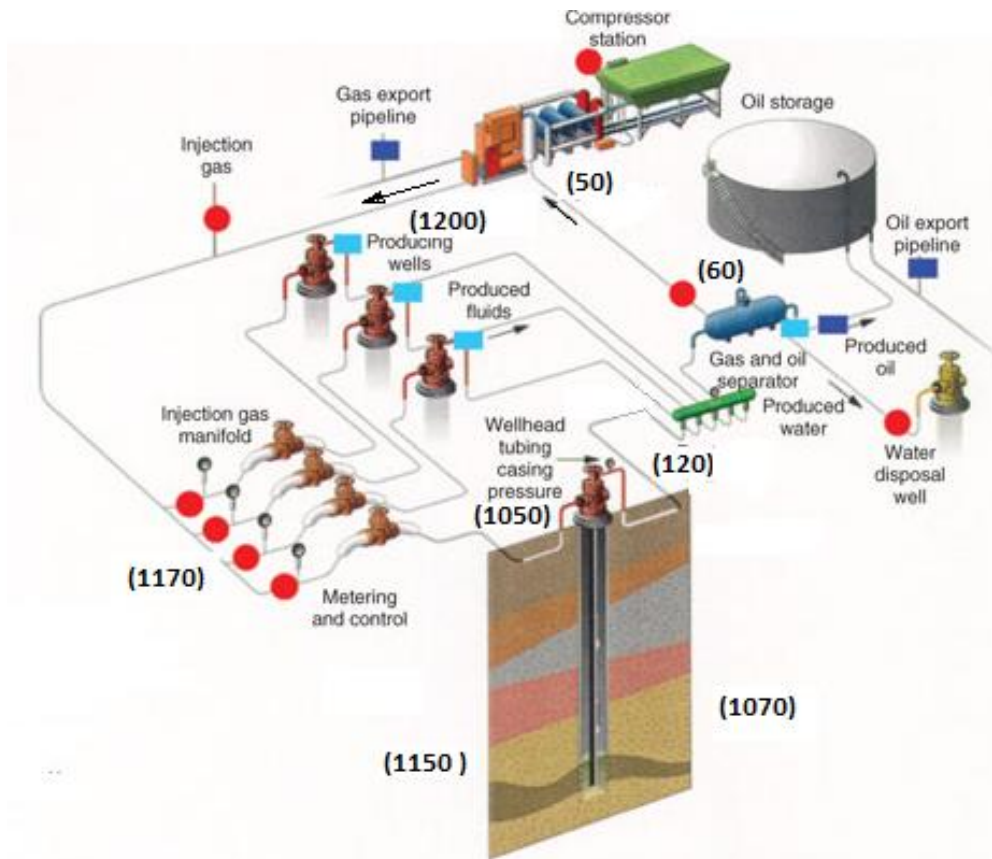


Figura 5. Recorrido del gas en un sistema de LAG.

Como el anular tiene un área grande expuesta al flujo la velocidad del fluido no es alta por lo que la fricción es prácticamente despreciable, de allí que para determinar la presión de inyección a la profundidad de la válvula operadora basta adicionarle a la presión de inyección de gas en superficie, el peso de la columna de gas. El gradiente estático de gas a presión (G_g) puede obtenerse de las Fig. 6 y a partir de la presión de inyección en la superficie y de la gravedad específica del gas (γ_g)

$$P_{gas@prof} = P_{iny sup} + Prof * G_g$$

Asumiendo que el gas de inyección tiene una gravedad específica (γ_g) igual a 0,70 se obtiene de la Fig. 6 un gradiente estático del gas a la presión de 1050 Lpcm de aproximadamente 27,5 Lpc/1000 pies, si la profundidad de la válvula esta a 3636 pies, la presión de entrada del gas frente a la válvula será de (asumiendo $P_{casing}=1050$ Lpcm)

$$P_{@Dv} = 1050 + 0,275 * 3636 = 1150 \text{ Lpcm}$$

En la válvula, el gas al pasar a través de ella sale a 1070 Lpc, la caída de presión a través de la válvula dependerá del área expuesta a flujo. Los fluidos producidos junto con el gas de levantamiento son transportados principalmente por la energía del yacimiento hasta el cabezal del pozo donde llegan con 120 Lpcm, energía suficiente para llevar los fluidos hasta la estación de flujo.

