

**ESTUDIO DE LA PREFACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE GAS LIFT
INTERMITENTE EN EL CAMPO CICUCO (POZOS CICUCO 2 Y CICUCO 3)**

JOHN FREDY MERCHAN GAONA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012



**ESTUDIO DE LA PREFACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE GAS LIFT
INTERMITENTE EN EL CAMPO CICUCO (POZOS CICUCO 2 Y CICUCO 3)**

JOHN FREDY MERCHAN GAONA

**Trabajo de grado en la modalidad de Práctica Empresarial como requisito
para obtener el título de Ingeniero de Petróleos**

**ING. JORGE ANDRÉS SACHICA AVILA
TUTOR UIS**

**ING. DUILIO HUMBERTO ATERIÓ CASTRO
TUTOR ECOPETROL S.A**

**ING. YUDY VIVIANA GONZALEZ QUINTERO
CO-DIRECTORA ECOPETROL S.A**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios y mi hermanito que desde el Cielo siempre me guiaron, para lograr que este sueño que parecía inalcanzable se hiciera realidad.

A mis padres que siempre estuvieron en todo momento, brindándome su amor y apoyo, siendo mi inspiración para triunfar.

A mis hermanitos por brindarme su apoyo, amor y comprensión siendo parte de mi motivación.

A Sandrita por estar siempre a mi lado, brindándome su amor y darme aliento en aquellos momentos difíciles, siempre estarás en mi Corazón.

A Edwin, Oscar, Yusefy, Diana, Luz Adriana porque son mis amigos con quien compartí gratos momentos durante todo este tiempo.

A todo el equipo de ingenieros y contratistas del campo Cicuco y Cantagallo por esa oportunidad de aprendizaje que me brindaron.

A toda mi familia y amigos que de una u otra forma me acompañaron durante este proceso.

Y a todos mis profesores por haberme brindado su conocimiento y experiencias.

JOHN FREDY MERCHÁN

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander por haberme acogido a lo largo de estos años de aprendizaje.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a **ECOPETROL S.A** por darme la oportunidad de afianzar mis conocimientos.

Al ingeniero **JORGE ANDRES SACHICA**, por haberme dedicado gran parte de su tiempo el cual fue vital para el desarrollo de este proyecto, y con sus conocimientos y experiencias poder cumplir satisfactoriamente con los objetivos.

Al los ingenieros **DUILIO ALTERIO, YUDY GONZALEZ, OTONIEL SOLANO, EDUBER PEÑA, CRISTIAN GAMEZ** por su colaboración a lo largo de este proyecto, compartiendo sus conocimientos en pro de mi aprendizaje y para el desarrollo de este proyecto.

A cada una de las personas que hicieron posible que este proyecto fuera posible.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
OBJETIVOS	16
1. INFORMACIÓN GENERAL	18
1.1. CAMPO CICUCO	18
1.1.1. Localización.	18
1.2. GEOLOGÍA	22
1.2.1. Marco Geológico Regional	22
1.2.2. Geología Estructural	23
1.2.2.1. Basamento (Pre-Terciario).	26
1.2.2.2. Formación Ciénaga de Oro.	27
1.2.2.3. Formación Porquero	30
1.2.2.4. Formación Tubará.	31
1.2.2.5. Formación Corpa	31
1.2.2.6. Cuaternario.	31
1.2.3. Zona de Generación de Hidrocarburos	31
1.3. PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS	32
1.4. HISTORIA DE PRESIONES	34
1.5. INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN	37
1.5.1. Historia de Producción	37
1.5.2 Facilidades de Superficie	40
1.6. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	41
2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT	42
2.1. DEFINICIÓN	42

2.2. TIPOS DE GAS LIFT	42
2.2.1. Gas Lift Continuo	42
2.2.2. Gas Lift Intermitente	48
2.3. EL SISTEMA LAG	53
2.3.1. Ventajas y Desventajas del LAG	58
2.3.1.1 Ventajas	58
2.3.1.2 Desventajas	59
2.4. EQUIPOS	59
2.4.1. Equipos de Superficie	59
2.4.2. Equipo de Subsuelo	62
2.5. EQUIPOS PARA GAS LIFT INTERMITENTE	67
3. MEDICIÓN DE GAS	70
3.1. MEDIDOR DE ORIFICIO.	70
4. DISEÑO DE GAS LIFT INTERMITENTE POZOS CICUCO 2 Y CICUCO 3	74
4.1. POZO CICUCO 2	74
4.1.1. Diseño actual gas lift continuo pozo Cicuco 2	75
4.1.2. Estado mecánico pozo Cicuco 2	76
4.2. POZO CICUCO 3	77
4.2.1. Diseño actual gas lift continuo pozo Cicuco 3	77
4.2.2. Estado Mecánico pozo Cicuco 3	78
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS UTILIZANDO EL GLI EN LOS POZOS CICUUCO 2 Y CICUCO 3	79
5.1. POZO CICUCO 2 UTILIZANDO GLI	80
5.2. POZO CICUCO 3 UTILIZANDO GLI	85
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS UTILIZANDO EL GLI EN LOS POZOS CICUUCO 2 Y CICUCO 3	90



6.1. POZO CICUCO 2 UTILIZANDO GLI	91
6.2. POZO CICUCO 3 UTILIZANDO GLI	96
7. ANÁLISIS FINANCIERO	101
7.1 FLUJO DE CAJA	101
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
BIBLIOGRAFIA	108

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1: Propiedades Petrofísicas - Campo Cicuco	32
Cuadro 2: Propiedades Petrofísicas - Campo Boquete	32
Cuadro 3: Propiedades de los Fluidos Cicuco-Boquete	33
Cuadro 4: Propiedades de los Fluidos Campo Momposina	33
Cuadro 5: Datos de producción pozos activos Campo Cicuco noviembre 2011	38
Cuadro 6: Datos de producción pozos activos Campo Boquete noviembre 2011	39
Cuadro 7: Constantes de orificio de inyección de Gas Lift a los pozos	73
Cuadro 8: Diseño Gas Lift Continuo Pozo Cicuco 2	75
Cuadro 9: Diseño Gas Lift Continuo Pozo Cicuco 3	77
Cuadro 10: Tasas de inyección de gas en prueba de GLI pozo Cicuco 2.	81
Cuadro 11: Resultados prueba de producción con GLI	81
Cuadro 12: Comportamiento de presiones utilizando GLI en pozo C_2	83
Cuadro 13: Tasas de inyección de gas en prueba de GLI pozo Cicuco 3.	85
Cuadro 14: Resultados prueba de producción con GLI	86
Cuadro 15: Comportamiento de presiones utilizando GLI en pozo C_3	88
Cuadro 16: Tasas de inyección de gas en prueba de GLI pozo Cicuco 2.	92
Cuadro 17: Resultados prueba de producción con GLI	92
Cuadro 18: Comportamiento de presiones utilizando GLI en pozo C_2	94
Cuadro 19: Tasas de inyección de gas en prueba de GLI pozo Cicuco 3.	96
Cuadro 20: Resultados prueba de producción con GLI	97
Cuadro 21: Comportamiento de presiones utilizando GLI en pozo C_3	99
Cuadro 22: Ganancia de crudo y gas con gas lift intermitente	101
Cuadro 23: Costo de mantenimiento GLI	102
Cuadro 24: Costo equipos para gas lift intermitente	103
Cuadro 25: Flujo de Caja implementación de gas lift Intermitente	104

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Localización de los Campos de la Concesión CICUCO – VIOLO.	19
Figura 2: Mapa Geológico Regional de la Cuenca	23
Figura 3: Mapa Estructural Campo Cicuco	24
Figura 4: Columna Estratigráfica Campo Cicuco	26
Figura 5: Comportamiento presión campo Cicuco	35
Figura 6: Comportamiento Presión Campo Boquete	36
Figura 7: Curva Histórica de Producción Campo Cicuco	37
Figura 8: Curva de producción Campo Cicuco 2011	38
Figura 9: Levantamiento artificial por gas lift continuo	44
Figura 10: Determinación de la curva de rendimiento del pozo de LAG continuo.	47
Figura 11: Tipos de LAG continuo.	48
Figura 12: Levantamiento artificial Gas lift Intermitente	49
Figura 13: Subtipos de LAG intermitente	53
Figura 14: Sistema típico de LAG	54
Figura 15: Instalación LAG abierta	55
Figura 16: Instalación LAG semicerrada	56
Figura 17: Instalación LAG cerrada	57
<i>Figura 18: Compresor INGERSOLL de baja (LP1) campo Cicuco.</i>	60
Figura 19: Registrador de Presión.	61
Figura 20: Mandriles de Bolsillo	62
Figura 21: Mandril de Bolsillo	63
Figura 22: Válvula de Levantamiento Artificial	65
Figura 23: Válvulas de gas lift por presión de Gas R-2	66
Figura 24: Instalación típica de gas lift intermitente	67
Figura 25: Controlador electrónico de ciclos de tiempo P.C.S 1000	68

Figura 26: Válvula Motora (Motor Valve)	69
Figura 27: Medidor de gas sistema de gas Lift.	71
Figura 28: Caída de Presión en placa de Orificio.	72
Figura 29: Estado Mecánico Pozo Cicuco 2	76
Figura 30: Estado Mecánico Pozo Cicuco 3	78
Figura 31: Producción Pozo Cicuco 2 con gas lift Intermitente	82
Figura 32: Inyección de gas con gas lift intermitente pozo Cicuco 2	82
Figura 33: Comportamiento de presiones con GLI	84
Figura 34: Producción Pozo Cicuco 3 con gas lift Intermitente	87
Figura 35: Inyección de gas con gas lift intermitente pozo Cicuco 3	87
Figura 36: Comportamiento de presiones con GLI	89
Figura 37: Producción Pozo Cicuco 2 con gas lift Intermitente	93
Figura 38: Inyección de gas con gas lift intermitente pozo Cicuco 2	93
Figura 39: Comportamiento de presiones con GLI	95
Figura 40: Producción Pozo Cicuco 3 con gas lift Intermitente	98
Figura 41: Inyección de gas con gas lift intermitente pozo Cicuco 3	98
Figura 42: Comportamiento de presiones con GLI	100
Figura 43: Comportamiento de Producción pozos Cicuco 2 y 3.	105

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE LA PREFACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE GAS LIFT INTERMITENTE EN EL CAMPO CICUCO (POZOS CICUCO 2 Y CICUCO 3) .

AUTOR: JOHN FREDY MERCHAN GAONA**

PALABRAS CLAVES: Cicuco, Gas lift, Gas lift Intermitente.

DESCRIPCIÓN:

Las compañías productoras de petróleo y gas realizan continuamente grandes esfuerzos por agregar valor a sus corporaciones y mejorar así sus resultados financieros, esto es lo que ha venido haciendo nuestra empresa estatal ECOPETROL S.A, dirigiendo su horizonte a proyectos que permitan maximizar la producción diaria de hidrocarburos de sus campos de operación obteniendo un beneficio neto, producto de la venta de los mismos, entre los cuales se encuentra el Campo Cicuco.

En el presente trabajo se presenta un estudio sobre la prefactibilidad de implementar el sistema de levantamiento artificial gas lift Intermitente en dos pozos de baja producción del campo Cicuco.

Este estudio se hizo con pruebas de producción reales trabajando el gas lift intermitente manualmente, en los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3 obteniendo excelentes resultados ya que tuvimos un aumento de producción como un ahorro de gas considerable teniendo en cuenta que la producción del campo es baja y el aumento en un barril es muy representativo. El análisis financiero muestra que los costos para la aplicación del sistema de gas lift intermitente son bajos y se recuperan a corto tiempo, siendo un proyecto viable para desarrollar dentro de los planes de producción incremental que actualmente adelanta ECOPETROL S.A.

* Tesis de grado en la modalidad de Practica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingenieria de Petróleos. Tutores: ALTERIO CASTRO, Duilio Humberto (ECOPETROL S.A), GONZALEZ QUINTERO, Yudy Viviana (ECOPETROL S.A), SACHICA AVILA, Jorge Andres (UIS).

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY OF THE INTERMITTENT GAS LIFT SYSTEM IN THE FIELD CICUCO (WELLS CICUCO 2 AND CICUCO 3)*

AUTHOR: JOHN FREDY MERCHAN GAONA**

KEY WORDS: Cicuco, gas lift, intermittent gas lift.

DESCRIPCION:

Oil and gas producer companies make a great effort to have some added value in their corporations as well as to improve their financial results. This is exactly what our state company ECOPETROL S.A has been doing. It has aimed at carrying out projects in order to maximize the daily production of hydrocarbons in its fields of operation leaving a net benefit because their sales, among them Cicuco is found.

In this research work a feasibility study is conducted with the aim of implementing the intermittent gas lift system in two wells the field Cicuco.

This study was conducted with real production tests by using the intermittent gas lift system manually in the wells Cicuco 2 and Cicuco 3. These tests left excellent results as there was an increase in the production due to an important gas saving. This was concluded taking into account how low the production of the field is as well as producing one barrel more is very significant. Besides this, the financial analysis shows that the cost of the use of the intermittent gas lift system is very low and it can be recovered in a short period of time. As a consequence, it shows this is a feasible project to be developed within the incremental production plan which is currently executed by ECOPETROL S.A

* Undergraduate Project, internship

** Physiochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering. Tutors: ALTERIO CASTRO, Duilio Humberto (ECOPETROL S.A), GONZALEZ QUINTERO, Yudy Viviana (ECOPETROL S.A), SACHICA AVILA, Jorge Andres (UIS).

INTRODUCCIÓN

El levantamiento Artificial por Gas es el método utilizado en el Campo Cicuco para la extracción de su producción, este método conceptualmente es muy sencillo ya que es muy similar al flujo natural con la diferencia que la relación gas-liquido en la columna de los fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido. El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultara suficiente para levantar la producción hasta superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso.

Este tipo de levantamiento según las características productivas del pozo pueden ser de dos formas: Flujo Continuo y Flujo Intermitente, siendo el primero utilizado en el Campo Cicuco y el último el ser implementado.

Este proyecto nace debido a la necesidad de incrementar la producción en pozos que tienen bajos potenciales y también poder ahorrar la mayor cantidad de gas debido a los bajos volúmenes que el campo maneja actualmente, el cual podría ser utilizado para la inyección en otros pozos.

El presente trabajo tiene una alta rentabilidad debido a que en Campos como Provincia se ha venido implementado el sistema de gas lift intermitente desde hace algunos años obteniendo resultados exitosos, como lograr aumentar en pozos que producían 15 Bls con gas lift continuo a 30 Bls con gas lift intermitente y un ahorro de gas del 50%, con bajos costos de operación comparados con otros sistemas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Mediante la elaboración de este proyecto se pretende estudiar la prefactibilidad de reemplazar el sistema de gas lift continuo en los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3 por gas lift intermitente debido a la baja producción de los mismos y a la necesidad de ahorrar gas debido a los bajos volúmenes que el campo maneja actualmente.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Organizar y recopilar la información necesaria del Campo Cicuco para desarrollar el proyecto.
- Analizar el estado actual del sistema de levantamiento artificial gas lift de los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3 con ayuda de los estados mecánicos y la información que se tenga de estos.
- Hacer seguimiento del comportamiento de producción de crudo, agua y gas de los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3.
- Recopilar información de caudal de gas de inyección, gas de formación, presiones en cabeza de pozo (THP, CHP) y presión de inyección de gas.
- Establecer ventajas y desventajas que se obtendrían con este tipo de levantamiento artificial gas lift intermitente, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en otros campos donde ya se ha implementado este sistema.



- Evaluar económicamente el desempeño que se obtendría del sistema Gas Lift intermitente haciendo relación costo- beneficio.

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1. CAMPO CICUCO

El campo Cicuco fue descubierto por Colombian Petroleum Company –COLPET con la perforación del pozo Cicuco –1 en 1956. Está ubicado en el Valle Inferior del Magdalena Medio en la Subcuenca de Plato, departamento de Bolívar.

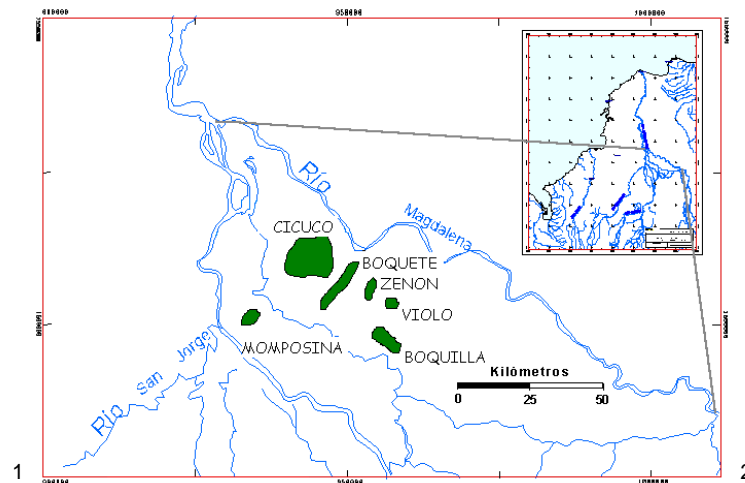
Administrativamente, este campo dependen de de la Superintendencia de Operaciones del Rio, de la Gerencia Regional del Magdalena Medio de ECOPETROL S.A la cual incluye los campos Casabe, Cantagallo y Cicuco.

1.1.1. Localización.

El área de la Concesión Cicuco-Violo compuesta por los Campos de Cicuco, Boquete, Zenón, Violo, Boquilla y Momposina, está ubicado en el Valle Inferior del Magdalena Medio en la Subcuenca de Plato, departamento de Bolívar, en lo que se denomina " La Depresión Momposina". La ubicación del campo incluye terrenos de los municipios de Cicuco, Talaigua Nuevo y Mompós y comprende un área de 50.000 hectáreas.

Esta región es una isla encerrada por los brazos de Loba y Mompós del Río Magdalena. Topográficamente es una plenillanura, que sufre inundaciones durante la época de lluvias (las aguas alcanzan niveles de 2 y 3 mts. de altura) y por ello las operaciones de trabajo a pozos solo se pueden realizar normalmente de febrero a mayo y dependiendo de la severidad del invierno de abril-junio, eventualmente en agosto y septiembre.

Figura 1: Localización de los Campos de la Concesión CICUCO – VIOLO.



Fuente: ECOPETROL S.A

El campo fue explotado bajo la modalidad de concesión conocida como Cicuco Violo y luego revirtió a ECOPETROL el 20 de octubre de 1976. El aceite y gas descubiertos en la concesión se estima en 296.4 Kbls de petróleo y 448.380 MMPCN de gas.

La concesión Cicuco Violo comprende una serie de campos aledaños tales Cicuco, Boquete, Zenón, Boquilla, Violo y Momposina, éste último descubierto por ECOPETROL en 1990. La producción del campo proviene de calizas y basamento localizados entre los 4000' y 8000' con un mecanismo de producción por gas en solución para los campos de crudo. Dentro de la concesión se ha descubierto yacimientos de gas.

Para aprovechar la explotación de gas y de condensados se construyó una planta de Gas con capacidad de 40 millones de pies cúbicos por día para obtener productos livianos como G.L.P y Gasolina Natural.

¹ GONZALEZ FERNANDEZ, Santiago. Geología de Producción campo Cicuco.

El desarrollo y aprovechamiento del gas procedente del campo se encaminó a proveer gas a La Planta Eléctrica de Plato y a llevarlo hasta Barranquilla para su comercialización. En 1977 se hicieron contratos con PROMIGAS (anteriormente GASNACOL) para prestar los servicios de transporte y distribución de gas hasta Barranquilla, comprensión del mismo para levantamiento artificial en Cicuco y distribución de gas procedente de El Díficil. El aprovechamiento del gas operó entre 1977 y 1982 pero por las continuas averías de gasoducto hasta Barranquilla se suspendió el servicio y posteriormente se suspendió el servicio de gas a la planta de Plato. PROMIGAS ESP continuó con el servicio de compresión de gas para levantamiento artificial en los campos de Cicuco, Boquete y Zenón hasta 1997, fecha en la cual ECOPETROL suspendió el contrato y construyó su propia planta compresora.

Con el descubrimiento del campo Momposina en 1990, se plantearon nuevas posibilidades para aprovechar el gas del campo para uso domiciliario en las localidades de Mompós, Talaigua Nuevo, Talaigua Viejo y Cicuco y los excedentes de gas para abastecer las áreas de Chinú y Cartagena junto con el gas procedente de Guepajé. Ecopetrol inició hacia 1994 las facilidades para producir el gas de Momposina-1 con un estimativo de producción de 1.5 MPCD y las compañías PROMIGAS ESP y SURTIGAS ESP iniciaron las respectivas acometidas para distribuir el gas. En 1995 se terminaron las obras de ECOPETROL y SURTIGAS pero sólo se logró finalizar el tramo Cicuco-Mompós por parte de PROMIGAS ESP.

El 7 de julio de 1956 se inició la perforación del pozo descubridor Cicuco-1. Fue terminado originalmente en la Caliza Cicuco a 8115 ft de profundidad con una producción de 195 BOPD. Entre 1956 y 1960 se perforaron un total de 24 pozos de los cuales 21 resultaron productores y 3 fueron improductivos, alcanzando una producción máxima de 26800 bpd en enero de 1960. A la fecha en el Campo

Cicuco se han perforado 30 pozos de los cuales solo 11 pozos permanecen activos.

El campo Boquete, entró en operación el 8 de agosto de 1961, al descubrirse producción comercial con la perforación del pozo Boquete-1, el cual fue completado a 8086 ft con una producción 344 BOPD en la Caliza Cicuco equivalente. Para el desarrollo del campo se perforaron 24 pozos entre 1961 y 1977 alcanzando una producción máxima de 6400 bpd en mayo de 1973, actualmente 8 pozos se encuentran en producción.

A mediados de 1967 y 1975 para reactivar los pozos que por su baja presión de yacimiento habían dejado de fluir, se inició la instalación del gas lift en los campos de Cicuco y Boquete respectivamente.

El 20 de octubre de 1976 quedó ejecutoriada la Resolución No. 004213 expedida por el Ministerio de Minas y energía con fecha del 29 de septiembre de 1976, mediante la cual se le aceptó a la COLPET la renuncia expresa e incondicional del contrato de la Concesión Cicuco-Violo y está pasó a ECOPETROL -Distrito Norte-.

