

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE GAS CALIENTE  
EN CAMPO ESCUELA COLORADO COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL**

**ANDRÉS FELIPE CARRASCAL ORTIZ**

**GUILLERMO ANTONIO DÍAZ LÓPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE GAS CALIENTE  
EN CAMPO ESCUELA COLORADO COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL**

**ANDRÉS FELIPE CARRASCAL ORTIZ  
GUILLERMO ANTONIO DÍAZ LÓPEZ**

**Trabajo de grado para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR:  
M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALES  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*Quiero dedicar este gran logro, principalmente a mis papas, quienes me han apoyado en todo momento y me han guiado y educado para ser una gran persona y un gran profesional.*

*A mi hermano, que ha estado a mi lado desde que tengo memoria, cuidándome y acompañándome en todas mi locuras, en los momentos de felicidad y de tristeza y quien me acompañó a lo largo de toda mi carrera universitaria.*

*A mi abuelo, quien siempre estuvo pendiente de mi progreso académico, dándome sus consejos, su apoyo y su sabiduría. Desde el cielo o donde quiera que este, sé que se está sintiendo orgulloso.*

*A mis abuelas, por dar parte de sus vidas para educarme e inculcarme sus valores y preocuparse por mí.*

*A mis amigos que prácticamente son parte de mi familia y que de una forma u otra me han apoyado para alcanzar mi título como profesional.*

*Andrés Felipe Carrascal Ortiz*

## DEDICATORIA

*En primer lugar agradecer a Dios por darme tiempo, salud, motivación y a las personas que estuvieron alrededor mío como apoyo y motivación para cumplir este logro.*

*Un agradecimiento muy especial e infinito a mi padre GUILLERMO ANTONIO DÍAZ TIBADUIZA y a mi madre LUZ MARIELA LÓPEZ SOSA por el gran esfuerzo realizado para que nunca me faltara nada, todas las palabras de apoyo que recibí y que fueron fuente de motivación, que sin ellos este logro no habría sido posible.*

*Una mención muy especial para mi hermano Diego, mi padrino Julio, mis abuelas Rosario y Lola y para demás integrantes de mi familia López Sosa y Díaz Tibadúiza de las que recibí muchas palabras de motivación, consejos, sugerencias y energía que contribuyeron en mi crecimiento personal.*

*A mis amigos Pipe, Kiko, Pacho, Cali, Brian, Camilo, Andrés, Diego, Cristian, Chavo... con los cuales tuve grandes vivencias y que aprendí que a pesar de estar fuera del hogar se puede encontrar y vivir en familia.*

*A mis amigos de Duitama Guerrero, Mancera, Dieguito, Gustavo, Fandiño, Cesar. De los cuales aprendí que cuando se tiene una verdadera amistad no importa el lugar ni la distancia siempre se contara con el apoyo incondicional.*

*Agradecimiento total para todas aquellas personas a las cuales se me escapo mencionarlos pero que me influenciaron de una u otra manera para poder culminar este logro.*

*“Quién tiene un sueño conoce a lo que tiene que renunciar con el propósito de avanzar” (John Maxwell).*

GUILLERMO ANTONIO DÍAZ LÓPEZ

## **AGRADECIMIENTOS**

Especialmente nuestro director, el Ingeniero Fernando Enrique Calvete, por toda su colaboración, su tiempo y su apoyo brindado para el desarrollo de este proyecto.

A los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos quienes nos educaron y nos brindaron todo su conocimiento para llegar a ser excelentes personas y profesionales.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a Campo Escuela Colorado por ser un espacio para nuestra formación académica, profesional y personal.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	21
1. GAS LIFT.....	23
1.1 TIPOS DE GAS LIFT .....	24
1.1.1 Gas Lift Continuo .....	25
1.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE UN SISTEMA DE GAS LIFT .....	36
1.3 BALANCE DE GAS .....	37
1.4 RANGOS DE APLICACIÓN DE CADA SISTEMA.....	38
1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL GAS LIFT.....	38
2. USO DEL GAS CALIENTE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	41
2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (GAS LIFT) .....	41
2.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE CRUDO PESADO .....	41
2.3 USO DEL GAS CALIENTE PARA EVITAR LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS EN LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN .....	49
3. CAMPO ESCUELA COLORADO .....	60
3.1 LOCALIZACIÓN .....	60
3.2 HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN .....	61
3.3 FORMACIONES PRODUCTORAS.....	64
3.4 ESTRUCTURA .....	65
3.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO .....	66

3.6	PROBLEMAS OPERACIONALES DEL CAMPO .....	67
3.6.1	Estudio de precipitación de parafinas.....	68
4.	SELECCIÓN DE POZOS.....	71
4.1	MATRIZ DE SELECCIÓN.....	72
4.1.1	Producción neta de líquidos ( $Q_n - \text{Bbl/d}$ ).....	73
4.1.2	Producción de aceite ( $Q_o - \text{Bbl/d}$ ) .....	73
4.1.3	Producción de gas ( $Q_g - \text{Mscf/d}$ ).....	74
4.1.4	Producción de agua ( $Q_w - \text{Bbl/d}$ ).....	74
4.1.5	Índice de productividad ( $J - \text{Bbl/D/psi}$ ) .....	75
4.1.6	Índice de workover (I.W.).....	76
4.1.7	Producción acumulada de petróleo ( $N_p - \text{Bbl}$ ).....	76
4.1.8	Presión de fondo fluyendo ( $P_{wf} - \text{psi}$ ) .....	77
4.1.9	Relación gas-aceite (RGL – scf/Bbl).....	78
4.1.10	Estado de superficie.....	78
4.2	RESULTADOS DE LA MATRIZ.....	79
4.3	SELECCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO.....	79
5.	DISEÑO DEL SISTEMA DE GAS LIFT .....	83
5.1	CONSIDERACIONES TEÓRICAS.....	83
5.1.1	Índice de productividad .....	84
5.1.2	Ecuación de Vogel .....	86
5.1.3	Profundidad de las válvulas.....	89
5.1.4	Caudal de inyección de gas adecuado.....	93
5.1.5	Potencia del compresor.....	94
5.2	APLICACIÓN A CAMPO ESCUELA COLORADO.....	96

5.2.1	Cálculo del IPR. ....	97
5.2.2	Cálculo de la profundidad de las Válvulas .....	100
5.2.3	Calculo del $RGL_{grad.min.}$ .....	101
5.2.4	Cálculo del caudal de inyección adecuado. ....	102
5.2.5	Resultados Obtenidos .....	102
5.2.6	Cálculo de la potencia del compresor .....	106
6.	ANÁLISIS NODAL .....	107
6.1	COMPONENTES DE ANÁLISIS NODAL.....	107
6.1.1	Recorrido de los fluidos en el sistema .....	109
6.2	PUNTOS DE ANÁLISIS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	111
6.3	ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES .....	112
6.4	MODELO DE SIMULACIÓN .....	115
7.	TEMPERATURA DEL GAS INYECTADO .....	126
8.	ANÁLISIS FINANCIERO .....	136
8.1	INVERSIÓN INICIAL .....	136
8.2	INDICADORES ECONÓMICOS .....	137
8.2.1	Flujo de efectivo .....	137
8.2.2	Valor presente neto .....	138
8.2.3	Tasa interna de retorno (TIR). ....	138
8.2.4	Tiempo de recuperación o <i>Payback Simple</i> . ....	139
8.2.5	Razón Beneficio-Costo.....	140
8.3	APLICACIÓN AL CAMPO ESCUELA COLORADO .....	141
8.3.1	Inversión inicial.....	141
8.3.2	Cálculo de las ventajas económicas del sistema .....	142

8.3.3	Escenario 1.....	143
8.3.4	Escenario 2.....	151
9.	CONCLUSIONES .....	158
10.	RECOMENDACIONES .....	160
	BIBLIOGRAFÍA.....	161
	ANEXOS .....	163

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Rangos de aplicación del gas lift.....	38
Tabla 2. Datos de yacimiento y fluidos.....	51
Tabla 3. Propiedades del yacimiento. ....	66
Tabla 4. Puntos de cristalización, Técnica NIR (fluido Col-25, arena B).....	68
Tabla 5. Porcentajes de selección de los pozos del Campo Escuela Colorado.....	80
Tabla 6. Pozos seleccionados y agrupados de acuerdo a su ubicación.....	81
Tabla 7. Datos del primer grupo de pozos. ....	96
Tabla 8. Datos del segundo grupo de pozos.....	97
Tabla 9. Datos del IPR del pozo Col 55. ....	99
Tabla 10. Profundidad de las válvulas del pozo Col 55.....	101
Tabla 11. Resultados obtenidos del grupo de pozos 1.....	103
Tabla 12. Resultados obtenidos del grupo de pozos 2.....	104
Tabla 13. Datos de las líneas de superficie de Campo Escuela Colorado. ....	116
Tabla 14. Resultados de la simulación.....	122
Tabla 15. Producción mensual – Sistema de inyección de gas frío.....	124
Tabla 16. Producción mensual – Sistema de inyección de gas caliente. ....	124
Tabla 17. Temperatura vs profundidad para cada pozo. (1).....	132
Tabla 18. Temperatura vs profundidad para cada pozo. (2).....	133
Tabla 19. Temperatura del gas a la profundidad de precipitación de parafinas de cada pozo. ....	134
Tabla 20. Datos financieros Campo Escuela Colorado – Escenario 1. ....	144
Tabla 21. Inversión inicial grupo 1. Caso A – Escenario 1. ....	145
Tabla 22. Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 1. Caso A – Escenario 1.	146
Tabla 23. Inversión inicial grupo 2. Caso A – Escenario 1. ....	147

Tabla 24. Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 2. Caso A – Escenario 1.	147
Tabla 25. Inversión inicial grupo 1. Caso B – Escenario 1. ....	149
Tabla 26. Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 1. Caso B – Escenario 1.	149
Tabla 27. Inversión inicial grupo 2. Caso B – Escenario 1. ....	150
Tabla 28. Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 2. Caso B – Escenario 1.	150
Tabla 29. Datos financieros Campo Escuela Colorado – Escenario 2. ....	152
Tabla 30. Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 1. Caso A – Escenario 2.	153
Tabla 31. Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 2. Caso A – Escenario 2.	154
Tabla 32. Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 1. Caso B – Escenario 2.	156
Tabla 33. Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 2. Caso B – Escenario 2.	157

