



**PROPUESTA CONCEPTUAL PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS DE
ANULARES DE LOS POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO**

JIMENA LIZETH GOMEZ DELGADO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016



**PROPUESTA CONCEPTUAL PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS DE
ANULARES DE LOS POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO**

JIMENA LIZETH GOMEZ DELGADO

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

DIRECTOR:

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

M.Sc en Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A **Dios** por ser mi motor, mi guía, mi centro, por darme su mano y ayudarme a no desviarme del camino.

A **Juan Diego**, por darme la razón de vivir y luchar día a día por ti.

A mi **Madre**, por ser ejemplo de madre, de mujer luchadora y sacarme adelante.

A mi **Familia**, por cuidar de Juan Diego para que yo pudiera asistir a mis clases.

A mis **Compañeras de trabajo**, por compartir conmigo este logro.

AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, porque sin el nada y con el TODO. Gracias a ÉL tengo este título.

A la **UIS**, porque aparte de ser mi alma mater, me dio la oportunidad de formarme y laborar, creciendo profesionalmente.

Al **Ingeniero Julio**, por que más que mi jefe, es un amigo, que me ha dado la mano y ha creído en mí, gracias ingeniero por su apoyo.

Al Ingeniero **Erik Montes**, gracias por tu ayuda, conocimiento y buenos consejos.

A **Paola**, gracias por tu ayuda y acompañamiento.

A **Mayrita**, por tener un consejo para cada problema e inconveniente que se presenta.

A **Tatiana y Jenny**, sin ustedes no me hubiera graduado. Gracias chicas.

A mi **tía gloria, la chata y mi hermana**, por cuidar de mi chiquito para poder venir a clases.

A todas las personas que Dios ha puesto en mi camino, durante estos dos años, de los cuales he aprendido, y me han brindado apoyo siempre que lo he necesitado.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. GAS ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	15
1.1. MEDICIÓN DEL GAS	15
1.2. EQUIPO WELL ANALYZER	16
1.2.1. “WELL ANALYZER”	16
1.2.2. Software TWM.....	17
1.2.3. Pistola a Gas	17
1.2.4. Transductores	18
1.2.4.1. Transductor de Presión	18
1.2.4.2. Celda de carga tipo herradura (HT).....	19
1.2.4.3. Celda de carga de varilla lisa (PRT)	19
1.3. CÁLCULOS QUE PERMITE REALIZAR EL EQUIPO “WELL ANALYZER”.	20
1.3.1. Cálculo del flujo de gas por el anular	20
1.3.2. Calculo de la presión estática de fondo (SBHP).....	22
1.3.3. Calculo de la presión de fondo fluyendo (Pwf)	23
1.3.3.1. Gradiente de presión por el espacio anular.....	23
2. POTENCIAL DE GAS ANULARES PRODUCIDO EN EL CAMPO	25
2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO.....	25
2.2. SUMINISTRO DE GAS EN EL CAMPO	29
3. METODOS Y TECNOLOGÍAS EXISTENTES PARA LA RECUPERACIÓN DE GAS ANULAR Y REDUCCIÓN DE PRESIÓN EN EL ANULAR DE LOS POZOS	34
3.1. REDES DE RECOLECCIÓN.....	35
3.1.1. Arreglo Radial.....	36
3.1.2. Arreglo Axial	38

3.2.	SISTEMAS DE COMPRESIÓN MONTADOS EN VIGA.....	39
3.3.	SISTEMAS DE COMPRESIÓN MONTADOS EN PATÍN.....	41
4.	PROPUESTA CONCEPTUAL PARA EL MANEJO DEL GAS ANULAR..	42
4.1.	ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE RECUPERACIÓN	42
4.2.	INFRAESTRUCTURA Y DEMANDA DEL GAS EN EL CAMPO	42
4.2.1.	Requerimientos del consumo de gas combustible en los equipos del campo	43
4.2.2.	Balance entre suministro y demanda del gas.....	44
4.3.	INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA COMPLEMENTAR LA RED.	45
5.	CONCLUSIONES.....	49
6.	RECOMENDACIONES	51
	BIBLIOGRAFIA.....	52

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Componentes del “Well Analyzer”	17
Figura 2. Pistola a gas	18
Figura 3. Transductor de presión	18
Figura 4. Celda de carga tipo herradura (HT)	19
Figura 5. Celda de carga de la varilla lisa (PRT).....	19
Figura 6. Estado de los pozos.....	29
Figura 7. Diagrama de Pareto.....	33
Figura 8. Arreglo de sistema de recolección radial, con línea troncal como punto de convergencia.....	37
Figura 9. Arreglo de sistema de recolección radial, con depurador como punto de convergencia.....	37
Figura 10. Arreglo de sistema de recolección axial, con línea troncal como punto de convergencia de conjunto de colectores.....	38
Figura 11. Arreglo de sistema de recolección axial, con línea troncal como punto de convergencia de conjunto de depuradores.....	39
Figura 12. Compresor de Viga.....	40
Figura 13. Compresor de Patín.....	41

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de los pozos del Campo de estudio según su estado actual	26
Tabla 2. Distribución del estado de los pozos.....	29
Tabla 3. Clasificación del caudal de los pozos menores a 3 MSCF/D	30
Tabla 4. Clasificación del caudal de los pozos entre 3 MSCF/D y 15 MSCF/D.	31
Tabla 5. Clasificación del caudal de los pozos mayores de 15 MSCF/D.	32
Tabla 6. Especificaciones de los quemadores de un tratador electrostático Grande (EHT)	43
Tabla 7. Especificaciones de los quemadores de un tratador electrostático Pequeño (EHT)	43
Tabla 8. Especificaciones del quemador de un separador de agua libre (F.W.K.O).	44
Tabla 9. Especificaciones del generador.	44
Tabla 10. Demanda del gas en el Modulo (sin tener en cuenta los generadores) .	45

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA CONCEPTUAL PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS DE ANULARES DE LOS POZOS DE UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR: JIMENA GOMEZ DELGADO**

PALABRAS CLAVES: Gas anulares, Echometer, Recuperación de gas, Interferencia por gas.

DESCRIPCIÓN

En los sistemas de levantamiento artificial como el bombeo mecánico y el bombeo por cavidades progresivas, cerca del 70% del gas producido se extrae por el espacio anular del pozo, este gas normalmente encuentra alguna restricción de flujo ya sea por bloqueo de la válvula de revestimiento, o porque la red de recolección se encuentra mal diseñada. Por lo anterior, la mayoría de las veces es necesario ventear este gas a la atmosfera, contaminando el medio ambiente y creando atmósferas explosivas.

Por tal motivo nace la necesidad de buscar alternativas para la recolección y aprovechamiento del gas anular que se encuentra venteando, reduciendo así la presión en la cara de la formación, eliminando los problemas de bloqueo o interferencia por gas en las bombas de subsuelo, para así mejorar la productividad de los pozos y además evitar la contaminación del medio ambiente.

En este trabajo de monografía se evaluarán varias alternativas para el aprovechamiento del gas de anulares del campo en estudio, entre estas están los compresores tipo patín, los compresores tipo viga o la implementación de una red de anulares, revisando la viabilidad de cada una tanto técnica como económicamente dándole solución al gas que se encuentra venteando actualmente y que puede ser usado como combustible para la Estación 1.

*Monografía.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Erik Giovany Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL PROPOSAL FOR THE USE OF THE ANNULAR GAS OF THE WELLS OF A COLOMBIAN FIELD*

AUTHOR: JIMENA GOMEZ DELGADO**

KEYWORDS: Annular gas, Echometer, Gas Recovery, Interference by gas.

DESCRIPTION

In artificial lift systems such as mechanical pumping and progressive cavity pumping, about 70% of the produced gas is extracted by the well annulus, this gas normally found any flow restrictions either by blocking the casing valve, or because the gathering system of this gas is wrong design. For this reason, most of the times are necessary to vent this gas to the atmosphere, contaminating the environment and creating explosive atmospheres.

Therefore comes the need to find alternatives to the collection and use of this annular gas, thus reducing pressure on the face of the formation, eliminating the problems of blocking or gas interference in underground pumps so as to improve well productivity and also avoid environmental contamination.

In this monograph work is going to be evaluated several alternatives for the use of annular gas of the field that is being studied, among these are the type compressors skate, the type compressors beam or the implementation of a network ring, reviewing the feasibility of each technically and economically giving solution to the gas that is currently sniffing and that can be used as fuel for Station 1.

* Monograph

** Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Msc.Erik Giovany Montes Paez.

INTRODUCCIÓN

La producción de crudo en campos que producen por bombeo mecánico es sensible al aumento de presión en la cabeza de revestimiento. Este aumento de presión se debe principalmente, a que el gas que se produce por el anular, encuentra alguna restricción de flujo, ya sea por el bloqueo de la válvula del revestimiento, o porque la red de recolección de este gas se encuentra mal diseñada. Por esta razón, la mayoría de las veces es necesario ventear este gas a la atmosfera contaminando el medio ambiente, algunas veces creando atmósferas explosivas o desperdiciando la energía contenida en él.