En marzo 16 de 1990 fue descubierto por ECOPETROL el Campo Momposina, distante del Campo Cicuco aproximadamente 12 km en dirección sur-oeste, mediante la perforación del pozo Momposina-1. Este campo produjo principalmente gas y condensado y fue completado originalmente en hueco abierto a 8082 ft en la formación Caliza Cicuco, actualmente este pozo está en proceso de abandono por baja producción y alto contenido de ácido sulfúrico.

1.2. GEOLOGÍA

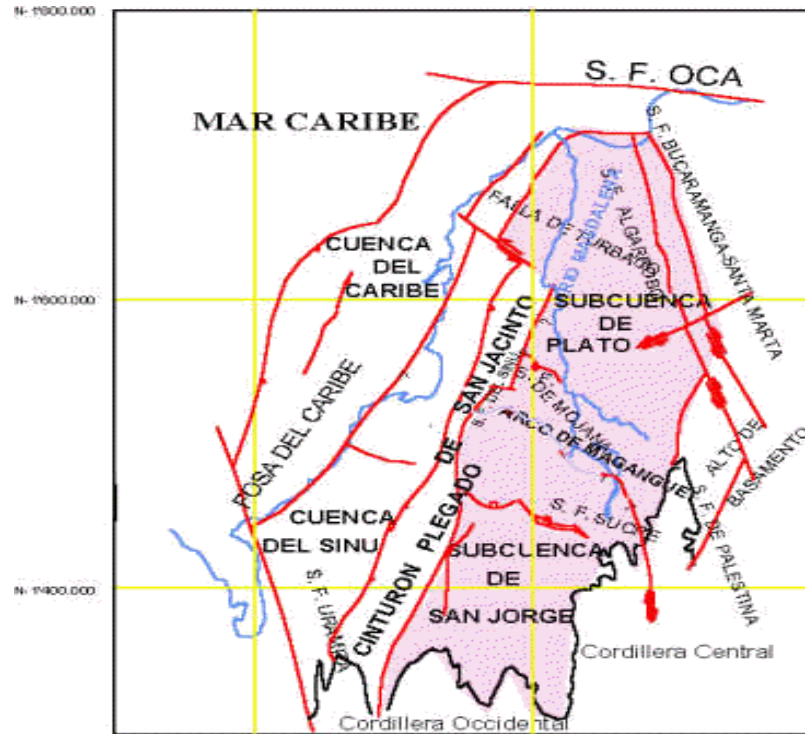
1.2.1. Marco Geológico Regional

De acuerdo con sus características estratigráficas y estructurales hace parte de la Subcuenca de Plato, la cual está limitada al norte por la Falla de Oca, al este por la Falla de Bucaramanga-Santa Marta, al oeste por el Cinturón Plegado de San Jacinto y al Sur por una elevación del basamento denominada Arco de Magangué, como se muestra en el Mapa Geológico Regional de la Cuenca.

Esta Subcuenca se destaca por la ausencia de sedimentos Cretácicos y por la presencia de una secuencia sedimentaria terciaria que descansa sobre un basamento ígneo-metamórfico de edad cretáceo inferior. El estilo estructural se caracteriza por una tectónica distensiva que provoco la generación de un fallamiento predominantemente normal de dirección NE-SW el cual afecta el basamento cristalino y parte de la secuencia terciaria.

La Isla de Mompós hace parte de la zona de confluencia de las Subcuencas de Plato y San Jorge.

Figura 2: Mapa Geológico Regional de la Cuenca



Fuente: ECOPETROL S.A

1.2.2. Geología Estructural

Las características estructurales presentes en la Isla de Mompós, se enmarcan dentro del estilo estructural regional de la Subcuenca de Plato, es decir, una zona de plataforma relativamente estable. Los principales rasgos estructurales del sector son: los altos de Magangué y Mompós, el arco de Magangué y el predominio de un fallamiento normal.

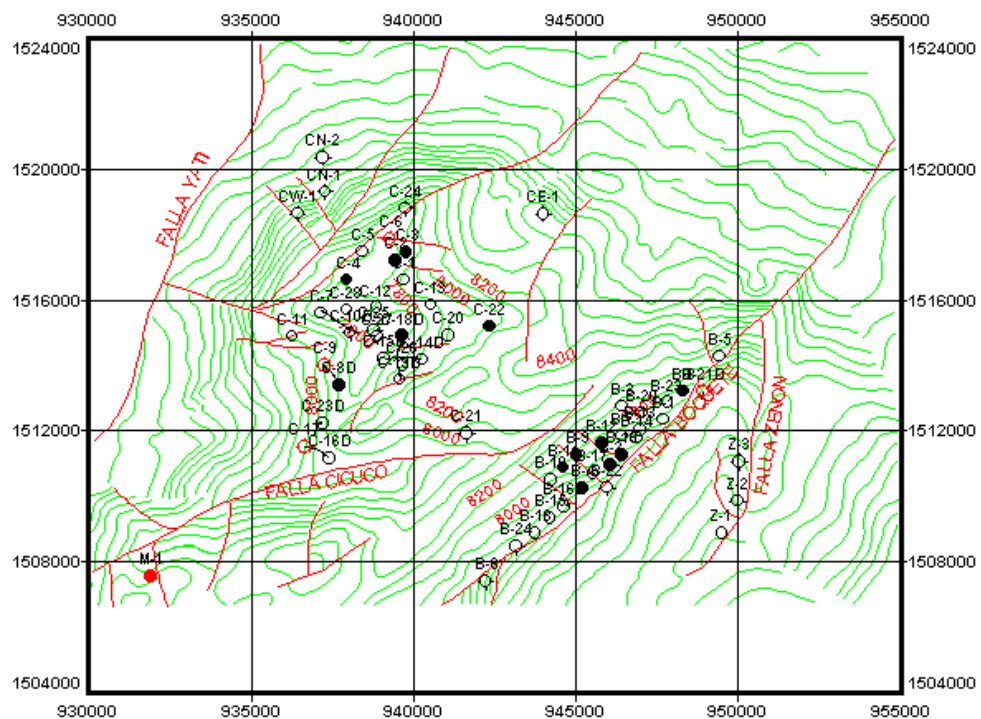
El Alto de Mompós se encuentra localizado hacia el SE de la Isla, es una elevación del basamento ígneo. Probablemente ha actuado como un alto desde el Mesozoico controlando la depositación de los sedimentos durante el terciario.

El Alto de Magangué se encuentra ubicado hacia el NW y como rasgo fundamental se resalta que es estructuralmente más bajo que el Alto de Mompós pero que actuó como área positiva durante el Eoceno Superior– Oligoceno.

El Arco de Magangué es una estructura que se puede describir como una silla de montura, la cual está conformada por las dos estructuras descritas anteriormente. En la zona este Arco es importante ya que marca la división entre la Subcuenca de Plato y la de San Jorge.

El fallamiento se ha estudiado gracias a la interpretación sísmica que se le ha hecho a los programas sísmicos que se han disparado en la zona, los cuales han permitido establecer un fallamiento predominantemente normal y cuyo ángulo de inclinación es muy bajo tendiendo algunas veces a ser verticales.

Figura 3: Mapa Estructural Campo Cicuco



Fuente: ECOPETROL S.A



El basamento del cretáceo inferior (conjunto metamórfico e ígneo) ha servido como base para una secuencia sedimentaria terciaria, en la que se destacan tres ciclos de depositación.

El primero de edad Eoceno Superior – Mioceno Inferior, se ha denominado Formación Ciénaga de Oro, el segundo de edad Mioceno Inferior a Medio se ha llamado Formación Porquero y el tercero es la Formación Tubará. Supra yaciendo estas secuencias discordantes se encuentra la Formación Corpa y los depósitos cuaternarios que ha dejado el Río Magdalena.

Figura 4: Columna Estratigráfica Campo Cicuco

ERA	PERIODO	EPOCA	UNIDAD	ESPESOR ft	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
CENOZOICO	CUATER-NARIO	PLEISTOCENO	DEPOSITOS RESIENTES			Lutitas costa afuera, sobre estas aparecen los depósitos fluviales más recientes	
	TERCIARIO	NEOGENO	PLIOCENO	FORMACION CORPA	0 - 2000		Arcillolitas grises, algunas veces calcáreas con delgados niveles de limolitas grises y esporádicos niveles de caliza
				FORMACION TUBARA	0 - 3000		Arcillolitas grises intercaladas con limolitas y areniscas blancas.
			MIOCENO	INFERIOR	FORMACION PORQUERO	0 - 6000	
		PALEOGENO			OLIGOCENO	FORMACION CIENAGA DE ORO	0 - 500
			EOCENO				
		MZ			CRETACEO	BASAMENTO	

Fuente: ECOPETROL S.A

1.2.2.1. Basamento (Pre-Terciario). Integrado por un complejo de rocas ígneas intrusivas de composición diorítica a granodiorítica y por rocas metamórficas de bajo a medio grado tales como esquistos verdes (Clorita - actinolita), cuarcitas grises a negras y filitas gris - verdosas, o bien por un basamento ígneo muy

meteorizado y lavado o por una secuencia metasedimentaria con características eléctricas muy similares a las de las zonas productoras.

a. Rocas ígneas intrusivas.

Conforman la mayor parte del basamento en el Campo Boquete; están representadas principalmente por rocas de composición diorítica o granodiorítica con porcentajes variables de cuarzo, plagioclasa, ortoclasa, biotita y hornblenda. A partir de una datación radiométrica de una diorita por el método K/Ar (Biotita) de un núcleo de perforación proveniente de un pozo del Campo Cicuco, se le asigna una edad de 100 a 115 millones de años, o sea del Cretáceo Medio. Por analogía y comparaciones regionales se le asigna una edad Cretáceo Medio a las rocas ígneas intrusivas que constituyen este tipo de basamento en el Campo Cicuco - Boquete.

b. Rocas metamórficas de bajo grado.

Son las rocas más antiguas del área, posiblemente fueron intruídas por las rocas dioríticas del Cretáceo Medio; representadas principalmente por unos esquistos de Clorita - actinolita (Esquistos Verdes), de una textura lepidoblástica, bien foliados, duros y compactos. Se ha encontrado este tipo de basamento en los pozos Boquete 5 - 14 y 21 y Cicuco-1.

1.2.2.2. Formación Ciénaga de Oro.

a. Unidad clásticos

Denominación informal para denotar una unidad litológica caracterizada por una sedimentación lenticular entre areniscas y arcillolitas varicoloreadas. Ha sido

penetrada en la mayor parte de los pozos Boquete, y algunos de Cicuco, con espesores que oscilan entre 90 y 280 pies.

Facies Arenosas

A partir de las muestras de zanja se distinguen dos variedades petrográficas de sedimentos cuarzosos. La primera de ellas está representada por una arena suelta de color verde, gris claro e incolora, integrada en su mayor parte por cuarzo hialino y escaso cuarzo lechoso; el tamaño de sus componentes se sitúa en el de arena media a gránulo; la totalidad de clásticos son angulares a poco subredondeados; algunos cristales de cuarzo presentan una coloración verde clara originada por clorita; ocasionalmente se detectan fragmentos de esquistos verdes. La segunda variedad la integran unas areniscas de colores verde claro, gris azul, gris verde y pocas blancas, manchadas de tonos lilas y amarillo ocre. En general están constituidas por granos de cuarzo hialino, subredondeados a subangulares del tamaño de arena fina a muy fina, englobados en una matriz arcillosa que les da un buen grado de compactación, ocasionalmente algo conglomeráticas y con cantidades variables de materia orgánica finamente diseminada, glauconita y biotita o moscovita, exhibiendo una textura "varved" o sal y pimienta.

Facies Arcillosas

Integrada por arcillolitas limosas pardo oscuras y arcillolitas de colores verde - gris predominante, en menor proporción hay gris claras, gris pardas, crema amarillentas, algunas veces manchadas de colores amarillo ocre o lila; presentan una dureza variable y un ligero lustre satinado, por lo general jabonosas; ocasionalmente engloban fragmentos de conchas lamelibranquios, cristalitos de cuarzo hialino, material carbonáceo, algo de glauconita y pirita finamente diseminada.

b. Unidad caliza de Cicuco.

Las calizas presentan una textura finamente cristalina, algunas veces pasando por los miembros extremos de caliza arcillosa, caliza pura, caliza arenosa a algo conglomerática, con coloraciones que varían de gris claro a gris oscuro, o de un color amarillo carmelita a blanco crema; por lo general estas calizas son densas y duras, con un contenido fosilífero pobre, son frecuentes algunos moluscos, foraminíferos y restos de algas. Dentro de las calizas se intercala un nivel de arcillolitas a limolitas calcáreas, de colores gris pardo, gris verde y pardo oscuras, por lo general algo duras, ricas en glauconita; ocasionalmente contienen foraminíferos.

Facies Arenosas

Según las observaciones de las muestras de zanja se detectan unas areniscas de un color blanco gris o gris verde, integrada por granos de cuarzo hialino del tamaño de arena fina a arena gruesa, ocasionalmente algo conglomerática, subangular a subredondeada. Los granos se encuentran cementados por material calcáreo que le dan un grado moderado de compactación, en una matriz arcillosa ligeramente calcárea, a veces entran en su composición glauconita, material carbonáceo, restos de algas, y fragmentos de conchas de lameribranchios y foraminíferos. Dentro de estas facies arenosas se incluye una arena suelta integrada por granos de cuarzo hialino y poco cuarzo lechoso, del tamaño de arena fina a gruesa, en su mayor parte subangulares, ocasionalmente aglutinada por un material arcilloso calcáreo.

Facies Arcillo-Limosas

Caracterizada por arcillas que presentan un contenido variable de carbonatos de Calcio, además de una gran variedad de colores entre los cuales sobresalen los

gris claros, verde grisáceos, verde claros, pardo oscuros, pardo claros, lilas, blancos, cremas y rojos de una dureza no uniforme, por lo general jabonosas, ocasionalmente presentan una pequeña cantidad de pirita finamente diseminada, algunos microfósiles, fragmentos de conchas y restos de algas. Dentro de estas mismas facies se incluyen unas limolitas calcáreas pardo oscuras, algunas veces ricas en glauconita y restos de materia orgánica, ocasionalmente contiene microfósiles, medianamente compactadas y algo blandas (Aguilera et al, 1975).

Facies Calcáreas

Al analizar los corazones disponibles de los pozos que se perforaron en el área de la Isla de Mompós, se encontraron 7 facies principales, las cuales se pueden clasificar de acuerdo a la terminología de Dunham (1961) así: Grainstone de algas rojas coralinas (GAC), Packstone de algas rojas coralinas (Pac), Wackstone de fragmentos de algas rojas coralinas (Wfac), Grainstone de bioclastos con terrígenos (Gbt), Packstone de bioclastos con terrígenos (Pbt), Wackstone de bioclastos con terrígenos (Wbt) y Packstone de bioclastos (Pb).

1.2.2.3. Formación Porquero. Esta unidad corresponde al segundo ciclo de depositación que existió en el área, comprende una secuencia monótona de arcillolitas gris verdosas, gris claras, pardo claras a pardo oscuras, ocasionalmente con una textura limosa; algunas son calcáreas, glauconíticas o con trazas de material carbonáceo. Por lo general presentan un buen y variado contenido de microfósiles. Dentro de las arcillolitas se interestratifican delgados niveles de una arenisca blanca verdosa de grano medio, rica en glauconita. Esta unidad presenta espesores que oscilan entre 3.000 y 4.000 pies.

Estas arcillolitas y areniscas fueron depositadas durante una rápida subsidencia en un ambiente batial o abisal.

Esta unidad suprayace discordantemente la formación Ciénaga de Oro y su límite superior con la Formación Tubará es discordante también.

1.2.2.4. Formación Tubará. Esta unidad representa el último de los tres grandes ciclos de depositación terciaria en la Subcuenca y está constituida por lutitas y areniscas depositadas en un ambiente marino somero que variaba hacia el oeste de la cuenca; en el cual las areniscas de plataforma son suprayacidas por depósitos más cercanos a la costa y estos a su vez por depósitos fluvio-deltáicos. Estas condiciones de depósito ocasionan una variación considerable de las características litofaciales de la Formación, de un punto a otro; sin embargo es común encontrar hacia la base arcillolitas grises intercaladas con limolitas y areniscas blancas, mientras hacia el techo alternan areniscas de grano fino a grueso con arcillolitas y limolitas arenosas de color gris verdoso. Esta unidad suprayace los sedimentos de la FM Porquero y su espesor alcanza en algunos sectores los 3000 pies.

1.2.2.5. Formación Corpa. Secuencia predominantemente fino granular depositada en ambientes que varían considerablemente de un punto a otro dentro de la cuenca del VIM. Hacia Plato (Magdalena) se destacan arcillolitas grises, algunas veces calcáreas con delgados niveles de limolitas grises y esporádicos niveles de caliza.

1.2.2.6. Cuaternario. El ambiente de depositación durante el Pleistoceno, fue predominantemente de costa afuera, donde se depositaron lutitas principalmente, sobre estas aparecen los depósitos fluviales más recientes.

1.2.3. Zona de Generación de Hidrocarburos

Las Formación Ciénaga de Oro en su intervalo superior conforma una zona de generación de hidrocarburos en el área centro-sur de la cuenca del Plato, hacia el

sector más profundo, el cual se extiende entre los pozos Apure-1 y 2 (noroccidente), Flor del Monte (suroccidente), Pijiño-1 (sur) y El Castillo-1.

En el sector más profundo de esta zona de generación se espera que las rocas estén hacia el final de la ventana de generación de hidrocarburos en fase de expulsión de hidrocarburos gaseosos.

1.3. PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS

Cuadro 1: Propiedades Petrofísicas - Campo Cicuco

CAMPO	CICUCO	
PARÁMETROS	CALIZA	CLASTICOS
<i>Area (acres)</i>	6709	4769
<i>Volumen (acre-pie)</i>	440840	153783
<i>Porosidad prom. (%)</i>	10	18.9
<i>Permeabilidad (md)</i>	1.5	1.5
<i>Swc (%)</i>	30	30

Fuente: ECOPEPETROL S.A

Cuadro 2: Propiedades Petrofísicas - Campo Boquete

CAMPO	BOQUETE	
PARÁMETROS	CALIZA	CLASTICO
<i>Area (acres)</i>	2700	2080
<i>Volumen (acre-pie)</i>	106000	72400
<i>Porosidad prom. (%)</i>	10	15
<i>Permeabilidad (md)</i>	1.5	1.5
<i>Swc (%)</i>	25	25

Fuente: ECOPEPETROL S.A

Cuadro 3: Propiedades de los Fluidos Cicuco-Boquete

PARÁMETROS	CICUCO	BOQUETE
<i>Temperatura de Yacimiento (°F)</i>	185	185
<i>Presión Inicial (Datum a 8000', psi)</i>	4470	4440
<i>Presión de Burbuja (Datum a 8000', psi)</i>	3710	3320
<i>Gravedad API</i>	43.8	43
<i>Salinidad Cl^{-1} (ppm)</i>	13500	12000
<i>Factor Volumétrico @ P_y (RBL/STB)</i>	1.879	1.672
<i>Factor Volumétrico @ P_b (RBL/STB)</i>	1.916	1.75
<i>R_s (SCF/STB)</i>	2037	1380
<i>Viscosidad (cp)</i>	0.16 a 3710 psi	0.18 a 3320 psi
<i>Mecanismo de Producción</i>	Gas en solución	Gas en solución
<i>Tipo de Crudo</i>	Parafinico	Parafinico

Fuente: ECOPETROL S.A

Cuadro 4: Propiedades de los Fluidos Campo Momposina

PARÁMETROS	MOMPOSINA
<i>Temperatura de yacimiento (°F)</i>	185
<i>Presión Inicial del Yacimiento a 7700' (psia)</i>	4342
<i>Presión del Yacimiento (psia)</i>	4350
<i>Presión de Saturación (psia)</i>	3958
<i>Gradiente de Presión (psi/pie)</i>	0.11
<i>Gradiente de temperatura (°F/100 pies)</i>	1.2
<i>Compresibilidad Total (psi-1)</i>	$1.006 \cdot 10^{-4}$
<i>Espesor (pies)</i>	22
<i>Gravedad API (separador)</i>	54
<i>Gravedad del gas</i>	0.63
<i>Porosidad (%)</i>	17

PARÁMETROS	MOMPOSINA
<i>Permeabilidad (md)</i>	25
<i>GOR (SCF/STB)</i>	26800
<i>Viscosidad del gas (cp.)</i>	0.0286
<i>Factor volumétrico del gas (CF/SCF)</i>	4.007*103
<i>Tipo de Gas</i>	Gas-condensado

Fuente: ECOPETROL S.A

1.4. HISTORIA DE PRESIONES

En el Campo Cicuco se ha establecido que existe un acuífero de fondo evidenciado por el análisis de pozos que a pesar de haber sido perforados a niveles estructurales altos, muy por encima del contacto agua - aceite han presentado el fenómeno de conificación de agua. Por otra parte los corazones han mostrado fracturas verticales que facilitan la comunicación entre capas.

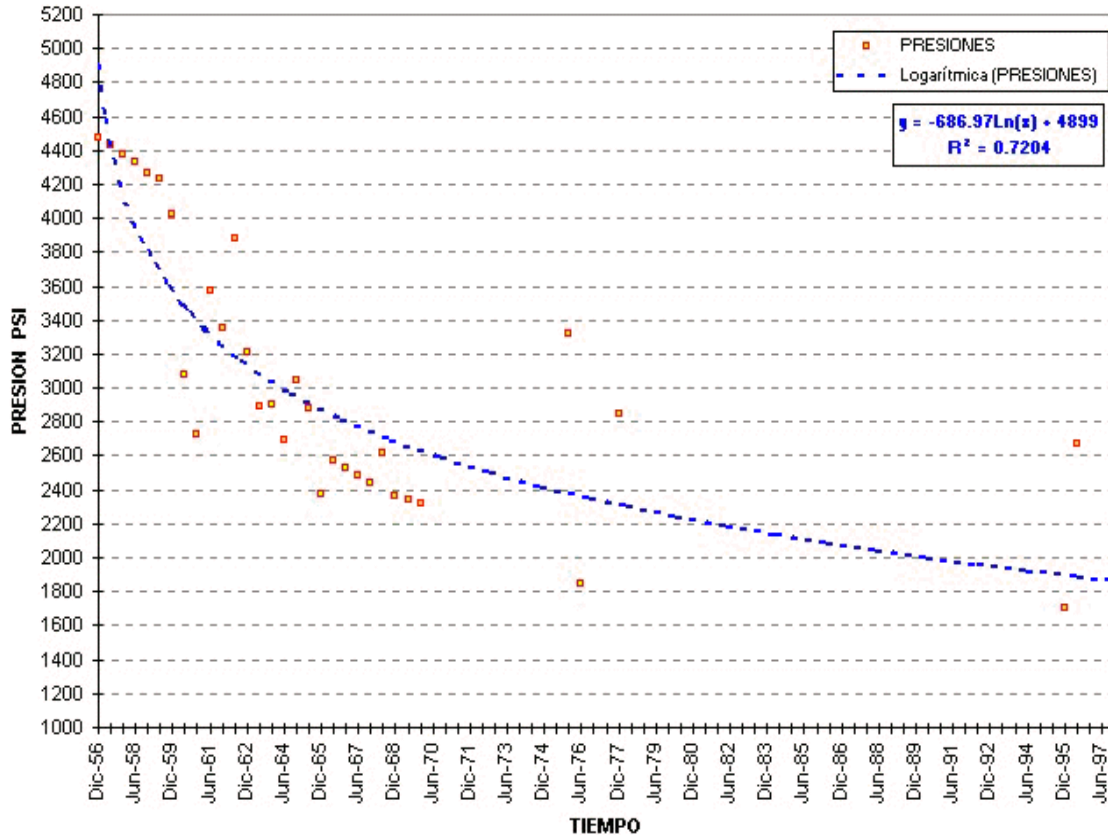
En el Campo Cicuco - Boquete se ha efectuado más de 120 pruebas de presión entre gradientes estáticos, dinámicos y pruebas de ascenso de presión.