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Componentes de un sistema de gas lift. ....	24
Figura 2. Tipos de LAG continuo. ....	28
Figura 3. Tipos de mandriles. ....	29
Figura 4. Partes de una válvula de gas lift. ....	30
Figura 5. Tipos de válvulas. ....	32
Figura 6. Etapas del proceso de gas lift intermitente.....	33
Figura 7. Tipos de LAG intermitente. ....	36
Figura 8. Tipos de levantamiento artificial por gas continuo e intermitente. ....	42
Figura 9. Información básica del campo. ....	43
Figura 10. Estado mecánico de pozo en campo Pilon – Venezuela.....	44
Figura 11. Esquema del pozo con tuberías concéntricas.....	45
Figura 12. Datos y propiedades del pozo.....	46
Figura 13. Análisis nodal (inyección de gas caliente vs inyección de gas en frio). ....	47
Figura 14. Instalación en superficie con inyección de gas caliente. ....	47
Figura 15. Esquema de sistema de levantamiento por gas caliente.....	50
Figura 16. Presión en fondo de pozo por flujo natural a diferentes GLR (Q <sub>i</sub> = 500 BPD). ....	52
Figura 17. Temperatura en cabeza de pozo en flujo natural a diferentes GLR (Q <sub>i</sub> = BPD).....	53
Figura 18. Gradiente geotérmico y localización del mandril de gas lift. ....	54
Figura 19. Perfil de temperatura de gas inyectado T <sub>gas</sub> = 200°F. ....	55
Figura 20. Perfil de temperatura de la corriente de producción – temperatura de inyección del gas 200°F. ....	56
Figura 21. Perfil de temperatura del gas de inyección T <sub>gas</sub> = 220°F. ....	57

Figura 22. Perfil de temperatura de la corriente de producción – temperatura de gas de inyección 220°F.....	58
Figura 23. Ubicación geográfica del Campo Colorado. ....	61
Figura 24. Esquema de los pozos perforados en Campo Escuela Colorado.....	63
Figura 25. Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena. ....	65
Figura 26. Envoltorio de precipitación de parafinas, Técnica NIR (Col-25, arena B). .....	69
Figura 27. Parámetros y porcentajes de la Matriz. ....	72
Figura 28. Ubicación y agrupación de los pozos seleccionados. ....	82
Figura 29. Gráfica de la producción contra el abatimiento. ....	85
Figura 30. Representación gráfica del IP. ....	85
Figura 31. Curva de afluencia de Vogel. ....	86
Figura 32. Curva general de afluencia de Vogel. ....	87
Figura 33. Curvas de gradiente.....	90
Figura 34. Gráfica de IPR del pozo Col 55.....	99
Figura 35. Red de distribución de gas a alta presión. ....	105
Figura 36. Componentes básicos del sistema de análisis nodal. ....	108
Figura 37. Caída de presión en todo el sistema de producción.....	110
Figura 38. Gráfica de presión en el nodo vs caudal. ....	113
Figura 39. Sistema simple de producción considerando 8 puntos de análisis. ....	114
Figura 40. Montaje del pozo Col 36 en el software PIPESIM. ....	117
Figura 41. Gráfica de gradiente geotérmico de la formación.....	129
Figura 42. Perfil de temperatura para un pozo de baja producción - Col 75.....	130
Figura 43. Perfil de temperatura para el pozo de mayor producción – Col 55.....	131
Figura 44. Representación del flujo efectivo. ....	137

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Información de los pozos de campo Escuela Colorado. ....	163
Anexo B. Porcentajes obtenidos en la matriz para cada parámetro. ....	166

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE GAS CALIENTE EN CAMPO ESCUELA COLORADO COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL\*.

**AUTORES:** ANDRÉS FELIPE CARRASCAL ORTIZ  
GUILLERMO ANTONIO DÍAZ LÓPEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Gas Lift, Levantamiento Artificial, Inyección de Gas Caliente, Campo Escuela Colorado.

### DESCRIPCIÓN

El propósito de éste estudio es realizar una selección de los pozos del Campo Escuela Colorado que cuenten con los parámetros óptimos para la implementación del sistema de inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial, con el objetivo de evaluar la viabilidad técnica y económica del sistema. Con la implementación de este sistema de levantamiento se busca lograr un aumento en la producción de los pozos seleccionados y a su vez, evitar la precipitación de parafinas gracias al calentamiento del gas.

Durante el diseño técnico del sistema de inyección de gas, se determinó que una de las variables más importantes para su implementación es la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) de los pozos, razón por la cual se descartaron 4 pozos por su baja  $P_{wf}$ . Luego, se realizó el estudio de los perfiles de temperatura del crudo producido y del gas inyectado, para determinar la viabilidad del calentamiento del gas en cada uno de los pozos y con ello evitar la precipitación de parafinas, obteniendo un resultado positivo para 8 de los 11 pozos.

Por último se realizó un análisis económico comparativo entre el sistema de inyección de gas caliente y un sistema de inyección de gas frío para dos escenarios diferentes. El primero se basó en los costos del Campo Escuela Colorado y el segundo en los costos promedio de un campo colombiano, encontrando rentable la aplicación del sistema de inyección de gas caliente en el segundo escenario planteado, debido a que se obtuvo un VPN positivo y logrando una TIR mayor a la tasa de oportunidad manejada por Ecopetrol, evidenciando que se generan ganancias.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos: Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF HOT GAS INJECTION IN COLORADO FIELD AS ARTIFICIAL LIFT SYSTEM\*

**AUTHORS:** ANDRÉS FELIPE CARRASCAL ORTIZ  
GUILLERMO ANTONIO DÍAZ LÓPEZ\*\*

**KEY WORDS:** Gas Lift, Artificial Lift, Hot Gas Injection, Colorado Field.

### DESCRIPTION

The purpose of this study is to perform a selection of Colorado Field wells that have the optimal parameters of implementing the system of hot gas injection as artificial lift system, with the objective of evaluating the technical and economic viability of the system. With the implementation of this lifting system seeks to achieve an increase in the production of the selected wells and as well, prevent the precipitation of paraffins due to heating of the gas.

During the technical design of the gas injection system, it was determined that the one of the most important variables for implementation is flowing bottom hole pressure (Pwf) of wells, reason why 4 well were discarded by low Pwf. Then, the study of the temperature profile produced oil and the injected gas it was made to determine the feasibility of heating the gas in each of the wells and thus preventing precipitation of paraffins, generating a result positive for eight of the eleven wells.

Finally a comparative economic analysis between the hot gas injection system and cool gas injection for two different scenarios it was performed. The first was based on the cost of Colorado Field and the second in the average cost of a Colombian Field, finding cost-effective implementation of the hot gas injection system in the second scenario raised, because a positive NVP was obtained and achieving an IRR greater than the rate of opportunity field generated showing gains.

---

\* Degree Project

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González

## INTRODUCCIÓN

Durante la producción de crudos parafínicos se pueden presentar serios problemas operativos debido a la cristalización de parafinas, fenómeno que puede ocurrir dentro del yacimiento o en un punto cualquiera entre el yacimiento y las facilidades de superficie o durante el transporte por ductos hacia refinerías o centros de despacho. El crudo del Campo Escuela Colorado es parafínico y presenta problemas de precipitación y depositación dentro de la tubería de producción, teniendo como principal consecuencia la reducción del diámetro de dicha tubería, generando pérdidas de producción y altos costos operacionales debido a las trabajos de limpieza que se deben realizar para evitar taponamientos.

Antes que solucionar estos problemas, se debe pensar en cómo prevenirlos y así evitar trabajos de mantenimiento constantes. Con el fin de buscar una nueva alternativa para prevenir los taponamientos en las tuberías de producción del Campo Escuela se decide realizar este proyecto y así lograr determinar la viabilidad técnica y económica de implementar el sistema de inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial para mantener la temperatura del crudo por encima del punto de cristalización a lo largo de toda la tubería de producción evitando que se precipiten las parafinas y a su vez lograr un aumento en la producción del campo.

En el primer capítulo se estudian los conceptos generales del levantamiento artificial por inyección de gas y los parámetros más importantes a tener en cuenta para su implementación. Seguidamente se hace una revisión bibliográfica de la inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial, en donde se estudian dos casos diferentes. En el capítulo tres se hace una recopilación de la información del

Campo Escuela Colorado para poder hacer un proceso de selección de los pozos y lograr determinar cuáles son los más apropiados para la aplicación del nuevo sistema de levantamiento artificial y así poder realizar el diseño para cada pozo seleccionado. Luego, por medio de un análisis nodal se comparó la producción del sistema de inyección de gas caliente contra un sistema de gas frío, para calcular la diferencia en el caudal de producción de un sistema frente a otro.

Una vez que se determinó que con la inyección de gas caliente se lograría un aumento en la producción, se procedió a evaluar la efectividad del calentamiento del gas para evitar la precipitación de parafinas en cada pozo. Por último se realizó un análisis económico comparativo entre un sistema de inyección de gas frío y el sistema de inyección de gas caliente; éste análisis económico se realizó teniendo en cuenta los costos del campo Escuela Colorado y se planteó otro escenario en donde se manejan los costos promedio de los campos colombianos y se determina que la aplicación del sistema de inyección de gas caliente no es viable económicamente en el Campo Escuela Colorado, pero es viable si se manejan los costos promedio de los campos colombianos.

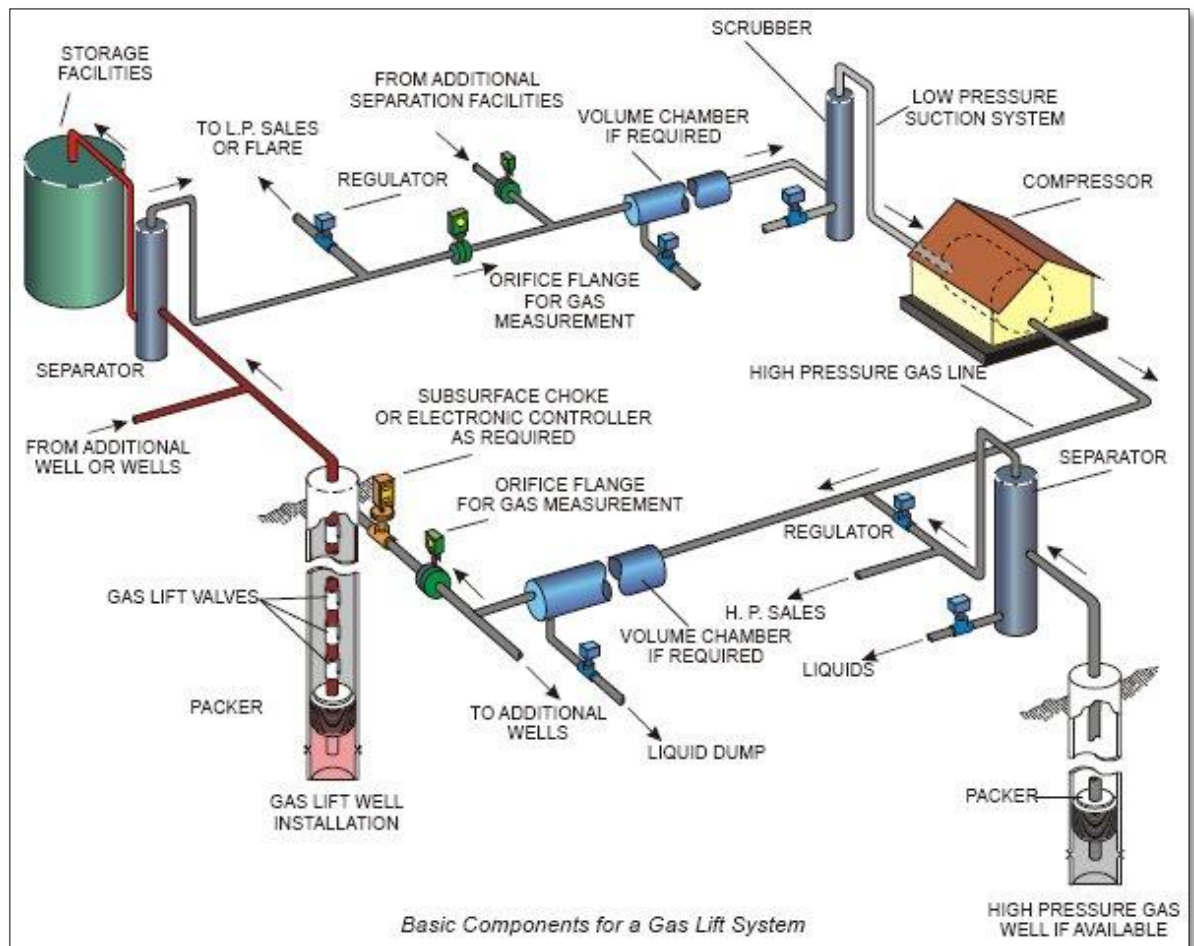
## 1. GAS LIFT

El transporte de fluidos desde el yacimiento hasta superficie requiere trabajo. La energía necesaria para llevar a cabo este trabajo puede estar almacenada en el reservorio. Sin embargo, si la energía es insuficiente para obtener el caudal deseado, puede ser complementada por una fuente externa. Este es el principio fundamental de los sistemas de levantamiento artificial