La Presente monografía, contribuye a la búsqueda de alternativas para la recolección del gas anular que se encuentra venteando actualmente en el Campo de estudio, reduciendo la presión en la cara de la formación, eliminando los problemas de bloqueo o interferencia por gas en las bombas de subsuelo, para así mejorar la productividad de los pozos y además evitar la contaminación al medio ambiente. Actualmente se desconoce el verdadero potencial del campo ya que algunos pozos se encuentran venteando a la atmosfera y otros conectados a la línea de producción, al igual que la integridad y capacidad de la red existente. Debido a esto se procedió a medir el potencial de cada uno de los pozos y a establecer las alternativas existentes para el posible aprovechamiento del gas anular.

El equipo empleado para realizar esta medición es “THE WELL ANALYZER”. Este sistema está basado en un convertidor análogo a digital, que adquiere, almacena, procesa, despliega y administra los datos en el sitio del pozo, determinando entre otros parámetros, la productividad del pozo, el caudal de gas que se está produciendo por el anular, la presión del yacimiento, la eficiencia general, las cargas del equipo y el desempeño del pozo. La metodología de esta prueba consiste en cerrar la válvula del anular sin detener la unidad de bombeo liberando el gas del crudo y almacenándolo en el espacio anular, esto incrementa la presión del “casing”,

que es registrado por el sensor del equipo con respecto al tiempo, en este estudio se tomó un tiempo transcurrido de 5 minutos.

Finalmente, se plantean las posibles alternativas existentes para la recolección del gas producido por los anulares de los pozos, de tal forma que se pueda dar un uso racional a este combustible y que la producción no se vea afectada, obteniendo ahorros substanciales en la compra de gas a entidades externas.

1. GAS ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

En la actualidad, la mayoría de campos en Colombia produce por bombeo mecánico o por Cavidades Progresivas, en estos, cerca del 70% del gas producido se extrae por el espacio anular del pozo, este gas normalmente encuentra alguna restricción del flujo, ya sea por bloqueo de la válvula del revestimiento o porque la red de recolección del gas se encuentra mal diseñada. Uno de los problemas causados por el bloqueo, es el aumento de presión en la cabeza de revestimiento, lo cual afecta la producción de crudo, dado esto, la mayoría de veces es necesario ventear este gas a la atmosfera contaminando el medio ambiente, creando atmosferas explosivas o desperdiciando la energía contenida en él.

Por tal motivo, nace la necesidad de buscar alternativas para la recolección del gas anular que se encuentra venteando, reduciendo así la presión en la cara de la formación, eliminando problemas de bloqueo o interferencias por gas en las bombas de subsuelo, para así mejorar la productividad de los pozos y además evitar la contaminación del medio ambiente, al igual se puede conocer el verdadero potencial del campo y establecer la viabilidad para usar el gas como combustible en los generadores de vapor del campo, ahorrando en compra de gas a entidades externas.

1.1. MEDICIÓN DEL GAS

Dada la necesidad anteriormente expuesta, se procede a tomar las medidas del gas anular con el equipo WELL ANALYZER, conociendo el verdadero potencial de gas producido en el campo.

Luego de medir el potencial del gas de anulares se procede a revisar las alternativas existentes para la recolección de este, evaluando la viabilidad de cada una y estableciendo la infraestructura requerida, elaborando finalmente una propuesta conceptual con el método de recolección apropiado a la situación cumpliendo con las regulaciones exigidas por el Ministerio de Minas y Energía al evitar los venteos de gas al medio Ambiente.

1.2. EQUIPO WELL ANALYZER

A continuación, se presenta una breve descripción del equipo y software utilizados para la toma de pruebas y cálculos necesarios en el desarrollo de la monografía.

1.2.1. “WELL ANALYZER”

El analizador de pozos es un sistema integrado de adquisición de datos, que permite al ingeniero de producción maximizar la producción de gas o petróleo y minimizar los gastos de operación. Combinando las medidas de presión de superficie, nivel acústico de líquido, dinamómetro, potencia y respuesta de transientes de presión, se pueden determinar, entre otros parámetros, la productividad del pozo, la presión del yacimiento, la eficiencia general, las cargas del equipo y el desempeño del pozo.

Este sistema está basado en un convertidor análogo a digital de precisión, controlado por un computador con aplicaciones basadas en Windows. El analizador de pozo adquiere, almacena, procesa, despliega y administra los datos en el sitio del pozo para dar un análisis inmediato de las condiciones de operación del pozo. El instrumento es compacto, fuerte y está diseñado para ser usado en condiciones climáticas adversas.

Figura 1. Componentes del “Well Analyzer”



Fuente: Echometer Co. 2014

En la Figura 1. Se Observan las principales partes del equipo.

El analizador de pozo es una unidad electrónica compacta que se controla por medio de un computador portátil que opera con el programa Total Well Management (TWM), esta unidad adquiere y digitaliza las señales recibidas por el micrófono y el transductor de presión instalados en la pistola a gas, al igual que las señales emitidas por la celda de carga y el acelerómetro instalados en la varilla lisa, estas señales son enviadas al computador para su procesamiento. El “Well Analyzer” contiene una batería interna de 12 voltios, esta es una batería de 2.5 Amp-hora.

1.2.2. Software TWM.

Es el programa para la adquisición y análisis de los datos. El TWM es un paquete amigable que controla los electrónicos, realiza los cálculos y construye gráficas para facilitar el análisis.

1.2.3. Pistola a Gas

La pistola a gas es utilizada para realizar el estudio acústico del pozo, contiene una cámara que es cargada con gas comprimido para ser disparada por el anular de los pozos y crear una pulsación acústica, que viaja a través del gas hacia el fondo del pozo; las reflexiones de este pulso son convertidas a señales eléctricas por medio de un micrófono de alta resolución que se encuentra instalado en la pistola y son

digitalizadas y almacenadas en el computador. Mediante este procedimiento se obtiene información como presión en cabeza y en fondo, niveles de fluido y conteo de collares de tubería, entre otros.

Figura 2. Pistola a gas



Fuente: Echometer Co. 2014

1.2.4. Transductores

Existen tres tipos de transductores que se emplean en la toma de las pruebas dinamométricas, de nivel y de ascenso de presión.

1.2.4.1. Transductor de Presión

Las medidas de presión del revestimiento se hacen con un transductor electrónico que se instala en la pistola a gas; En la Figura 3 se puede observar el transductor de presión.

Figura 3. Transductor de presión



Fuente: Echometer Co. 2014

El transductor estándar tiene un rango de operación de 0 a 1500 psi. La placa del transductor de presión tiene un número de serie y seis coeficientes que se usan para calcular la presión a partir de los datos de salida del transductor. Los coeficientes se entran en la pantalla de instalación antes de hacer una prueba.

1.2.4.2. Celda de carga tipo herradura (HT)

La celda de carga tipo herradura es un transductor altamente exacto diseñado para proveer un valor de carga preciso para la toma de dinagramas, esta celda de carga se ubica en la varilla lisa, entre la abrazadera permanente de la varilla lisa y la barra portavarillas. En la Figura 4 se puede observar la celda de carga.

Figura 4. Celda de carga tipo herradura (HT)



Fuente: Echometer Co. 2014

1.2.4.3. Celda de carga de varilla lisa (PRT)

El transductor de varilla lisa es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas y fáciles del dinamómetro, este consiste en una abrazadera tipo C la cual se localiza en la varilla lisa. La figura 5 muestra la celda de carga PRT.

Figura 5. Celda de carga de la varilla lisa (PRT)



Fuente: Echometer Co. 2014

1.3. CÁLCULOS QUE PERMITE REALIZAR EL EQUIPO “WELL ANALYZER”

Se pueden realizar una serie de mediciones con la cantidad de datos que pueden recogerse del programa TWM de ECHOMETER. Muchos de estos cálculos dependen del estudio a realizar, obteniendo un estudio completo del estado del pozo.

1.3.1. Cálculo del flujo de gas por el anular

El proceso para determinar el flujo de gas anular muchas veces requirió de la adaptación de equipos de medición como platinas de orificios o turbinas móviles adaptadas especialmente para la medición de caudales muy bajos de gas, ya que en los espacios anulares la producción de gas en muchos casos es baja. Como se mencionó anteriormente el equipo “Well Analyzer” mediante el programa TWM ofrece una herramienta de procesamiento de datos acústicos que permite la obtención de los parámetros necesarios para la medición de un caudal de gas de manera sencilla.

El programa TWM una vez procesa correctamente la data acústica, en la pantalla BHP dentro de la opción análisis de data, contabiliza un caudal de gas por el espacio anular. Este caudal de gas es estimado por el programa a través del análisis de restauración de presión en el espacio anular. Se monitorea la presión en el anular y de acuerdo a esto, el programa estima la cantidad de gas que debió entrar en este espacio para provocar ese diferencial de presión.

Este valor no puede ser tomado como el caudal total que se produce por el anular, debido a que el programa solo calcula la cantidad del gas que ocupa el espacio entre el nivel de líquido y el nivel de superficie del pozo, no toma en cuenta la cantidad de gas que se produce a través de la columna de líquido entre el primer orificio de cañoneo y el nivel de líquido. Para solventar este error, James McCoy, Augusto Podio y Ken Huddleston publicaron SPE 14254 “Determinación acústica de

la presión de fondo fluyente”, donde se plantea una corrección que permite tomar en cuenta el gas que se produce por la columna de líquido obteniéndose así el valor real de producción de gas por este espacio.

