"INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE PETROLEO POR MEDIO DE LA REPARACION DE POZOS POR LEVANTAMIENTO INTERMITENTE DE GAS LIFT EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO V."

Gloria Rosaura Uguña Romero[1], José Cabezas[2]

[1]Ingeniero en Petróleo 2000

[2]Director de Tesis, Ingeniero en Petróleo, De la Escuela Superior Politecnica del Litoral, 1975. Master of Sciences "MS" en Texas A&M University in Kingsville, TX, USA, 1980. Profesor de ESPOL.

RESUMEN

Este tipo de levantamiento artificial tiene su fundamento básico de disminuir la densidad del aceite que se encuentra en la tubería de producción al disolver el gas en el líquido existente, es decir aumenta la relación GAS – LIQUIDO.

Los pozos en que se aplican este sistema pueden tener altos y bajos índices de productividad con altas o bajas presiones de fondo, que cuantificando númericamente la condición cualitativa enunciada se tiene: altos índices de productividad se denominan cuando su valor es mayor a 1 y altas presiones de fondo cuando ellas son mayores a la presión que se tiene de una columna de fluído en donde se considera el 70 % de la profundidad del pozo, de lo contrario se lleva el prefijo de bajos.

La aplicación es amplia y comparada con los demás métodos de levantamiento presenta mucha ventaja.

El Levantamiento Artificial por Inyección de Gas Lift a la tubería de producción es la práctica común, aunque se puede realizar la inyección por espacio anular, estos procedimientos se los puede realizar de dos formas:

- Flujo continuo
- Flujo intermitente

FLUJO CONTINUO

Existe una inyección continua de gas por las válvulas de inyección.

FLUJO INTERMITENTE

La inyección de gas en este método es instantánea y a grandes volúmenes para un periódo muy corto de tiempo, dando origen a que en la tubería de producción viaje hacia la superficie una cantidad de gas llevando consigo fluído de formación que es impulsado en el trayecto por el resto de válvulas colocadas una más arriba que la otra.

Debido a la amplia aplicación y al hecho de que el levantamiento artificial por gas lift usa válvulas especiales en su diseño, las compañias que elaboran estas válvulas y especialmente los grupos de investigación han dado un impulso sustancial en los distintos métodos de diseños de válvulas y del espaciamiento entre ellas para ser localizadas en la tubería de producción.

COMPONENTE PRINCIPALES

- En superficie: Líneas de gas, control de inyección, compresores.
- En el subsuelo: Tubería de producción, Obturadores (mandriles) y válvulas.

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal es recomendar la reparación de pozos por levantamiento artificial de Gas Lift para incrementar la producción en los Campos de Ancón, ubicados en la Península de Santa Elena.

El levantamiento artificial por gas intermitente es el desplazamiento de una masa de liquido hacia la superficie por gas a alta presión. La eficencia de este tipo de levantamiento depende de la habilidad de disminuir la entrada de gas de inyección y la caída de líquido.

El sistema de levantamiento intermitente utiliza válvulas sensitivas a la tubería para desplazar grandes masas de líquido. Esto es debido a que se obtiene una inyección en varios puntos en lugar de un solo punto.

La producción por levantamiento de gas intermitente es un ciclo cerrado que comienza y termina en los compresores, descargando el gas a una presión aproximada de 450 a 480 Psi, y captando el gas a una presión de negativa a 5 psi.

El diseño consiste en determinar el tipo de válvula, calcular el espaciamiento entre válvulas y la presión de operación de cada una, la presión de inyección y estimar los requerimientos de gas.

Es necesario anotar que las características de un pozo productor con gas lift es el resultado de combinar las características del pozo y las del equipo.

CONTENIDO

Resumen de la reparacion de pozos por Levantamiento Intermitente de Gas Lift en el campo Gustavo Galindo V.

Al inicio de las operaciones el sistema de gas lift se encontraba en las siguientes condiciones:

ANALISIS DE LOS POZOS DE GAS LIFT

TOTAL DE POZOS GAS LIFT	238
EN PRODUCCION	214
SIN PRODUCCION	24
PRODUCCION (Bls/día)	344

Dado el alto consumo de gas al inicio de las operaciones, se realizó un estudio de las necesidades del sistema de gas lift, concluyéndose que el volumen de gas inyectado era excesivamente mayor al requerido para la cantidad de petróleo recuperado, razón por la cual se decidió parar 3 compresores el #1, #19 y #5 los mismos que se encuentran en mantenimiento y quedarán como stand-by, el plan contempla la parada de dos compresores más. Como consecuencia de la medida tomada se ha tenido que reducir los ciclos de inyección, esto ha provocado que en el sistema disminuyera el consumo de gas de inyección de 2.7 MMPCD a 2.2MMPCD sin que esto afectara a la producción.