El gas lift es la inyección continua o intermitente de gas en la sección inferior de la tubería de producción para mantener o incrementar el potencial del pozo. El gas inyectado se mezcla con los fluidos producidos y de ese modo se reduce el gradiente de flujo permitiendo al pozo operar a una baja presión de fondo. El gas lift es el método de levantamiento artificial que más se asemeja al proceso de flujo natural. Puede ser considerado una extensión del proceso del flujo natural.

El gas a alta presión que se obtiene del sistema de compresión se envía a los pozos a través de una red de distribución para su inyección. El gas inyectado para el levantamiento es recolectado junto con los fluidos producidos por las estaciones de flujo en donde el gas es separado y dependiendo de sus características corrosivas y contenido de agua es tratado. Finalmente el gas es enviado al sistema de compresión nuevamente para repetir el ciclo, un esquema de un sistema de gas lift se puede ver en la figura 1.

**Figura 1.** Componentes de un sistema de gas lift.



Fuente: MURPHY, J. Gas lift: Adjusting gas injection levels without intervention. 2000.

### 1.1 TIPOS DE GAS LIFT

Existen dos tipos de sistemas de gas lift utilizados en la industria de los hidrocarburos. Estos son llamados gas lift continuo y gas lift intermitente.

**1.1.1 Gas Lift Continuo**<sup>1</sup> En este tipo de levantamiento artificial se inyecta una tasa diaria de gas en forma continua 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 de pozo aumentando el diferencial de presión a través del área de drenaje para que la formación productora aumente la tasa de producción que entrega el pozo.

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

- Reducción de la densidad del fluidos 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.

La eficiencia de 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.

La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible, la cual está a dos o tres tubos por encima de la empacadura 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 descarguen previamente el fluido utilizado para controlar el pozo. En caso contrario se deben utilizar varias válvulas por encima de la operadora conocidas con el nombre de válvulas de descarga, ya que ellas descargarán por

---

<sup>1</sup> MAGGILO, Ricardo. Curso taller, "Gas Lift Básico". 2004.

etapas el fluidos 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.

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.

$$q_{iny} = (RGL_t - RGL_f) \frac{q_l}{1000} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$q_{iny}$  = Tasa de inyección de gas requerida. Mscf/D.

$RGL_t$  = Relación gas-líquido total, scf/STB.

$RGL_f$  = Relación gas-líquido en formación, scf/STB.

$q_l$  = Tasa de producción de líquido (bruta), Bbl/D.

Para el LAG continuo la tasa de inyección diaria de gas se controla con la válvula ajustable en la superficie, la presión aguas arriba será la presión del sistema o 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.

Las tasas de producción obtenidas son restringidas por:

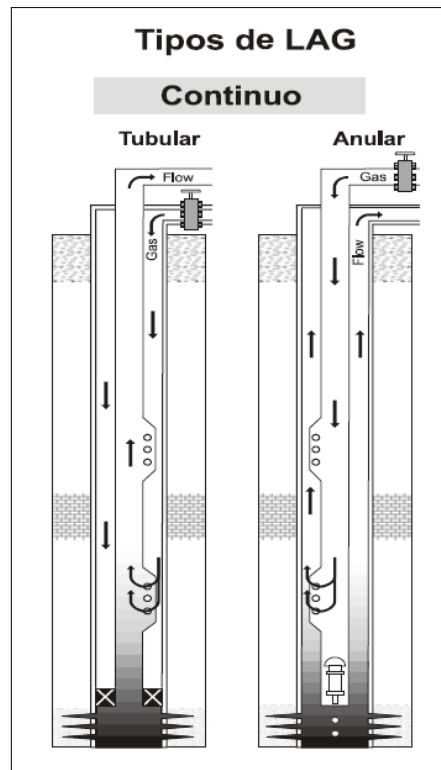
- La presión del gas.
- El volumen del gas.
- El tamaño de la tubería de producción y la línea de flujo.
- Las características de producción del pozo.

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 LAG continuo llamada “Coiled tubing”, en donde se inyecta el gas por una tubería enrollable introducida en la tubería de producción y de esta manera 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 al flujo y producir en forma continua sin deslizamiento, o cuando por una razón operacional no se pueden usar las válvulas de levantamiento utilizadas en la tubería de producción.

Figura 2. Tipos de LAG continuo.



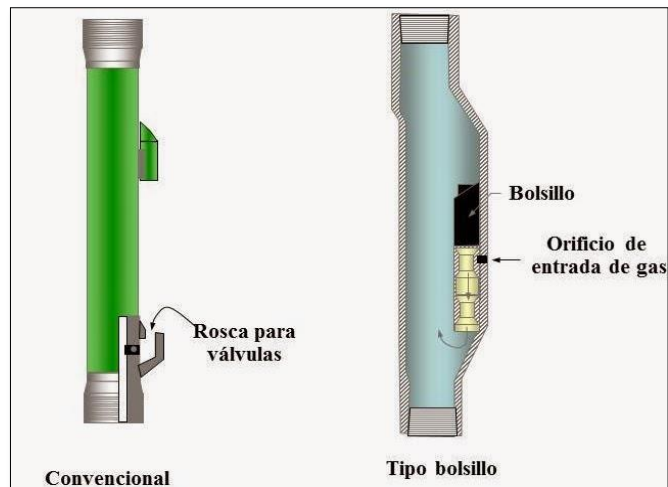
Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Curso taller, "Gas Lift Básico". 2004.

**1.1.1.1 Equipos de fondo de un sistema de gas lift continuo** El equipo de subsuelo generalmente está compuesto por una sarta de tubería de producción equipada con válvulas de gas lift para ejecutar la operación de levantamiento.

- **Mandriles:** los mandriles son secciones de tubo que poseen forma geométrica tal, que permiten sostener la válvula y mantenerla protegida sin alterar la continuidad de la tubería. Existen dos tipos de mandriles, los recuperables y los convencionales. Los denominados recuperables son aquellos que presentan una configuración tipo bolsillo y están abiertos a la tubería para permitir la recuperación o pesca de las válvulas. Los convencionales no permiten recuperar la válvula; ésta se obtiene cuando la

tubería sale del pozo. En la figura 3 se pueden observar los tipos de mandriles.

**Figura 3.** Tipos de mandriles.



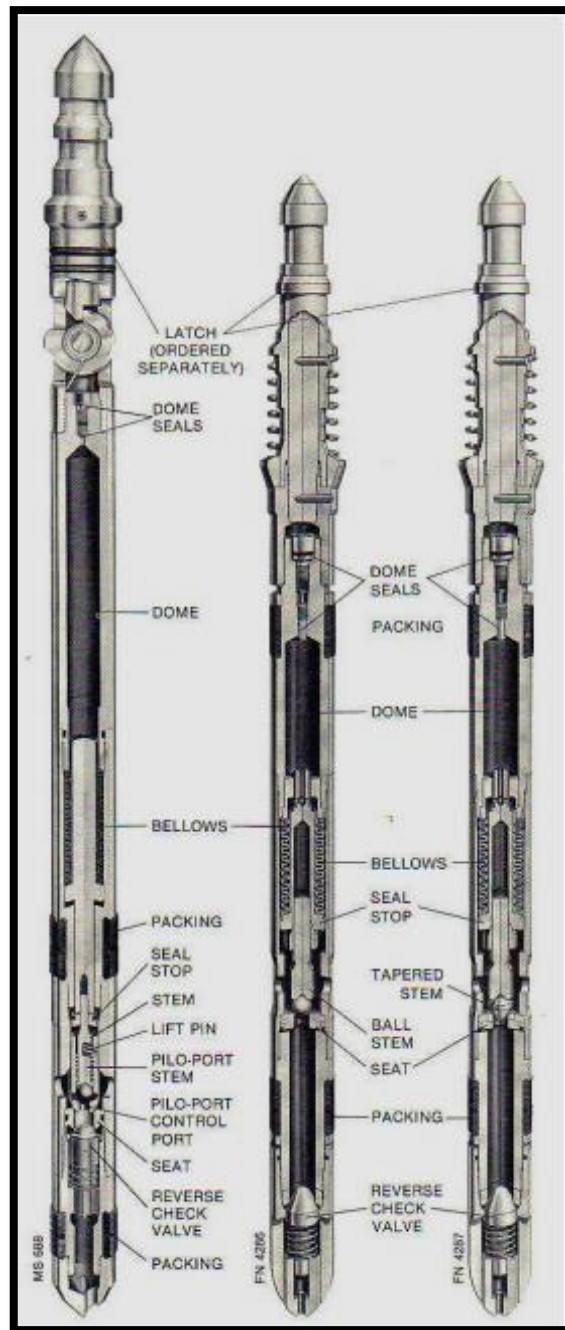
Fuente: Perfoblogger. Métodos de producción. 2011.

- **Válvulas:** un sistema de gas lift tiene como componente principal la válvula de gas, la cual va colocada en la tubería de producción, todas las válvulas accionadas por presión operan de acuerdo a los ajustes en la superficie de la presión de inyección y a las condiciones de pozo. Básicamente funcionan como un regulador de presión en la instalación de fondo de un pozo siendo su presión controlada por otra impuesta en el fuelle, el resorte o la combinación de ambos, en la figura 4 se puede observar las partes de una válvula de gas lift.

Las funciones básicas de una válvula de gas lift son:

- Descargar el gas a la profundidad requerida (punto de inyección del gas).
- Producir la tasa requerida con la presión de inyección del gas disponible.

Figura 4. Partes de una válvula de gas lift.