De acuerdo a McCoy, Podio y Huddleston, la tasa de flujo de gas por el anular de un pozo está dada por:

$$Q = \frac{0.00068 \times (\Delta P) \times A \times D_a}{\Delta T} \quad (1)$$

Donde

ΔP = Cambio de presión en el casing (psi)

ΔT = Diferencial de tiempo de la prueba de restauración de presión (min)

A = Área transversal del espacio anular (pulg²)

D_a = Profundidad ajustada desde la superficie al nivel del líquido (pie)

Esta profundidad al nivel de líquido efectivo es estimada calculando una fracción efectiva de crudo en la columna de fluido sobre la bomba y adicionando el gas presente en esta al gas que está por encima del nivel de fluido.

$$D_a = D_l + (1 - f_o) \times L \quad (2)$$

Donde

D_l = Profundidad del nivel de líquido (pie)

f_o = Fracción efectiva del crudo (%)

L = Longitud de la columna de líquido sobre la bomba (pie)

La longitud de la columna de líquido sobre la bomba es el valor de la longitud desde el nivel de líquido hasta el nivel de la entrada de la bomba en el caso de pozos de crudo con bombeo mecánico. Para el caso de pozos de gas es la longitud desde el

nivel de líquido hasta el nivel del primer orificio de cañoneo del pozo. Es necesario contar con datos del pozo como los diámetros del anular y del tubo para estimar de manera correcta el área transversal que se toma en cuenta en la ecuación (1). Todos estos parámetros que contemplan las anteriores ecuaciones, se obtienen en el programa TWM, mediante una prueba de sondeo acústico y se suministran de forma directa en las ecuaciones.

De esta manera, se puede obtener el flujo de gas por el espacio anular de un pozo y midiendo así su producción diaria. Este cálculo permitirá el estudio y respaldo de proyectos que tengan como objetivo las recuperaciones del gas anular para ser reutilizado en generadores, tratadores o como inyección a pozos.

1.3.2. Cálculo de la presión estática de fondo (SBHP)

Si el bombeo de un pozo es suspendido durante un periodo de tiempo, y se cierra la válvula de la tubería de revestimiento, esto genera las condiciones estabilizadas del pozo. El gas producido desde yacimiento, se va acumulando en la parte superior del espacio anular de la tubería de revestimiento y el líquido se va almacenando en la parte inferior. Luego de determinado tiempo de cierre, el pozo desarrolla su presión estática de fondo (SBHP), por lo que se equilibran las presiones hidrostáticas combinadas de las columnas de gas y líquido presentes en el anular. Con esto, se puede calcular la presión estática de fondo, sumando la presión en la cabeza del revestimiento (CHP), y las presiones de cada columna, así (Ecuación 3):

$$SBHP = CHP + P_g + P_l \quad (3)$$

Donde

SBHP = Presión estática de fondo (psi)

CHP = Presión en cabeza de revestimiento (psi)

P_g = Presión hidrostática de la columna de gas en el espacio anular (psi)

P_l = Presión hidrostática de la columna de líquido en el espacio anular (psi)

La presión en cabeza de revestimiento (CHP), se mide en superficie con un sensor de alta precisión, se debe tener cuidado con la exactitud de esta medida, debido a que la CHP representa gran importancia en la presión de fondo final.

La P_g se puede determinar solo si se conoce la profundidad del nivel estático de líquido en el pozo, que es determinado por un registro acústico. Se debe tener en cuenta la composición del gas y el gradiente de temperatura en el espacio anular.

La P_l , depende del gradiente hidrostático del líquido en el espacio anular. Se deben tener ciertas consideraciones cuando el crudo viene emulsionado con agua.

1.3.3. Cálculo de la presión de fondo fluyendo (Pwf)

En los pozos cuya producción de gas es muy baja, el cálculo de la Pwf es simple, como se describió anteriormente para las condiciones estáticas. La presión en cabeza de casing CHP, es la principal contribuyente de la presión de fondo, aunque algunas veces, la columna de líquido sea considerable, dependiendo del nivel de fluido que se tenga en el pozo, aunque bajo condiciones estabilizadas, todo el líquido que se encuentra por encima de la bomba de subsuelo, es aceite originado por separación gravitacional.

1.3.3.1. Gradiente de presión por el espacio anular

En el anular del pozo, se encuentra un flujo multifásico, esto debido a que el gas de la formación burbujea continuamente a través de la columna de líquido, se pueden observar dos patrones de flujo, dependiendo de la tasa volumétrica de gas, flujo burbuja a bajos volúmenes y flujo bala a altos caudales. Para esto se calcula la densidad de la mezcla con la ecuación 4.

$$\rho_m = (\rho_l \times H_l) + (\rho_g \times H_g) \quad (4)$$

Donde

$$\rho_m = \text{Densidad de la mezcla (lb/ft}^3\text{)}$$

$\rho_l = \text{Densidad del liquido (lb/ft}^3\text{)}$

$\rho_g = \text{Densidad del gas (lb/ft}^3\text{)}$

$H_l = \text{Factor de corrección de gradiente de columna líquida o retención de líquido}$

$H_g = \text{Fracción vacía de gas}$

Dado que la contribución de densidad del gas a la de la mezcla es muy baja, solo es significativa la del líquido, la cual es directamente calculada por el software del equipo. Luego de calcular el gradiente de columna del líquido presente en el anular, se calcula la Pwf con la ecuación 5.

$$P_{wf} = CHP + P_g + P_l \quad (5)$$

Donde

$P_{wf} = \text{Presión de fondo fluyendo (psi)}$

$CHP = \text{Presión en cabeza de revestimiento (psi)}$

$P_g = \text{Presión Hidrostática de la columna de gas en el espacio anular (psi)}$

$P_l = \text{Presión hidrostática de la columna de líquido en el espacio anular (psi)}$

Estos cálculos permiten determinar si la presión del anular (CHP), está generando aumento en la Pwf, y disminuyendo la producción, al igual que si el gas está bloqueando la bomba de subsuelo y calcular el caudal de gas que se está produciendo por el anular.

2. POTENCIAL DE GAS ANULARES PRODUCIDO EN EL CAMPO

En la actualidad, la producción de crudo en el Campo de estudio (Campo ubicado en el Magdalena medio con un crudo de 12 °API) es muy sensible al aumento de CHP, ya que los niveles de fluido en los pozos se encuentran muy cerca de las perforaciones. Esto se debe al que el gas que fluye por el anular encuentra alguna restricción de flujo, ya sea porque se cierra la válvula del anular o porque la red de recolección se encuentra mal diseñada. Para esto fue necesario medir la cantidad de fluido gaseoso que se está produciendo por el anular, con el propósito de determinar si la cantidad a recuperar es suficiente para instalar un sistema de recuperación del mismo.

Teniendo en cuenta que el equipo “THE WELL ANALYZER”, puede ser usado para realizar el cálculo del gas producido por los anulares de cada pozo, de una forma rápida, económica y segura, se procedió a realizar estas mediciones, pero para esto es necesario conocer el estado actual de los pozos.

2.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO

En la Tabla 1 se encuentra la clasificación de los pozos del Campo en estudio, y el estado en el que se encuentran, ya que hay unos que se encuentran cerrados por daño o por encontrarse en periodo de inyección de vapor.

Tabla 1. Clasificación de los pozos del Campo de estudio según su estado actual

ESTADO DE LOS POZOS	NOMBRE DEL POZO	NUMERO DE POZOS	%
ABANDONADO	POZO-52	1	1%
	TOTAL		
CERRADOS POR DAÑO	POZO-AB	18	21%
	POZO-41		
	POZO-142		
	POZO-129		
	POZO-132		
	POZO-20		
	POZO-23		
	POZO-07		
	POZO-30		
	POZO-53		
	POZO-54		
	POZO-6		
	POZO-11		
	POZO-12		
	POZO-31		
	POZO-33		
POZO-37			
POZO-51			
TOTAL			
CERRADOS POR INYECCIÓN DE VAPOR	POZO-56	6	7%
	POZO-HZ02		
	POZOAB-02		
	POZO-123		
	POZOAB-16		
	POZO-10		

Tabla 1. Clasificación de los pozos del Campo de estudio según su estado actual (continuación)

ESTADO DE LOS POZOS	NOMBRE DEL POZO	NUMERO DE POZOS	%
ABIERTOS	POZO-47	60	71%
	POZO-150		
	POZO-145		
	POZOAB-02		
	POZOAB-03		
	POZOAB-04		
	POZOAB-05		
	POZOAB-50		
	POZOAB-49		
	POZOAB-06		
	POZOAB-07		
	JMG-1		
	POZO-32		
	POZO-HZ01		
	POZO-HZ04		
	POZO-42		
	POZO-HZ02		
	POZO-40		
	POZO-43		
	POZO-48		
	POZO-39		
	POZO-125		
	POZO-35		
	POZO-18		
	POZO-13		
	POZO-34		
	POZO-127		
	POZO-19		
POZO-3			
POZO-14			
POZO-02			