Las pruebas de presión se iniciaron en Cicuco en Feb./57, teniendo como presión inicial 4470 psi, efectuándose con insistente regularidad entre los años 1959 y 1965, unas pocas a mediados de los 70's y algunas otras en los 90's.

La curva de declinación de presión en el Campo Cicuco es pronunciada perdiendo en los primeros años (1956 - 1960) alrededor de 350 psi/año (3350 psi en 1961). Durante trece (13) años cayó precipitadamente la presión desde 4470 psi hasta ubicarse en Dic. /69 en 2320 psi. Se suavizó un poco para finales de los 60's y para 1995 se ubicó arriba de 1700 psi.

Figura 5: Comportamiento presión campo Cicuco

COMPORTAMIENTO PRESIÓN CAMPO CICUCO



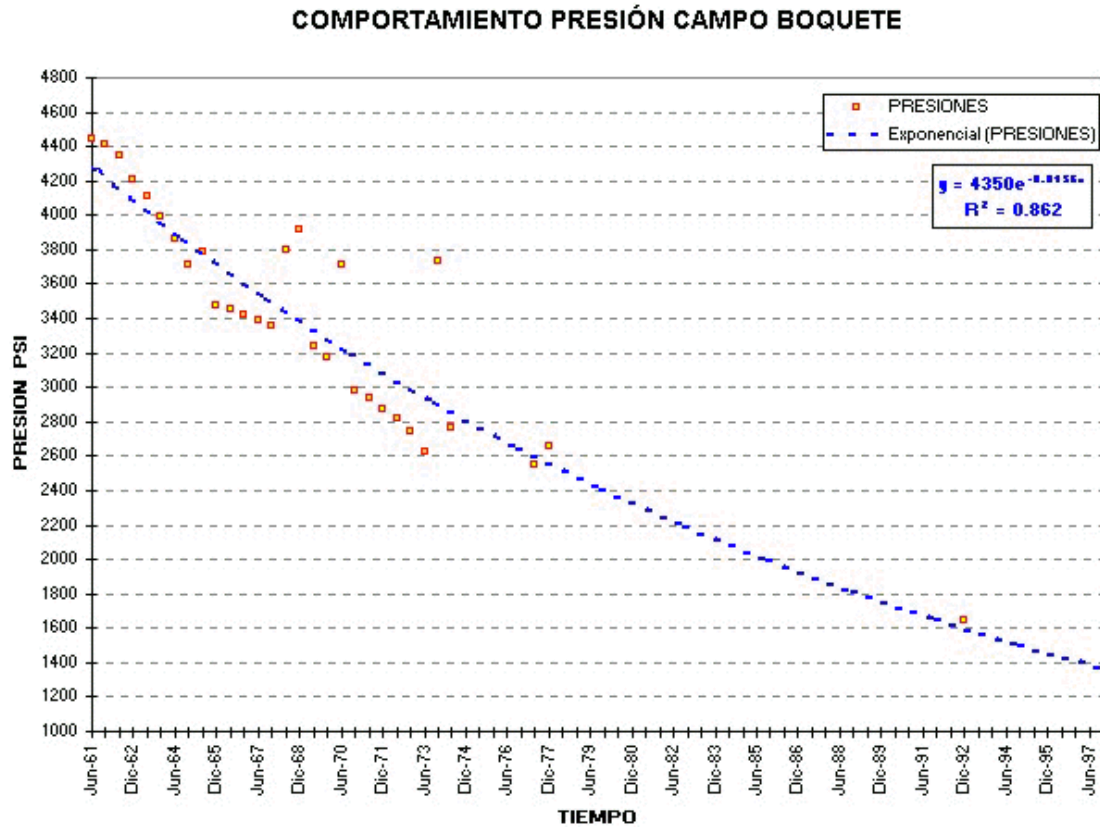
Fuente: ECOPETROL S.A

En Boquete las primeras datan de 1962, la presión inicial reportada fue de 4440 psi y se hicieron con regularidad entre 1965 y 1974, y unas pocas restantes en 1977, 1984 y 1995.

La curva de declinación de presión en el Campo Boquete es más suave que la anterior, perdiendo entre 1961 y 1964 alrededor de 125 psi/año. A inicios de los 70's perdía aproximadamente 60 psi/año y para 1995 se ubicó apenas arriba de 1000 psi.

En este caso se han tomado en cuenta principalmente las pruebas de presión estática de fondo con los datos de presión corregidos al Datum (-8000) para Boquete y Cicuco.

Figura 6: Comportamiento Presión Campo Boquete



Fuente: ECOPETROL S.A

El efecto del acuífero de fondo mencionado disminuyó rápidamente si se tiene en cuenta el descenso de las curvas de presión y desde luego la falta de control en las tasas de producción iniciales (superiores a 1000 BPD en los primeros años del Campo Cicuco) influenciaron el comportamiento de la presión.

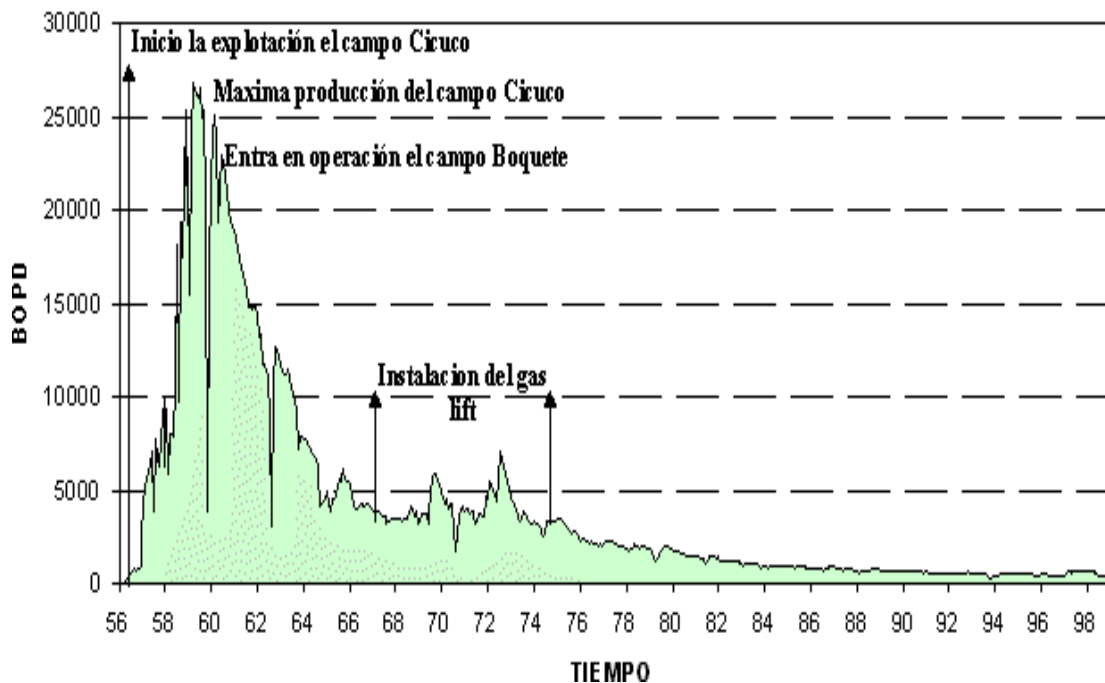
1.5. INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN

1.5.1. Historia de Producción

En el Campo Cicuco han sido perforados hasta la fecha 30 pozos de los cuales 25 han sido productores y 5 han sido taponados y abandonados por resultar secos, por el Campo Boquete se han perforado hasta la fecha 24 pozos de los cuales 20 pozos han sido productores y 4 han sido taponados y abandonados por resultar secos o con producción de hidrocarburos no comercial, con estos dos campos se alcanzo una producción máxima de 26800 bpd en enero de 1960.

Al mes de Diciembre del año 2011 los pozos que se encuentran activos son 19, 11 por el campo Cicuco y 8 por el Campo Boquete.

Figura 7: Curva Histórica de Producción Campo Cicuco

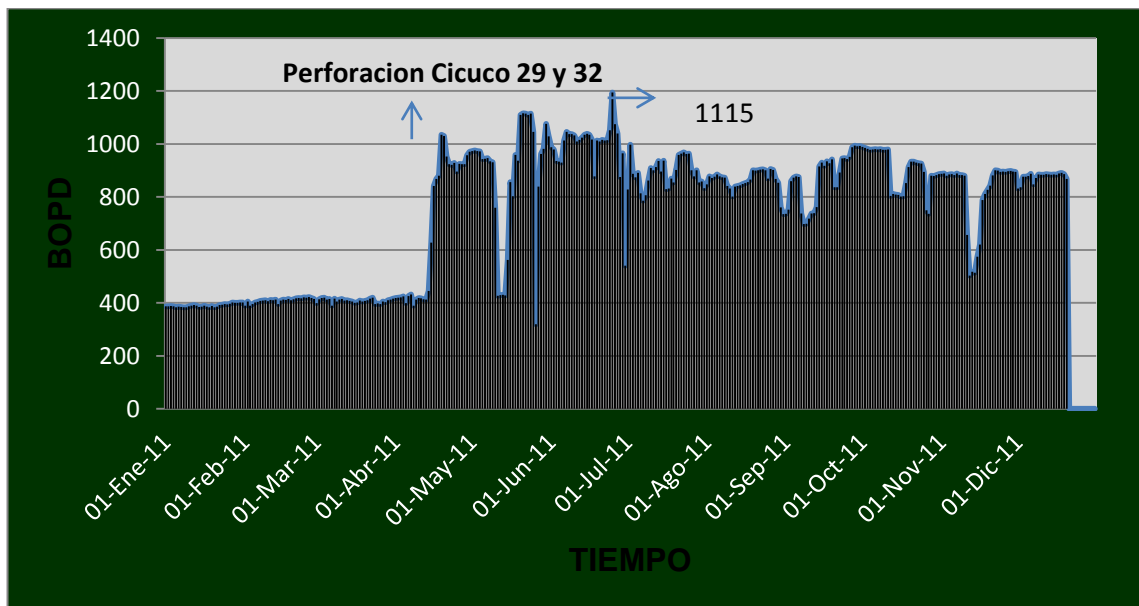


Fuente: ECOPETROL S.A

³ Coordinación de producción campo Cicuco.

La producción promedio hasta el mes de febrero de 2011 era de 400 BOPD y con la perforación de los pozos Cicuco 29ST1 y Cicuco 32ST2 se llegó a tener una producción de 1115 BOPD en el mes de junio de este mismo año, aportando el pozo Cicuco 32ST2 360 BOPD, a noviembre de 2011 la producción promedio es de 909 BOPD.

Figura 8: Curva de producción Campo Cicuco 2011



Fuente: ECOPETROL S.A

Cuadro 5: Datos de producción pozos activos Campo Cicuco noviembre 2011

DATOS DE PRODUCCIÓN POZOS CICUCO NOVIEMBRE 2011						
Pozo	Petróleo		Agua		Gas	
	Actual (BOPD)	Acumulado (Bbl)	Actual (BWPD)	Acumulado (Bbl)	Actual (PCPD)	Acumulado (MMPC)
C-2	7	543042	75	344994	201	2228638
C-3	15	745626	109	526392	247	2804809
C-4	134	3656198	1770	8307225	153	17531476

DATOS DE PRODUCCIÓN POZOS CICUCO NOVIEMBRE 2011						
Pozo	Petróleo		Agua		Gas	
	Actual (BOPD)	Acumulado (Bbl)	Actual (BWPD)	Acumulado (Bbl)	Actual (PCPD)	Acumulado (MMPC)
C-8	50	4144196	1198	12123420	342	16712365
C-15	40	2397925	625	3994360	156	6572083
C-18	141	3228598	596	5375879	201	18688580
C-20	20	1904422	316	597729	81	3860335
C-22	7	403286	324	2468140	96	1436541
C-23	34	714982	305	3346182	100	4828159
C-29 ST1	30	2962	770	38029	318	27777
C-32 ST2	367	85602	1092	26518	641	213976

Fuente: ECOPETROL S.A

Cuadro 6: Datos de producción pozos activos Campo Boquete noviembre 2011

DATOS DE PRODUCCIÓN POZOS BOQUETE DICIEMBRE 2011						
Pozo	Petróleo		Agua		Gas	
	Actual (BOPD)	Acumulado (Bbl)	Actual (BWPD)	Acumulado (Bbl)	Actual (PCPD)	Acumulado (MMPC)
B-2	15	1827117	53	498547	120	3807455
B-4	16	2986385	21	112153	85	5177787
B-8	8	1742063	60	490831	140	4658393
B-9	27	1812293	66	606449	140	4658393
B-11	57	621478	103	539011	80	2130045
B-14	4	949695	65	245956	75	3833457
B-18	4	179042	12	105986	140	825090
B-19	27	673948	65	125629	90	2765399

Fuente: ECOPETROL S.A.

1.5.2 Facilidades de Superficie

Las facilidades de Superficie del Campo Cicuco están compuestas principalmente por dos estaciones para la recolección y tratamiento de crudo. Una estación central en Cicuco y una estación satélite en Boquete.

Las Facilidades de Boquete recogen 8 pozos de Boquete, (B-2,-B-4, B-8, B-9, B-11, B-14, B-18, B-19). Estos pozos son recibidos en dos separadores verticales bifásicos, (100-110 psia & 85°F). De estos separadores existe un separador general de 60"x15 y un separador de prueba de 48"x12'. De estos dos separadores se recoge una línea de gas de 8 pulgadas y aproximadamente 10 Km que envía el gas a la Estación Central de Cicuco. Los líquidos son recolectados dentro de las facilidades de boquete en un tanque cilíndrico de 1000 Bbls. De este tanque se bombean los líquidos por medio de una bomba Duplex Garden Denver 120 HP, hasta las facilidades de Cicuco.

Las facilidades Centrales de Cicuco reciben los fluidos de Boquete y los pozos de Cicuco y los distribuyen de la siguiente manera:

Los fluidos de Boquete se recogen en un tanque de 1500 Bbls para su separación final agua aceite y final exportación.

Los once pozos de Cicuco comprenden: C-2, C-3, C-4, C-8, C-15 C-18, C-20, C-22 C-23, C-29, C-32. Estos fluidos son recibidos en tres separadores bifásicos verticales. Los gases de estos separadores son enviados a una torre de enfriamiento donde se recuperan Condensados para luego el gas pasar a por dos compresores de baja (LP) los cuales en dos etapas comprimen el gas hasta 300 PSI para luego ingresar a dos compresores de alta (HP) para comprimirlo en dos etapas hasta 1200 PSI el cual es suministrado para el sistema de gas lift. Los

líquidos son enviados a un Gun barrel de 5000 Bbls en donde se realiza la separación agua aceite.

El sistema de almacenamiento y exportación de crudo de Cicuco posee 2 tanques de 1500 Bbls y 1 Tanque de 5000 Bbls, de estos tanques el crudo dentro de especificación es bombeado a un tanque de 55000 Bbls de capacidad donde es fiscalizado. De este tanque se bombea el aceite de los dos campos al oleoducto Ayacucho Coveñas.

1.6. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Entre 1956 y 1967 los pozos produjeron por flujo natural, mecanismo en el cual la presión del yacimiento era suficientemente alta para que el crudo subiera a superficie en forma espontanea.

Una vez la energía del yacimiento no fue suficiente para que los pozos fluyeran se hizo necesario implementar métodos de levantamiento artificial. A mediados de 1967 y 1975 para reactivar los pozos que por su baja presión de yacimiento habían dejado de fluir, se inició la instalación del gas lift en los campos de Cicuco y Boquete respectivamente, el cual consiste en inyectar gas natural producido a alta presión dentro de la columna de fluido del pozo para aliviarla (reducción de la densidad), causando una caída de presión en la columna permitiendo que suba a superficie. Actualmente el 100% de los pozos trabajan con el método de gas lift continuo en el cual se inyecta el gas de forma continua por el anular e ingresa por una válvula hacia la tubería de producción y de esta manera cumplir con su función.

2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT⁴

2.1. DEFINICIÓN

Es un método mediante el cual se inyecta gas a alta presión en la columna de fluidos para su levantamiento desde el subsuelo hasta la superficie.

2.2. TIPOS DE GAS LIFT

Existen dos tipos básicos de levantamiento artificial por gas, Gas Lift Continuo y Gas Lift Intermitente.

2.2.1. Gas Lift Continuo

En este método de levantamiento artificial por flujo continuo, el gas es inyectado diaria y continuamente lo más profundo posible en la columna de fluido a través de una válvula en el subsuelo, con el propósito de disminuir la presión fluyente en el fondo del pozo, aumentando de esta manera el diferencial de presión a través del área de drenaje, para que la formación productora aumente la tasa de producción que entrega al pozo.

El levantamiento a gas de flujo continuo, se basa en el principio de que la energía resultante de la expansión de un gas al pasar de alta a baja presión se puede aprovechar para promover el flujo de los fluidos de un pozo dentro de un tubo vertical, el aprovechamiento de esta energía se logra inyectando continuamente

⁴ MAGGIOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift, 2004.

gas en los fluidos del pozo y desarrollando un trabajo al levantar los fluidos del pozo.

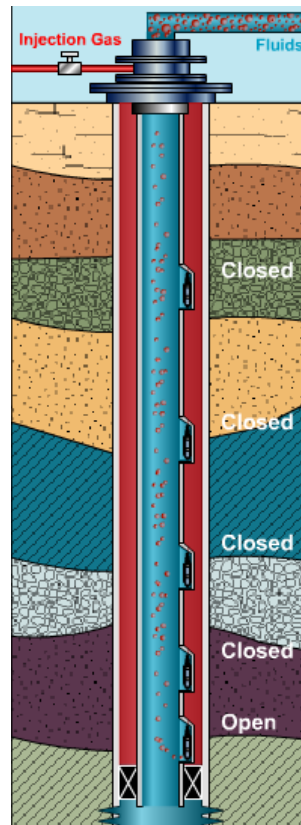
El gas se introduce continuamente en la columna de fluido causando un aireamiento desde el punto de inyección hasta la superficie, el gas aligera el gradiente de flujo y reduce la presión de la columna de fluido de manera que la energía del yacimiento suplementada por la inyección de gas pueda desplazar fluidos a la superficie, el volumen de gas inyectado debe ser la cantidad suficiente para suplementar y mantener el flujo natural.

Se utiliza en pozos con alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 psi/1000 pies) y de alta a mediana productividad (preferentemente índices de productividad mayores a 0,5 bpd/psi) 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.

Mecanismos de levantamiento. En el levantamiento artificial por gas continuo los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna lo que aumenta el diferencial de presión aplicado al área de drenaje del yacimiento.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja a la fase líquida.
- Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas.

Figura 9: Levantamiento artificial por gas lift continuo



Fuente: SCHLUMBERGER

Eficiencia del LAG continuo. La eficiencia del levantamiento a nivel de pozo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se inyecta por el punto más profundo posible la tasa de gas adecuada, de acuerdo al comportamiento de producción del pozo.

Máxima profundidad de inyección. La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible, la cual está a dos o tres tubos por encima de la empaquetadura superior. Cuando se dispone de suficiente presión en el sistema para vencer el peso de la columna estática de líquido que se encuentra inicialmente sobre la válvula operadora se coloca una válvula a la mencionada profundidad, sin necesidad de utilizar válvulas que descargue

previamente el líquido utilizado para controlar el pozo. En caso contrario se debe utilizar varias válvulas por encima de la operadora conocidas con el nombre de válvulas de descarga, ya que ellas descargarán por etapas el líquido que se encuentra por encima de la válvula operadora. Un espaciado correcto de estas válvulas y adecuada selección de las mismas permitirán descubrir la válvula operadora para inyectar así el gas por el punto más profundo posible.

Tasas de inyección de gas adecuada. La tasa de inyección de gas dependerá de la tasa de producción, del aporte de gas de la formación y de la RGL total requerida por encima del punto de inyección. Estimar la RGL total adecuada dependerá de si se conoce o no el comportamiento de afluencia de la formación productora.

$$q_{iny} = \frac{RGL_t - RGL_f * q_l}{1000} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

q_{iny} = Tasa de inyección de gas requerida, Mpcn/d

RGL_t = Relación Gas-Líquido total, pcn/bn.

RGL_f = Relación Gas-Líquido de formación, pcn/bn.

q_l = Tasa de producción de Líquido (bruta), b/d.