Fuente: MICHELINA, Milton. Descripción de los Equipos utilizados en el Levantamiento Artificial por Gas Lift en el pozo del Campo Shushufindi 42B. 2008. Tesis de grado.

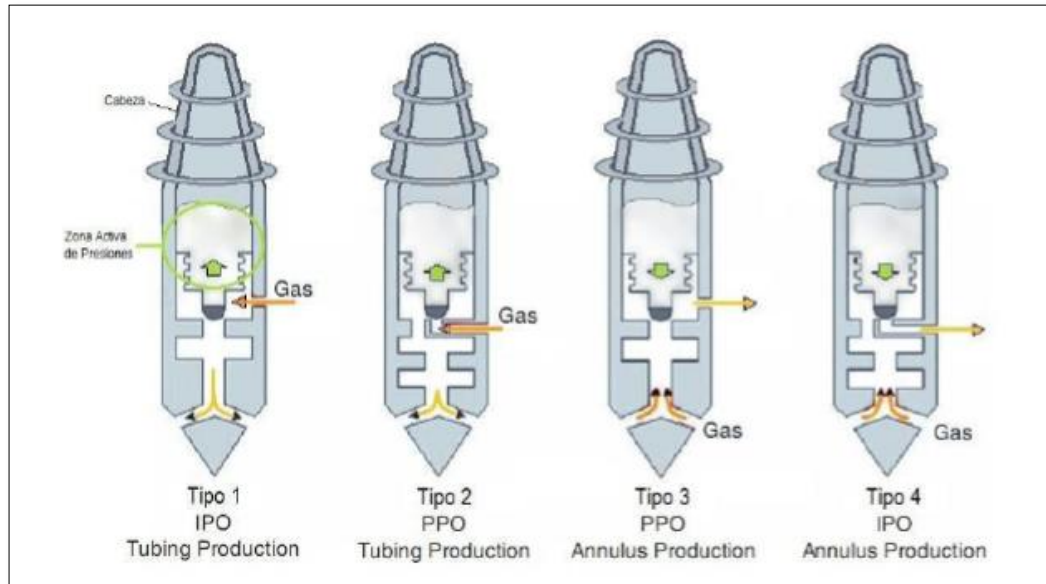
Las partes que conforman una válvula de gas lift son:

- El orificio de entrada: es por donde ingresa el gas a la válvula.
- La zona activa de presiones: es la zona donde se realizan todos los esfuerzos y contra-esfuerzos para activar la válvula.
- La cabeza: es la parte superior de válvula y representa el grado de practicidad que tiene la válvula para ser instalada u recuperarla; puede ser ajustable con rosca o en forma de punta de lanza.
- El orificio de expulsión: es por donde el gas sale de la válvula hacía la tubería de producción o revestimiento según el caso.

Existen diversas clasificaciones de las válvulas, una de ellas, es de acuerdo a la presión aplicada como presión de apertura o presión de operación, de las válvulas de gas lift se clasifican en:

- Válvulas operadas por presión de inyección (IPO): sensibles a la presión de inyección.
- Válvulas operadas por presión de producción (PPO): sensibles a la presión ejercida por el fluido.
- Válvulas diferenciales: sensibles al diferencial de presión entre la presión del gas en el revestimiento y la presión del fluido en la tubería de producción.

**Figura 5.** Tipos de válvulas.



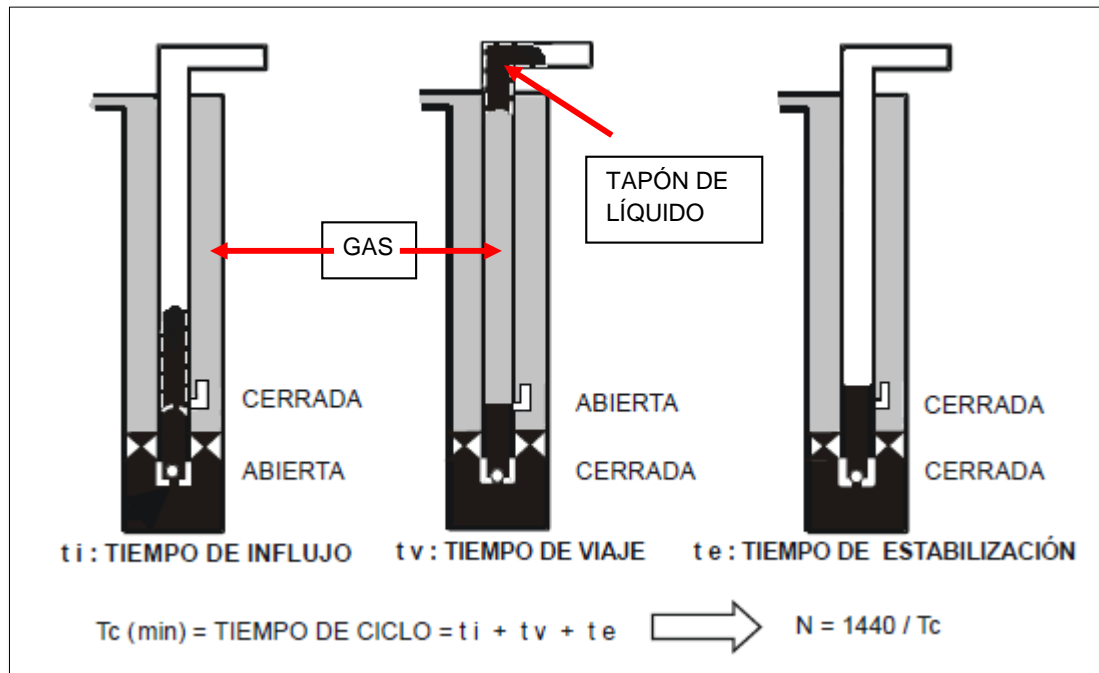
Fuente: LEA, James., NICKENS, Henry. & WELLS, Mike. Gas Well Deliquification Second Edition. 2008. p 338.

En este tipo de sistema, 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 el cual empuja el tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y de allí a la estación de flujo.

Para realizar el levantamiento se hace una inyección cíclica de gas, la cual se divide en tres periodos. Un ciclo de levantamiento intermitente es el lapso de tiempo transcurrido entre dos arribos consecutivos del tapón de líquido a la superficie, los ciclos de este proceso se pueden observar en la figura 6.

**Figura 6.** Etapas del proceso de gas lift intermitente.



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Curso taller, “Gas Lift Básico”. 2004. Modificado por los autores.

- **Periodo de Influjo (ti):** inicialmente la válvula operadora se encuentra cerrada, mientras que la válvula de retención en el fondo se pozo se encuentra abierta para permitir que la formación aporte fluido suficiente al pozo como para formar un tapón de líquido. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción dependerá fuertemente del índice de productividad del pozo, de la formación productora y del diámetro de la tubería.
- **Periodo de Levantamiento:** una vez que se haya formado el tapón de líquido, se inicia la inyección de gas con la presión suficiente para alcanzar el nivel de presión de la válvula operadora y así permitir el flujo de gas al interior de la tubería de producción, desplazando el tapón de líquido hacia la

superficie. Parte del líquido se queda rezagado en las paredes de la tubería, esto se conoce como “liquid fallback”.

- **Periodo de estabilización:** después de que la válvula se cierra, el tapón de líquido fluye a través del separador, la presión de gas de levantamiento es disipada y el influjo comienza de nuevo.

La eficiencia de levantamiento intermitente al igual que en el continuo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal 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.

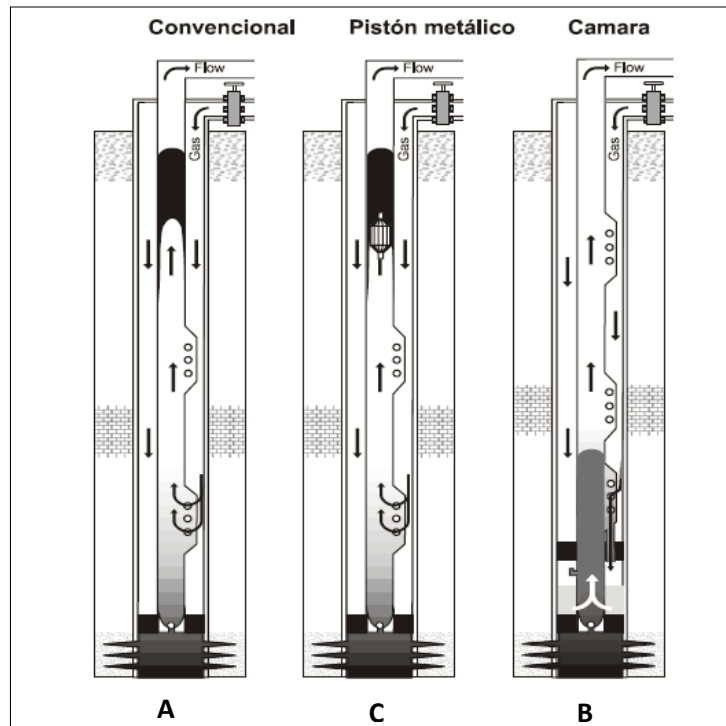
Existen tres tipos de gas lift intermitente de acuerdo a la configuración que se le dé al sistema. Dependiendo de las condiciones que se tengan en el pozo y en el yacimiento se puede incrementar la eficiencia en el recobro de líquidos si se utiliza el sistema adecuado.

**1.1.1.2 Gas lift 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 de líquido en contra de la gravedad. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento y/o el índice de productividad alcanza valores bajos (aproximadamente  $P_{ws}$  menores de las 150 psi por cada 1000 pies e índices menores de 0.3 Bbl-D/psi), ver figura 7.A.

### 1.1.1.3 Gas lift 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 de 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, de tal magnitud (aproximadamente menores de las 100 lpc por cada 1000 pies) que con el intermitente convencional el tapón formado sería muy pequeño y por lo tanto la producción sería casi nula, ver figura 7.B.

Figura 7. Tipos de LAG intermitente.



Fuente: MAGGILOLO, Ricardo. Curso taller, "Gas Lift Básico". 2004. Modificado por los autores.

**1.1.1.4 Gas lift 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 interfase 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, ver figura 7.C.

## **1.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE UN SISTEMA DE GAS LIFT**

- **Planta compresora:** independientemente de si es un sistema de gas lift continuo o intermitente se necesitará de una planta compresora para suministrarle al gas la presión requerida para levantar el crudo hasta superficie. Después de que se comprime el gas, es enviado al pozo o a los pozos por medio de una red de distribución de alta presión. Es de vital importancia medir el gas que pasa por cada compresor para poder determinar la eficiencia del equipo y llevar un buen control del proceso.
- **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 este caso a su posterior calentamiento.
- **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 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.

### 1.3 BALANCE DE GAS

Para mantener controlado el uso eficiente de la capacidad de compresión de gas es necesario realizar balances de los volúmenes de gas utilizado tanto a nivel de pozo como a nivel de sistema.