Tabla 1. Clasificación de los pozos del Campo de estudio según su estado actual (continuación)

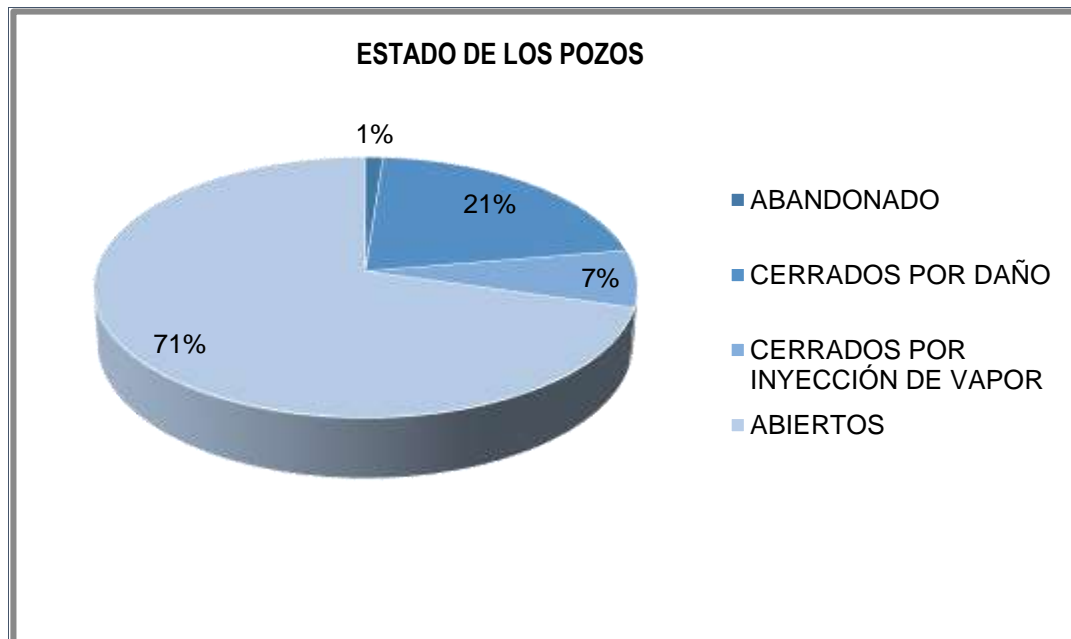
ESTADO DE LOS POZOS	NOMBRE DEL POZO	NUMERO DE POZOS	%
ABIERTOS	POZO-17		
	POZO-150		
	POZO-21		
	POZO-22		
	POZO-122		
	POZO-141		
	POZO-09		
	POZO-24		
	POZO-08		
	POZO-25		
	POZOAB-15		
	POZOAB-17		
	POZO-128		
	POZO-29		
	POZO-140		
	POZOAB-12		
	POZOAB-13		
	JMG-2		
	POZO-57		
	POZO-36		
	POZO-5		
	JMG-3		
	POZOAB-14		
	POZO-27		
	POZO-136		
	POZO-28		
POZO-133			
POZO-16			
POZOAB-HZ01			
	TOTAL		
	TOTAL	85	100%

Tabla 2. Distribución del estado de los pozos

ABANDONADO	CERRADOS POR DAÑO	CERRADOS POR INYECCIÓN DE VAPOR	ABIERTOS
1%	21%	7%	71%

A continuación se puede observar la distribución grafica del estado de los pozos, donde se observa los porcentajes de los pozos que se encuentran abandonados, cerrados o en inyección, esta medida debe quedar clara para poder analizar solo los pozos que se encuentran abiertos.

Figura 6. Estado de los pozos



2.2. SUMINISTRO DE GAS EN EL CAMPO

Para el cálculo del suministro de gas en el Campo de estudio, se tuvieron en cuenta solo los pozos abiertos, ya que como fue mencionado antes, los pozos cerrados por daño o por inyección de vapor no arrojan datos válidos. Para esto se clasificaron los pozos en tres rangos de caudales:

- Caudales menores a 3 MSCF/D (Tabla 3).
- Caudales entre 3 MSCF/D a 15 MSCF/D (Tabla 4).
- Caudales mayores a 15 MSCF/D (Tabla 5).

Tabla 3. Clasificación del caudal de los pozos menores a 3 MSCF/D

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO		FLUJO ANULAR (MSCF/D)	PRESION (Psig)
	BM	PCP		
POZO-25	X		0	0
POZO-40	X		0	0,1
POZO-21	X		0	0,2
POZO-27	X		0	1,4
POZO-02		X	1	0,4
POZO-HZ01	X		1	0,4
POZO-39	X		2	0
POZO-24	X		2	0
POZO-35	X		2	0,1
POZOAB-17		X	2	0,1
POZO-48		X	2	0,3
POZO-141	X		2	0,5
POZO-57		X	2	1,8
POZO-34	X		2,6	1,1
POZO-08	X		3	-0,2
POZO-09	X		3	0,2
POZO-HZ02		X	3	0,3
POZO-50	X		3	1,1
POZO-150	X		3	0,6
POZOAB-06	X		3	1,5
POZO-140	X		3	1,7

*BM (Bombeo mecánico)
 *PCP (Bombeo cavidades progresivas)
 *MSCF/D (Miles de pies cúbicos estándar por día)

Tabla 4. Clasificación del caudal de los pozos entre 3 MSCF/D y 15 MSCF/D.

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO		FLUJO ANULAR (MSCF/D)	PRESION (Psig)
	BM	PCP		
POZO-42	X		4	1,5
POZO-18		X	4	0,1
POZO-150	X		4	0,6
POZO-28	X		5	0,1
POZO-32	X		5	0,2
POZOAB-HZ01		X	5	0,2
POZO-43	X		5	0,2
POZO-128	X		5	0,3
POZO-14	X		5	0,4
POZO-49	X		5	0,9
POZOAB-04	X		5	1
POZOAB-05	X		5	5,8
POZO-47		X	6	1,5
JMG-1		X	7	1,2
JMG-3		X	7	1,4
POZO-19	X		8	0,5
POZO-125	X		8	0,7
POZOAB-14	X		8	1,6
POZO-13	X		9	0,2
POZO-3	X		9	0,3
POZO-HZ04		X	10	0
POZO-127	X		10	0,2
POZO-22	X		10	0,7
POZO-122		X	10	1,6
POZO-17	X		12	0,6
POZOAB-03	X		13	1,8
POZO-29	X		14	0,9
POZOAB-07	X		14	1,6
POZO-16	X		15	0,3

*BM (Bombeo mecánico)
 *PCP (Bombeo cavidades progresivas)
 *MSCF/D (Miles de pies cúbicos estándar por día)

Tabla 5. Clasificación del caudal de los pozos mayores de 15 MSCF/D.

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO		FLUJO ANULAR (MSCF/D)	PRESION (Psig)
	BM	PCP		
POZO-5		X	19	0,4
POZO-133	X		20	0,9
POZOAB-15	X		22	0,5
POZOAB-02	X		22	3,7
POZO-136	X		24	1,2
POZOAB-12	X		26	3,6
POZOAB-13	X		27	1,9
POZO-36	X		27	2,1
POZO-145	X		37	3,4
JMG-2	X		42	3