Caudal de inyección para pozos con IPR desconocida. La RGL total será la correspondiente a gradiente mínimo para aquellos pozos donde no se conoce el comportamiento de afluencia de la formación productora. La ecuación de W. Zimmerman presenta a continuación permite estimar valores conservadores de la RGL correspondiente a gradiente mínimo.

$$RGL_{grad. \min} = a + b * \frac{D_v}{1000} * \text{Cotgh} \ c * \frac{q_l}{1000} \quad \text{Ec.2}$$

Donde:

$$a = 25.81 + 13.92w * ID^2 - 145$$

$$b = 139.2 - 2.7766 + 7.4257w ID^2$$

$$c = 1 - 0.3w * (3 - 0.7ID) + 0.06 - 0.015w - 0.03wID * \frac{Dv}{1000}$$

Con:

w= Fracción de agua y sedimento, adimensional. Rango de $w < 0.65$

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

Dv= Profundidad del punto de inyección, pies. Rango de $2000 < DV < 10000$

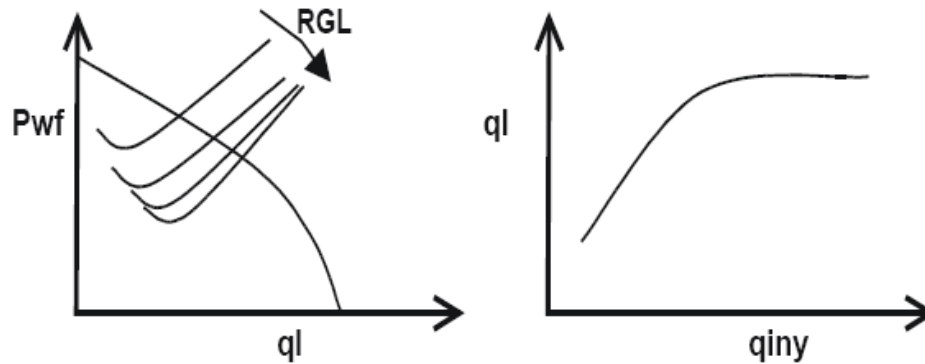
ql= Tasa de producción de liquido, b/d. Rango de $ql > 50$

RGLgrad.min=RGL cercana a gradiente mínimo, pcn/bn.

Cotgh(x)= Cotangente de $x = (e^{2x} + 1) / (e^{2x} - 1)$

Caudal de inyección para pozos con IPR conocida. Cuando se conoce el comportamiento de afluencia de formación se debe utilizar un simulador de análisis nodal que permita cuantificar el impacto de la tasa de inyección de gas sobre la tasa de producción del pozo. La representación grafica de la tasa de producción en función de la tasa de inyección de gas recibe el nombre de Curva de Rendimiento del pozo de LAG continuo.

Figura 10: Determinación de la curva de rendimiento del pozo de LAG continuo.



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift

Control de la inyección. Para el LAG continuo la tasa de inyección diaria de gas se controla con una válvula ajustable en la superficie, la presión aguas arriba será la presión del sistema múltiple, mientras que la presión aguas abajo dependerá del tipo de válvulas utilizadas como operadora en el pozo y de la tasa de inyección de gas suministrada al pozo.

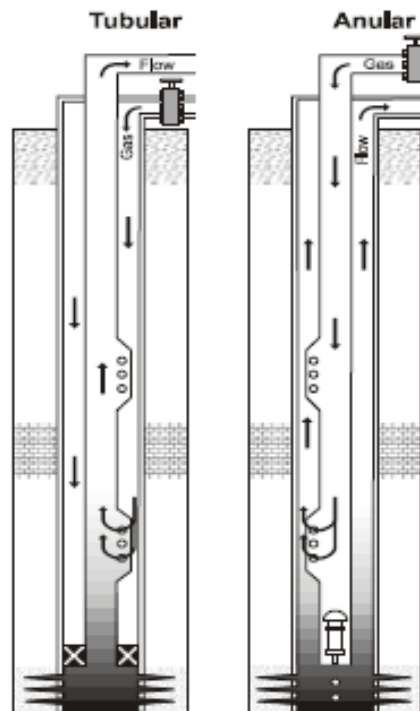
Subtipos de LAG continuo. Existen dos tipos de LAG continuo: tubular y anular.

LAG continuo Tubular. En este tipo de LAG continuo se inyecta gas por el espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través de la tubería de producción.

LAG continuo anular. En este tipo de LAG continuo se inyecta gas por la tubería de producción y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través del espacio anular antes mencionado. Existe una variante de este tipo de LAG continuo donde se inyecta el gas por una tubería enrollable introducida en la tubería de producción y se produce por el espacio anular

existente entre la tubería de producción y el “coiled tubing”. Esta variante se utiliza cuando se desea reducir el área expuesta a flujo y producir en forma continua sin deslizamiento, o cuando por una razón operacional no se puede usar las válvulas de levantamiento instaladas en la tubería de producción.

Figura 11: Tipos de LAG continuo.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift

2.2.2. Gas Lift Intermitente

El Levantamiento artificial por gas intermitente consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta superficie, el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y

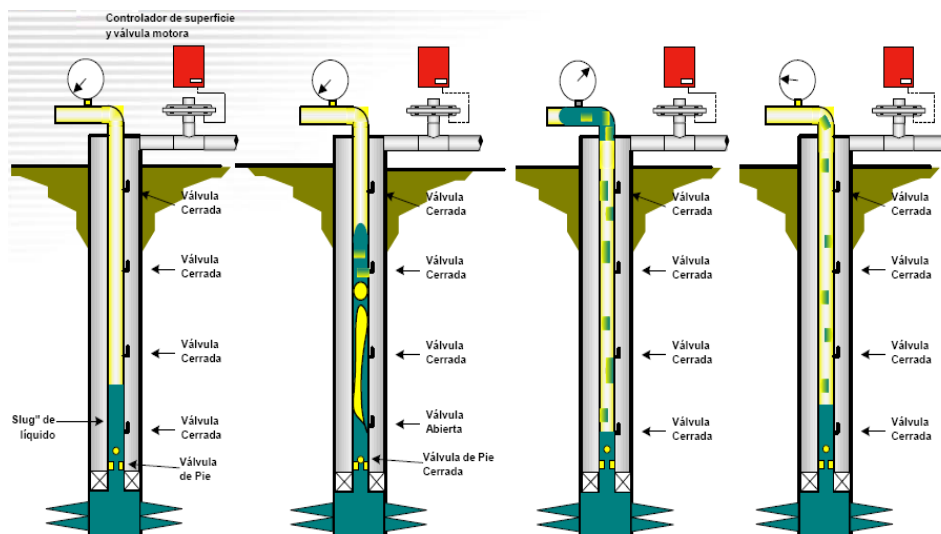
con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

Se aplica en pozos de mediana a baja energía (presiones estáticas menores a 150 psi/1000 pies) y de mediana a baja productividad (índices de productividad menores a 0,3 Bpd/psi) que no son capaces de aportar altas tasas de producción (menores de 100 bpd).

Mecanismo de levantamiento. En el levantamiento artificial por gas lift intermitente los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja al tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y de allí a la estación de flujo.

Figura 12: Levantamiento artificial Gas lift Intermitente



Fuente: PAN AMERICAN ENERGY

Ciclo de levantamiento intermitente. Es el lapso de tiempo transcurrido entre dos arribos consecutivos del tapón de líquido a la superficie.

- a) **Influjo:** Inicialmente la válvula operadora está cerrada, la válvula de retención en el fondo del pozo se encuentra abierta permitiendo al yacimiento aportar fluido hacia la tubería de producción. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción el tamaño de tapón adecuado depende fuertemente del índice de productividad del pozo, de la energía de la formación productora y del diámetro de la tubería.

- b) **Levantamiento:** Una vez restaurado el tapón de líquido, la presión del gas en el anular debe alcanzar a nivel de la válvula operadora, el valor de la presión de apertura iniciándose el ciclo de inyección de gas en la tubería de producción para desplazar el tapón de líquido en contra de la gravedad, parte del líquido se queda rezagado en las paredes de la tubería (“liquid fallback”) y cuando el tapón llega a la superficie, la alta velocidad del mismo provoca un aumento brusco de la Pwh.

- c) **Estabilización:** Al cerrar la válvula operadora por la disminución de presión en el anular el gas remanente en la tubería se descomprime progresivamente permitiendo la entrada de los fluidos del yacimiento hacia el pozo nuevamente.

Eficiencia del LAG intermitente: La eficiencia del levantamiento intermitente al igual que en el continuo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril nominal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se elige una frecuencia de ciclos que maximice la producción diaria de petróleo y se utilice la cantidad de gas por ciclo necesaria para un levantamiento eficiente del tapón de líquido.

Máxima profundidad de inyección: La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible la cual está a dos o tres tubos por

encima de la empaquetadura superior. Por lo general en este tipo de LAG no se requiere de válvula de descarga ya que la energía del yacimiento es baja y el nivel estático se encuentra cerca del fondo del pozo.

Tasa de inyección de gas adecuada. El volumen de gas de levantamiento que se suministra a la tubería de producción durante el periodo de inyección es aproximadamente el requerido para llenar dicha tubería con el gas comprimido proveniente del anular. El consumo diario será el volumen anterior multiplicado por el número de tapones que serán levantados al día. Las restricciones en la superficie juegan un papel muy importante en el volumen de gas requerido por ciclo.

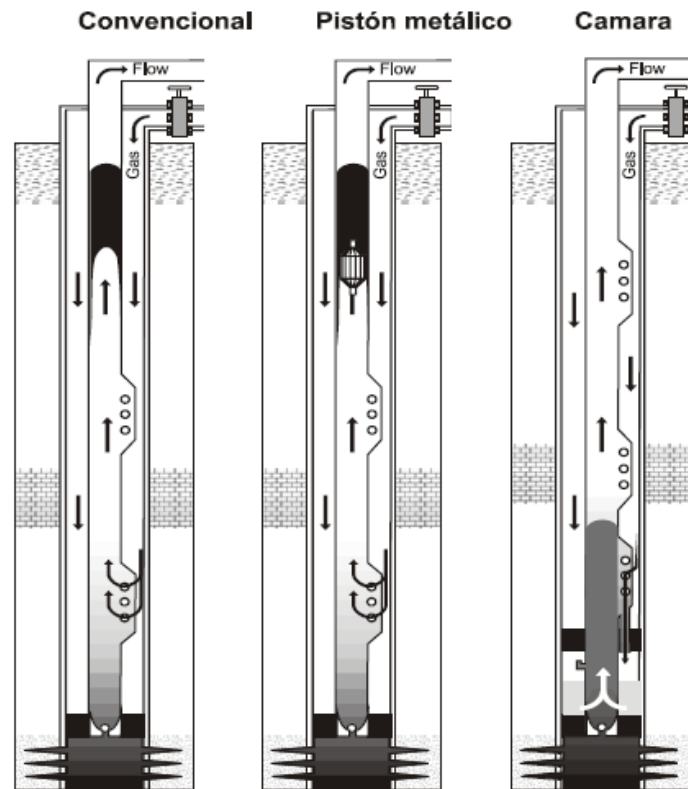
Control de la inyección. Para el LAG intermitente la tasa de inyección diaria de gas se controla con una válvula ajustable en la superficie conjuntamente con una válvula especial (piloto) en el subsuelo o con un controlador de ciclos de inyección en la superficie.

Subtipos de LAG intermitente: Existen tres tipos de LAG intermitente, LAG intermitente convencional, LAG intermitente con cámara de acumulación y LAG intermitente con pistón metálico.

- **LAG intermitente convencional:** En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón del líquido en contra de la gravedad. Normalmente se utiliza cuando la presión del yacimiento y/o el índice de productividad alcanza valores bajos (aproximadamente 150 psi `por cada 1000 pies e índices de productividad menores de 0.3 bpd/psi).

- **LAG intermitente con cámara de acumulación (chamber lift):** En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio anular entre el revestidor de producción y la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón del líquido inicialmente a favor de la gravedad y posteriormente en contra de dicha fuerza. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento alcanza valores muy bajos (aproximadamente 100psi por cada 1000pies) que con el intermitente convencional el tapón formado sería muy pequeño y por lo tanto la producción sería casi nula.
- **LAG intermitente con pistón metálico (Plunger lift):** En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente un pistón metálico que sirve de interface sólida entre el gas inyectado y el tapón de líquido a levantar. Se utiliza para minimizar el resbalamiento de líquido durante el levantamiento del tapón.

Figura 13: Subtipos de LAG intermitente



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift

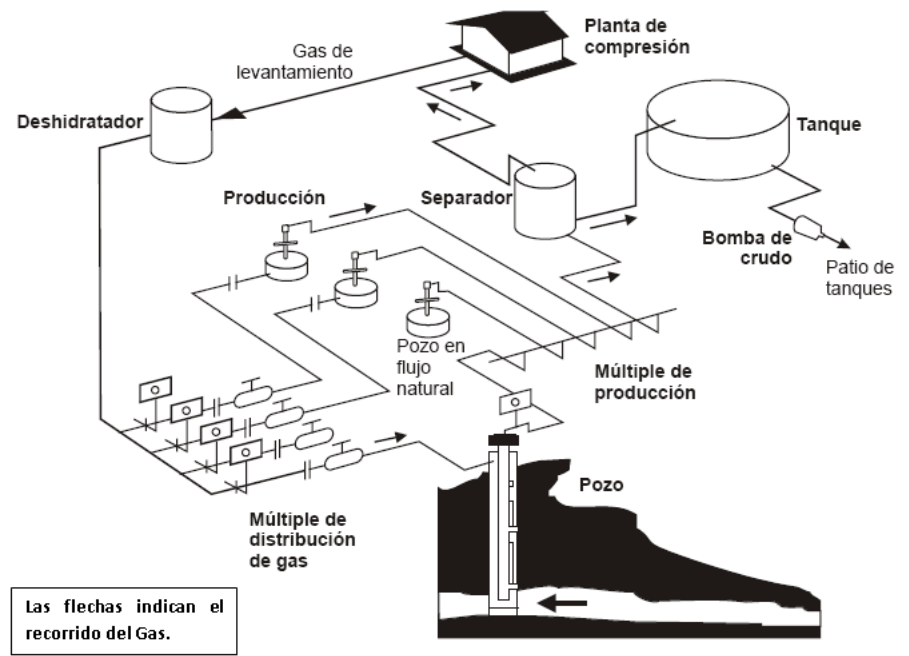
2.3. EL SISTEMA LAG

El sistema LAG está formado por un sistema de compresión, una red de distribución de gas a alta presión, equipos de medición y control de gas comprimido, la sarta de producción y la recolección del gas a baja presión.

Recorrido del gas. El gas a alta presión proviene del sistema de compresión de donde se envía a los pozos a través de una red de distribución, luego el gas de levantamiento conjuntamente con los fluidos producidos a través de los pozos, es recolectado por las estaciones de flujo donde el gas separado es enviado al sistema de compresión a través de un sistema de recolección de gas de baja.

Uso del gas comprimido. Una fracción del gas comprimido es utilizado nuevamente con fines de levantamiento mientras que el resto es destinado a otros usos: compromisos con terceros, combustible, inyección en los yacimientos, etc.

Figura 14: Sistema típico de LAG

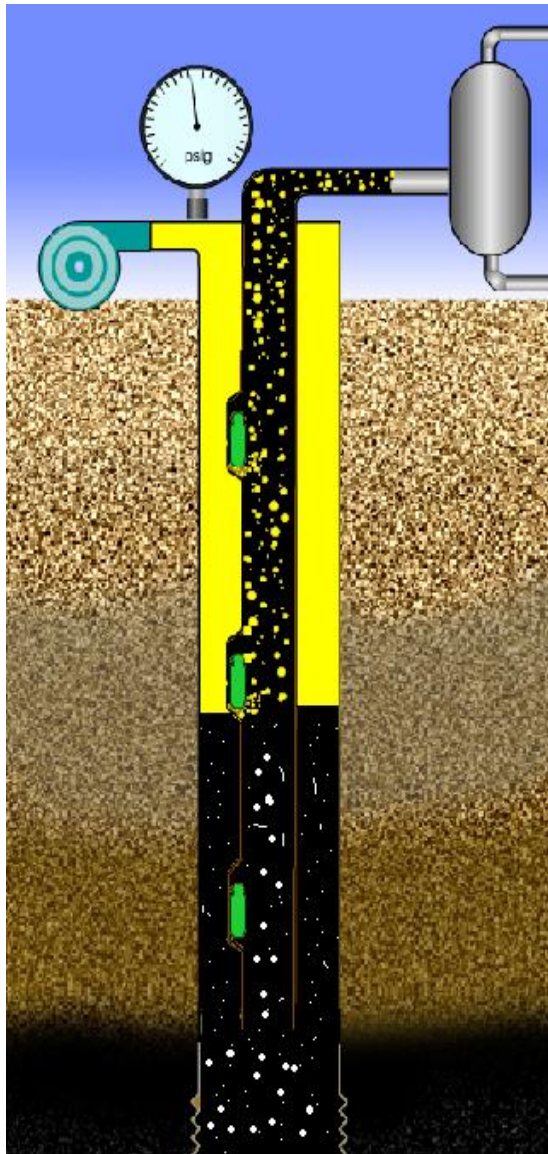


Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift

Tipos de instalaciones de LAG. Las instalaciones más comunes en el LAG son la abierta, semicerrada y cerrada.

- **Instalación de LAG abierta:** Este tipo de instalación tiene la ventaja de su bajo costo, pero tiene una gran desventaja y es que cada vez que se cierra el pozo el espacio anular queda lleno de fluido, por lo tanto las válvulas de gas lift quedan expuestas a la erosión por el flujo de líquidos.

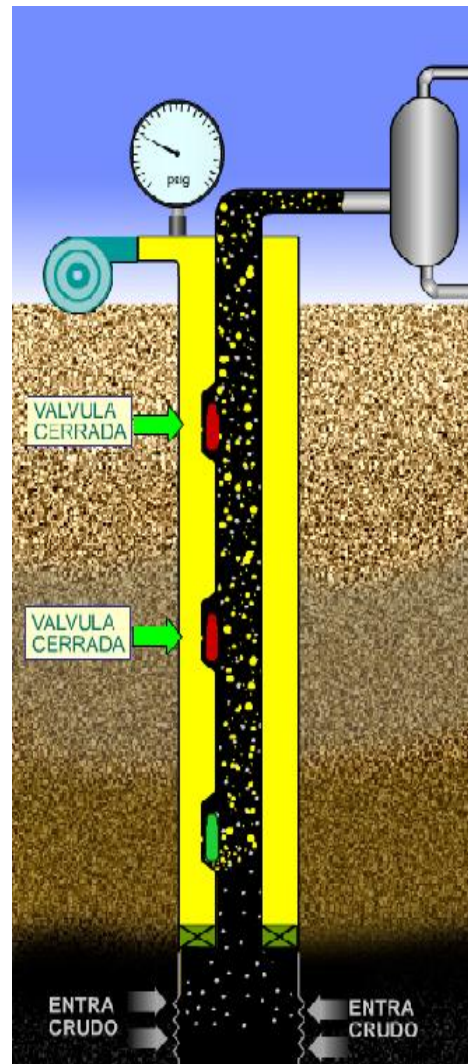
Figura 15: Instalación LAG abierta



Fuente: WEATHERFORD

- **Instalación de LAG semicerrada:** Este tipo de instalación es la que se usa con frecuencia en el sistema de levantamiento a gas lift continuo como en gas lift intermitente. No permite la entrada de fluidos en el espacio anular ya que es aislado por medio de un empaque.

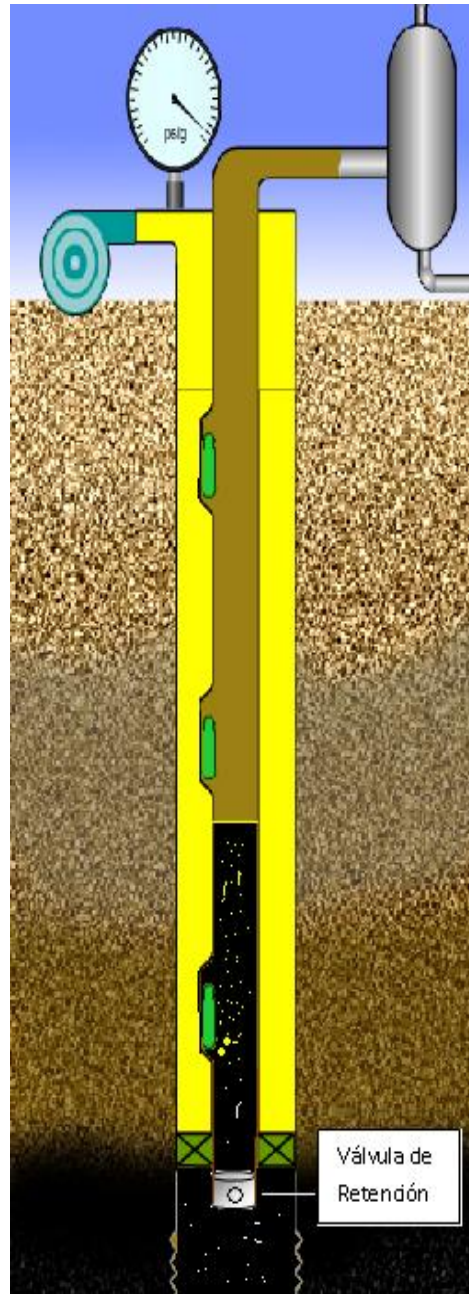
Figura 16: Instalación LAG semicerrada



FUENTE: WEATHERFORD

- **Instalación de LAG cerrada:** Este tipo de instalación es la que se usa con frecuencia en el sistema de levantamiento a gas lift intermitente ya que posibilita la formación de un tapón de fluido y además impide que el gas ejerza presión sobre la formación. Su desventaja es que con el transcurrir del tiempo la arena se va depositando en la parte superior de la válvula de retención y va a impedir que esta abra y por ende el pozo deja de fluir.

Figura 17: Instalación LAG cerrada



FUENTE: WEATHERFORD

2.3.1. Ventajas y Desventajas del LAG

A continuación se presenta las ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial gas lift.

2.3.1.1 Ventajas

- El número relativamente pequeño de partes móviles en un sistema de gas lift, permite un levantamiento más duradero en comparación con las otras formas de levantamiento artificial.
- Los costos de operación son generalmente mucho menores.
- El levantamiento artificial con gas, es el que más se aproxima al flujo natural.
- Se usa en pozos con completamiento múltiple.
- Las válvulas que se utilizan en este sistema son recuperadas por medio de cable de acero (wire line), lo que implica la no utilización de equipos de workover.
- El costo inicial de los equipos de subsuelo son generalmente menores que los otros métodos de levantamiento artificial.
- Flexibilidad a la de las otras formas de levantamiento, ya que las instalaciones a gas pueden ser diseñadas para levantar desde uno a miles de barriles diarios.

⁵ Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

- No se afecta si los pozos son desviados.
- La producción de arena junto con los fluidos producidos no afecta el equipo ni las instalaciones de gas lift.

2.3.1.2 Desventajas

- Disponibilidad suficiente de gas.
- El espaciamiento excesivo entre los pozos, puede dificultar el uso de una fuente centralizada de gas a alta presión.
- Cuando el gas que se va a utilizar en el levantamiento es muy corrosivo, puede obstaculizar seriamente las operaciones de levantamiento si no es tratado correctamente.