- **En el pozo:** la tasa de gas de levantamiento medido en el registrador de flujo de cada pozo, debe ser aproximadamente igual a la tasa de gas que deja pasar la válvula operadora de subsuelo bajo condiciones dinámicas de operación, es decir, bajo el diferencial de presión en la columna de fluido frente a la válvula. El gas aportado por la formación no se puede medir pero se determina por la diferencia entre el total medido en la estación durante la prueba del pozo y el gas de levantamiento inyectado simultáneamente al pozo.
- **En el sistema:** el volumen diario de gas recolectado de las estaciones menos el quemado o venteado, menos el extraído en el sistema de baja presión para otros usos, debe ser igual al que entra al sistema de compresión.

El volumen diario de gas que entra al sistema de compresión menos el extraído inter-etapas deber ser igual al descargado por el sistema, y este a su vez debe ser igual a la suma del volumen diario enviado a los diferentes usos: transferencia a otros sistemas, inyectado al yacimiento, combustible, levantamiento artificial por gas, entregado a terceros, recirculación, etc.

## 1.4 RANGOS DE APLICACIÓN DE CADA SISTEMA

El levantamiento artificial por gas lift se aplica preferentemente en pozos que producen crudo liviano – mediano. Los rangos de aplicación para gas lift continuo y gas lift intermitente se pueden ver en la tabla 1.

**Tabla 1.** Rangos de aplicación del gas lift.

PARÁMETRO	LAG continuo	LAG intermitente
Tasa de producción – Q [Bbl/d]	200 – 80000	Menor a 500
Presión estática de fondo	Alta	Baja
Índice de productividad	Mayor a 0,5	Menor a 0,3
Nivel de la columna de fluido	≥ 50%	≤ 60%
Densidad del crudo	Baja	Alta
Relación gas-líquido - RGL	Alta	Baja Alta
Tasa de inyección de gas	Grandes volúmenes	Pequeños volúmenes

Fuente: PLATA, M. (2014). “Evaluación y mejoramiento del sistema de levantamiento por gas lift en el campo Cicuco”. Tesis de grado. Modificado por los autores.

## 1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL GAS LIFT

El gas lift es adecuado para casi todo tipo de pozo que requiere de un sistema de levantamiento artificial. Puede ser usado para levantar crudo en pozos depletados, independientemente de la tasa de producción final.

Algunas de las ventajas de utilizar Gas Lift son:

- El costo inicial de los equipos de fondo de pozo son usualmente bajos.
- La flexibilidad de este sistema no puede ser igualada por otro tipo de levantamiento.
- Permite operar tasas de producción diarias entre 25 y 80000 barriles por día.
- La tasa de producción puede ser controlada en la superficie.
- La presencia de arena en los fluidos producidos no afecta los equipos de gas lift en la mayoría de las instalaciones.
- El gas lift no es afectado negativamente por la desviación del pozo.
- Debido al bajo número de partes en movimiento en un sistema de gas lift, tiene una larga vida útil comparada con otros sistemas.
- Los costos de operación son relativamente bajos.
- La planta compresora que es el principal equipo del sistema de levantamiento es instalada en la superficie en donde puede ser fácilmente reparada o mantenida. Este equipo puede ser activado por gas o por electricidad.

Por otra parte, el gas lift también tiene ciertas limitaciones que deben tenerse en cuenta antes de aplicar el sistema

- El gas de inyección debe estar disponible. En algunos casos se ha usado aire, gases de escape y nitrógeno, pero estos son generalmente más costosos y es más difícil trabajar con ellos que producir gas localmente.
- El levantamiento con gas corrosivo puede incrementar el costo de las operaciones si es necesario tratarlo o deshidratarlo antes de usarlo.
- La implementación del sistema de gas lift a pozos que lleven varios años en producción puede requerir un nivel de integridad del casing mayor al que requiere un sistema de bombeo.

- En yacimientos de baja presión, el levantamiento artificial por gas lift continuo no puede alcanzar caídas de presión al igual que los sistemas de bombeo. Sin embargo, cuando se desea bajar la presión fluyente de fondo, el uso de gas lift intermitente y “chamber lift” por lo general logran caídas de presión comparables a los sistemas de bombeo.

## **2. USO DEL GAS CALIENTE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Para el desarrollo del presente proyecto se realizó una revisión bibliográfica de la inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial, de esta manera se hará una revisión inicial del levantamiento artificial por gas (Gas Lift) y posteriormente se mencionaran y explicaran los casos en los que se usa el gas caliente como sistema de levantamiento artificial en la industria.

### **2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS (GAS LIFT)**

El levantamiento artificial por gas es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de la producción en pozos de petróleo. Conceptualmente es muy sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas – líquido en la columna de 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 la superficie.

### **2.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE CRUDO PESADO<sup>2</sup>**

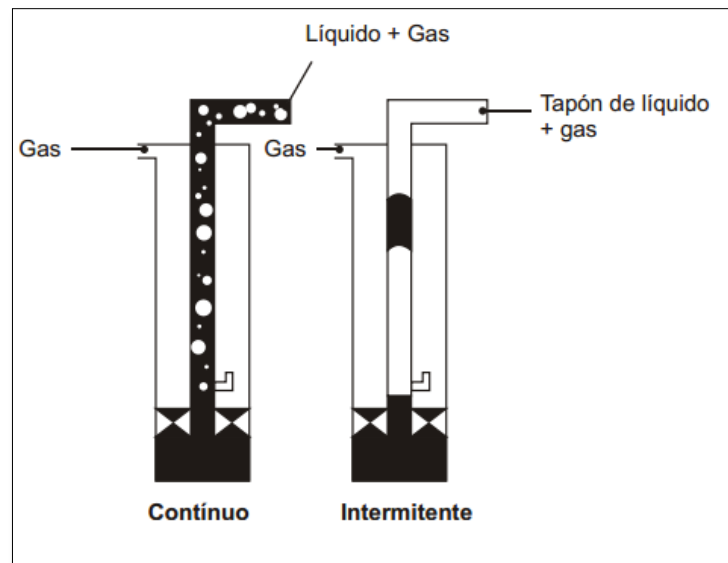
El trabajo se realizó a mediados del 2010 en la faja petrolífera del Orinoco (Venezuela) y consistió en mostrar los resultados de la utilización de gas de

---

<sup>2</sup> MARFISSI, Steve, LUJUAN, Alberto. "Inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial utilizando una completación de tuberías concéntricas en un pozo de crudo pesado, en la faja petrolífera del Orinoco". PDVSA E&P.

levantamiento artificial previamente calentado a 250° F, para pozos que producen crudo pesado (API° 12).

**Figura 8.** Tipos de levantamiento artificial por gas continuo e intermitente.



Fuente: MAGGIOLLO, Ricardo. Curso taller: "Gas Lift Básico". 2004. Pág. 9.

La faja del Orinoco es una área de crudo pesado y extra pesado pero el trabajo se llevó más específicamente en el campo Pílon del distrito Morichal, donde el crudo posee una gravedad API de 11.5° a 14°, aun siendo un campo de crudo pesado existían un gran número de pozos de gas lift que se encontraban inactivos debido a que presentaban daños en el revestimiento. La información básica del campo donde se ve un promedio de las propiedades se encuentra en la figura 9.

En estas áreas se encuentran características específicas que hacen de la extracción de petróleo un proceso complejo, debido a su alta viscosidad, lo que genera resistencia al flujo a través del sistema de producción integrado (desde el medio poroso a las líneas de flujo).

**Figura 9.** Información básica del campo.

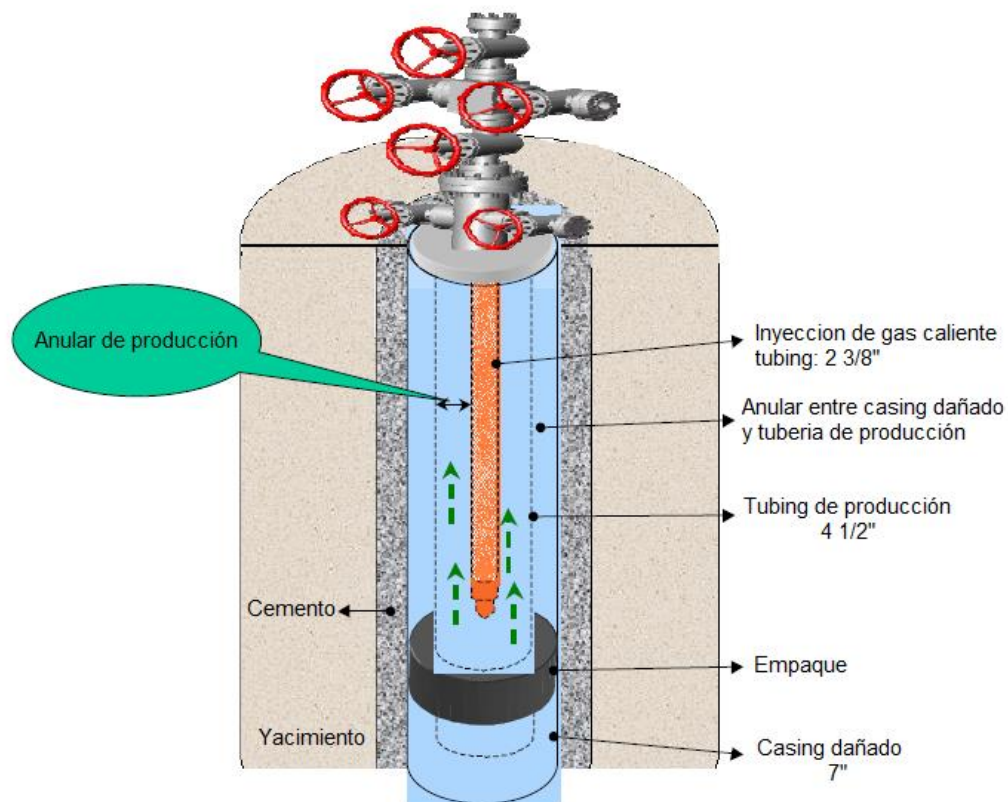
Gravedad del crudo (°API)	12
Presión de yacimiento (psi)	1250
Temperatura de yacimiento, Tr (°F)	130
Espesor de la arena productora (ft)	40
Porosidad (%)	26
Permeabilidad (darcy)	2-3
Viscosidad a Tr (cp)	800
Agua y Sedimento (BSW)	45%

Fuente: MARFISSI, S., LUJAN A. “Inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial”. PDVSA E&P.

Con el fin de mejorar la producción y disminuir la viscosidad del crudo, se plantearon y evaluaron la aplicación de inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial. Aun siendo un campo de crudo pesado se maneja el levantamiento artificial por gas y esto se debe a que existen dos puntos importantes. El primero, el campo Pilón había sido explotado durante más de 50 años usando gas lift y el segundo, el incremento de la relación gas – petróleo ha hecho difícil el uso de otro sistema de levantamiento artificial.