En el separador general de producción eventualmente se separara la fase liquida de la gaseosa; la fase liquida después de ser tratada es transportadas a los tanques de almacenamiento, y el gas a 60 Lpcm pasa a la red de recolección para entrar nuevamente a la estación compresora a 50 Lpcm.

A lo largo de este recorrido existen, en puntos estratégicos, válvulas y medidores de presión y de flujo de gas que permiten obtener información requerida para el control y seguimiento del sistema

2.1 Mandriles y valvulas

La parte del equipo cuyo funcionamiento es el más importante comprender para realizar el diseño y análisis de una instalación de LAG lo constituye la válvula de levantamiento, por lo que se detallaran algunos aspectos relacionados con la mecánica de válvulas de levantamiento, por lo que en la próxima sección de detallaran algunos aspectos relacionados con la mecánica de válvulas de levantamiento. En el pozo las válvulas son instaladas en tuberías que poseen conexiones para sujetarlas a la profundidad deseada y que reciben el nombre de mandriles.

Los mandriles constituyen una parte integrada a la tubería de producción. El número de mandriles así como la posición de cada uno de ellos en la sarta de producción se determina en el diseño de la instalación y dependerá fuertemente de la presión de inyección disponible en el sistema. Existen dos tipos de mandriles:

- **Mandriles convencionales** (Ver Fig. 7) la válvula va enroscada fuera del mandril y es necesario sacar la tubería de producción para extraerla, actualmente no se utilizan en la completación de los pozos.
- **Mandril de bolsillo**, se introdujo en 1950, (Ver Fig. 7) y posee en su interior un receptáculo para alojar la válvula de tal manera que no entorpezca el paso de los fluidos ni de las herramientas a través de la tubería.

Las válvulas pueden ser extraídas con guaya fina desde la superficie por lo que comúnmente se llaman válvulas recuperables. La nueva generación de mandriles de bolsillo vienen equipados con dispositivos mecánicos especiales para orientar las herramientas de pesca y asegurar una operación exitosa de guaya fina en pozos desviados.

El tamaño de los mandriles a utilizar dependerá del diámetro de la sarta de producción, los tamaños más comúnmente utilizados son los de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2", así mismo los tamaños de válvulas más usados son los de 1,0" y 1,5" (OD) siendo estas últimas las mas recomendadas para levantar altas tasas de producción.

Dependiendo del tamaño de la válvula que el mandril es capaz de alojar, se clasifican en mandriles de la "Serie K" para válvulas de 1" y de la "Serie M" para las de 1 1/2".

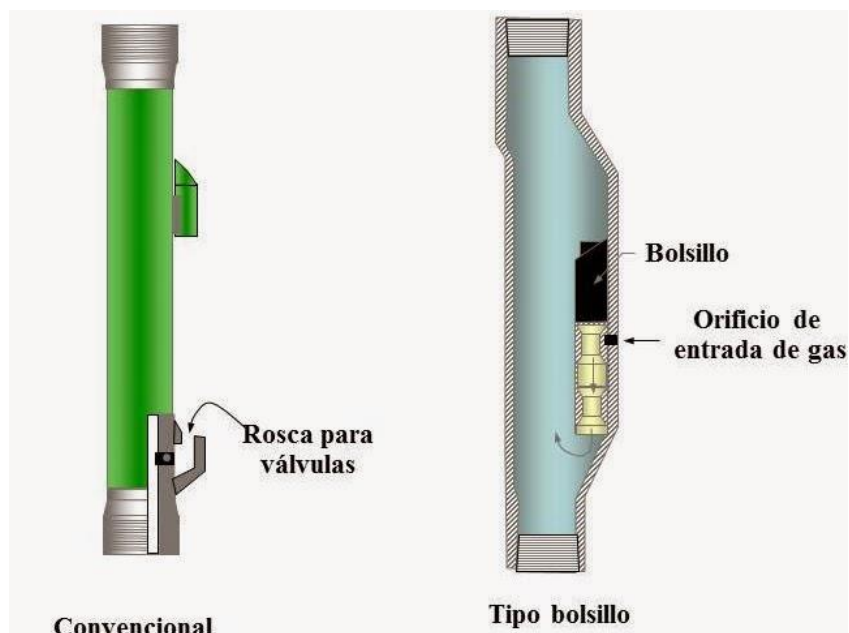


Figura 7. Tipos de mandriles para un sistema LAG

El propósito de las válvulas de LAG, a excepción de la operadora, es permitir la descarga de los fluidos del pozo para logra inyectar el gas a la profundidad determinada en el diseño; para evitar que el fluido se regrese de la tubería hacia el espacio anular las válvulas poseen una válvula de retención en su parte inferior.