2.4. EQUIPOS

2.4.1. Equipos de Superficie

- **Planta Compresora:** Se encarga de comprimir el gas proveniente de las estaciones de recolección o de las Plantas de Gas, donde previamente ha sufrido el proceso de absorción. El gas que se envía al sistema de gas lift por cada compresor, debe ser medido para llevar un buen control y observar la eficiencia del equipo.

En el campo Cicuco se cuenta con dos compresores de baja (LP), marca INGERSOLL que en dos etapas toman el gas de la succión de baja aproximadamente a 50psi y comprimen el gas hasta 330psi, el cual es enviado

a dos compresores de alta (HP) de marca, WORTINTONG los cuales también en dos etapas comprimen el gas hasta 1300 psi, y a esta presión el gas es enviado por la línea de alta al sistema de gas lift.

Figura 18: Compresor INGERSOLL de baja (LP1) campo Cicuco.

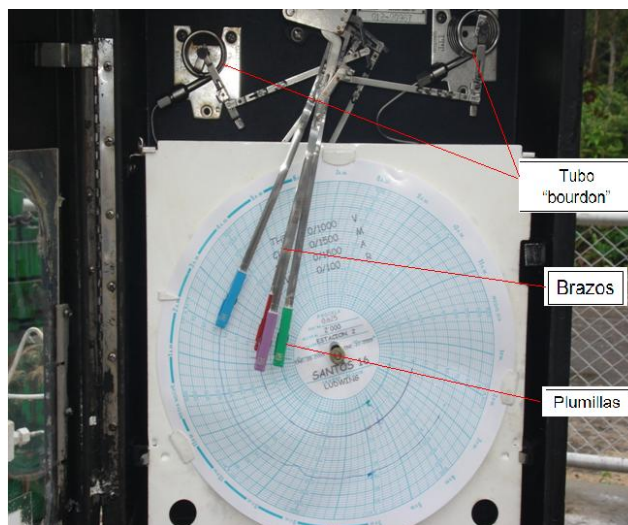


Fuente: Autor, Registro fotográfico práctica empresarial Campo Cicuco.

- **Red de distribución de gas a alta presión:** Es el sistema de tuberías y válvulas, por las que se distribuye el gas hacia los diferentes usos del gas comprimido. En el caso del uso para el sistema de Gas Lift, este gas se reparte entre los pozos que poseen dicho sistema a través de la red de distribución que tenga el campo.
- **Red de recolección de gas a baja presión:** Es el conjunto de tuberías y accesorios que se encargan de llevar el gas de los separadores de las estaciones de recolección, hasta la planta compresora. Esta red recoge el gas utilizado en el levantamiento más el gas que proviene del yacimiento y debe ser medido.

- **Equipo de medición y control:** Está conformado por los reguladores de flujo o de gas y los registradores de presión y flujo.
- **Regulador de flujo:** Son válvulas normalmente de vástago y asiento que se usan para inyectar la cantidad de gas necesario en cada pozo son comúnmente llamados choques.
- **Registrador de Presión y flujo:** Estos equipos están encargados de registrar los datos de presión del tubing, del casing y la presión de la línea de gas lift, mediante unos elementos de presión helicoidales tipo “bourdon” que se encargan de medir la presión de flujo. El registrador de flujo posee además de los anteriores una cámara diferencial que mide la caída de presión o diferencial de presión a través de una platina de orificio colocada entre las bridas donde se instala el registrador. Ambos registradores están equipados con mecanismos de relojería que hacen girar (24 hrs-7 días) una carta graduada a escala, donde se registran las presiones y diferencial de presión medidos.

Figura 19: Registrador de Presión.



Fuente: Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

2.4.2. Equipo de Subsuelo

- **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, son determinados durante la realización del diseño del pozo y dependerán en gran medida de la presión de inyección disponible, de la profundidad del yacimiento y de la cantidad de barriles a producir.

En los llamados mandriles convencionales (obsoletos), la válvula de gas lift va enroscada fuera del mandril, desde la década del 50, se empezó a utilizar el mandril de bolsillo, el cual posee en su interior un receptáculo para alojar la válvula de tal manera que no obstaculice o entorpezca el paso de los fluidos ni de las herramientas que se bajen en el pozo a través de la tubería. Las válvulas pueden ser extraídas y luego sentadas en el pozo con “guaya” o “slick line” o wire line, la distancia mínima entre mandriles es 500 pies.

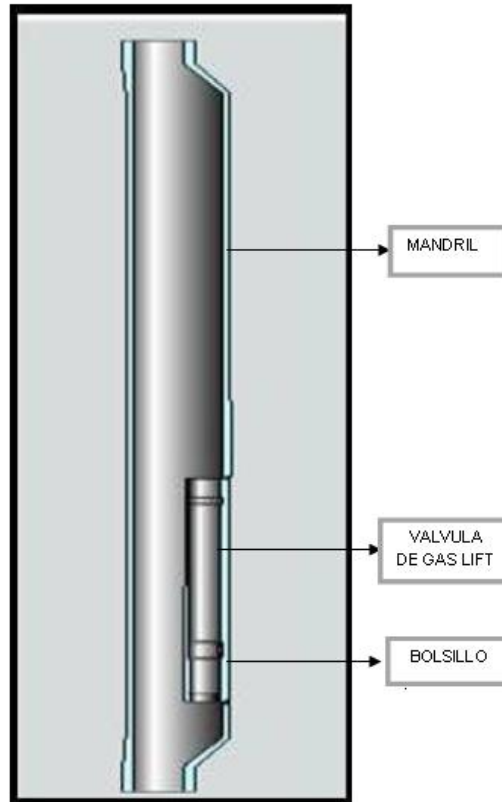
Figura 20: Mandriles de Bolsillo



Fuente: Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

⁶ Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

Figura 21: Mandril de Bolsillo



Fuente: Manual de Gas Lift Petroproduccion.

El tamaño de los mandriles a utilizar, dependerá del diámetro de la sarta de producción que se vaya a bajar en el pozo. Los tamaños comúnmente usados en los pozos son de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2".

Dependiendo del tamaño de la válvula de gas lift que van a llevar los mandriles, estos se clasifican en mandriles de la "Serie K" para alojar válvulas de 1" y de la "serie M" para válvulas de 1-1/2".

- **Válvulas de Gas lift:** Las válvulas de gas lift constituyen la parte del equipo cuyo funcionamiento es el más importante comprender para realizar el diseño y análisis de una instalación tipo Gas Lift. En el pozo, las válvulas van instaladas en los mandriles, las válvulas de gas lift, son reguladoras de presión en el fondo

del pozo y actúan en forma similar a una “válvula motriz, o motor valve”, su propósito es permitir la descarga de los fluidos que se encuentran en el espacio anular del pozo para lograr inyectar el gas a la profundidad deseada.

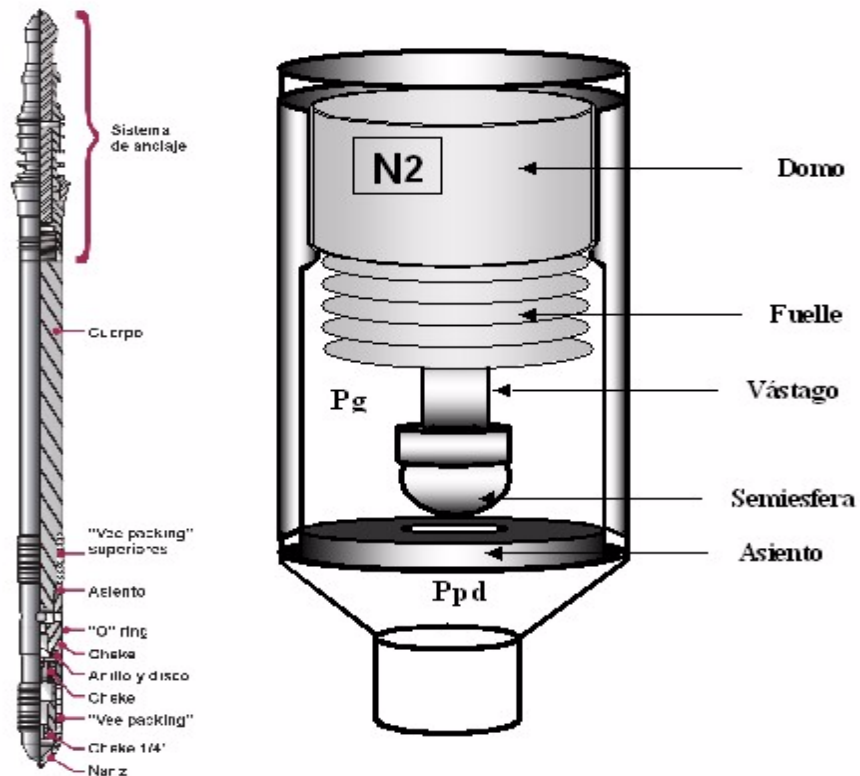
Para evitar que el fluido se regrese de la tubería hacia el espacio anular, las válvulas poseen una válvula de retención (“check valve”) en su parte inferior, las válvulas ubicadas por encima de la válvula operadora reciben el nombre de válvulas de descarga.

En el sistema de gas lift continuo la válvula de operación (aquella por donde queda pasando el gas al tubing) permanece y debe permanecer siempre abierta.

Los elementos principales de las válvulas de levantamiento a gas son:

Un domo o cámara de carga, un resorte o fuelle o diafragma, un stem o vástago y una silla o port.

Figura 22: Válvula de Levantamiento Artificial



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift

En la válvula 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 del gas (corriente arriba) y de la presión del fluido ó presión de producción (corriente abajo) sobre el área del fuelle y el área del asiento respectivamente o viceversa dependiendo del tipo de válvula.

Clasificación de las Válvulas para Levantamiento artificial por gas

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.

Figura 23: Válvulas de gas lift por presión de Gas R-2



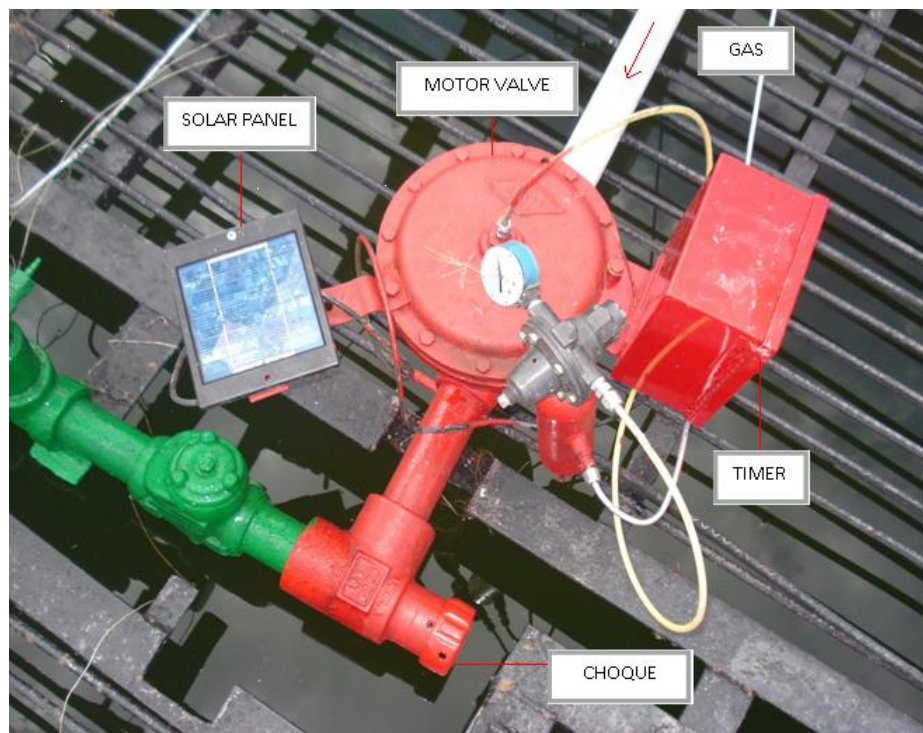
Fuente: Autor, Registro fotográfico práctica empresarial Campo Cicuco.

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.

2.5. EQUIPOS PARA GAS LIFT INTERMITENTE⁷

Los equipos utilizados en el sistema de Gas Lift Intermitente son básicamente los mismos para Gas Lift Continuo, la diferencia es que en superficie vamos a tener una válvula motora la cual me va a regular el flujo de gas de inyección y un intermitor o controlador de tiempos (Timer) que nos va a controlar la inyección de gas por ciclos y en subsuelo es modificar o cambiar la válvula operadora por una de mayor capacidad debido al caudal de gas que se va a inyectar en cada ciclo.

Figura 24: Instalación típica de gas lift intermitente



Fuente: Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

- **Controlador de tiempos (Timer).** Está diseñado para accionar la válvula motora y de esta forma controlar la inyección de gas por ciclo, el timer posee una pantalla LCD en la cual se ajusta los tiempos de cada ciclo en horas,

⁷ Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

minutos y segundos. La fuente de alimentación es una batería de 6 V que se recarga por medio de un panel solar que trae el dispositivo incorporado.

Figura 25: Controlador electrónico de ciclos de tiempo P.C.S 1000



FUENTE: Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

- **Válvula motora (Motor valve):** Es una válvula de descarga de accionamiento neumático, la cual al recibir la señal del controlador de tiempos (Timer) en cada ciclo esta se acciona, permitiendo la inyección del gas hacia el pozo.

Figura 26: Válvula Motora (Motor Valve)



Fuente: Production Control Services. INC.

3. MEDICIÓN DE GAS

Uno de los factores básicos para operaciones de gas eficiente, es conocer con la mayor exactitud posible el volumen unitario de gas que se está inyectando al pozo.

A diferencia del petróleo, el gas no puede almacenarse para ser medido en grandes cantidades, sino que su volumen debe ser determinado instantáneamente mientras fluye en la tubería lo que constituye un problema de medición más difícil, además, el volumen de un peso dado de gas natural se determina en diferentes condiciones de presión y temperatura por lo que variará considerablemente.

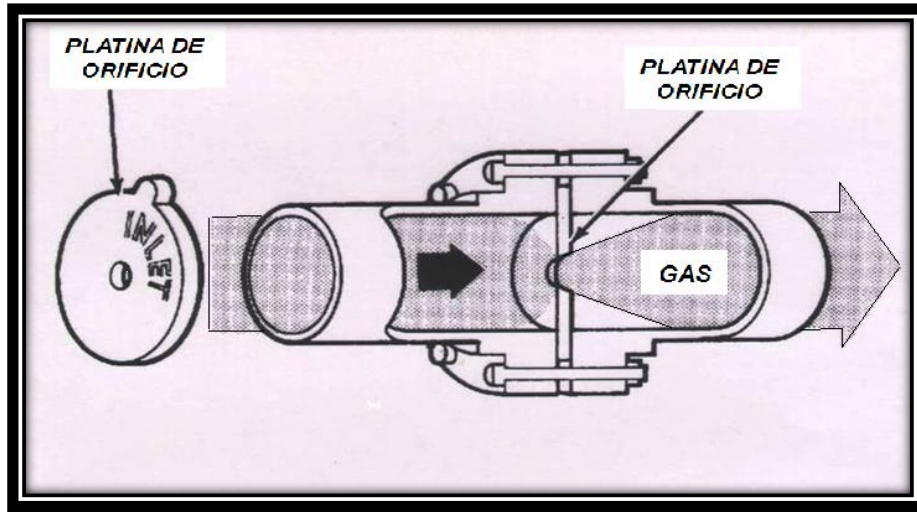
Las condiciones estándar aceptadas para la medición de un pie cúbico de gas son 14.65 psi y 60 °F y los elementos esenciales para la medición del gas fluyendo en tubería son las temperaturas y presiones de referencia, el peso específico del gas y la desviación con respecto a las leyes del gas ideal (Z).

3.1. MEDIDOR DE ORIFICIO.

El medidor de orificio (meter) ha sido aceptado por muchos años como estándar en la medición del flujo de fluidos. Su utilidad es tal que se pueden medir grandes y pequeños volúmenes de fluidos con un alto grado de precisión a presiones desde menos de una atmosfera hasta más de 5000 psi y a temperaturas desde menos de 0°F hasta más de 200°F.

⁸ Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

Figura 27: Medidor de gas sistema de gas Lift.

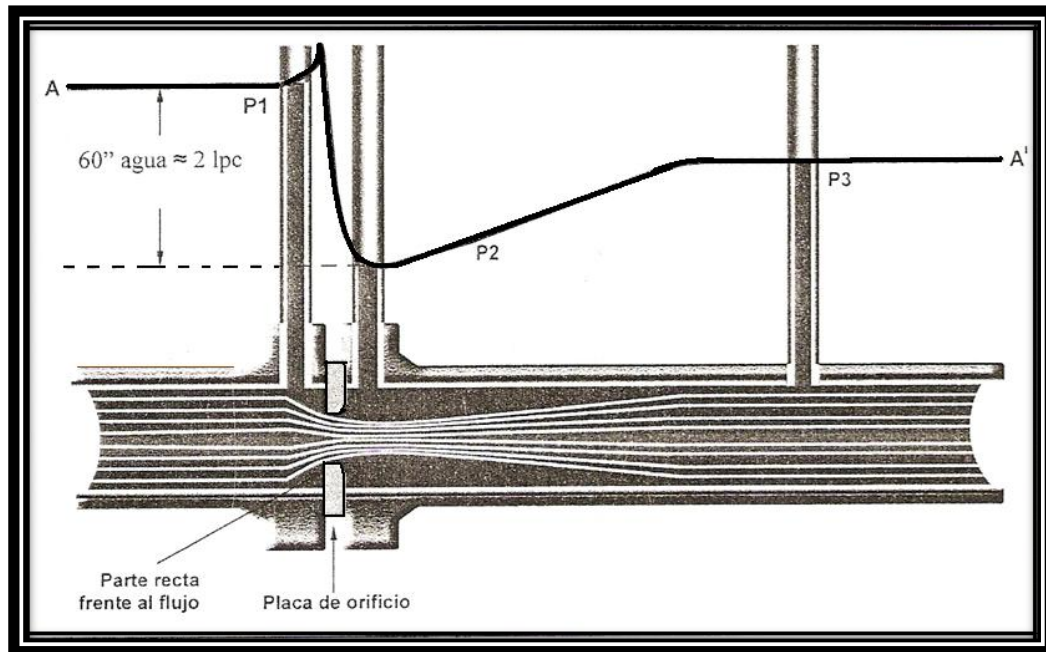


FUENTE: Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

Los fabricantes de equipos medidores de orificio declaran generalmente que la precisión absoluta de una instalación determinada con medidor es de 0.25 a 0.50%. Los márgenes de error generalmente aceptados para la medición de gas están por el orden del 3%.

El principio del medidor de orificio se basa en la caída de presión de un fluido fluyendo por una restricción en la línea. En la siguiente figura se esquematiza la caída de presión ($P_1 - P_2$) que ocurre en la placa de orificio producto del aumento de la velocidad al reducirse el área expuesta a flujo. Nótese que el bisel de la placa de orificio debe estar en el lado “aguas abajo” de la placa.

Figura 28: Caída de Presión en placa de Orificio.



FUENTE: Curso de gas lift, Campo Provincia, Diciembre de 2011

Las normas aceptadas por la industria para la instalación del equipo de medidor de orificio están publicadas por la American Gas Association en su informe No 3 del Comité de Medición de Gas (Gas Measurement Committee Report N°3), o American Meter Handbook E-2.

$$Q_{iny\ kpcd} = C * \overline{(hw)} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

hw: Lectura diferencial de la carta

C: Factor de orificio, depende a su vez de la presión estática y del diámetro del orificio, además de varios factores como Factor básico de orificio (Fb), Factor del número de Reynolds (Fr), Factor de expansión (Y), Factor de peso específico (Fg), Factor de supercompresibilidad (Fpv).

Cuadro 7: Constantes de orificio de inyección de Gas Lift a los pozos

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEO							
GERENCIA DEL CENTRO							
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE PROVINCIA							
CONSTANTES DE ORIFICIO DE INYECCION DE GAS LIFT A LOS POZOS							
PRESION	DIAMETRO INTERNO DE LOS ORIFICIOS DE INYECCION						
PSIG	<u>0,375</u>	<u>0,500</u>	<u>0,625</u>	<u>0,750</u>	<u>0,875</u>	<u>1,000</u>	<u>1,125</u>
800	25.10	44.24	69.40	100.81	128.05	173.73	239.20
820	25.40	44.83	70.32	102.14	129.74	175.85	242.25
840	25.69	45.42	71,25	103.48	131.44	177.94	245.25
860	26.00	46.02	72.20	104.81	133.14	180.01	248.35
880	26.30	46.60	73.13	106.15	134.83	182.06	251.40
900	26.50	47.20	74.03	107.48	136.53	184.08	254.45
920	26.90	47.80	74.97	108.76	138.22	186.08	257.50
940	27.20	48.39	75.90	110.03	139.92	188.07	260.55
960	27.50	48.99	76.83	111.31	141.61	190.02	263.60
980	27.80	49.58	77.76	112.58	143.31	191.96	266.60
1000	28.10	50.18	78.44	113.86	145.00	193.88	269.60
1020	28.40	50.67	79.14	115.69	146.70	195.78	272.60
1040	28.70	51.15	79.84	116.32	148.39	197.66	275.60
1060	29.01	51.64	80.55	117.56	150.09	199.53	278.60
1080	29.31	52.12	81.25	118.79	151.78	201.37	281.60
1100	29.60	52.60	81.95	120.02	153.48	203.20	284.60
1120	29.90	53.09	82.65	121.12	155.17	205.02	287.60
1140	30.20	53.58	83.35	122.40	156.87	206.82	290.60
1160	30.50	54.06	84.06	123.60	158.56	208.60	293.60
1180	30.85	54.55	84.76	124.79	160.26	210.37	296.60
1200	31.15	55.05	85.46	125.98	161.95	212.15	299.60
1220	31.43	55.57	86.37	127.24	163.65	213.92	302.60
1240	31.71	56.09	87.29	128.29	165.34	215.70	305.60
1260	31.99	56.61	88.20	129.45	167.04	217.47	308.60
1280	32.20	57.10	89.00	130.60	168.73	219.25	311.60
1300	32.48	57.62	89.90	131.70	170.43	221.02	314.60

Fuente: ECOPETROL S.A

4. DISEÑO DE GAS LIFT INTERMITENTE POZOS CICUCO 2 Y CICUCO 3

El diseño de gas lift intermitente a utilizar en los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3, es el mismo diseño que se tiene actualmente para gas lift continuo, siendo una gran ventaja ya que no se necesita bajar un nuevo diseño a los pozos.