A nivel operacional tuvieron problemas con la tubería de producción debido al incremento en el corte de agua y al contenido de CO<sub>2</sub> los cuales causaron daños en el revestimiento, para sortear este problema de tener el revestimiento dañado la solución consistió en bajar una tubería de menor diámetro que la del revestimiento que vendría siendo la tubería de producción, dentro de esta tubería se bajó una tubería de menor diámetro tipo Slim o espagueti con una nariz o punta de inyección al final de esta, el estado mecánico final se puede ver en la figura 10.

**Figura 10.** Estado mecánico de pozo en campo Pilón – Venezuela.

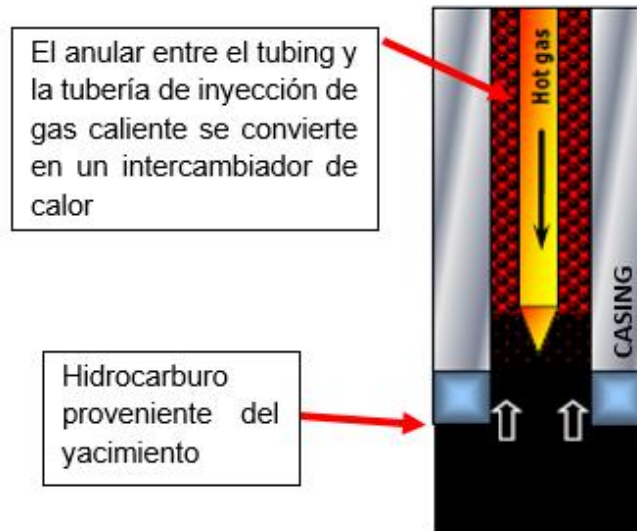


Fuente: MARFISSI, S., LUJAN A. "Inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial". PDVSA E&P.

En vista de la importancia que tiene la temperatura como variable a considerar en la producción de un pozo, especialmente de crudo pesado y del efecto de transferencia de calor en el crudo, tuvieron en cuenta que el sistema de tuberías fuera concéntrico, de esta manera se iba a incrementar la eficiencia en la transferencia de calor, ya que el gas de inyección circula por el tubing de inyección y el crudo por el anular, se tiene un flujo en contracorriente que es un método de transferencia de calor más eficiente, el efecto es convertir al espacio anular en un

gran intercambiador de calor, permitiendo reducir la viscosidad del crudo producido con un incremento en la producción del pozo.

**Figura 11.** Esquema del pozo con tuberías concéntricas.



Fuente: MARFISSI, S., LUJAN A. “Inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial”. PDVSA E&P. Modificado por los autores.

Para que pudieran determinar el beneficio de la inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial de crudo pesado realizaron una simulación empleando un software especial para el levantamiento artificial por gas, ingresando los datos de completamiento del pozo, propiedades del pozo y ajustaron el modelo al comportamiento de producción de ese momento usando las características de corte de agua, producción de petróleo, relación gas – petróleo y índice de productividad del pozo, en la figura 12 se pueden observar los datos del pozo.

**Figura 12.** Datos y propiedades del pozo.

Campo	Pilon
Geometria del Pozo	Vertical
Tuberia de producción, pulg	4 ½
Tuberia de inyección de gas, pulg	2 3/8
Temperatura de superficie, °F	90
Cp gas, J/Kg-°C	2302
Viscosidad del Gas, Pa*s	1.33E-5
Conductividad termica del Gas, W/m-°C	0.0372
Conductividad termica del petroleo, W/m-°C	0.116

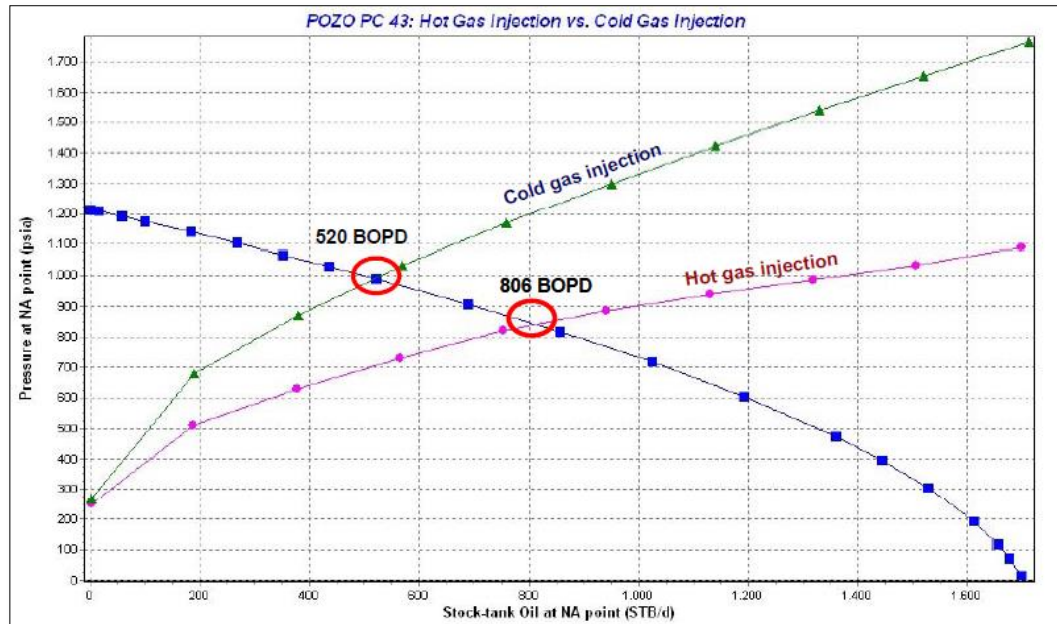
Fuente: MARFISSI, S., LUJAN A. "Inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial". PDVSA E&P.

El pozo presento una producción de 520 barriles de petróleo bajo el escenario de inyección en frio. Los resultados preliminares a causa del análisis nodal donde consideraron la inyección de gas caliente, indico una ganancia en la producción de 55% (286 barriles de petróleo) en comparación con la producción en frio del pozo, en la figura 13 se puede observar el resultado de la simulación realizada.

Para continuar con la evaluación de este sistema de levantamiento realizaron una prueba piloto, para el caso del campo pilón instalaron un calentador de fuego indirecto de 2 MM BTU/hr en las cercanías del pozo, el pozo de estudio presentaba un corte de agua bajo y 12° API de igual manera el completamiento contaba con un sistema de tuberías concéntricas.

La instalación en superficie de un sistema de levantamiento artificial con inyección de gas caliente se puede ver en la figura 14.

**Figura 13.** Análisis nodal (inyección de gas caliente vs inyección de gas en frío).



Fuente: MARFISSI, S., LUJAN A. "Inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial". PDVSA E&P.

**Figura 14.** Instalación en superficie con inyección de gas caliente.



Fuente: MARFISSI, S., LUJAN A. "Inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial". PDVSA E&P.

En la prueba piloto tuvieron en cuenta los siguientes parámetros operacionales para la inyección en frío:

- Presión de cabezal: 170 psig
- Tasa de gas inyectado: 400 Mscf/D
- Temperatura de cabezal: 115° F
- Presión de inyección de gas: 850 psig
- Tasa de producción de petróleo: 520 barriles por día
- Temperatura de gas inyectado: 100° F

El día 15 de octubre de 2010, el proceso de inyección de gas caliente fue iniciado. Luego de un periodo de evaluación de doce (12) semanas, obtuvieron los siguientes resultados:

- Presión de cabezal: 190 psig
- Tasa de gas inyectado: 400 Mscf/D
- Temperatura de cabezal: 127° F
- Presión de inyección de gas: 850 psig
- Tasa de producción de petróleo: 817 barriles por día
- Temperatura del gas inyectado: 210° F

En función de los resultados, se pudo ver el incremento en la producción de 520 a 817 barriles (57%), superior a lo que habían estimado mediante la simulación. Basándose en los resultados decidieron instalar un sistema de inyección de gas caliente en diez (10) pozos con una ganancia estimada de 1600 barriles de petróleo.

## 2.3 USO DEL GAS CALIENTE PARA EVITAR LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS EN LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN

Más concretamente, el paper “Production of waxy low temperatura Wells with hot gas”<sup>3</sup> describe la implementación de este método para evitar la precipitación de ceras (parafinas) en las líneas de producción de baja temperatura, esto será descrito a continuación.

Esta reserva de petróleo fue descubierta en una remota superficie marina en un área offshore de África, en donde la profundidad del agua es aproximadamente 200 pies. El caudal de producción predicho es aproximadamente 500 BPD por pozo. Las muestras obtenidas de aceite indican que el fluido producido tiene un alto punto de fluidez (91°F) y un alto punto de aparición de cera (105°F). La temperatura fluyendo en cabeza de pozo (WHFT) es predicha a estar por debajo de la temperatura de aparición de cera (WAT) durante un flujo normal sin calentamiento.

La elección de gas lift fue debido a que es un método seguro de levantamiento artificial que frecuentemente es usa en el desarrollo de pozos petroleros offshore. Adicionalmente el gas lift en la industria es una de las primeras elecciones para desarrollar campos de baja presión, teniendo en cuenta que se cuente con un suministro adecuado de gas, uno de los defectos de la técnica de levantamiento por gas convencional es que el gas de inyección puede enfriar la corriente de producción, adicional los pozos de baja temperatura son particularmente afectados desde la temperatura de producción ya que puede estar cerca a la temperatura de aparición de cera (WAT).

Típicamente, la inyección de gas caliente no es usada para transferir energía porque la capacidad calórica de este es muy baja, sin embargo con un aislamiento en el

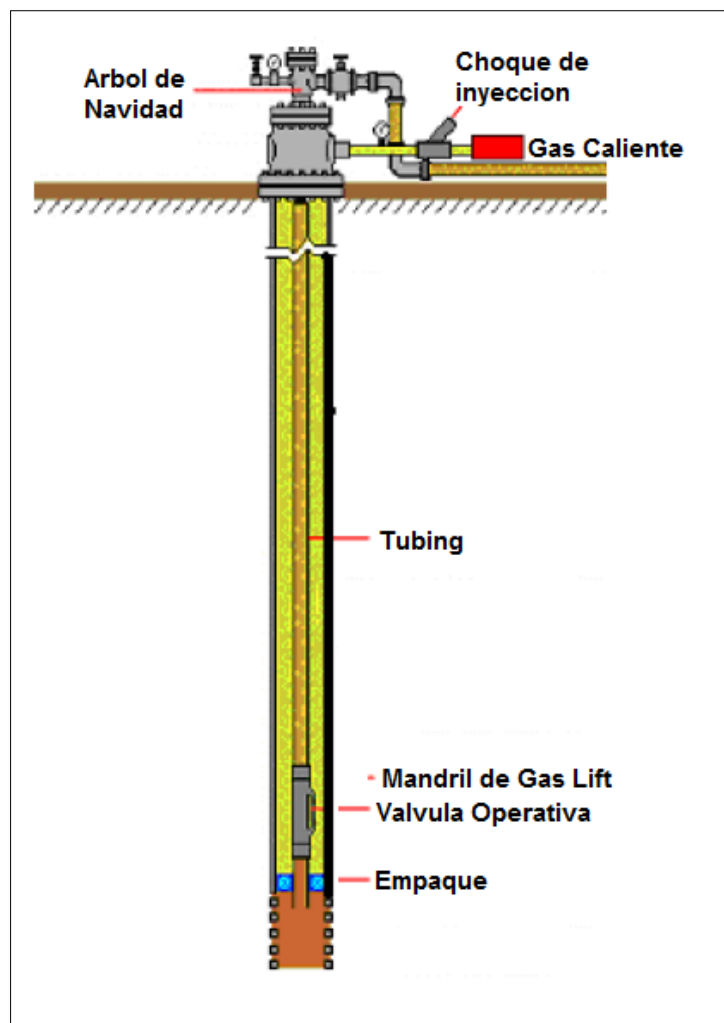
---

<sup>3</sup> FLEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. “Production of waxy low temperature wells with hot gas”. Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

casing el gas caliente puede calentar la corriente de producción y mantenerla elevada hasta la cabeza de pozo.