2.1.1 Mecánica de válvulas

La válvula de LAG es un regulador de presión, en la **Fig. 8** se muestran las partes de un regulador de la presión aguas arriba.

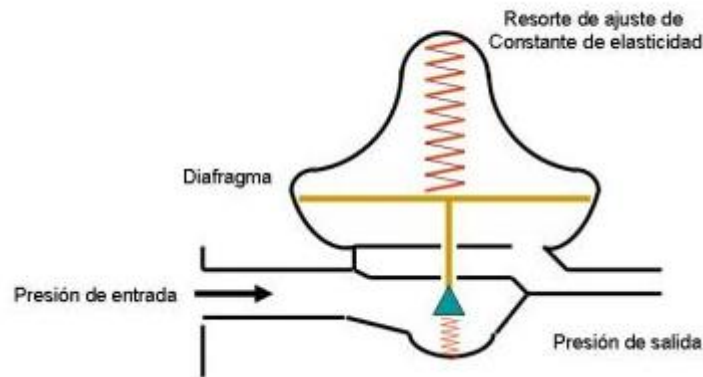


Figura 8. Regulador de presión

En el regulador el elemento de cierre es el resorte, el cual ejerce una fuerza hacia abajo manteniendo la punta del vástago apoyada en su asiento; la presión corriente arriba actúa sobre el área del diafragma y la presión corriente abajo actúa sobre el área del asiento generando dos fuerzas que actúan verticalmente hacia arriba para tratar de abrir el regulador.

Obviamente la fuerza ejercida por el fluido corriente arriba será mayor que la ejercida por el fluido corriente abajo ya que actúa sobre mayor área, es por ello que bajo estas circunstancias se dice que el regulador es abierto predominantemente por la presión corriente arriba.

En caso de que la construcción del regulador fuese de tal forma que la presión corriente arriba y corriente abajo intercambiaran su área de acción, el regulador abriría predominantemente por la presión corriente abajo.

En la válvula de la **Fig.9**, el elemento de cierre es un fuelle cargado con gas a presión (aunque algunas utilizan un resorte al igual que el regulador); las fuerzas de apertura provienen de la acción de la presión de gas (corriente arriba) y de la presión de fluido o presión de producción (corriente abajo) sobre el área del fuelle y el área del asiento respectivamente o viceversa.

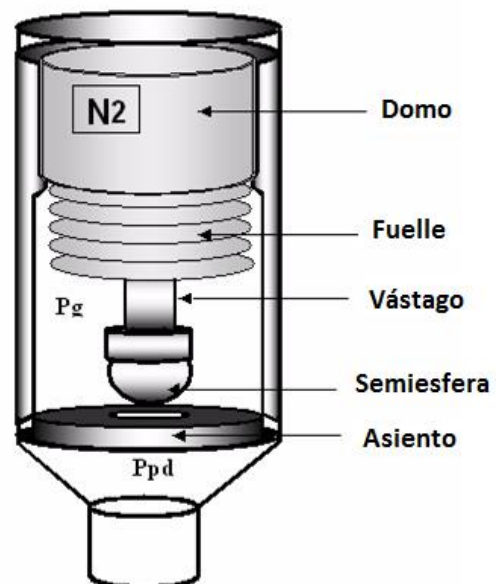


Figura 9. Válvula de Gas-Lift.

2.1.2 Clasificación de válvulas para LAG

De acuerdo a la presión que predominantemente abre a la válvula estas se clasifican en:

- **Válvulas Operadas por Presión de Gas:** son aquellas donde la presión de gas actúa sobre el área del fuelle por lo que abren predominantemente por dicha presión.
- **Válvulas Operadas por Presión de Fluido:** son aquellas donde la presión del fluido del pozo actúa sobre el área del fuelle por lo que abre predominantemente por dicha presión.