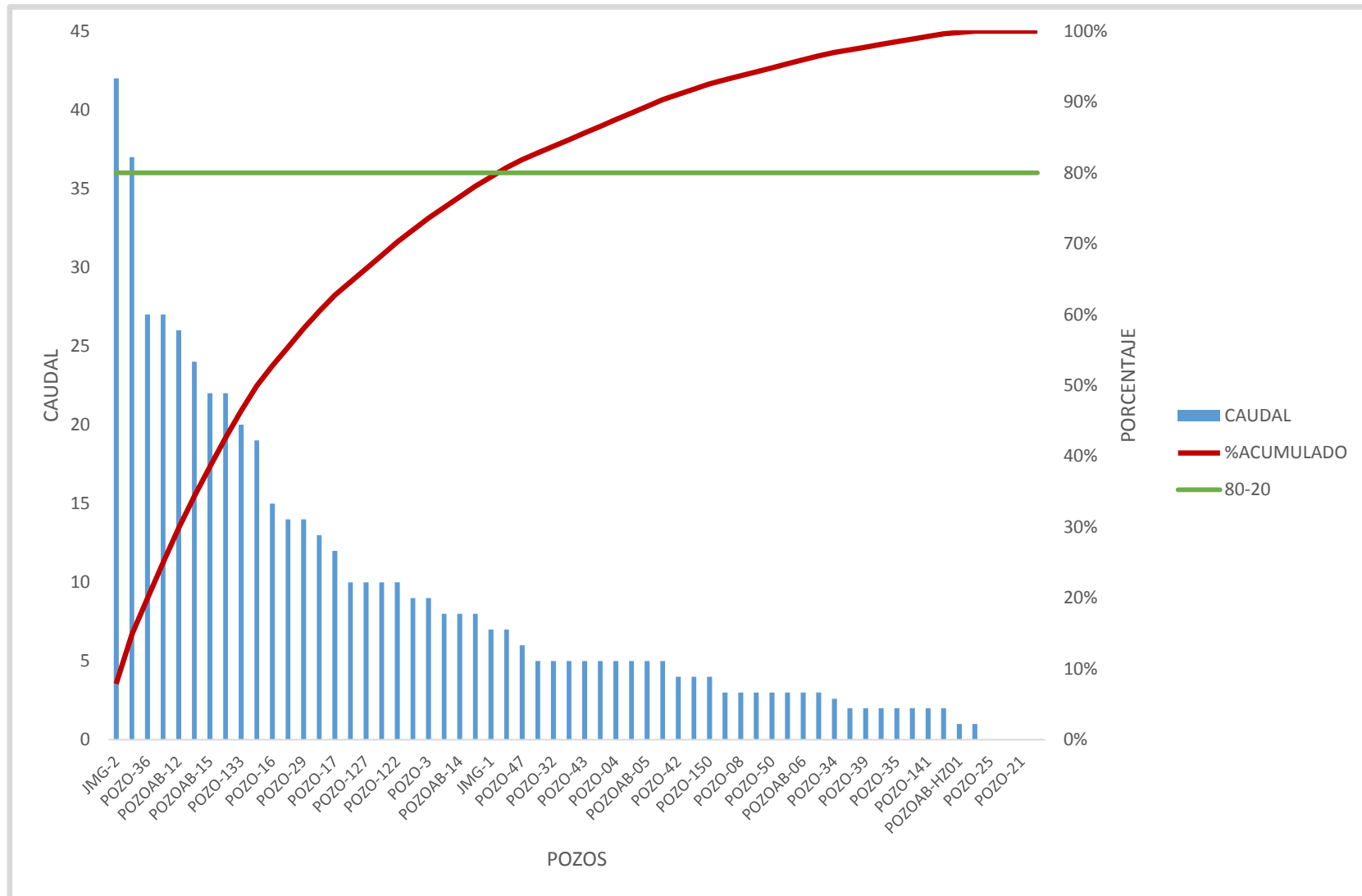
*BM (Bombeo mecánico)
 *PCP (Bombeo cavidades progresivas)
 *MSCF/D (Miles de pies cúbicos estándar por día)

Finalmente de los 85 pozos a medir, solo 60 pozos estaban abiertos y se les podía medir el caudal de gas, de esos 60 pozos el flujo total de gas fue de **532,6 MSCF/D**. Por lo tanto, se puede observar que existe una cantidad de gas apreciable que puede ser recuperada y usada racionalmente.

Nota: En los pozos donde las mediciones de presión en el anular tuvieron un valor negativo, se efectuó tres veces la medición, y continuaba dando negativa, el transductor estaba recién calibrado, por lo tanto se dejaron estos datos.

En la Figura 7, se puede observar el respectivo diagrama de Pareto, el cual permite asignar un orden de prioridades, donde se muestra los “poco vitales, muchos triviales” los poco vitales en este caso son los pozos cuyos caudales se encuentran por encima de la línea roja (Pozo-145, JMG-02, Pozo-136, Pozo-36, Pozo-133, PozoAB-02, PozoAB-15, PozoAB-12, PozoAB-13) la suma de los caudales de estos 9 pozos los “pocos vitales” da un total de 247 MSCF/D y los muchos triviales serían el resto de los pozos del campo con un caudal restante de 285,6 MSCF/D.

Figura 7. Diagrama de Pareto



3. METODOS Y TECNOLOGÍAS EXISTENTES PARA LA RECUPERACIÓN DE GAS ANULAR Y REDUCCIÓN DE PRESIÓN EN EL ANULAR DE LOS POZOS

Existen una serie de parámetros físicos que controlan la producción de gas y crudo en un pozo, pero el único que los operadores pueden afectar sustancialmente es la presión de fondo fluyendo (P_{wf}). Al minimizar la P_{wf} , se obtienen mayores tasas de flujo. Cualquier fuente de contrapresión en los pozos (tal como, líneas de flujo, presión en cabeza de revestimiento, accesorios, etc.) incrementará la P_{wf} , lo cual se verá reflejado en una disminución del influjo de gas y crudo desde la formación a la cara del pozo. Esta contrapresión es perjudicial en pozos antiguos que producen desde formaciones en las que la presión ha declinado significativamente.

El desempeño de estos pozos puede mejorarse y extender su vida útil, eliminando tantas fuentes de contrapresión como sea posible. Una fuente común de contrapresión en los pozos, es el gas que se almacena y produce por el anular que existe entre el revestimiento y la tubería de producción, que ejerce una presión significativa sobre la formación productora. Normalmente este gas no puede ser producido a una alta presión de línea y tampoco puede ser venteado o quemado a la atmósfera debido a restricciones regulatorias.

Cuando existe una cantidad significativa de gas en la cara del pozo y se tiene como levantamiento artificial bombeo mecánico, se producirá una alta presión en el revestimiento, que ocasionará posiblemente un bloque de las bombas de subsuelo por gas, al igual que bajas eficiencias de bombeo o puede disminuir la vida útil de la bombas y las varillas, ya que requiere de esfuerzos adicionales.

Dado todas las razones expuestas anteriormente, se puede pensar en la instalación de equipos que permitan disminuir la presión en la cabeza del revestimiento y por ende una disminución de la P_{wf} . Existen varias alternativas para disminuir la P_{wf} , y aprovechar el gas anular, entre las cuales están: Las redes de recolección, los

Sistemas de Compresión montados en viga y los sistemas de compresión montados en patín, tecnologías aplicadas gracias a su bajo costo de operación y a su funcionalidad.

Cabe resaltar que los sistemas de compresión montados en patín, se pueden combinar con la red de recolección, siempre y cuando el análisis Hidráulico lo permita.

3.1. REDES DE RECOLECCIÓN

La aplicación de redes de recolección, es un sistema muy utilizado para generar la salida del gas del anular del pozo y evitar su acumulación en este sector del pozo. Es común encontrar un grupo de pozos fluyendo a la misma estación de recolección, y en estos casos es más económico construir un sistema de líneas de recolección de gas de los anulares, y aliviar la presión con una o dos unidades de compresión. Los sistemas de compresión montados en patín son los comúnmente utilizados para esta práctica.

Cuando se utilizan sistemas de recolección de gas de anulares para múltiples pozos, se debe prestar atención a que los pozos más alejados de la estación de recolección no terminen con presiones positivas en la cabeza, debido a la fricción en la línea.

Los sistemas más conocidos para arreglos de redes de recolección son el radial y el axial, dependen de la forma en que se instalarán las líneas procedentes de los pozos, con el propósito de centralizar la producción de fluidos en un solo punto denominado “Batería”, esto se hace para recolectar, separar, tratar, fiscalizar y bombear los fluidos comerciales producidos en el campo.

La selección del tipo de arreglo depende del número y ubicación de las baterías a implementar en el campo, para esto se definen algunos parámetros:

- Potencial y extensión del yacimiento.
- Características litológicas de la formación.
- Condiciones del terreno, características topografías y estudio de suelos.
- Presión de formación.
- Características de los fluidos.
- Análisis económico para verificar la rentabilidad del proyecto.

La batería o facilidad de producción se debe ubicar en un punto centralizado respecto a los pozos productores, con el fin de obtener la mínima caída de presión entre el pozo y la unidad de producción o batería, además de otros factores como:

- Cercanía de los pozos actuales o de aquellos que se tiene planeado perforar.
- Se debe tener facilidad de acceso a las instalaciones.
- Disponibilidad de agua para lavado, sistema contra-incendio, agua para enfriamiento y agua potable.
- Disposición y facilidad para la eliminación de desechos que pueden causar contaminación, se deben seguir las normas según S.I.G.A. (Sistema Integral de Gestión Ambiental).
- Disponibilidad de fuentes de energía tales como combustibles y energía eléctrica para el correcto funcionamiento de la batería.
- Lejanía a centros residenciales, rurales y urbanos.

3.1.1. Arreglo Radial

En el arreglo radial de un sistema de recolección las líneas de flujo convergen a un punto central a través de una línea independiente que parte desde el cabezal de cada pozo hasta el múltiple de entrada en la batería.

Para el caso de sistemas de recolección de gas, las líneas de flujo que parten del anular de cada pozo tienen como punto de convergencia la línea troncal del campo (Figura 8) o un depurador (Figura 9) al cual llega el gas disuelto de los separadores y las líneas de flujo independientes de los pozos.

Figura 8. Arreglo de sistema de recolección radial, con línea troncal como punto de convergencia.