Las únicas modificaciones que se deben tener en cuenta con este sistema son en superficie calculando la platina de orificio adecuada para garantizar el caudal de gas de inyección durante cada ciclo.

Actualmente la válvula de retención en fondo poco se utiliza ya que con el paso del tiempo se va acumulando arena y demás residuos en la parte superior sellándola e impide el paso de los fluidos hacia la tubería de producción, de esta manera no se contemplara la instalación de esta en la sarta de producción de los pozos.

4.1. POZO CICUCO 2

El pozo se completo el 12 de octubre de 1956 a hueco abierto en el intervalo productor de la caliza Cicuco de 7847pies hasta 7922 pies, la profundidad total del pozo fue de 7922 pies, los resultados de la prueba de producción fue de 282 BOPD, 44.4 °API, PI=0,1065 con presión de 2647 psi a 7850.

El pozo está produciendo actualmente 15 BOPD, 158 BWPD, 91.3 %BSW, y 46 KSCFD de gas de formación.

4.1.1. Diseño actual gas lift continuo pozo Cicuco 2

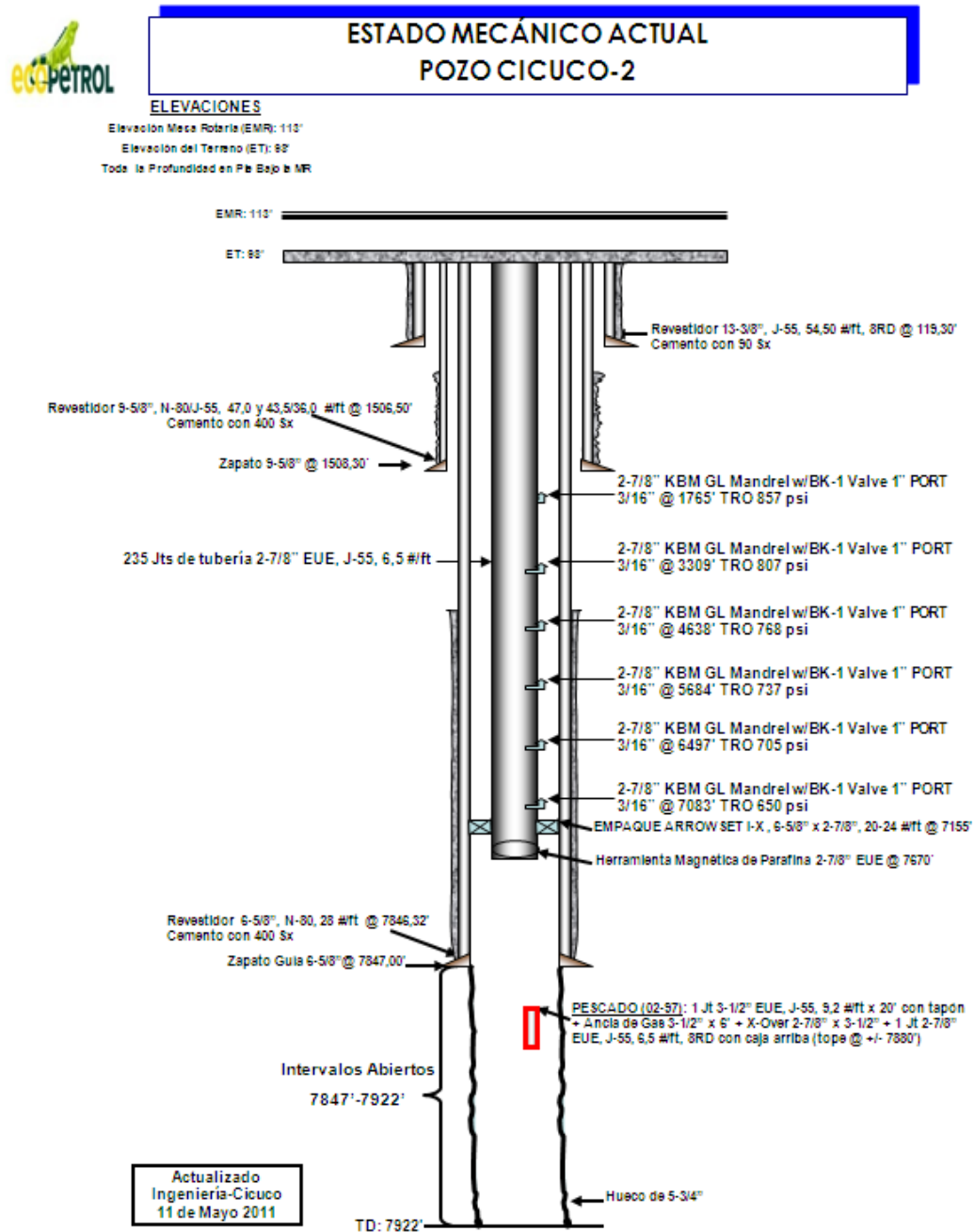
Cuadro 8: Diseño Gas Lift Continuo Pozo Cicuco 2

EMPRESA COLOMBIANA DEL PETROLEO DISEÑO DE GAS LIFT CONTINUO "CALCULO DE ORIFICIO Y PRESION DE VALVULAS"						
POZO: CICUCO -2			FECHA: FEB-98			
BLT: 54 BLPD			PRES. OPERACIÓN: 800 PSI			
TBG: 2 7/8			TPH: 120 PSI			
TIPO DE VALVULA: R20- & BK-1			GRAV. GAS INY: 0,65			
VALVULA	PROFUN (ft)	TASA INY (kscfd)	TRO	CERRAR SUPERF	ABRIR SUPERF	GRAD GAS (psi/ft)
1	1775	222	857	827	887	0,0196
2	3309	222	807	776	838	0,0195
3	4638	222	768	733	803	0,0195
4	5684	222	737	698	776	0,0194
5	6497	222	705	660	750	0,0194
6	7083	222	650	618	682	0,0193

Fuente: ECOPETROL S.A

4.1.2. Estado mecánico pozo Cicuco 2

Figura 29: Estado Mecánico Pozo Cicuco 2



Fuente: ECOPETROL S.A

4.2. POZO CICUCO 3

El pozo se completo el 17 de enero de 1957 a hueco abierto con liner ranurado de 5" desde 7966 pies hasta 8418 pies (colgado a 7943 pies), la profundidad total del pozo fue de 8418 pies, los resultados de la prueba oficial de producción fue de 104 BOPD, 42.2 °API, PI= 0.068, presión estática de 4361 psi y presión fluyente de 2164 psi.

Actualmente el pozo está produciendo 34 BOPD, 51 BWPD, 60% BSW Y 256 KSCFD de gas de formación.

4.2.1. Diseño actual gas lift continuo pozo Cicuco 3

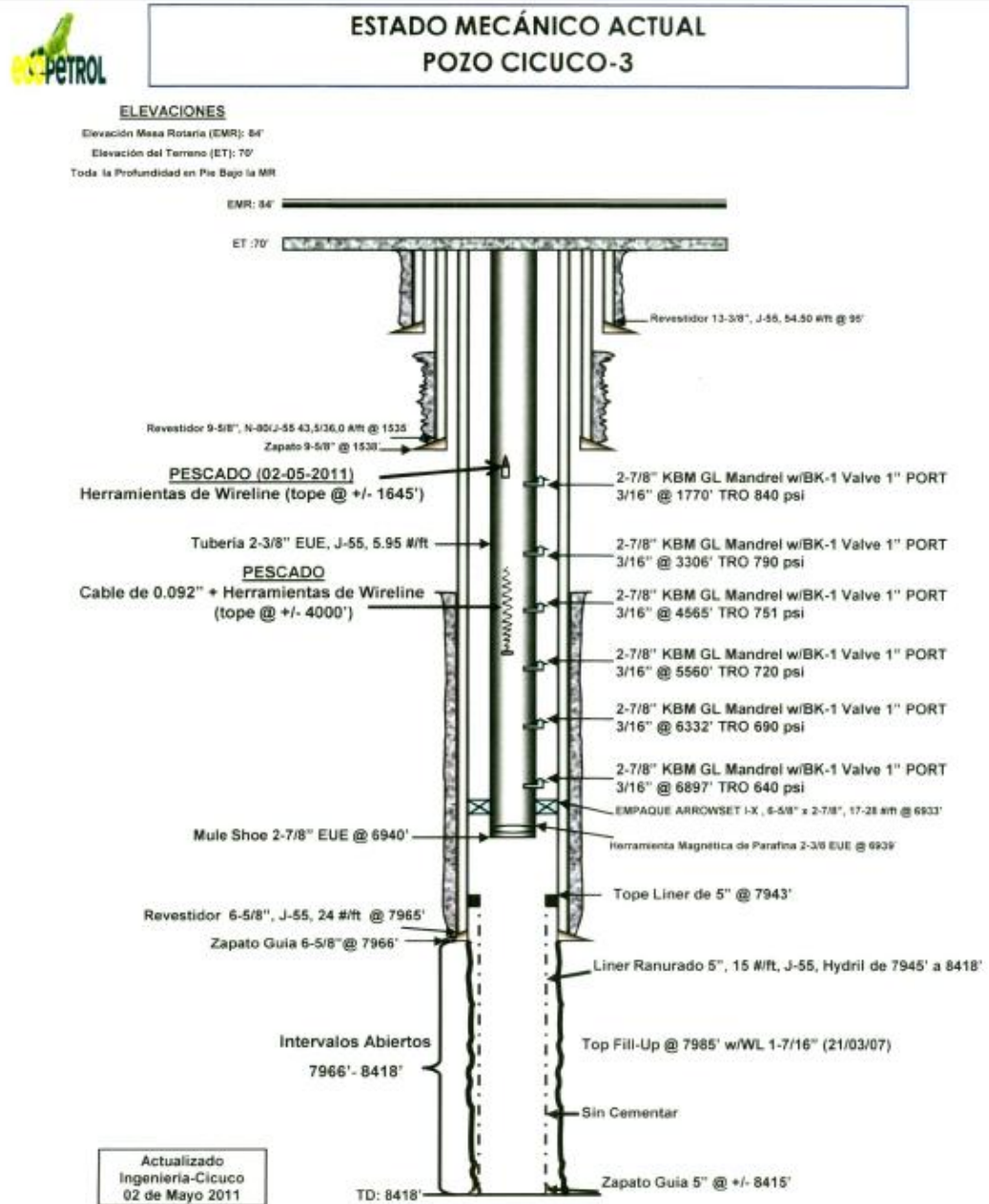
Cuadro 9: Diseño Gas Lift Continuo Pozo Cicuco 3

EMPRESA COLOMBIANA DEL PETROLEO DISEÑO DE GAS LIFT CONTINUO "CALCULO DE ORIFICIO Y PRESION DE VALVULAS"						
POZO: CICUCO -3			FECHA: JUN-98			
BLT: 300 BLPD			PRES. OPERACIÓN: 760 PSI			
TBG: 2 3/8			TPH: 100 PSI			
TIPO DE VALVULA: BK-1 X 3/16			GRAV. GAS INY: 0,65			
VALVULA	PROF U (ft)	TASA INY (kscfd)	TRO	CERRAR SUPERFI	ABRIR SUPER F	GRAD GAS (psi/ft)
1	1800	210	840	810	874	0,0196
2	3325	210	790	759	809	0,0195
3	4580	210	751	716	753	0,0194
4	5575	210	720	681	708	0,0194
5	6350	210	690	645	662	0,0193
6	6900	210	640	608	617	0,0193

Fuente: ECOPETROL S.A

4.2.2. Estado Mecánico pozo Cicuco 3

Figura 30: Estado Mecánico Pozo Cicuco 3



Fuente: ECOPETROL S.A

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS UTILIZANDO EL GLI EN LOS POZOS CICUUCO 2 Y CICUCO 3

A los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3, se le realizaron pruebas de producción utilizando el método de gas lift intermitente controlando la inyección de gas manualmente con el choke y dejando el pozo abierto en producción.

Se utilizaron diferentes caudales de inyección de gas siendo 1000 kpcd la máxima inyección para garantizar la integridad de la válvula operadora ya que se tiene para ambos pozos BK-1 x 3/16".

Los tiempos utilizados para cerrar y abrir la inyección fueron ciclos de 15 minutos completando sesenta minutos de la siguiente forma:

$$\frac{15}{45} = \frac{1 \text{ ciclo}}{3 \text{ ciclos}} = \frac{\text{ABIERTO}}{\text{CERRADO}} = \text{TOTAL CICLOS} = 4$$

Estos ciclos se tomaron para garantizar que la formación aportara la mayor columna de fluido y que el tiempo de inyección fuera el adecuado para sacar ese bache fluido, teniendo en cuenta que la velocidad del gas es de aproximadamente 1000 ft/min y nuestros pozos tienen una profundidad promedio de 8000 ft.

El gas diario inyectado con GLI será igual al gas del ciclo de inyección dividido en el total de ciclos.

$$Q \text{ kpcd} = \frac{Q \text{ iny}}{\# \text{ ciclos}} \quad \text{Ec.4}$$

La presión de inyección del sistema para las pruebas y con la que se cálculo la diferencial hw fue de 1200 psi.

5.1. POZO CICUCO 2 UTILIZANDO GLI

Las pruebas de producción utilizando gas lift intermitente en el pozo Cicuco 2 se desarrollo de la siguiente manera:

- Se busco la platina de orificio adecuada para una inyección de 1200 kpcd la cual fue la de 0,875", que con una presión de inyección de 1200 psi tiene una constante de orificio de 162,95 (Cuadro 7).
- Se verifico que el diferencial hw con estas condiciones estuviera en un rango de (0 a 100) pulgadas rango en que están calibrados los Barton del campo para el diferencial hw, utilizando la ecuación 3:

$$1200 \text{ kpcd} = 161,95 * \overline{(hw)}$$

$$hw = 54,90" \text{agua}$$

Este diferencial es el que debe marcar la carta cuando se están inyectando 1200 kpcd con una platina de 0,875", de esta misma manera se realizaron cálculos para los diferentes caudales utilizados en las pruebas como se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro 10: Tasas de inyección de gas en prueba de GLI pozo Cicuco 2.

Q inyección (kpcd)	Presión de inyección (psi)	Constante Orificio (C)	Hw plg Agua
1200	1200	161,95	54,90
1000	1200	161,95	38,12
800	1200	161,95	24,40
600	1200	161,95	13,72

Fuente: Autor

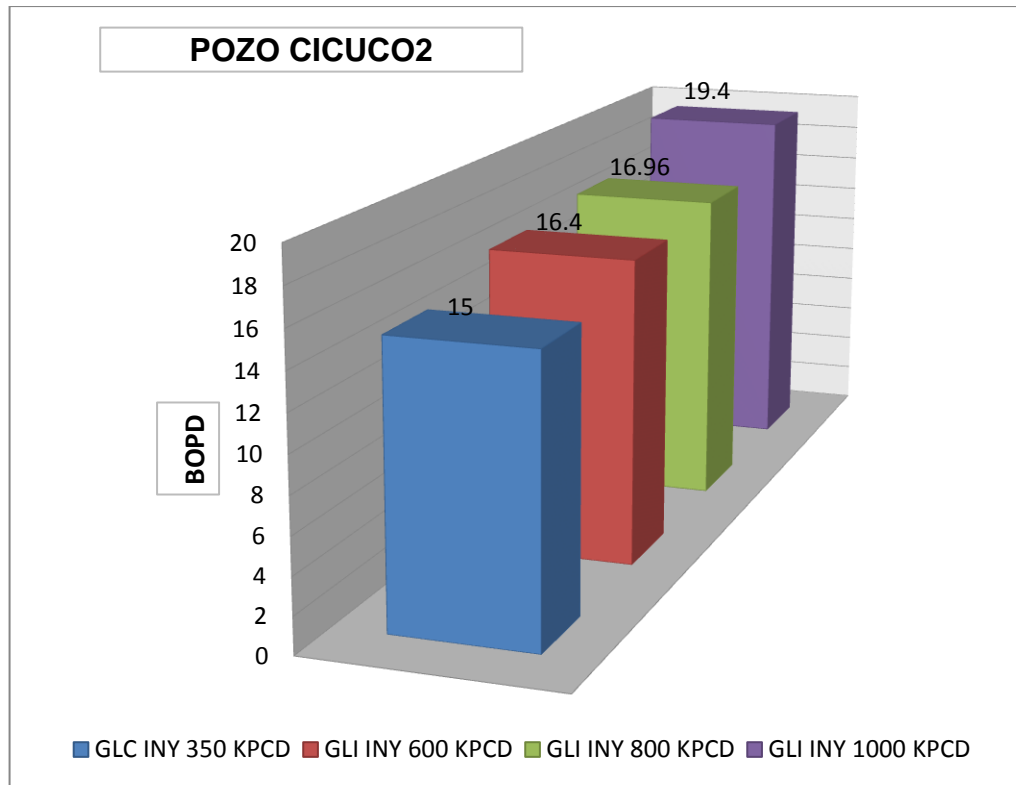
- Se realizaron tres pruebas con diferentes inyecciones por seis horas, la prueba consistió en utilizar ciclos de 15 minutos; 15 inyectando gas y 45 minutos cerrado en inyección, permitiendo que la formación aportara una buena columna de fluido, la máxima inyección de gas fue de 1000 Kpcd en la última prueba, obteniendo un aumento notable en la producción de 4,4 Bopd que equivale a un 29,3% con respecto a la producción actual con GLC y un ahorro de gas de 50 Kpcd que equivale a un 14,28%.

Cuadro 11: Resultados prueba de producción con GLI

PARAMETROS	C_2 GLC	C_2 GLI	C_2 GLI	C_2 GLI
Gas de inyección kpcd	350	600	800	1000
Gas inyectado Kpcd	350	150	200	250
Barriles de agua 6 hrs	39,5	42,3	36,7	38,9
Barriles de crudo 6 hrs	3,86	4,1	4,24	4,85
BSW	91,1	91,16	89,64	88,91
Bopd	15	16,4	16,96	19,4
Bopd Ganados	0	1,4	1,96	4,4
Gas ahorrado Kpcd	0	200	150	100

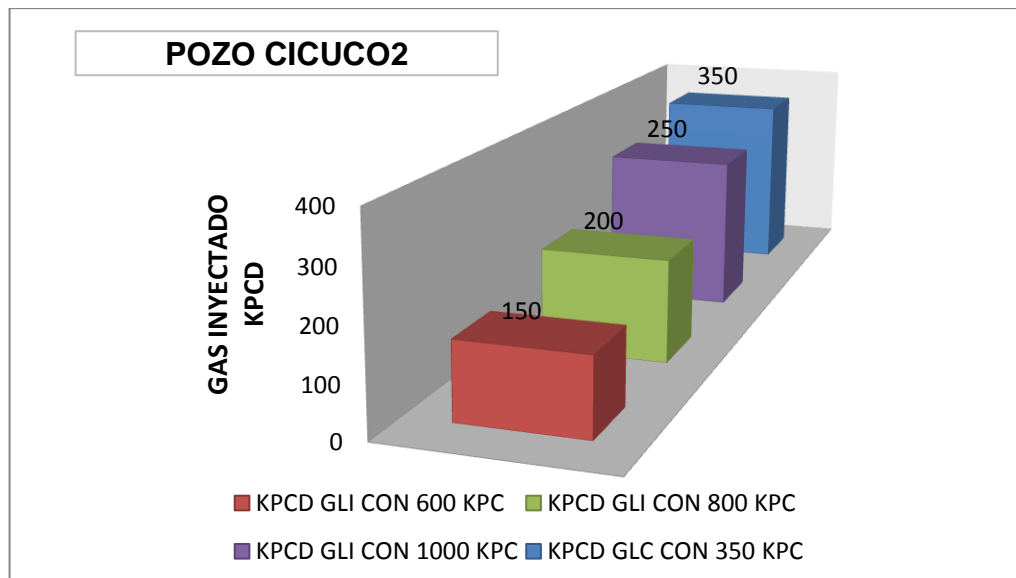
Fuente: Autor

Figura 31: Producción Pozo Cicuco 2 con gas lift Intermitente



Fuente: Autor

Figura 32: Inyección de gas con gas lift intermitente pozo Cicuco 2



Fuente: Autor

- Durante las pruebas se estuvo monitoreando las presiones del pozo, de inyección, succión de baja e inyección hacia los demás pozos y de esta manera conocer su comportamiento para analizar si en algún momento se veía afectado el sistema de gas lift.

En el siguiente cuadro se muestra el comportamiento de las presiones de la última prueba inyectando 1000 kpcd por ser la más representativa y la que se sugerirá que sea aplicada.

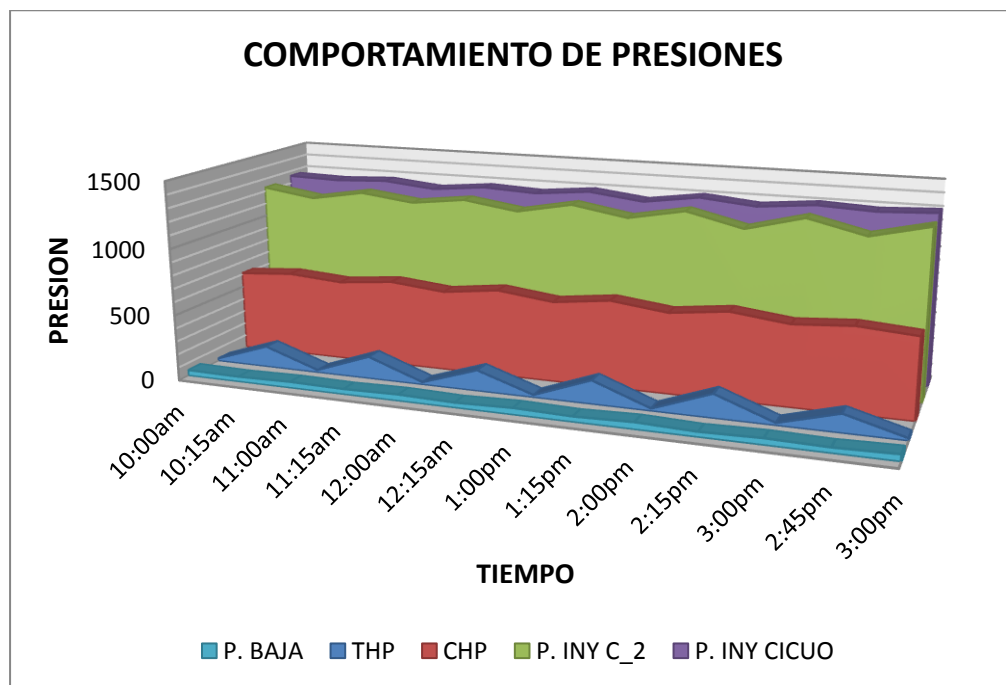
Cuadro 12: Comportamiento de presiones utilizando GLI en pozo C_2

HORA	THP	CHP	P.INYEC C_2	P.INY. CICUCO	P. BAJA
10:00am	20	610	1230	1260	45
10:15am	160	640	1170	1250	40
11:00am	20	610	1240	1270	48
11:15am	170	650	1190	1230	42
12:00am	20	610	1240	1270	50
12:15am	160	660	1180	1250	40
1:00pm	20	610	1260	1290	52
1:15pm	180	660	1190	1240	42
2:00pm	20	610	1270	1300	54
2:15pm	180	660	1170	1260	40
3:00pm	20	610	1280	1300	50
2:45pm	140	640	1180	1280	42
3:00pm	20	610	1280	1300	52

Fuente: Autor

- Las condiciones de inyección hacia los pozos de Cicuco cuando se abre la inyección durante los 15 minutos al pozo Cicuco 2 tienen una caída de 10 a 20 psi, lo cual no genera ningún riesgo para la operación de los demás pozos.
- La presión de succión de baja hacia los compresores cae de 8 a 10 psi, lo cual favorece la llegada de los demás pozos ya que van a encontrar menos restricciones a la llegada a los separadores.
- La caída drástica en la inyección del pozo Cicuco 2 cuando se abre la inyección se debe a la cantidad que se inyecta en ese momento (1000 kpcd).
- El aumento de la CHP nos indica la apertura de la válvula operadora y la caída cuando esta cierra, mientras que el aumento en el THP se presenta cuando el bache de fluido llega a superficie.