2.1.3 Fuerzas de apertura y cierre de una válvula en el pozo

Para una válvula operada por presión de gas en posición cerrada, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas en un instante antes de que abra:

$$\text{Fuerza de Cierre} = \text{Fuerzas de Apertura} \quad (\text{Ec. 3})$$

Con:

$$\text{Fuerza de cierre} = P_b \cdot A_b \quad (\text{Ec.4})$$

$$\text{Fuerzas de apertura} = P_g (A_b - A_p) + P_{pd} \cdot A_p \quad (\text{Ec.5})$$

Donde:

P_b = Presión del N_2 en el fuelle o sencillamente presión de fuelle, en Lpcm.

P_g = Presión de gas, en Lpcm.

P_{pd} = Presión del fluido o presión de producción en Lpcm

A_b = Área efectiva del fuelle, en pulg². (Aprox. 0.77 y 0.31 pulg² para válvulas de 1 1/2" y 1" respectivamente)

A_p = Área de la puerta (port) o asiento, en pulg²

Sustituyendo (Ec. 4) y (Ec.5) en (Ec.3) se obtiene:

$$P_b A_b = P_g (A_b - A_p) + P_{pd} A_p \quad (\text{Ec.6})$$

En vista de que los valores de A_p y A_b son pequeños se ha simplificado la expresión anterior dividiéndola entre A_b , por lo que la expresión (Ec.6) puede escribirse:

$$P_b = P_g (1 - R) + P_{pd} R \quad (\text{Ec.7})$$

Donde: $R = A_p/A_b$ se denomina relación de áreas entre el asiento y el fuelle, su valor debe ser suministrado por el fabricante de las válvulas.

La presión de gas requerida para abrir la válvula (P_{od}) bajo condiciones de operación se obtiene resolviendo la Ec.7 para P_g , es decir:

$$P_{od} = P_g = (P_b - P_{pd} R) / (1 - R) \quad (\text{Ec.8})$$

Cuando la válvula está en posición abierta, asumiendo que la presión por debajo del vástago es la presión P_g se puede establecer el siguiente balance un instante antes de que cierre:

$$P_b A_b = P_g (A_b - A_p) + P_g A_p \quad (\text{Ec.9})$$

El valor de P_g para que la válvula cierre (P_{vcd}) se obtiene resolviendo la Ecuación 9 para P_g , es decir:

$$P_{vcd} = P_g = P_b \quad (\text{Ec.10})$$

Luego para que la válvula cierre es necesario que la presión del gas disminuya hasta la presión del nitrógeno en el fuelle.

Para el caso de válvulas operadas por fluido se puede realizar un balance similar obteniéndose las siguientes ecuaciones:

Pod = Presión de apertura

$$\mathbf{Pod = Pp = (Pb - Pg R) / (1 - R)} \quad (\text{Ec.11})$$

Pvcd = Presión de cierre

$$\mathbf{Pvcd = Pp = Pb} \quad (\text{Ec.12})$$

En la mayoría de los casos se recomienda utilizar válvulas operadas por presión de gas ya que ayudan a mantener estable la presión de inyección en el pozo y además, conociendo dicha presión en la superficie es relativamente fácil diagnosticar cual de las válvulas está operando.

2.1.4 Calibración en el taller

En la fase de diseño se fija la presión de gas (Pg) con la que debe abrir la válvula de acuerdo a la presión de inyección disponible, de tal manera que con la presión del fluido en la tubería (Ppd) se puede calcular la presión del fuelle (Pb) aplicando la Ecuación 7.