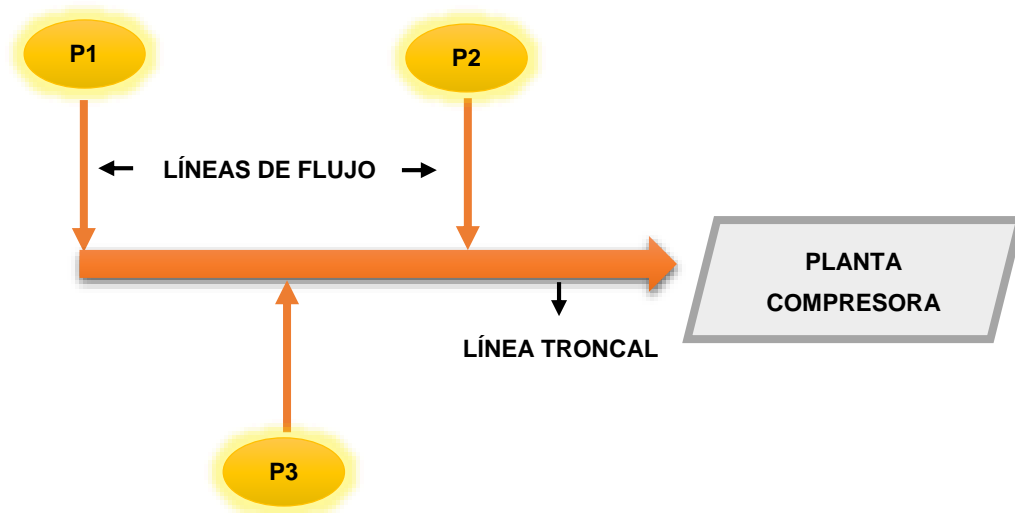
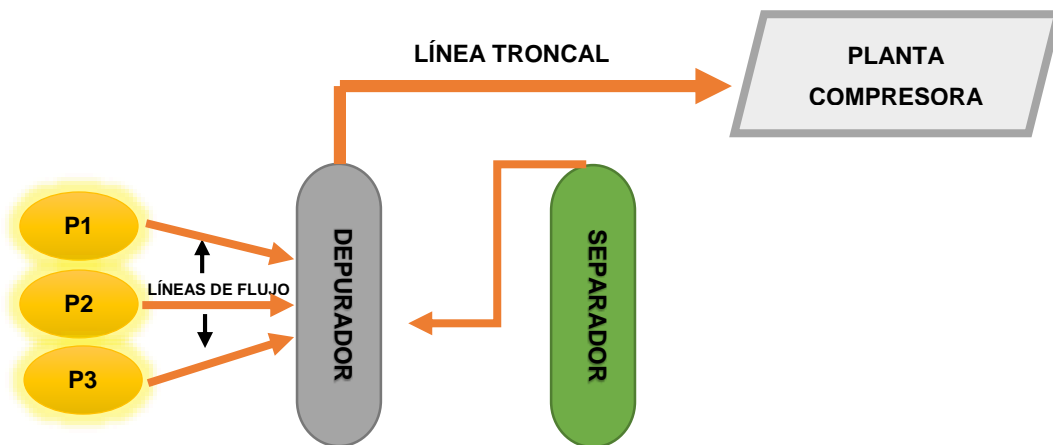


Figura 9. Arreglo de sistema de recolección radial, con depurador como punto de convergencia.



3.1.2. Arreglo Axial

En el arreglo axial de un sistema de recolección se ubican varias subestaciones de recolección en donde los fluidos son conducidos a la estación central por líneas troncales. Utilizados en campos de gran extensión, o donde no es practico construir una planta de tratamiento en un punto central.

Para sistemas de recolección de gas, las líneas de flujo provenientes del anular de cada pozo ya no tienen como punto de convergencia una línea troncal, sino a un colector al cual llegan las líneas de flujo de cada pozo que están localizados en un mismo cluster (Figura 10). También se da el caso donde se puede tener más de un depurador al cual llegue el gas de los separadores y de las líneas de flujo independientes de cada pozo, para que posteriormente converjan en la línea troncal (Figura 11).

Figura 10. Arreglo de sistema de recolección axial, con línea troncal como punto de convergencia de conjunto de colectores.

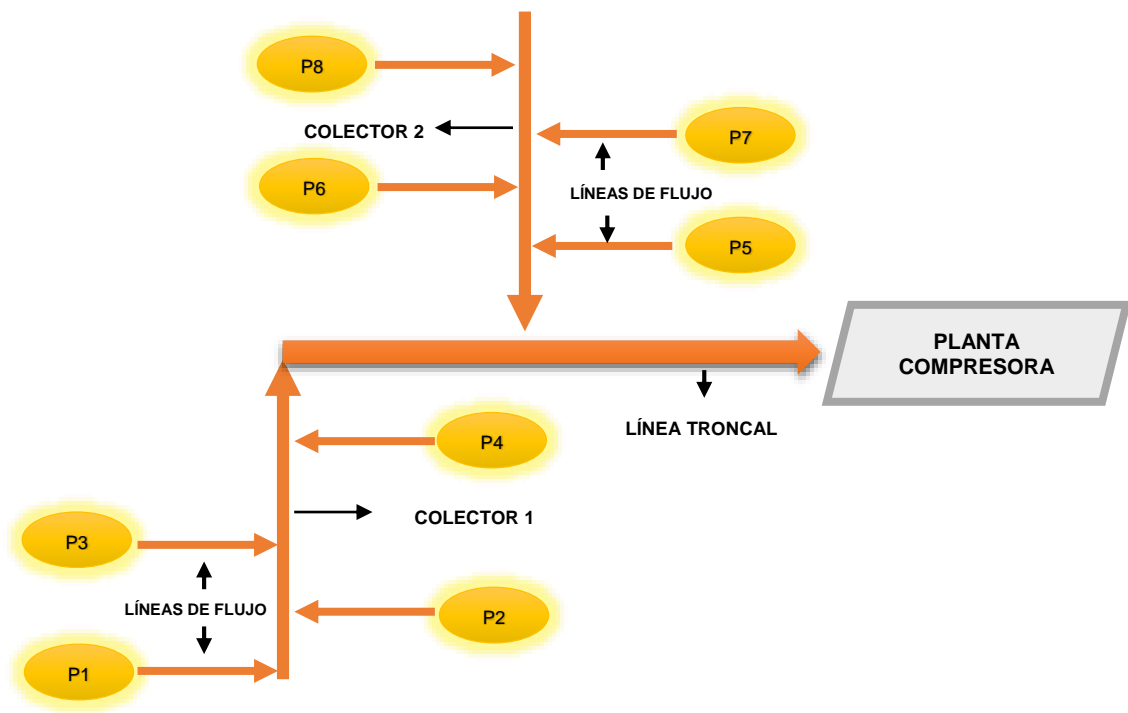
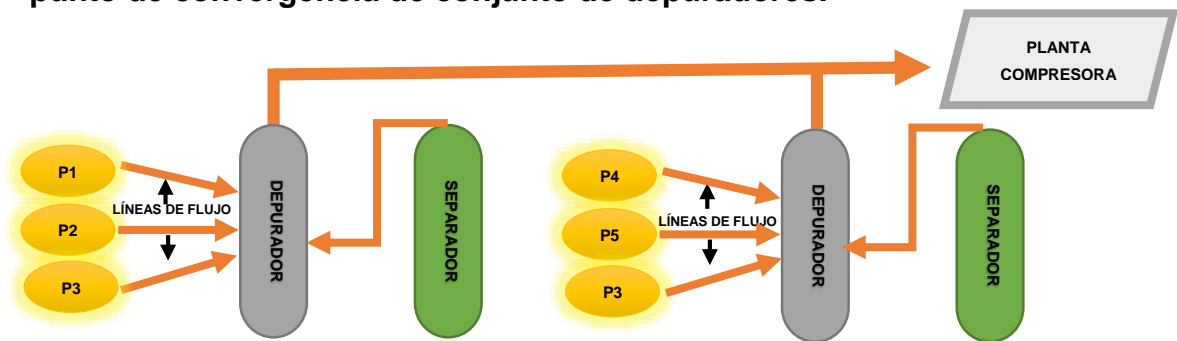


Figura 11. Arreglo de sistema de recolección axial, con línea troncal como punto de convergencia de conjunto de depuradores.



3.2. SISTEMAS DE COMPRESIÓN MONTADOS EN VIGA

Los primeros compresores montados sobre viga tuvieron varias limitaciones que redujeron grandemente su efectividad. Los primeros diseños utilizaron un sistema de lubricación forzada y un único pistón de simple acción, el cual depende en enfriamiento por aire ambiental introducido en la cámara. Los problemas con estos diseños previos, incluyeron: contaminación del gas de venta con aire de enfriamiento, explosiones potenciales y mantenimiento semanal para mantener los sellos lubricados.