Las condiciones del yacimiento y las propiedades para el estudio en este paper se pueden apreciar en la tabla 2.

**Figura 15.** Esquema de sistema de levantamiento por gas caliente.



Fuente: FLEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. "Production of waxy low temperature wells with hot gas". Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

**Tabla 2.** Datos de yacimiento y fluidos.

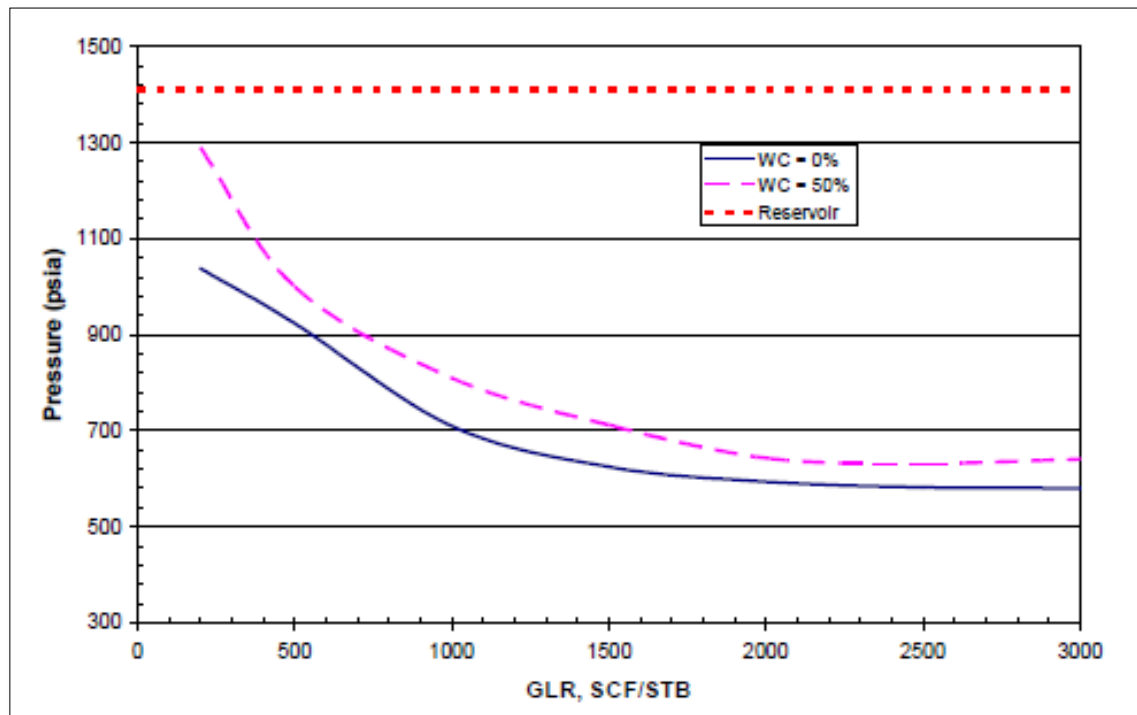
<b>Profundidad del tope del yacimiento</b>	950 m
<b>Presión del yacimiento</b>	1411 - 1479 psia
<b>Temperatura del yacimiento</b>	115°F
<b>Temperatura de aparición de cera (WAT)</b>	105°F
<b>Punto de fluidez del crudo</b>	91°F
<b>Viscosidad del aceite</b>	12 cp@ 140°F y 20 cp@ 114°F
<b>Corte de agua</b>	0%, 50% y 95%
<b>Relación gas-liquido</b>	200 scf/Bls
<b>Densidad del aceite</b>	30° API
<b>Gravedad especifica del gas</b>	0,765

Fuente: LEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. "Production of waxy low temperature wells with hot gas". Technip Offshore, Inc. SPE 89853. Modificado por los autores.

La metodología que emplearon para el desarrollo de la investigación consistió en dos etapas y utilizando en ambas software especial, la primera etapa fue la investigación de la eficiencia de revestir el casing, la segunda etapa es el considerar la opción de levantamiento usando gas caliente.

Como el estudio es un proyecto que comienza desde 0 es decir no ha habido producción previa hacen una simulación para calcular el perfil de presión y temperatura vs la relación gas-liquido (GLR) y haciendo sensibilidad de el corte de agua (WC) de valores de 0% y 50%, esto se realiza ya que se estima que la relación gas-liquido estará entre 200 y 1000 SCF/STB, los resultados son los siguientes.

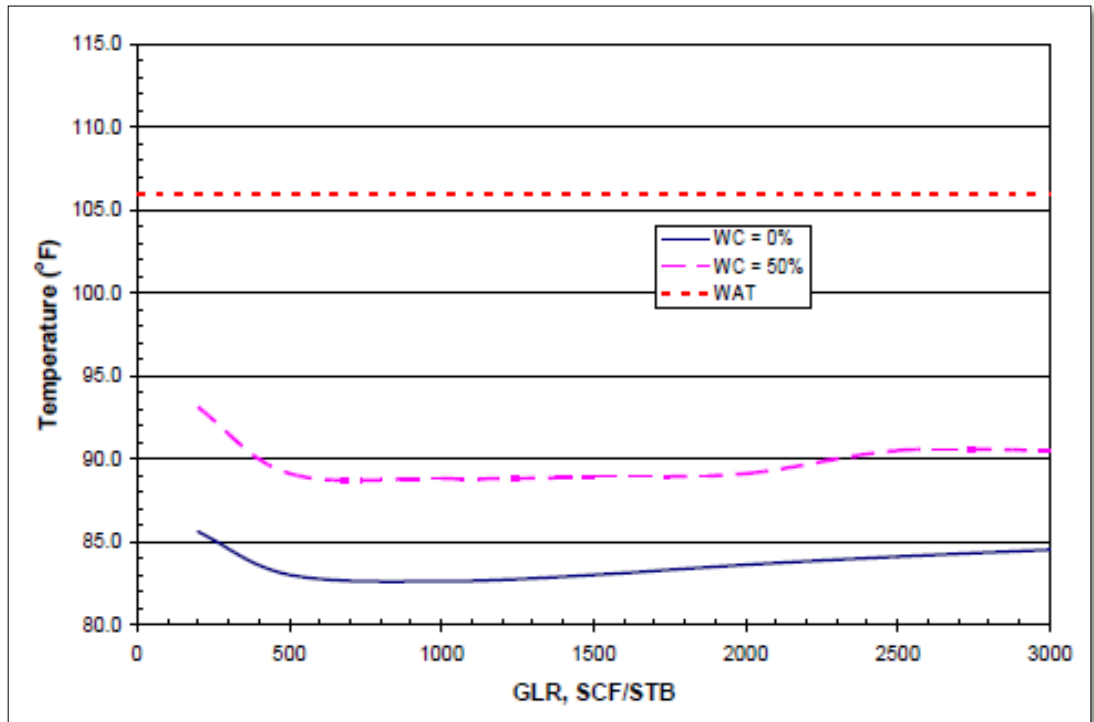
**Figura 16.** Presión en fondo de pozo por flujo natural a diferentes GLR (QI = 500 BPD).



Fuente: LEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. "Production of waxy low temperature wells with hot gas". Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

Pero la simulación que más aporta datos importantes y relevantes es la de temperatura en cabeza de pozo vs relación gas-liquido (GLR), en donde de igual manera se sensibiliza el corte de agua (WC) y se coloca una línea que representa la temperatura de aparición de cera (WAT).

**Figura 17.** Temperatura en cabeza de pozo en flujo natural a diferentes GLR ( $Q_i = \text{BPD}$ ).



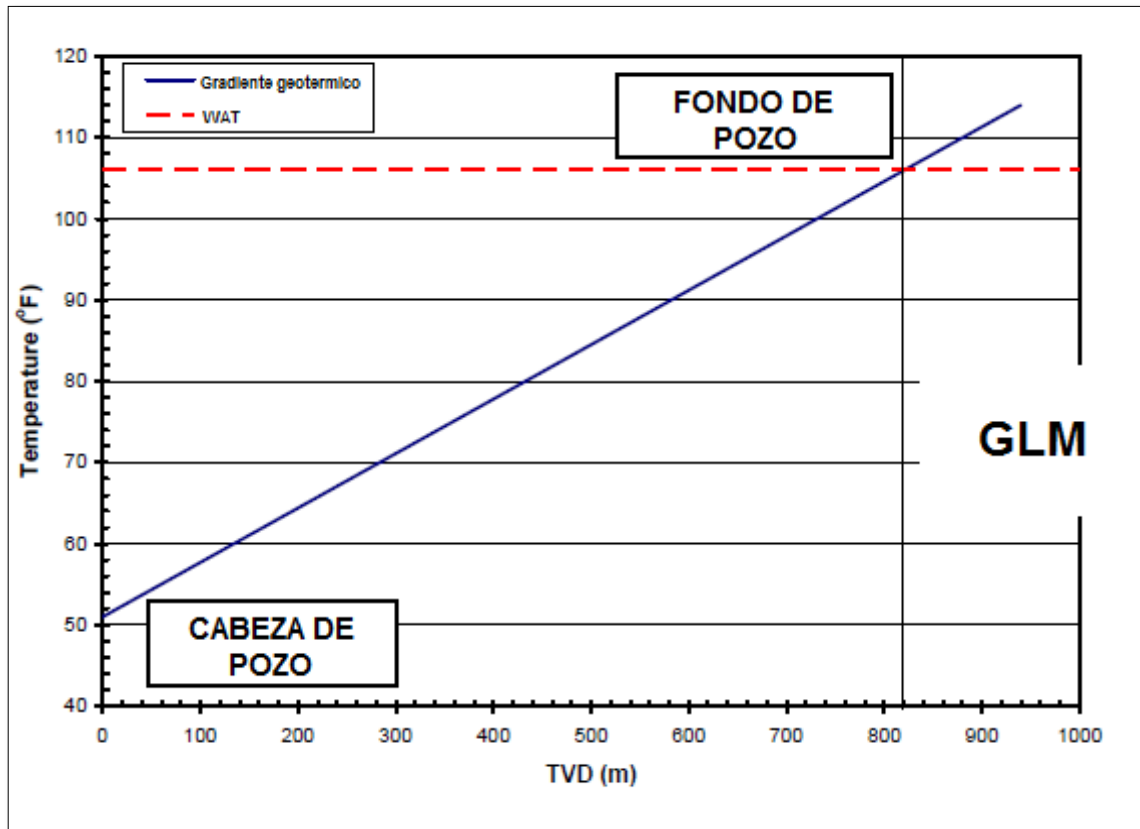
Fuente: LEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. "Production of waxy low temperature wells with hot gas". Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

De la gráfica se evidencia que en ambos casos WC de 0% y de 50% se encuentra la temperatura por debajo de la WAT indicando que se van a tener problemas operacionales por obstrucción de cera en la tubería de producción.