Para lograr obtener la presión de Nitrógeno (Pb) a la temperatura de operación de la válvula (Tv) es necesario cargar el fuelle en el taller, donde por lo general se realiza a una temperatura de 60 ° F, de allí que se requiere corregir por temperatura la presión Pb, la corrección se obtiene aplicando la ley de los gases reales.

$$P.V = n.R.Z.T$$

es decir... $P_1/Z_1.T_1 = P_2/Z_2.T_2 = n.R/V = \text{constante}$

Luego $P_2 = P_1 . [(Z_2.T_2) / (Z_1.T_1)]$ ó también $P_2 = P_1 . Ct$

El valor de Ct ha sido publicado tanto en fórmulas como en tablas:

$$\mathbf{Ct = 1 / \{ 1 + 0.00215 (Tv - 60)\}} \quad (\text{Ec.13})$$

Donde Tv (°F) = $T_{\text{fondo}} - Gt (D - Dv)$

$$\mathbf{Pb @ 60^\circ F = Pb Ct} \quad (\text{Ec.14})$$

Gt: es el gradiente de temperatura en el pozo, si el yacimiento no se encuentra aportando fluido ($P_{\text{fondo}} \geq P_{\text{ws}}$) se debe usar el gradiente geotérmico ($G_{\text{geot}} = 0.015$ °F/pie), pero si se encuentra aportando un determinado caudal se debe utilizar el gradiente dinámico de temperatura (G_{td}) para luego calcular una temperatura promedio entre la dinámica y la geotérmica. Esta corrección no se realiza cuando el elemento de cierre es un resorte.

La presión de apertura en el taller se obtiene con el mismo balance de fuerzas realizado en el pozo, con la diferencia que Pp es cero. Luego la Ecuación 11 quedará:

$$\mathbf{Pvo (\text{taller}) = Pb @ 60 F / (1 - R)} \quad (\text{Ec.15})$$

Sustituyendo la Ecuación 14 en esta última expresión se obtiene finalmente la llamada Presión de Calibración (apertura) en el Taller, PTRO (*Pressure Test Rack Opening*), el API la denomina Pvo:

$$\mathbf{Pvo = P_{\text{TRO}} = Pb . Ct / (1 - R)} \quad (\text{Ec.16})$$

En [la Fig.10](#) se muestra un esquema del equipo utilizado para la calibración de las válvulas en el taller.

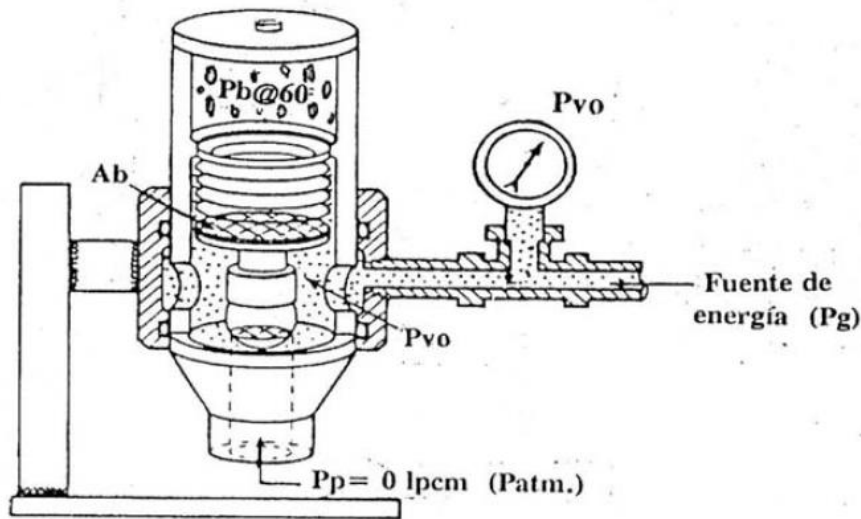


Figura 10. Flujo de gas a través de la válvula

2.1.5 Flujo de gas a través de la válvula

Winkler (1) indicó que el área del orificio de la valvular expuesta al flujo de gas aumenta en la medida que se incrementa la presión de gas por encima de la presión de apertura inicial de dicha válvula. Dicha área estará dada por el área lateral del cono truncado generado entre la bola del vástago y el asiento.

La Fig. 11 muestra los tres tipos de comportamiento observado en una válvula con flujo de gas a saber: flujo orificio, flujo de transición y flujo estrangulado que se observan cuando la presión de producción se reduce. Cuando la presión de inyección es igual a la presión de producción fluyente y ambas presiones están por encima de la presión de cierre de la válvula (P_{vc}), la válvula está abierta, pero no hay flujo de gas porque no existe presión diferencial a través de la válvula. Cuando existe una presión diferencial positiva ($P_{inj}-P_{pd}$) inducida a través de la válvula, el gas fluirá por la válvula. Cuando existe una presión diferencial negativa a través de la válvula, no existe flujo de gas porque existe una válvula de retención que prohíbe el flujo en reversa.