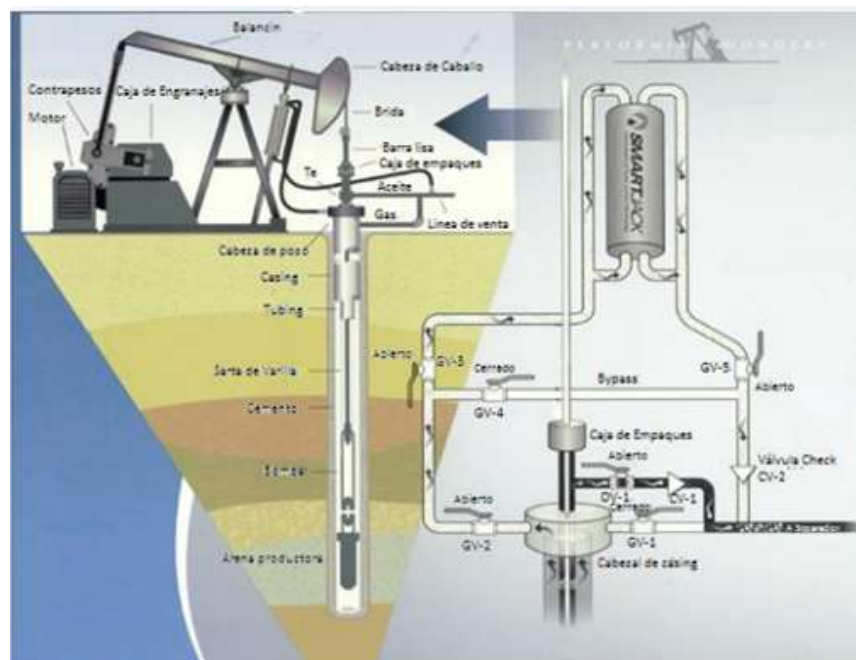
El costo de este nivel de mantenimiento en campo es a menudo, antieconómico para los pozos marginales o en localizaciones remotas. En términos de eficiencia, el diseño de simple acción tiene solo 50% de la capacidad del compresor de doble-acción.

El diseño ideal, permite recuperar gas del casing y de la formación, realizar la compresión del gas en ambas direcciones del ciclo de la unidad de bombeo, e inyectarlo dentro de la línea de flujo aguas debajo de la válvula cheque. Esto reduce la contrapresión en el anular del pozo y permite a los fluidos migrar dentro de la formación sin restricción. La respuesta del pozo es casi instantánea, suministrando suficiente potencia al compresor instalado en la unidad de bombeo.

Estos sistemas se ofrecen con automatización de las unidades de bombeo, gracias a la acción de un variador de velocidad, un controlador y un software. Un sistema completo, puede incrementar la eficiencia en la operación del pozo y la vida útil del equipo de bombeo, disminuye el consumo de energía y las horas hombre requeridas para administrar y mantener los pozos.

En campos de Norte América, son utilizados comúnmente, gracias a su fabricación masiva. Una de las compañías facilitó sus datos durante un periodo de prueba. La presión en el casing en el pozo donde se aplicó fue reducida en un promedio del 82%, la respuesta de producción de petróleo tuvo un incremento del 44% y la producción de gas aumentó en un 37%. Gracias a estos resultados y a la necesidad de la obtención del Gas Natural, existen hoy, diversos tipos de compresores de viga en uso a través de todo Texas y Oklahoma (Figura 12. Compresor de Viga.).

Figura 12. Compresor de Viga.

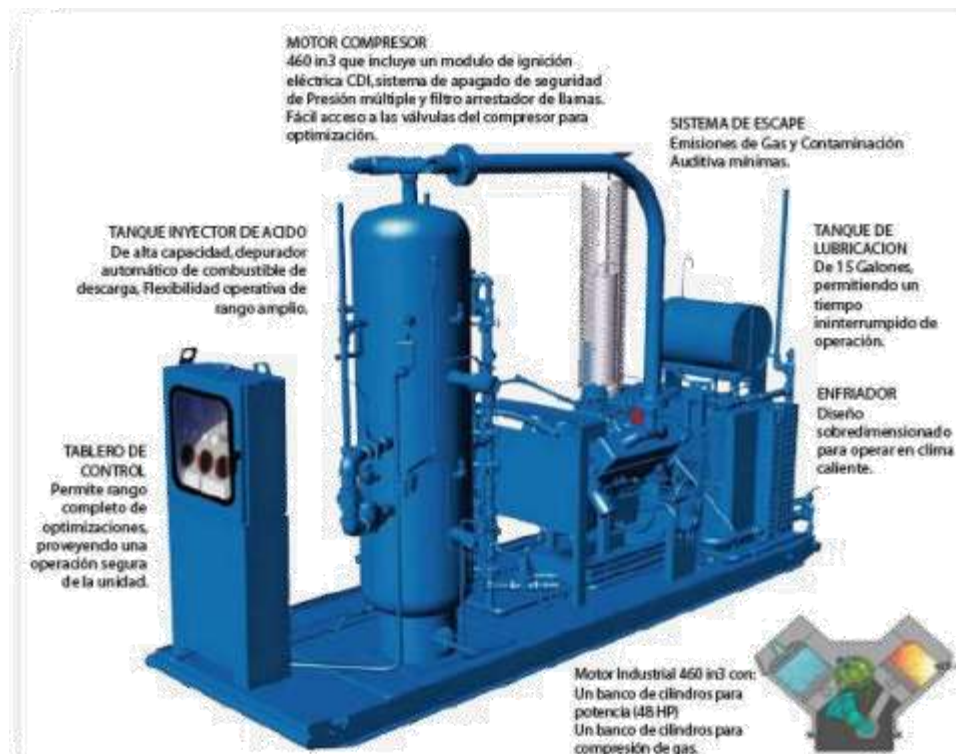


Fuente: Global Oil Flow International.

3.3. SISTEMAS DE COMPRESIÓN MONTADOS EN PATÍN

Los sistemas de compresión montados en patines, alcanzan presiones y volúmenes superiores al diseño del compresor de viga, mediante un compresor equipado con un motor de configuración 8 en V, donde 4 cilindros son de compresión y 4 cilindros son de combustión, con un sistema de separación de líquidos y gas, un sistema de enfriamiento de gas comprimido y un panel de control para inicio y apagado automático acorde a la presión de la línea de succión. Estos sistemas pueden ser instalados en pozos de gas y petróleo con o sin facilidad de superficie o de levantamiento artificial.

Figura 13. Compresor de Patín.



Fuente: http://www.indequipos.com/esp/pdf/Gas_Jack.pdf.

4. PROPUESTA CONCEPTUAL PARA EL MANEJO DEL GAS ANULAR

En este capítulo se realizaron los análisis del sistema a usar para la recolección del gas de los anulares de los pozos del Campo de estudio, verificando la viabilidad del proyecto. De igual forma se analizará la demanda del gas en la estación del campo y la infraestructura requerida para la recolección del gas.

4.1. ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE RECUPERACIÓN

Los sistemas de compresores de viga tienen una instalación fácil, bajo mantenimiento y libre de suministro de energía eléctrica, el problema radica en que es necesaria la instalación en cada uno de los pozos que se encontraron abiertos (capítulo 3), que serían 60 pozos, por lo que se hace inviable esta opción, dado que sería muy costoso. En cuanto a los compresores en patín, son excelentes para eliminar la contrapresión, el problema radica en que en campo se cuentan con redes de recolección que vienen de diferentes lugares del campo, por lo que se necesitaría ubicar puntos estratégicos para ubicar los compresores, lo cual incrementaría los recursos para la operación. Por lo que la única opción viable sería implementar la red de recolección, pero para esto es necesario saber con qué infraestructura cuenta el campo.

4.2. INFRAESTRUCTURA Y DEMANDA DEL GAS EN EL CAMPO

El campo cuenta con un sistema de recolección de gas de anulares de 2 pulgadas de diámetro nominal “schedule 40”. Existen 6 redes diferentes de recolección del gas y cada una proviene de un lugar diferente del campo (Pozos 136, 27, 1, 2, 3, 4 y 5), estas conducen el gas al módulo de tratamiento donde se encuentran todas las facilidades de instrumentación y control de los equipos. El módulo de tratamiento se encuentra en un punto intermedio, y es allí donde ocurren todas las redes de

recolección, en este lugar se cuenta con dos generadores de vapor, dos compresores de gas que están fuera de servicio, tratadores electrostáticos, una tea y separadores térmicos.

4.2.1. Requerimientos del consumo de gas combustible en los equipos del campo

En el módulo se consume gas en los tratadores y en los separadores de agua libre (FWKO). Cada módulo tiene dos tratadores pequeños y dos grandes, un FWKO y dos generadores que consumen en total 3750 MSCFD (500 MSCFD cada tratador grande, 250 MSCFD cada tratador pequeño, 250 MSCFD el FWKO y 1000 MSCFD cada generador). En las siguientes tablas se podrán ver las especificaciones de estos equipos.

Tabla 6. Especificaciones de los quemadores de un tratador electrostático Grande (EHT)

Característica	Referencia
Combustible	Gas Natural
Consumo de gas (SCFH)	20833
Consumo de gas (SCFD)	500000

Tabla 7. Especificaciones de los quemadores de un tratador electrostático Pequeño (EHT)

Característica	Referencia
Combustible	Gas Natural
Consumo de gas (SCFH)	10416
Consumo de gas (SCFD)	250000

Tabla 8. Especificaciones del quemador de un separador de agua libre (F.W.K.O).

Característica	Referencia
Combustible	Gas Natural
Consumo de gas (cfh)	10416
Consumo de gas (SCFD)	250000

Tabla 9. Especificaciones del generador.

Característica	Referencia
Combustible	Gas Natural
Consumo de gas (cfh)	41666
Consumo de gas (SCFD)	1000000

**El gas que se recoge de la red de gas anulares llega al scrubber del módulo y la presión depende de varios factores; al llegar los anulares de los pozos al sistema de gas, tarda alrededor de 5 a 8 horas para obtener 6 psi en el scrubber, a partir de ese momento la presión de gas depende del consumo.