Figura 33: Comportamiento de presiones con GLI



Fuente: Autor

5.2. POZO CICUCO 3 UTILIZANDO GLI

Las pruebas de producción utilizando el gas lift intermitente en el pozo Cicuco 3 se desarrollaron de la siguiente forma:

- Se busco la platina de orificio adecuada para una inyección de 1200 kpcd la cual fue la de 0,875”, que con una presión de inyección de 1200 psi tiene una constante de orificio de 162,95 (Cuadro 7).
- Se verifico que el diferencial hw con estas condiciones estuviera en un rango de (0 a 100) pulgadas rango en que están calibrados los Barton del campo para el diferencial hw, utilizando la ecuación 3:

$$1200 \text{ kpcd} = 161,95 * \overline{(hw)}$$

$$hw = 54,90 \text{ "agua}$$

Este diferencial es el que debe marcar la carta cuando se están inyectando 1200 kpcd con una platina de 0,875”, de esta misma manera se realizaron cálculos para los diferentes caudales utilizados en las pruebas como se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro 13: Tasas de inyección de gas en prueba de GLI pozo Cicuco 3.

Q inyección (kpcd)	Presión de inyección (psi)	Constante (C) platina 0,875”	Hw plg Agua
1200	1200	161,95	54,90
1000	1200	161,95	38,12
650	1200	161,95	16,10

Fuente: Autor

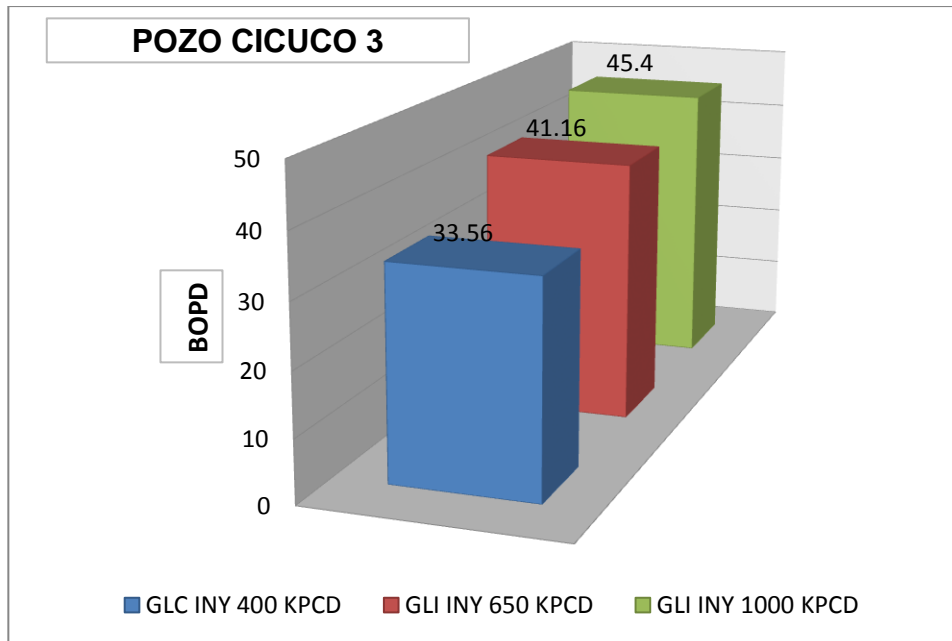
- Se realizaron dos pruebas con diferentes inyecciones por seis horas, la prueba consistió en utilizar ciclos de 15 minutos; 15 inyectando gas y 45 minutos cerrado en inyección, permitiendo que la formación aportara una buena columna de fluido, la máxima inyección de gas fue de 1000 Kpcd en la última prueba, obteniendo un aumento notable en la producción de 11,84 Bopd que equivale a un 35,7% con respecto a la producción actual con GLC y un ahorro de gas de 150 Kpcd que equivale a un 37,5%.

Cuadro 14: Resultados prueba de producción con GLI

PARAMETROS	C_3	C_3	C_3
	GLC	GLI	GLI
Gas de inyección kpcd	400	650	1000
Gas inyectado Kpcd	400	162,5	250
Barriles de agua 6 hrs	12,99	13,47	16
Barriles de crudo 6 hrs	8,39	10,29	11,35
BSW	60,78	56,73	58,5
Bopd	33,56	41,16	45,4
Bopd Ganados	0	7,6	11,84
Gas ahorrado Kpcd	0	237,5	150

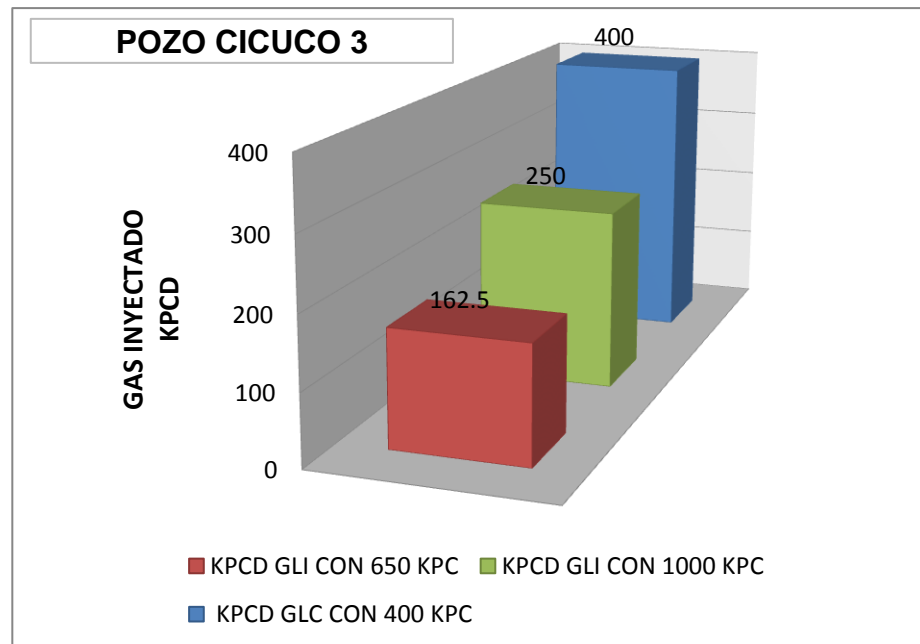
Fuente: Autor

Figura 34: Producción Pozo Cicuco 3 con gas lift Intermitente



Fuente: Autor

Figura 35: Inyección de gas con gas lift intermitente pozo Cicuco 3



Fuente: Autor

- Durante las pruebas se estuvo monitoreando las presiones del pozo, de inyección, succión de baja e inyección hacia los demás pozos y de esta manera conocer su comportamiento para analizar si en algún momento se veía afectado el sistema de gas lift.

En el siguiente cuadro se muestra el comportamiento de las presiones de la última prueba inyectando 1000 kpcd por ser la sugerida a aplicar.

Cuadro 15: Comportamiento de presiones utilizando GLI en pozo C_3

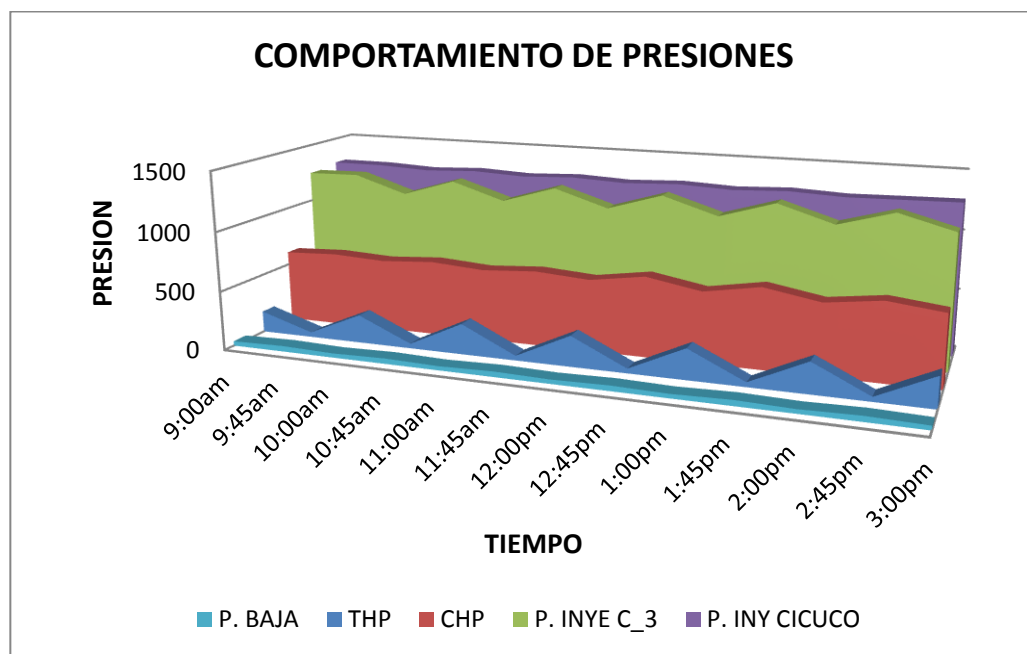
HORA	THP	CHP	P.INYEC C_3	P.INY. CICUCO	P. BAJA
9:00am	180	610	1250	1270	38
9:45am	40	630	1260	1280	48
10:00am	240	610	1120	1260	36
10:45am	40	640	1260	1280	46
11:00am	260	610	1120	1260	35
11:45am	40	640	1260	1280	46
12:00pm	260	610	1120	1260	36
12:45pm	40	680	1260	1280	46
1:00pm	260	600	1120	1260	36
1:45pm	40	680	1260	1280	48
2:00pm	260	600	1120	1260	36
2:45pm	40	660	1250	1270	47
3:00pm	260	610	1130	1280	36

Fuente: Autor

- Las condiciones de inyección hacia los pozos de Cicuco cuando se abre la inyección durante los 15 minutos al pozo Cicuco 3 tienen una caída de 10 a 20 psi, lo cual no genera ningún riesgo para la operación de los demás pozos.

- La presión de succión de baja hacia los compresores tiene una caída promedio de 10 psi, lo cual favorece la llegada de los demás pozos ya que van a encontrar menos restricciones en los separadores.
- El aumento de la CHP nos indica la apertura de la válvula operadora y la caída cuando esta cierra, mientras que el aumento en el THP se presenta cuando el bache de fluido llega a superficie.
- La presión de inyección del pozo tiene una caída drástica debido a que le estamos inyectando 1000 kpcd.

Figura 36: Comportamiento de presiones con GLI



Fuente: Autor

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS UTILIZANDO EL GLI EN LOS POZOS CICUUCO 2 Y CICUCO 3

A los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3, se le realizaron pruebas de producción utilizando el método de gas lift intermitente controlando la inyección de gas manualmente con el choke y dejando el pozo abierto en producción.

Se utilizaron diferentes caudales de inyección de gas siendo 1000 kpcd la máxima inyección para garantizar la integridad de la válvula operadora ya que se tiene para ambos pozos BK-1 x 3/16".

Los tiempos utilizados para cerrar y abrir la inyección fueron ciclos de 15 minutos completando sesenta minutos de la siguiente forma:

$$\frac{15}{45} = \frac{1 \text{ ciclo}}{3 \text{ ciclos}} = \frac{\text{ABIERTO}}{\text{CERRADO}} = \text{TOTAL CICLOS} = 4$$

Estos ciclos se tomaron para garantizar que la formación aportara la mayor columna de fluido y que el tiempo de inyección fuera el adecuado para sacar ese bache fluido, teniendo en cuenta que la velocidad del gas es de aproximadamente 1000 ft/min y nuestros pozos tienen una profundidad promedio de 8000 ft.

El gas diario inyectado con GLI será igual al gas del ciclo de inyección dividido en el total de ciclos.

$$Q \text{ kpcd} = \frac{Q \text{ iny}}{\# \text{ ciclos}} \quad \text{Ec.4}$$

La presión de inyección del sistema para las pruebas y con la que se cálculo la diferencial hw fue de 1200 psi.

6.1. POZO CICUCO 2 UTILIZANDO GLI

Las pruebas de producción utilizando gas lift intermitente en el pozo Cicuco 2 se desarrollo de la siguiente manera:

- Se busco la platina de orificio adecuada para una inyección de 1200 kpcd la cual fue la de 0,875", que con una presión de inyección de 1200 psi tiene una constante de orificio de 162,95 (Cuadro 7).
- Se verifico que el diferencial hw con estas condiciones estuviera en un rango de (0 a 100) pulgadas rango en que están calibrados los Barton del campo para el diferencial hw, utilizando la ecuación 3:

$$1200 \text{ kpcd} = 161,95 * \overline{(hw)}$$

$$hw = 54,90" \text{agua}$$

Este diferencial es el que debe marcar la carta cuando se están inyectando 1200 kpcd con una platina de 0,875", de esta misma manera se realizaron cálculos para los diferentes caudales utilizados en las pruebas como se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro 16: Tasas de inyección de gas en prueba de GLI pozo Cicuco 2.

Q inyección (kpcd)	Presión de inyección (psi)	Constante Orificio (C)	Hw plg Agua
1200	1200	161,95	54,90
1000	1200	161,95	38,12
800	1200	161,95	24,40
600	1200	161,95	13,72

Fuente: Autor

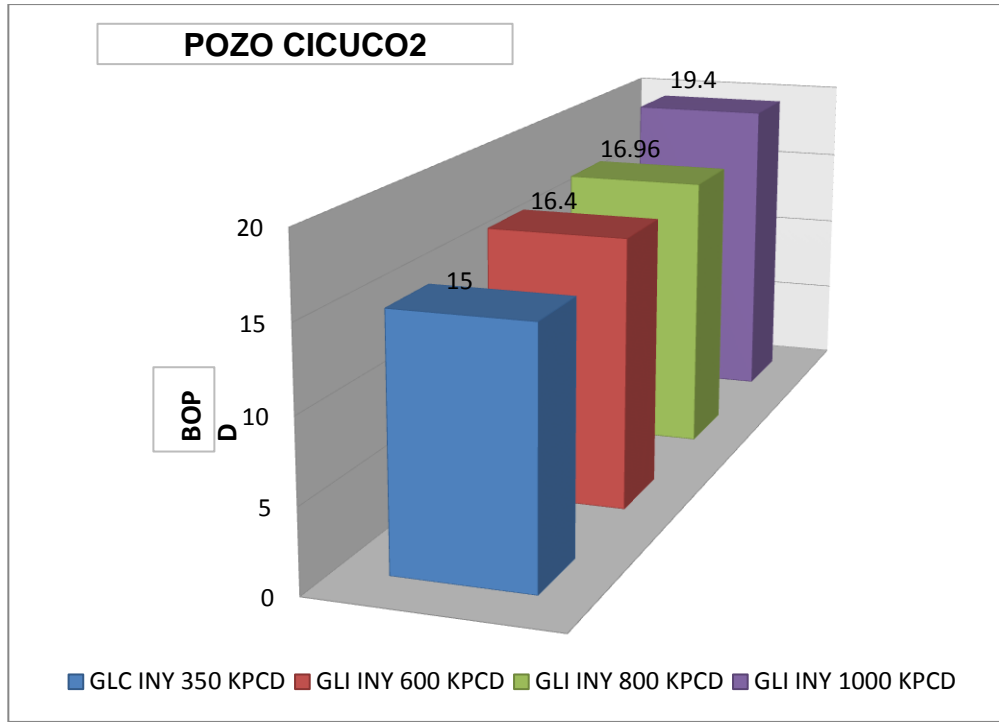
- Se realizaron tres pruebas con diferentes inyecciones por seis horas, la prueba consistió en utilizar ciclos de 15 minutos; 15 inyectando gas y 45 minutos cerrado en inyección, permitiendo que la formación aportara una buena columna de fluido, la máxima inyección de gas fue de 1000 Kpcd en la última prueba, obteniendo un aumento notable en la producción de 4,4 Bopd que equivale a un 29,3% con respecto a la producción actual con GLC y un ahorro de gas de 50 Kpcd que equivale a un 14,28%.

Cuadro 17: Resultados prueba de producción con GLI

PARAMETROS	C_2 GLC	C_2 GLI	C_2 GLI	C_2 GLI
Gas de inyección kpcd	350	600	800	1000
Gas inyectado Kpcd	350	150	200	250
Barriles de agua 6 hrs	39,5	42,3	36,7	38,9
Barriles de crudo 6 hrs	3,86	4,1	4,24	4,85
BSW	91,1	91,16	89,64	88,91
Bopd	15	16,4	16,96	19,4
Bopd Ganados	0	1,4	1,96	4,4
Gas ahorrado Kpcd	0	200	150	100

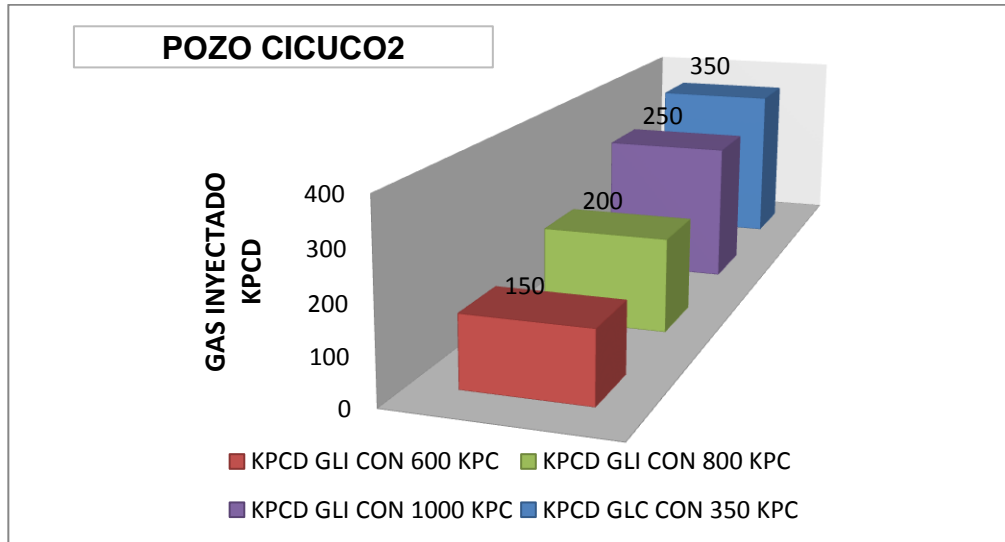
Fuente: Autor

Figura 37: Producción Pozo Cicuco 2 con gas lift Intermitente



Fuente: Autor

Figura 38: Inyección de gas con gas lift intermitente pozo Cicuco 2



Fuente: Autor

- Durante las pruebas se estuvo monitoreando las presiones del pozo, de inyección, succión de baja e inyección hacia los demás pozos y de esta manera conocer su comportamiento para analizar si en algún momento se veía afectado el sistema de gas lift.

En el siguiente cuadro se muestra el comportamiento de las presiones de la última prueba inyectando 1000 kpcd por ser la más representativa y la que se sugerirá que sea aplicada.