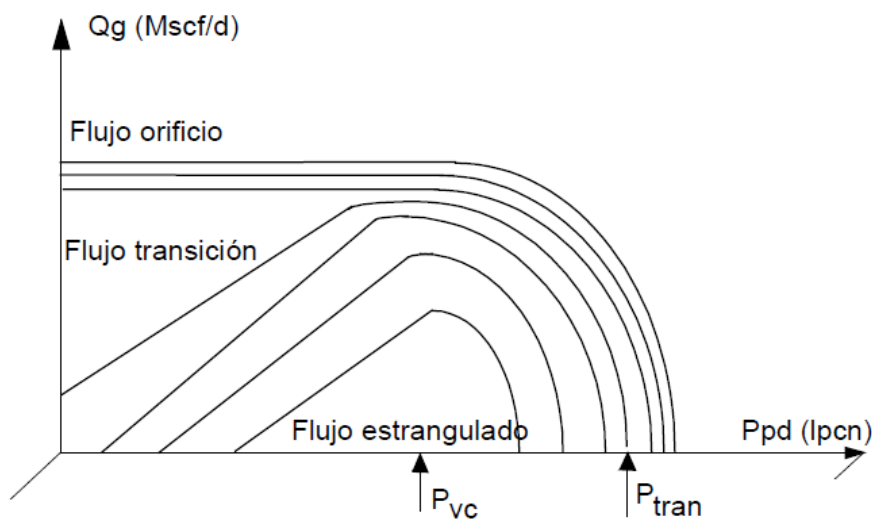


Figura 11.

Para flujo orificio se utiliza la ecuación de Thornhill-Craver dada por la siguiente ecuación:

$$Q_{gas} = \frac{155,5 * Cd * A * P_g * \sqrt{2g * \left(\frac{k}{k-1}\right) \left[\left(\frac{P_p}{P_g}\right)^{(1/k)} - \left(\frac{P_p}{P_g}\right)^{(k+1)/k}\right]}}{\sqrt{\gamma_g(T_v + 460)}}$$

Donde:

- Q_{gas}** Flujo de gas Mpcnd
- Cd** Coeficiente de descarga, adimensional, (empíricamente Cd=0,865)
- A** Área expuesta a flujo, pulg²
- P_g** Presión de gas, (aguas arriba), Lpca
- P_p** Presión de producción, (aguas abajo), Lpca
- K** Relación de calor específico del gas a presión constante, (empíricamente k=1,27)
- g** Aceleración de la gravedad, 32,17 pie/seg²
- T_v** Temperatura de flujo, °F
- γ_g** Gravedad específica del gas inyectado, adimensional

Ejercicio

Determine la tasa de gas que pasa a través de un orificio de 3/16" cuando la P_g=1000 Lpca. P_p=800 Lpca, T_y=160F y γ_g = 0,7

2.1.6 Selección de válvulas

Cada válvula debe dejar pasar un volumen de de gas diario que dependerá de la RGL que debe generarse por encima de la válvula, los requerimientos de gas se calculan por la siguiente ecuación:

$$Q_{INY} = \frac{(RGL_T - RGL_F) * q_L}{1000} \dots\dots\dots Ec. 1$$

Nota: Si el yacimiento no aporta gas se debe tomar RGL_f = 0

Este caudal de gas permite determinar el tamaño del asiento utilizando la Ec de Thronill Craver si esta en flujo critico y utilizando los modelos de TUALP si esta en flujo subcritico.

3. DISEÑO DE INSTALACIONES DE LAG

3.1 Proceso de descarga

Para comprender el diseño de las instalaciones es necesario conocer el proceso de descarga el cual consiste en desalojar el líquido alojado en el anular para poder descubrir las válvulas y permitir la inyección de gas a través de ellas. La Fig. 12 presenta el proceso de descarga. Obsérvese que el proceso consiste en un cierre consecutivo de válvulas de las superiores hasta las inferiores más profundas. Virtualmente debe quedar abierta solo una que será llamada **válvula operadora**, por donde quedara la inyección de gas una vez que el pozo haya estabilizado su producción. Cada válvula debe cerrarse después que se descubra la siguiente válvula inferior, esto ocurre debido a la reducción de presión en el anular cuando simultáneamente están descubiertas dos válvulas. Para lograr que esto ocurra es necesario fijar presiones de apertura en superficie que vayan

disminuyendo cada vez que se requiera una válvula adicional en el espaciamiento de mandriles durante el diseño.