4.2.2. Balance entre suministro y demanda del gas

En el capítulo 3, se observa que el flujo total de gas anulares del campo, actualmente es de **532,6 MSCFD**; es importante observar que, al momento de realizar la medición de este gas, se encontraban 6 pozos calientes o en remojo (en el campo se inyecta vapor de agua a la formación con el propósito de aumentar el recobro del crudo. En la Tabla 1 se pueden observar cuales son los pozos en remojo) a estos pozos no se les realizó la medida de gas ya que arrojarían datos erróneos. En la tabla 10 se puede observar la demanda de gas del campo sin tener en cuenta los generadores.

Tabla 10. Demanda del gas en el Modulo (sin tener en cuenta los generadores)

DEMANDA DE GAS (MSCFD)	
FWKO	250
EHT PEQUEÑO1	250
EHT PEQUEÑO 2	250
EHT GRANDE 1	500
EHT GRANDE 2	500
GENERADOR 1	1000
GENERADOR 2	1000
TOTAL	3750
<i>*FWKO (separador de agua libre)</i>	
<i>*EHT (tratadores electroestáticos)</i>	

Se puede observar, que la oferta de gas de los pozos no alcanza para la demanda de gas que se requiere en el módulo, no obstante, es necesario implementar la red de recolección ya que cabe recordar que el gas se está venteando y los 532 MSCF/D pueden servir para cubrir algo de la demanda.

4.3. INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA COMPLEMENTAR LA RED

Como se habló anteriormente, la única alternativa viable para la recuperación del gas es la red de anulares pero para poder implementarla se requieren unas facilidades básicas necesarias, las cuales son:

- ***Un sistema de compresión.*** El movimiento de gas en el yacimiento se detiene cuando la presión de gas del yacimiento es igual al peso de la columna de fluido más la resistencia en la línea de flujo y batería de tanques. La producción del aceite cae a cero. Por esta razón, es necesario tapar y/o abandonar el pozo o encontrar otra solución que restaurar la producción para extender la vida productora del pozo.

El diseño e instalación de compresores, permite extraer gas desde el anular de los pozos, comprimirlo e inyectarlo en las líneas de flujo, que facilitarán su transporte a las baterías de recolección o a el lugar destinado para su disposición final. La acción de este tipo de instalaciones permite remover o disminuir la contrapresión que se ejerce sobre la formación, permitiendo el ingreso de más fluido en la cara del pozo.

Para implementar el sistema de recolección es necesario diseñar un compresor que sea capaz de manejar el total de gas recolectado en el campo, y que a su vez, permita obtener una CHP en cada uno de los pozos adecuada, para eliminar el problema de contrapresión en la formación.

El módulo de tratamiento se encuentra en un punto intermedio, y es allí donde concurren todas las redes de recolección, lo que permite pensar que su instalación es adecuada. Además si el compresor se encuentra en el módulo, contará con la supervisión continua del operador.

Por todo lo mencionado anteriormente, se plantea la instalación de un único compresor en el módulo de tratamiento, verificando que el diseño sea el adecuado para que la CHP de los pozos más alejados no se vea afectada.

- **Sistema de medición de gas.** Como se puede observar en el capítulo 4, el sistema de recuperación de gas de anulares más apropiado para este campo, es instalar un compresor en el módulo de tratamiento, un separador “scrubber” de succión y uno de descarga, un enfriador de gas y un múltiple de recibo de las redes de gas.
- **Sistema de tea y KO Drum.** La TEA es un dispositivo para el quemado de los gases de desecho originados en las tuberías y facilidades de producción durante la operación normal o en emergencias. Existen diferentes tipos de teas:

Elevadas, cortas y fosos crematorios. Siendo las teas elevadas las más usadas cuando se está trabajando con hidrocarburos.

El recipiente separador de líquido hacia la TEA (knockout drum) separa el líquido cuando el tiempo de residencia del vapor o gas sea igual o mayor al tiempo requerido por dichas partículas para recorrer la altura vertical disponible a la velocidad de caída de las mismas, y la velocidad vertical del gas sea suficientemente pequeña para evitar la entrada de grandes “bolsas” de líquido a la tea. Debido a que la tea puede admitir gotas de líquido de pequeño tamaño, la velocidad vertical en el recipiente puede referirse a la necesidad de separar partículas de un tamaño igual o mayor de 150 micras.

El gas de anulares será tomado del correspondiente cabezal de recolección, y una vez comprimido, se alimentará a la línea de gas a los generadores de vapor, aguas debajo de la válvula reductora de presión. Para su medición, se debe instalar un medidor de flujo en la tubería de descarga. La función del scrubber (separador de condensados) es evitar el arrastre del líquido hacia los compresores.

El compresor debe contener su motor de combustión a gas, el compresor, el post-enfriador del aire (luego de la compresión se alcanzan temperaturas muy altas y se necesita el enfriador para poder entrar al separador), separador de líquidos (luego de que el gas pase por el enfriador se condensa y puede tener líquidos).

Se supone que a medida que pasa el tiempo el gas va a disminuir por lo tanto hay que instalar un control de capacidad en el compresor.

El gas a la salida del compresor deberá tener la presión suficiente para alimentar la línea de gas a los generadores de vapor, se deben tener en cuenta las pérdidas por fricción gracias a los accesorios y válvulas.

Si llega haber algún inconveniente o alguna emergencia, se deben poner los pozos de nuevo a venteo.

Luego de que el gas sea recolectado de los cabezales se debe dirigir a un separador de succión para que el gas sea despojado del agua libre y pueda entrar al compresor sin ningún inconveniente.

5. CONCLUSIONES

- El flujo total bruto de gas que se midió en los anulares es de 532,6 MSCF/D, que equivale a un 14,2% del gas que se consume entre los tratadores (EHT) ,el FWKO y los generadores (3750 MSCF/D), por lo tanto se estaría ahorrando este gas a la compra que se hace a TGI.
- Del acuerdo al Diagrama de Pareto “pocos vitales, muchos triviales”, los pozos más representativos de ambos campos (8 pozos “pocos vitales”) aportan un caudal de 222 MSCF/D, en comparación con el caudal restante de 310, 6 MSCF/D que lo aportan 52 pozos (“muchos triviales”).
- Lo que se propone es instalar un sistema de recolección de gas que permita la recepción de varias líneas de flujo, que faciliten su transporte a las baterías de recolección. La acción de este tipo de instalaciones permite remover o disminuir la contrapresión que se ejerce sobre la formación, permitiendo el ingreso de más fluido a la cara del pozo.
- Para este caso es más económico construir un sistema de líneas de recolección de gas de los anulares, y aliviar la presión con una o dos unidades de compresión, capaz de manejar el total del gas recolectado en el campo, y que a su vez permita obtener una CHP adecuada en cada uno de los pozos para eliminar el problema de contrapresión en la formación.
- El módulo de tratamiento se encuentra en un punto intermedio, y es allí donde todas las redes de recolección llegan, lo que permite pensar que la instalación del compresor allí es adecuada, además contará con supervisión continua, también debe estar verificado que el diseño sea el adecuado para que la CHP de los pozos más alejados no se vea afectada, y verificando su capacidad

volumétrica con la medida del gas que se realizó en campo (532,6 MSCFD, capítulo 3).

- Se propone aprovechar este gas como combustible en los generadores de vapor ya que actualmente el gas consumido es suministrado por TGI. La implementación de este sistema permitirá beneficios económicos y ambientales.

6. RECOMENDACIONES

- Es recomendable empezar implementando el sistema de recolección a los “pocos vitales”, ya que son los que tienen mayor producción de gas.
- Es necesario tomar una medida del caudal de gas a los pozos que en el momento de la medición se encontraban en remojó o en inyección, ya que podrían tener un caudal significativo de gas que aportaría más al sistema.
- Se requiere poner un scrubber para evitar el arrastre del líquido hacia los compresores.
- A medida que pasa el tiempo el gas va a disminuir por lo tanto se debe instalar un control de capacidad en el compresor.
- Si llega haber algún inconveniente o alguna emergencia, se deben poner los pozos de nuevo al venteo.

BIBLIOGRAFIA

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations (Volume 2). Gulf Publishing Company. Houston-Texas, 1989.

LUQUE Ortiz, Santiago. Recuperación del gas producido por los anulares de los pozos del Campo Nare. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2004.

MCCOY James, PODIO Augusto. Acoustic Determination of Producing Bottom hole Pressure. SPE 14254.

MCCOY James, PODIO Augusto. Total Well Management II. SPE 67273.

OFM. Software Oilfield Manager 2005. Schulmberger, Manual de uso basico.

SANCHEZ, Alquilino. Evaluación Técnico Económica del manejo de gas de anulares de los pozos de las plantas plataformas Venganza I, Venganza J y Revancha C en el CPR Espinal. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2015.

SACHICA Avila, Jorge Andrés. Factibilidad técnico económica para la recuperación del gas producido por los anulares de los pozos de los Campos Llanitos y Gala de ECOPETROL S.A. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.

WELL ANALYZER and TWM Software. Operating Manual Echometer Company.