La producción por levantamiento de gas intermitente es un ciclo cerrado que comienza y termina en los compresores, descargando el gas a una presión aproximada de 450 a 480 Psi, y captando el gas a una presión de negativa a 5 psi,. Este ciclo cerrado incluye los siguientes elementos:

- COMPRESOR : - Succión
  - Descarga
- LINEA DE ALTA PRESION Y CONTROL DE FUNCIONAMIENTO
- COMPLETACION DEL POZO
- DISEÑO DE VALVULAS
- PRESION DE DISEÑO
- CABEZAL DEL POZO
- OPTIMIZACION POR ENSAYO Y ERROR
- REHABILITACION DE POZOS

COMPRESORES

El principal problema en la operación de los compresores es la presión negativa en la succión que esta en un rango de -10 pulgadas de mercurio a 5 psi, lo que ocasiona una sobrecarga a los compresores.

Teóricamente para una presión de descarga de 500 PSI comprimir un millón de pies cúbicos los BHP requeridos para distintas presiones de succión son los siguientes:

Presión de Succión	**BHP**
5 Psi	240
20 Psi	180

Para mejorar esta situación se ha programado realizar lo siguiente:

CAPTAR MAYOR CANTIDAD DE GAS

- Realizar la conexión del anular a la línea de flujo a través de una válvula de retención “Check”, de los pozos de gas lift que no están, y que aproximadamente es de un 66%.

- Conectar el anular de todos los pozos fluyentes y produciendo con bombeo mecánico, a mayoría lo esta, a la línea de producción a través de una válvula de retención.
- Conectar los pozos no fluyentes o abandonados y que tengan gas al sistema de gas, la conexión realizarla a través de la línea de producción y el anular.

LIMITAR EL SISTEMA DE GAS LIFT A LOS POZOS MÁS CERCANOS A LOS COMPRESORES

Para aumentar la eficiencia de la línea de alta presión, disminuyendo las perdidas de presión por transporte, es necesario instalar únicamente los pozos más cercanos a los compresores al sistema de inyección de gas. Esto nos permitirá tener también un mejor control de los pozos.

Así, es necesario que los pozos mas alejados y que tienen actualmente el mayor consumo de gas de inyección por pozo, cambiar su sistema de levantamiento artificial, Así, por ejemplo instalar Swab en la sección 73 y bombeo mecánico en Certeza que tiene pozos poco profundos, y que son las que mas consumen por pozo y los mas alejados del sistema de compresión. Para Certeza 59,000 pies cúbicos día por pozo y para los pozos de la sección 73 31,000 pies cúbicos por día y por pozo.

LINEAS DE ALTA PRESION Y CONTROL DE FUNCIONAMIENTO

Actualmente para realizar el control de consumo de gas y la presión de los aproximadamente 260 pozos que tienen el sistema de levantamiento artificial intermitente de gas, se lo realiza mediante “controladores” ubicados a la salida de la línea de alta presión ubicados en las estaciones de compresión y en los controladores ubicados en el manifold de alta presión. Esto ocasiona que para determinar cualquier problema el “Sobrestante” tenga que recorrer todos los pozos hasta encontrar el problema, esto les lleva demasiado tiempo, por lo cual para determinar de una manera inmediata algún problema, es necesario instalar controladores en las estaciones en las subsecciones que existen actualmente y que salen de cada estación. Estas subsecciones abarcan más de un pozo.

COMPLETACION DE POZOS

Es necesario cambiar la instalación de subsuelo y superficie de los pozos invertidos, instalando botellas de con el máximo diámetro que permita el casing, lo que nos permitirá incrementar la producción.

Rediseñar las completaciones de pozos, y principalmente eliminar los pozos que no tienen ningún sistema de empacadura, completaciones con extremo abierto, que son ineficientes por su alto consumo de gas.

Se esta procediendo ha realizar la instalación del aliviador en los pozos que tienen DIP, que es un agujero de 3/34", lo que nos permitirá tener una menor contrapresión contra la formación, mejorando el largo del tapón y por ende la producción diaria.