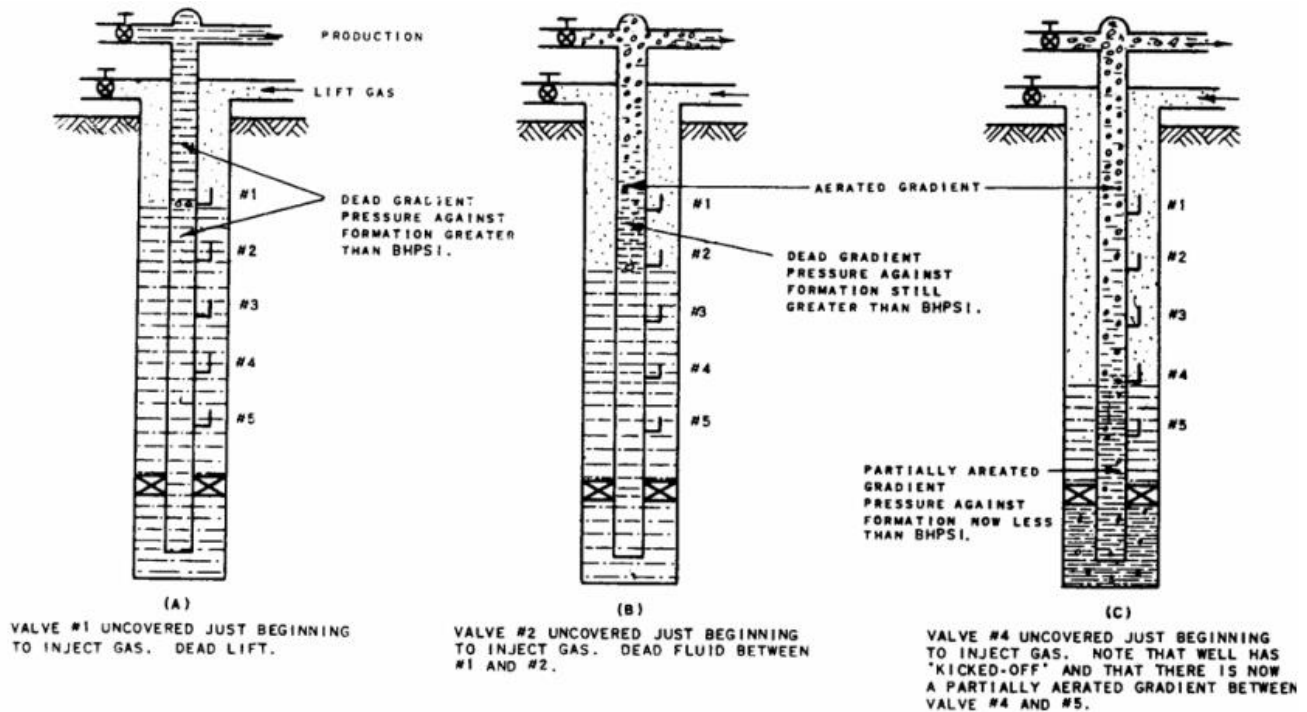


Figura 12. Proceso de descarga de un pozo de gas lift.

3.2 Procedimiento de diseño de Instalaciones de LAG continuo

El procedimiento se presentara en dos etapas:

1. Espaciamiento de Mandriles
2. Selección y calibración de Válvulas.

Es necesario establecer para cuantos bpd se va a realizar el diseño y esto esta en funcion dela curva de Comportamiento de Rendijiento y de la disponibilidad de gas de levantamiento para el pozo en particular.

En caso de no disponer de la curva de rendimiento por no conocer la curva de afluencia del yacimiento, se debe establecer una tasa de producción con base al comportamiento de los pozos vecinos.