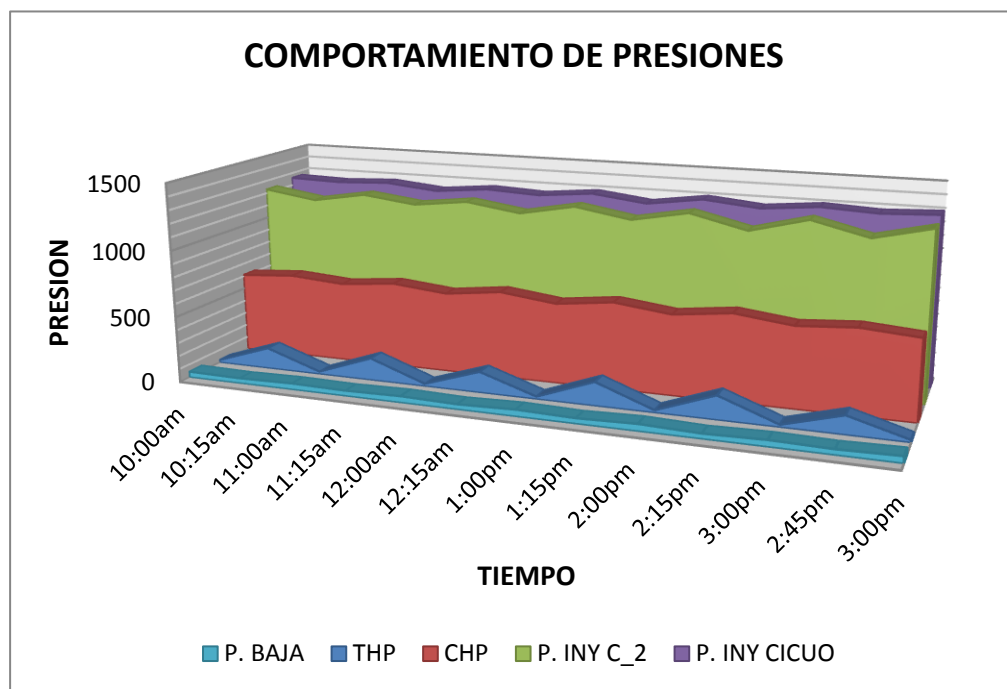
Cuadro 18: Comportamiento de presiones utilizando GLI en pozo C_2

HORA	THP	CHP	P.INYEC C_2	P.INY. CICUCO	P. BAJA
10:00am	20	610	1230	1260	45
10:15am	160	640	1170	1250	40
11:00am	20	610	1240	1270	48
11:15am	170	650	1190	1230	42
12:00am	20	610	1240	1270	50
12:15am	160	660	1180	1250	40
1:00pm	20	610	1260	1290	52
1:15pm	180	660	1190	1240	42
2:00pm	20	610	1270	1300	54
2:15pm	180	660	1170	1260	40
3:00pm	20	610	1280	1300	50
2:45pm	140	640	1180	1280	42
3:00pm	20	610	1280	1300	52

Fuente: Autor

- Las condiciones de inyección hacia los pozos de Cicuco cuando se abre la inyección durante los 15 minutos al pozo Cicuco 2 tienen una caída de 10 a 20 psi, lo cual no genera ningún riesgo para la operación de los demás pozos.
- La presión de succión de baja hacia los compresores cae de 8 a 10 psi, lo cual favorece la llegada de los demás pozos ya que van a encontrar menos restricciones a la llegada a los separadores.
- La caída drástica en la inyección del pozo Cicuco 2 cuando se abre la inyección se debe a la cantidad que se inyecta en ese momento (1000 kpcd).
- El aumento de la CHP nos indica la apertura de la válvula operadora y la caída cuando esta cierra, mientras que el aumento en el THP se presenta cuando el bache de fluido llega a superficie.

Figura 39: Comportamiento de presiones con GLI



Fuente: Autor

6.2. POZO CICUCO 3 UTILIZANDO GLI

Las pruebas de producción utilizando el gas lift intermitente en el pozo Cicuco 3 se desarrollaron de la siguiente forma:

- Se busco la platina de orificio adecuada para una inyección de 1200 kpcd la cual fue la de 0,875”, que con una presión de inyección de 1200 psi tiene una constante de orificio de 162,95 (Cuadro 7).
- Se verifico que el diferencial hw con estas condiciones estuviera en un rango de (0 a 100) pulgadas rango en que están calibrados los Barton del campo para el diferencial hw, utilizando la ecuación 3:

$$1200 \text{ kpcd} = 161,95 * \overline{(hw)}$$

$$hw = 54,90 \text{ "agua}$$

Este diferencial es el que debe marcar la carta cuando se están inyectando 1200 kpcd con una platina de 0,875”, de esta misma manera se realizaron cálculos para los diferentes caudales utilizados en las pruebas como se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro 19: Tasas de inyección de gas en prueba de GLI pozo Cicuco 3.

Q inyección (kpcd)	Presión de inyección (psi)	Constante (C) platina 0,875”	Hw plg Agua
1200	1200	161,95	54,90
1000	1200	161,95	38,12
650	1200	161,95	16,10

Fuente: Autor

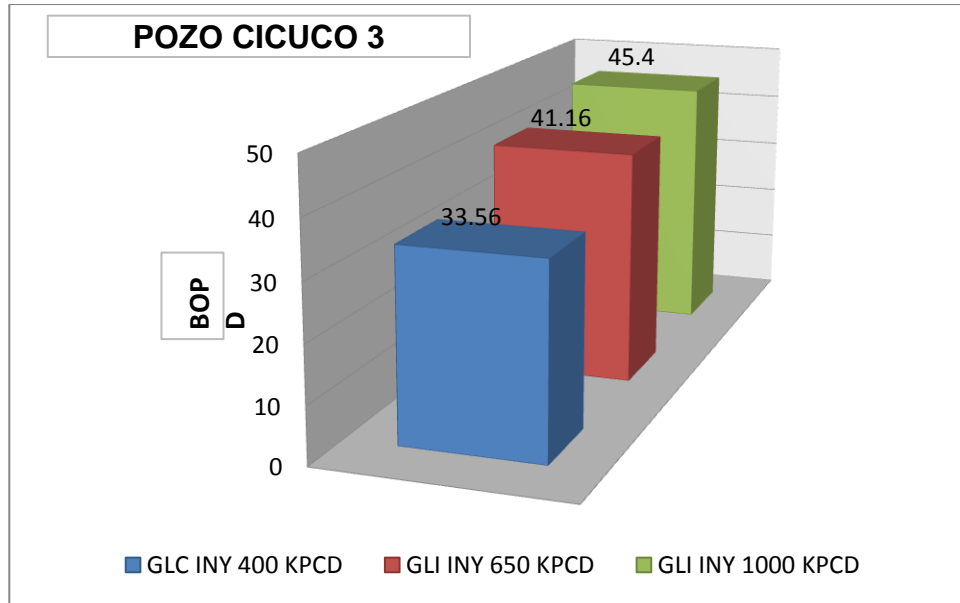
- Se realizaron dos pruebas con diferentes inyecciones por seis horas, la prueba consistió en utilizar ciclos de 15 minutos; 15 inyectando gas y 45 minutos cerrado en inyección, permitiendo que la formación aportara una buena columna de fluido, la máxima inyección de gas fue de 1000 Kpcd en la última prueba, obteniendo un aumento notable en la producción de 11,84 Bopd que equivale a un 35,7% con respecto a la producción actual con GLC y un ahorro de gas de 150 Kpcd que equivale a un 37,5%.

Cuadro 20: Resultados prueba de producción con GLI

PARAMETROS	C_3 GLC	C_3 GLI	C_3 GLI
Gas de inyección kpcd	400	650	1000
Gas inyectado Kpcd	400	162,5	250
Barriles de agua 6 hrs	12,99	13,47	16
Barriles de crudo 6 hrs	8,39	10,29	11,35
BSW	60,78	56,73	58,5
Bopd	33,56	41,16	45,4
Bopd Ganados	0	7,6	11,84
Gas ahorrado Kpcd	0	237,5	150

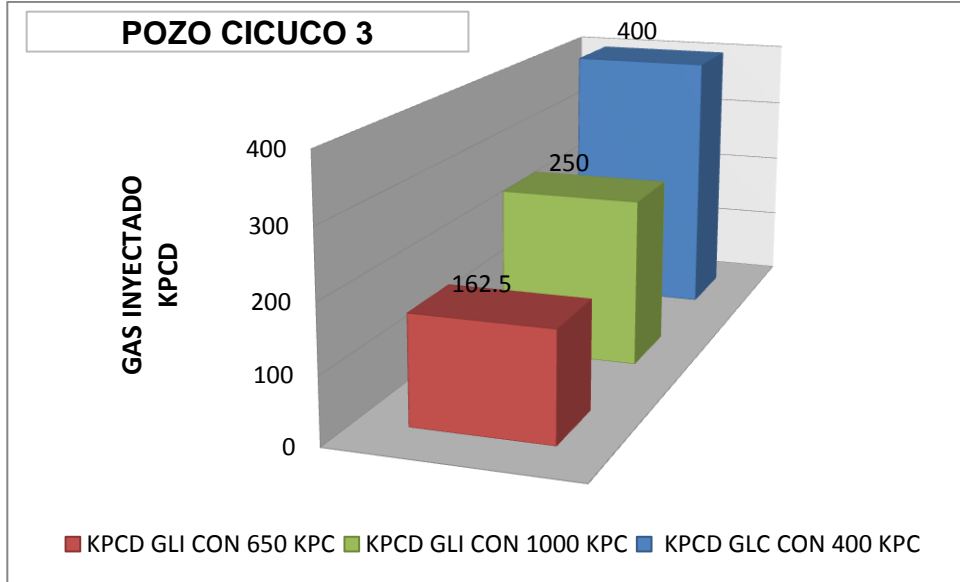
Fuente: Autor

Figura 40: Producción Pozo Cicuco 3 con gas lift Intermitente



Fuente: Autor

Figura 41: Inyección de gas con gas lift intermitente pozo Cicuco 3



Fuente: Autor

- Durante las pruebas se estuvo monitoreando las presiones del pozo, de inyección, succión de baja e inyección hacia los demás pozos y de esta

manera conocer su comportamiento para analizar si en algún momento se veía afectado el sistema de gas lift.

En el siguiente cuadro se muestra el comportamiento de las presiones de la última prueba inyectando 1000 kpcd por ser la sugerida a aplicar.

Cuadro 21: Comportamiento de presiones utilizando GLI en pozo C_3

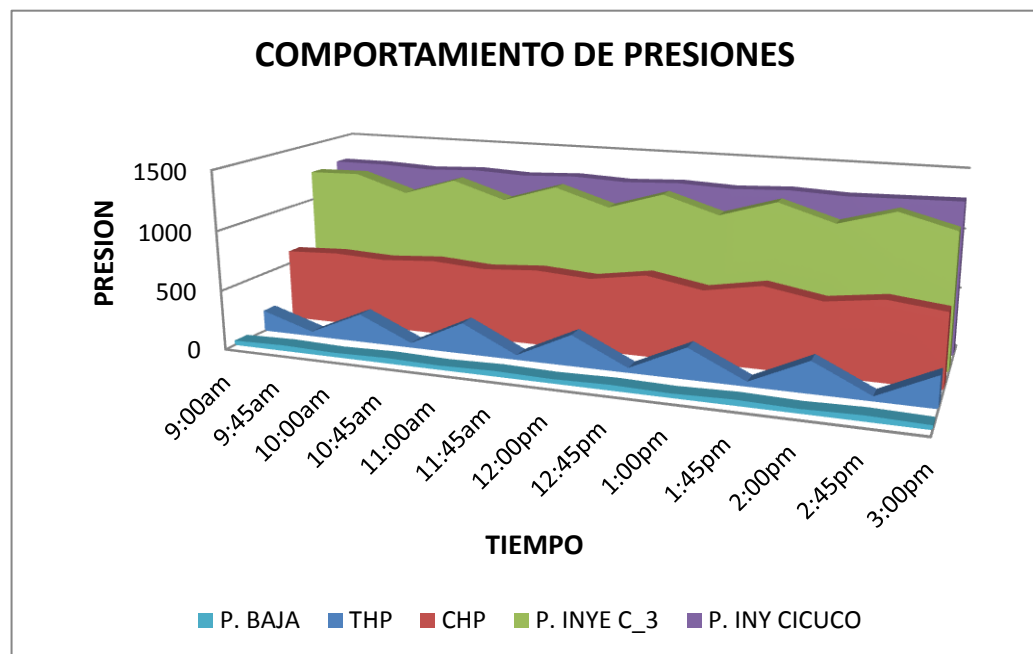
HORA	THP	CHP	P.INYEC C_3	P.INY. CICUCO	P. BAJA
9:00am	180	610	1250	1270	38
9:45am	40	630	1260	1280	48
10:00am	240	610	1120	1260	36
10:45am	40	640	1260	1280	46
11:00am	260	610	1120	1260	35
11:45am	40	640	1260	1280	46
12:00pm	260	610	1120	1260	36
12:45pm	40	680	1260	1280	46
1:00pm	260	600	1120	1260	36
1:45pm	40	680	1260	1280	48
2:00pm	260	600	1120	1260	36
2:45pm	40	660	1250	1270	47
3:00pm	260	610	1130	1280	36

Fuente: Autor

- Las condiciones de inyección hacia los pozos de Cicuco cuando se abre la inyección durante los 15 minutos al pozo Cicuco 3 tienen una caída de 10 a 20 psi, lo cual no genera ningún riesgo para la operación de los de más pozos.

- La presión de succión de baja hacia los compresores tiene una caída promedio de 10 psi, lo cual favorece la llegada de los demás pozos ya que van a encontrar menos restricciones en los separadores.
- El aumento de la CHP nos indica la apertura de la válvula operadora y la caída cuando esta cierra, mientras que el aumento en al THP se presenta cuando el bache de fluido llega a superficie.
- La presión de inyección del pozo tiene una caída drástica debido a que le estamos inyectando 1000 kpcd.

Figura 42: Comportamiento de presiones con GLI



Fuente: Autor

7. ANÁLISIS FINANCIERO

7.1 FLUJO DE CAJA

Para el estudio financiero se tiene en cuenta las condiciones obtenidas en las pruebas de producción de los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3 utilizando el método de gas lift intermitente teniendo en cuenta el aumento en la producción, ahorro de gas y mantenimiento de pozo.

Cuadro 22: Ganancia de crudo y gas con gas lift intermitente

PARAMETROS	POZO C_2	POZO C_3	
BOPD CON GLC	15	33,56	
BOPD CON GLI	19,4	45,4	
KPCD CON GLC	350	400	
KPCD CON GLI	250	250	TOTAL
BOPD GANADOS	4,4	11,84	16,24
KPCD AHORRADOS	100	150	250

Fuente: Autor

Se supuso un flujo de caja a 4 años observando la rentabilidad del proyecto en cuanto al ahorro de gas y producción de crudo con una tasa de descuento de 12%E.A.

Los ingresos fueron calculados tomando el gas ahorrado y la producción que se obtuvo aplicando el método de gas lift intermitente, con una declinación en la producción del 10% mensual, igualmente se considero el descuento por regalías a pagar de 20% para crudo. Esto multiplicado por el precio del crudo que para el campo Cicuco es de U\$ \$ 40 y para el gas U\$ \$ 2, variando anualmente.

Los egresos se consideran teniendo en cuenta el costo de los equipos utilizados para gas lift intermitente, el mantenimiento del pozo con el ingreso de la unidad de Slick line al pozo una vez al año para tomar gradientes de presión y la entrada del equipo de varilleo una vez cada 5 años para realizar trabajos de cambio de tubería o estimulación orgánica para la disolución de parafina.

Cuadro 23: Costo de mantenimiento GLI

COSTO DE MANTENIMIENTO GLI					
ITEM	ELEMENTO	UND	COSTO EN PESOS	COSTO EN DOLARES	COSTO UN AÑO DOLARES
1	SERVICIO DE SLICK LINE	ANUAL		USD 4.000,00	USD 4.000,00
2	INTERVENCION EQUIPO DE VARILLEO	GLB	USD 0,00	USD 34.726,98	USD 34.726,98
3	INSTRUMENTACION	QUINCENAL (2 HORAS)		USD 13,00	USD 312,00

Fuente: Autor

Cuadro 24: Costo equipos para gas lift intermitente

EQUIPO PARA GAS LIFT INTERMITENTE				
ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	VALOR UNITARIO US\$	VALOR TOTAL US\$
1	2	CONTROLADOR DE TIEMPOS TIMER PCS 1000	1460	2920
2	2	MOTOR VALVE KIMRAY 2200	1170	2340
3	2	CAMARA DE GOTEO Y REGULADOR	450	900
4	2	PANEL SOLAR	150	300
SUB TOTAL			US\$	6460
IVA 16%				1033,6
VALOR TOTAL			US\$	7493,6

Fuente: Autor

Los resultados del análisis financiero proyectado a cuatro años para el cambio de sistema de gas lift continuo por gas lift intermitente teniendo en cuenta los parámetros anteriormente descritos se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro 25: Flujo de Caja implementación de gas lift Intermitente

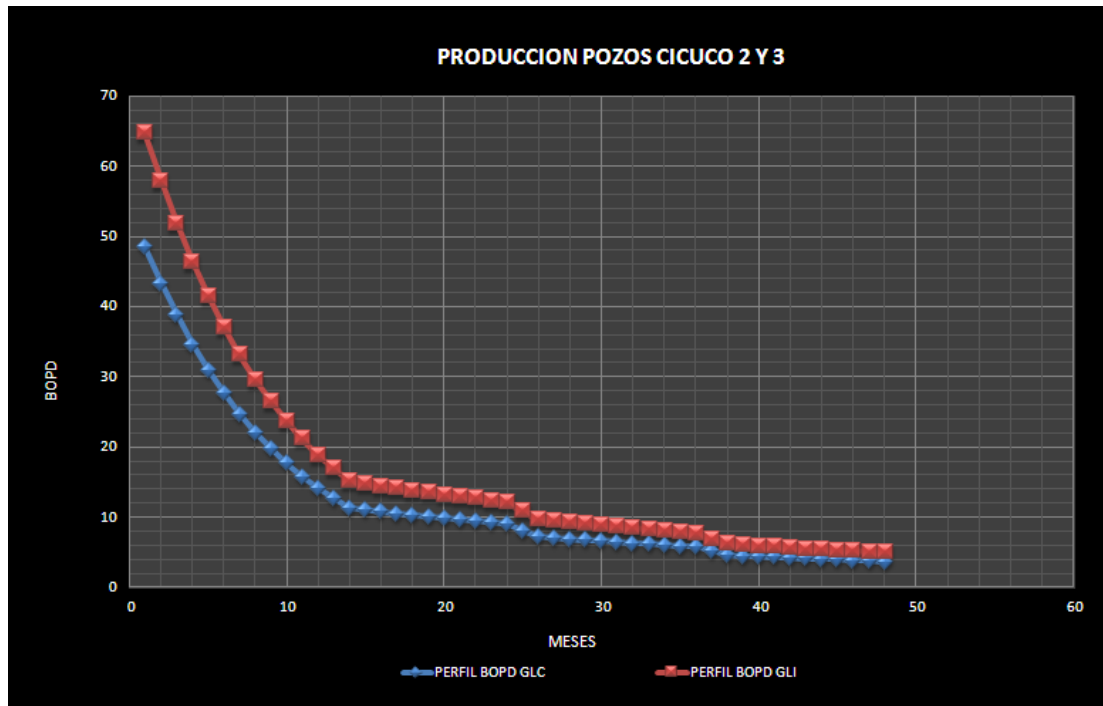
AÑO	0	1	2	3	4
MARGEN CRUDO		44,25	44,79	42,00	41,19
AÑO	0	1	2	3	4
BLS NETOS INCORPORADOS		3.412	1.253	802	513
BLS SIN REGALIAS		2.729	1.002	641	410
MARGEN EN USD		120.773	44.886	26.928	16.902
COSTO SERVICIO SLICK LINE		4.000	4.000	4.000	4.000
EQUIPO DE WORKOVER.	34.727				
INSTRUMENTACIÓN		312	312	312	312
AHORRO DE GAS PC		91.250	91.250	91.250	91.250
AHORRO DE GAS EN DOLARES		182.500	182.500	182.500	182.500
EGRESOS	42.221	4.312	4.312	4.312	4.312
INGRESOS		303.273	227.386	209.428	199.402
FLUJO DE CAJA	(42.221)	298.961	223.074	205.116	195.090
TASA EFECTIVA ANUAL	12,00%				
VPI	727.841				
VPE	55.318				
VPN	672.523				
TIR	684%				
EFI	1593%				
Tiempo de Repago en días Año 0	52				
Tiempo de Repago en días Año 2	(397)				
RELACION BENEFICIO COSTO	13,2				

Fuente: Autor

El análisis financiero nos muestra la viabilidad del proyecto logrando recuperar la inversión en 52 días y teniendo una ganancia de U\$ \$727841 al finalizar los cuatro años.

En la figura 37 se puede observar el aumento de la producción con el sistema de gas lift intermitente comparado con el sistema de gas lift continuo actualmente en los pozos estudiados.

Figura 43: Comportamiento de Producción pozos Cicuco 2 y 3.



Fuente: Autor

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las pruebas realizadas a los pozos Cicuco 2 y Cicuco 3 utilizando el método de GLI fueron exitosas, cumpliendo las expectativas que se tenían antes de iniciar el proyecto.
- El aumento de producción obtenido con el GLI es muy representativo para el campo teniendo en cuenta que el acceso de equipos de mantenimiento a las locaciones es difícil ya que gran parte del año permanecen inundadas.
- El proyecto es viable y se lograría recuperar la inversión en 52 días y lograr una ganancia de U\$ \$727841 al finalizar los cuatro años.
- Los ciclos que más se ajustan para los dos pozos son de 15 minutos, 15 minutos inyectando gas y 45 minutos cerrada la inyección ya que permitimos que la formación aporte una columna de fluido representativa y se vea el aumento de la producción como se evidencio en las pruebas realizadas.
- Con la instalación de los equipos de GLI en los pozos cicuco2 y Cicuco 3 se podrá recuperar la producción diaria de los dos pozos ya que actualmente por estar ambos pozos por la misma línea al abrirlos ambos se bloquean recuperando únicamente 20 Bopd.
- El gas que se ahorra con el GLI podrá ser utilizado para aquellos pozos que se les restringe la inyección de gas como los pozos Cicuco 20 y22.

- Con los resultados obtenidos en estos dos pozos pilotos con el sistema de GLI se puede estudiar la viabilidad de ampliar el proyecto a otros pozos que actualmente tienen características.
- Se recomienda trabajar los dos pozos intercalados es decir cuando uno se abra en inyección el otro se cierre para evitar caídas bruscas en las condiciones que podrían afectar el sistema hacia los demás pozos.
- Se recomienda tomar gradientes de presión y temperatura para todos los pozos del campo y de esta forma conocer por qué válvula está entrando el gas ya que hay pozos que están manejando presiones de casing muy alta, dando indicio de que el sistema no está funcionando de forma correcta.
- Se recomienda instalar en los compresores de baja un presostato DANFOSS RT116 para evitar que cuando haya variación en la succión de baja se apague algún equipo.
- Se recomienda instalar gobernadores automáticos en todos los compresores para que cuando ocurra variación en las condiciones los equipos no se revolucionen y se apaguen.
- Se recomienda instalar registradores Barton de cuatro plumillas en los pozos, que nos registren THP, CHP, presión de inyección y presión diferencial permitiéndonos analizar con más detalle el comportamiento de estos.

BIBLIOGRAFIA

1. ECOPETROL S.A, Archivo Técnico (Historiales de pozos), Folios de Historia de pozos Campo Cicuco.
2. MAGGIOLO, Ricardo. Libro básico Gas lift 2004
3. CURSO DE GAS LIFT, Campo Provincia, Diciembre de 2011
4. ARAUZ, Luis Alberto.1990 PETROPRODUCCIÓN, Quito, Instituto de Investigación y Tecnologías, Ingeniería de petróleos D.
5. PDVSA, Manual Sistema de Levantamiento Artificial por Gas, 2001
6. API GAS LIFT, Book 6 of the vocational training series, Third edition, 1994.