Todo pozo de gas lift se debe instalar con "botella" que es una tubería de mayor diámetro, generalmente de 3-1-2", la cual nos permite utilizarla como acumulador y poder producir mayor cantidad de fluido. En los pozos con producciones superiores a los 8 BFPD instalar de 4".

Debido a la edad del casing instalado no es conveniente instalar empacaduras mecánicas, por cuanto existe oxido en las líneas, lo que al caer sobre la empacadura causara problemas al tratar de desasentarla. En todo caso si es necesario instalar empacadura , instalar empacaduras hidráulicas.

Al realizar la instalación del cabezal es necesario chequearlo con presión por posibles fugas.

DISEÑO DE VALVULAS

Realizar el diseño con la misma presión de superficie de operación con el objetivo de que el tapón que esta siendo levantado por la válvula operadora sea ayudado por el gas inyectado por la segunda válvula al terminar de pasar frente a ella.

Actualmente se realiza la calibración de las válvulas a la temperatura ambiente, 85 grados Fahrenheit, lo que ocasiona una diferencia de 20 Psi superior si se lo realiza a 60 grados Fahrenheit como aconseja los manuales. Es necesario tomar en cuenta esta diferencia en el diseño por cuanto esto ocasiona una mayor sensibilidad cuando baja la presión del sistema.

Para esto se ha procedido a realizar un diseño el cual se utilizará en las próximas instalaciones.

PRESION DE DISEÑO

Es necesario disminuir la presión de diseño de las válvulas, mínimo 250 Psi y máximo unos 360 Psi en pozos profundos. Lo que nos permitiría tener un sistema menos sensible a los cambios de presión cuando ocurre alguna falla en determinado compresor.

CABEZAL DE POZOS

Se ha procedido ha diseñar el cabezal de pozos de gas lift, los cuales tendrán en la línea de flujo únicamente codos de radio largo, NO INSTALAR CODOS DE 90 DE RADIO CORTO, por cuanto la mayor parte del resbalamiento sucede en superficie, lo que ocasiona una perdida del 7 % de producción por 1000 pies de profundidad en la producción. Realizar la conexión a 30 o 45 grados con el revestimiento. Esto disminuiría las perdidas por resbalamiento.

Se procederá a instalar una línea de 1” que una el anular y la tubería de producción de 2 “ pulgadas para mejorar la captación de gas. La tubería de 1” pulgada es para disminuir la contrapresión de la tubería de producción. Se instalara una T para realizar mediciones con el Echometer.

OPTIMIZACION POR ENSAYO Y ERROR

Debido a las condiciones de operación la mejor opción para optimizar los pozos:

- A partir de la prueba de producción actual, tomar ciclo de inyección y tiempo de ciclo.
- Conservando la inyección, realizar pruebas incrementando el ciclo en 10,20,30 minutos.
- Analizar las pruebas y poner el ciclo con la mejor prueba.

- Optimizar la inyección, comenzando aproximadamente con una inyección de 70 segundos por cada 1,000 pies e ir reduciendo. Dejar la inyección en donde la prueba es optima.

Esto se debe realizar a todos los pozos:

- El supervisor de la operación de gas lift, después de su chequeo, deberá pasar diariamente las cartas de presiones de los pozos que se realiza diariamente conjuntamente con las pruebas.

REHABILITACION DE POZOS: PULLING Y SWAB

Actualmente existen 28 pozos para rehabilitar. El costo de rehabilitar un pozo con material nuevo es de aproximadamente 6,500 dólares, lo cual es bajo comparando con otros sistemas de levantamiento artificial. Anotándose que el ingreso de un nuevo pozo nos incrementa el gas a los compresores, por ejemplo un pozo de 3 barriles nos dará diariamente 3,000 pies cúbicos por día aproximadamente.

Al rehabilitar el pozo se debe sacar toda la completación, tubería y macaroni, correr vela, para sacar arena y poder profundizar la completación, conejear la tubería que se va a instalar, probar en superficie mandriles, snorkel, válvulas fija y botella. Al bajar probar tubería y válvula fija.

Conclusiones

- Remodelación del cabezal.
- Captación de gas.
- Preparar equipo.
- Preparar programas para reparar los pozos de gas lift que se encuentren cerrados.
- Preparar equipo y programas para transferir algunos pozos de swab a gas lift.
- Instalación de Barton para un mejor control.