4. VENTAJAS DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS:

- Gran flexibilidad para producir con diferentes tasas
- Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles especiales
- Ideal para pozos de alta relación gas - líquido y con producción de arena
- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma
- El equipo del subsuelo es sencillo y de bajo costo
- Bajo costo de operación

DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS:

- Se requiere una fuente de gas de alta presión
- No es recomendable en instalaciones con revestidores muy viejos y líneas de flujo muy largas y de pequeño diámetro
- El gas de inyección debe ser tratado
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o parafinoso.
- Su diseño es laborioso
- Aplicable a pozos de hasta +- 10.000 pies

Bibliografía

1. S. Sánchez, R Maggiollo. Producción de Hidrocarburos. Universidad del Zulia. Febrero 1999.
2. Ricardo Maggiollo. Curso taller Gas lift Básico. ESP Oil Engineering Consultants . Marzo 2004
3. PDVSA CIED. Análisis y Diagnostico de pozos de Gas lift. Marzo 2002.
4. Recommended Practice for Design of Continuous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves API 11V6, July 1999,

Company _____ Address _____

A. Well Completion Data

1. Field name: _____
2. Lease name and well no.: _____
3. Producing formation: _____ Lithology: _____
4. Casing: _____ in. OD; _____ #/ft; _____ Grade; _____ ft
5. Liner: _____ in. OD; _____ #/ft; _____ Grade; _____ ft
6. Open hole: (yes/no) _____ Gravel pack (yes/no) _____
7. Well depth (TVD/MD): _____ ft. Plug. back TVD: _____ ft
8. Perf. Interval _____ - _____ ft. Reference depth: _____ ft
9. Packer: _____ @ _____ ft
10. TBG LNG _____ ft; OD _____ in.; WT. _____ lb/ft; Grade _____ THD _____
11. SSSV: mfg & type _____; Depth _____ ft; Bore _____ in.
12. Wellhead mfg & type _____; (Bore ID) _____; WP _____ psi
13. Choke: mfg & type _____; Size max. ID _____ / 64 in.
14. Flowline: size ID _____ in.; Length: _____ ft
15. Well profile: (TVD/MD or deg) _____

B. Reservoir, Test and Production Data

16. Last test: (q_o) = _____ BOPD (q_w) = _____ BWPD (q_g) = _____ MSCFD
17. Water cut _____ Formation R_{go} : _____ R_{gl} : _____
18. Flowing WHP (P_{wh}) _____ psig; Separator pressure (P_{sp}) _____ psig
19. Static BH pressure (P_{ws}): _____ psig @ _____ ft
20. Static fluid level _____ Pressure _____ psig gradient _____ psi/ft
21. Flow BHP (P_{wf}): _____ psig @ _____ ft @ rate _____ BLPD
22. Oil API gravity _____ Water specific gravity _____
23. Formation gas SG (SG_g): _____
24. BH Temp (T_f): _____ @ _____ Surf. temp (T_s): _____ Flow temp (T_{wh}): _____
25. Bubble point (PB): _____ psig; PI (J): _____ BPD/psi; flow eff _____
26. Sand (yes/no) _____; Paraffin (yes/no) _____; Scale (yes/no) _____
27. H₂S (yes/no) _____; CO₂ (yes/no) _____; Emulsion (yes/no) _____
28. Other _____

C. Design Information

29. Tubing/flow _____ New installation/rerun/modification
30. Production rate (q_1): min _____ max _____ design _____
31. Max water cut _____%; Max lift depth _____ ft; Min BHP _____ psig
32. Comp inj. gas pres (pg): _____ psig; Well inj. pres _____ psig
33. Header/sales inj. pres _____ psig; Max (K_o) inj. pres _____ psig
34. Inj. gas temp @ well _____ °F; Inj. gas SG (SG_i) _____
35. Inj. gas volume: max/unloading/design _____ MSCFD
36. Load fluid grad (g_s): _____ psi/ft lower flow grad _____ psi/ft
37. Min spacing _____ ft; Min inj. decrease _____ psi; Design diff _____ psi
38. Design flow press (P_{wh}) _____ psig Design flow temp (T_{wh}) _____
39. Gas lift valve: mfg & type _____; port _____ in.; A_p/A_b _____
40. Gas lift valve description _____
41. Other _____

Remarks: _____

By: _____ Date: _____