REFERENCIAS

a) Libro

1. Lester Charles Uren, <u>Ingeniería de Producción de Petróleos,</u> (México, 1965)
2. Lester Charles Uren, <u>Ingeniería de Petróleos Levantamiento Artificial,</u> (México, 1964)

b) Manual

3. Petroproducción, Gas Lift para operadores, Training Manual (Diciembre 1990)
4. Petroproducción, Manual de Gas Lift Intermitente (Diciembre 1992)
5. Herald W. Winkler–Sidney S. Smith, Manual CAMCO de Gas Lift (Houston,Texas 1962)

c) Tesis

7. G.Uguña, "Incremento de la Producción de Petróleo por medio de la Reparación de Pozos por Levantamiento Intermitente de Gas Lift en el Campo Gustavo Galindo V." (Tesis, Facultad de Ingenieria de Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politecnica del Litoral, 2000)

UBICACIÓN DEL BLOQUE ESPOL - CGC

Figura 1

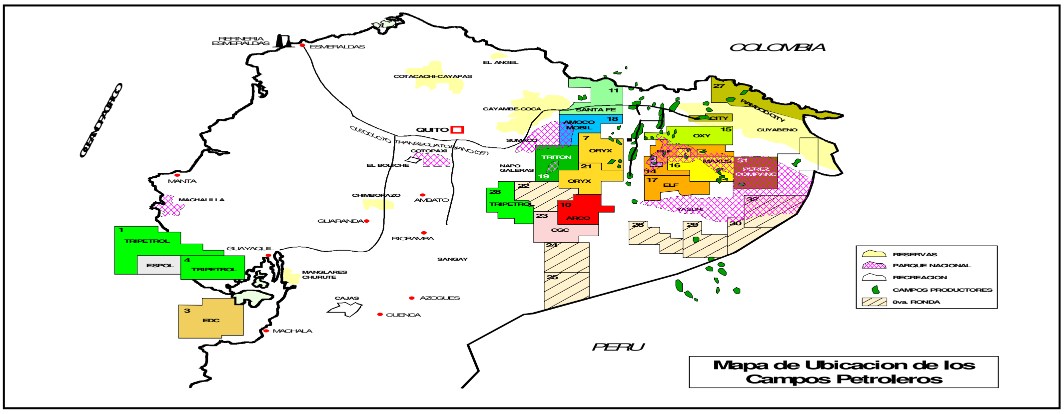


DIAGRAMA 1

LEVANTAMIENTO DE GAS INTERMITENTE FLUJO TUBULAR

POZO **1259**
SECCION : **68**

ULTIMO TRABAJO: **07/12/96**

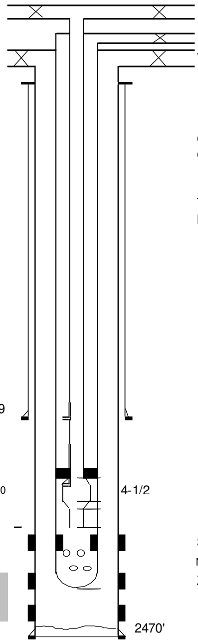
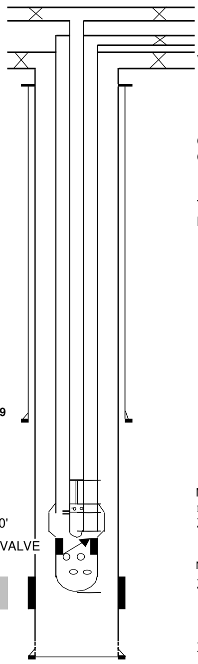


DIAGRAMA 2

LEVANTAMIENTO DE GAS INTERMITENTE FLUJO ANULAR

POZO **1259**
SECCION : **68** **ULTIMO TRABAJO:** **X/11/1997**



VALVULA 2´´ extremo roscado

CASING 13-3/8" 524 LBS/PIE
CASING 6" LBS/PIE

TUBING 2-3/8"
MACARONI 1"

409

MANDRIL CON VALVULA
NEPLO PERFORADO

4-1/2 BOTELLA 60' ZAPATO 1"
STANDING VALVE

NEPLO PERFORADO

PERFORACIONES 2412' ZAPATO
2222-2510'

2576' X/11/1997