El levantamiento por gas caliente no es más que el convencional levantamiento por gas pero previamente a la inyección es calentado, sin embargo, la capacidad calórica del gas es baja y puede ser necesaria el aislar el casing para proteger el gas de un enfriamiento rápido después de ser calentado. El mandril del gas lift (GLM) debe ser ubicado por debajo del punto donde la temperatura geotermal es

mayor a la WAT dentro del pozo, para el caso especial del paper se tuvo el siguiente resultado.

**Figura 18.** Gradiente geotérmico y localización del mandril de gas lift.

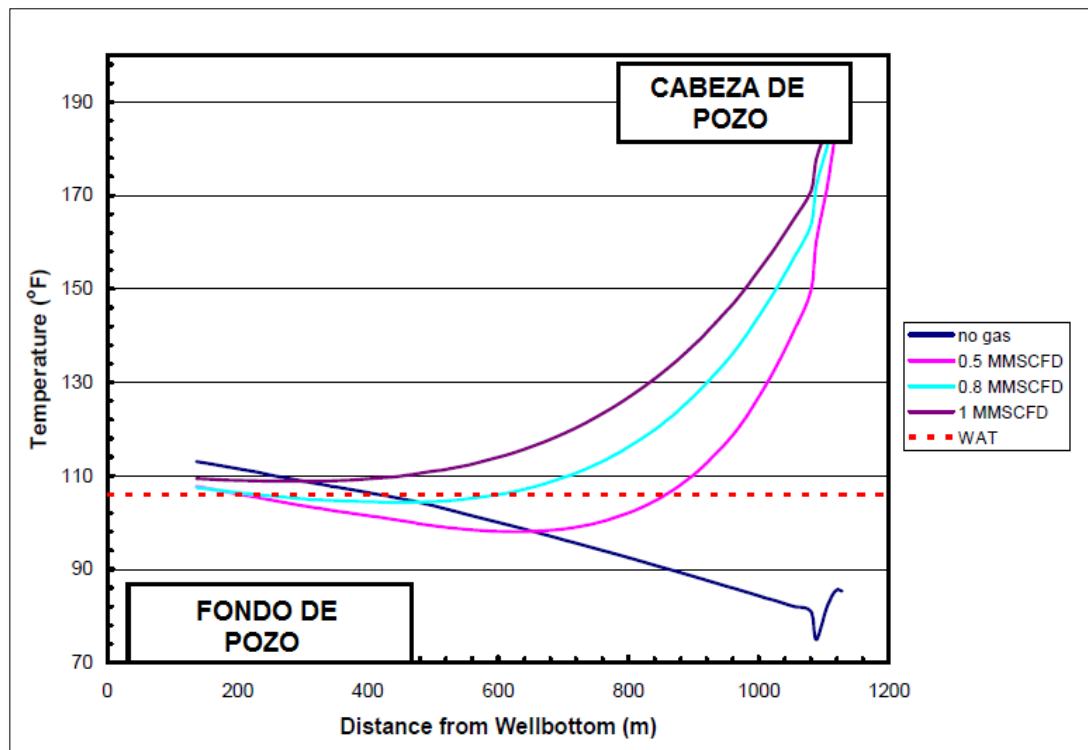


Fuente: LEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. "Production of waxy low temperature wells with hot gas". Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

De la gráfica se obtuvo la localización del mandril de gas lift a una profundidad aproximada de 820 metros (2690 ft). El gas debe ser calentado después de la compresión, esto es concerniente a la seguridad del gas caliente para prevenir que se caliente más y se eleve a mayores temperaturas, de esta manera para ese

proyecto decidieron evaluar en dos casos con una temperatura de gas de inyección de 200°F y 220°F, de igual manera sensibilizaron el parámetro de caudal de gas inyectado entre 0.5 MMSCFD y 1 MMSCFD. Así las gráficas que obtuvieron por medio de simulación son las siguientes.

**Figura 19.** Perfil de temperatura de gas inyectado -  $T_{gas} = 200^{\circ}F$ .

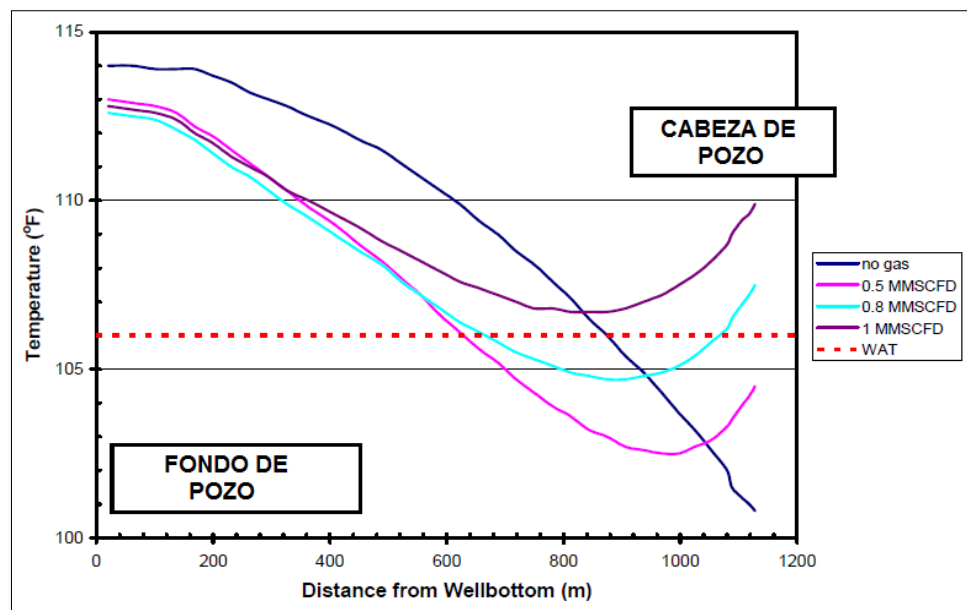


Fuente: LEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. "Production of waxy low temperature wells with hot gas". Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

Con una temperatura de inyección del gas de 200°F se aprecia que de los 3 caudales de inyección de gas el único en el cual la temperatura del gas en toda la trayectoria se mantiene por encima de la temperatura de aparición de cera (WAT) es el caudal de 1 MMSCFD, aunque los otros dos caudales en parte del trayecto se

mantienen por encima de WAT no asegura totalmente que no haya aparición de ceras ya que en parte del trayecto cae por debajo de la WAT que daría paso a la aparición de la cera. De igual manera en el estudio que realizaron, mediante simulación obtuvieron el perfil de temperatura de la corriente de producción, de esta manera si se tendría mayor certeza en que esta corriente se mantiene o no por encima de la temperatura de aparición de cera (WAT), para el caso de temperatura de inyección de 200°, ver figura 20.

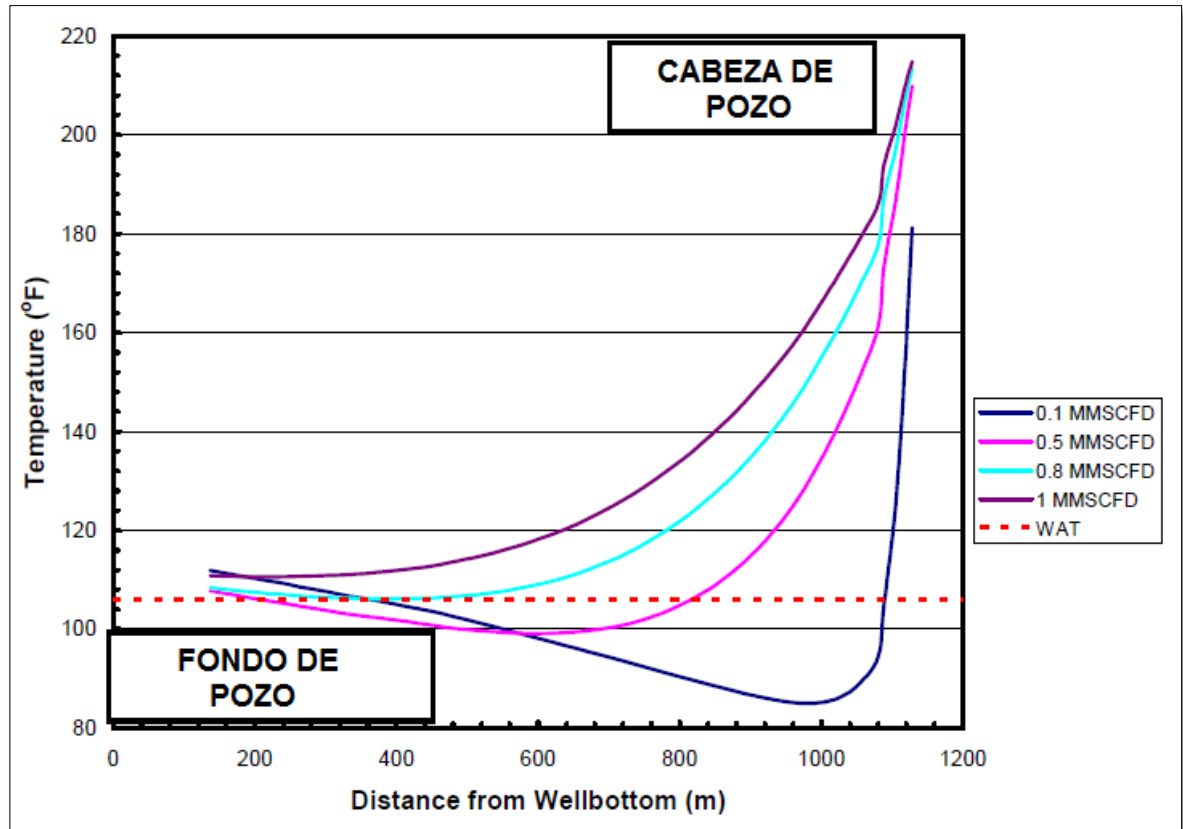
**Figura 20.** Perfil de temperatura de la corriente de producción – temperatura de inyección del gas 200°F.



Fuente: LEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. "Production of waxy low temperature wells with hot gas". Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

Con esta grafica se puede corroborar que el caudal en la cual se va a mantener la temperatura de la corriente de producción por encima de la WAT es 1 MMSCFD @200°F. De igual manera realizaron las respectivas gráficas para la temperatura de inyección de 220°F, los resultados se muestran en las figuras 21 y 22.

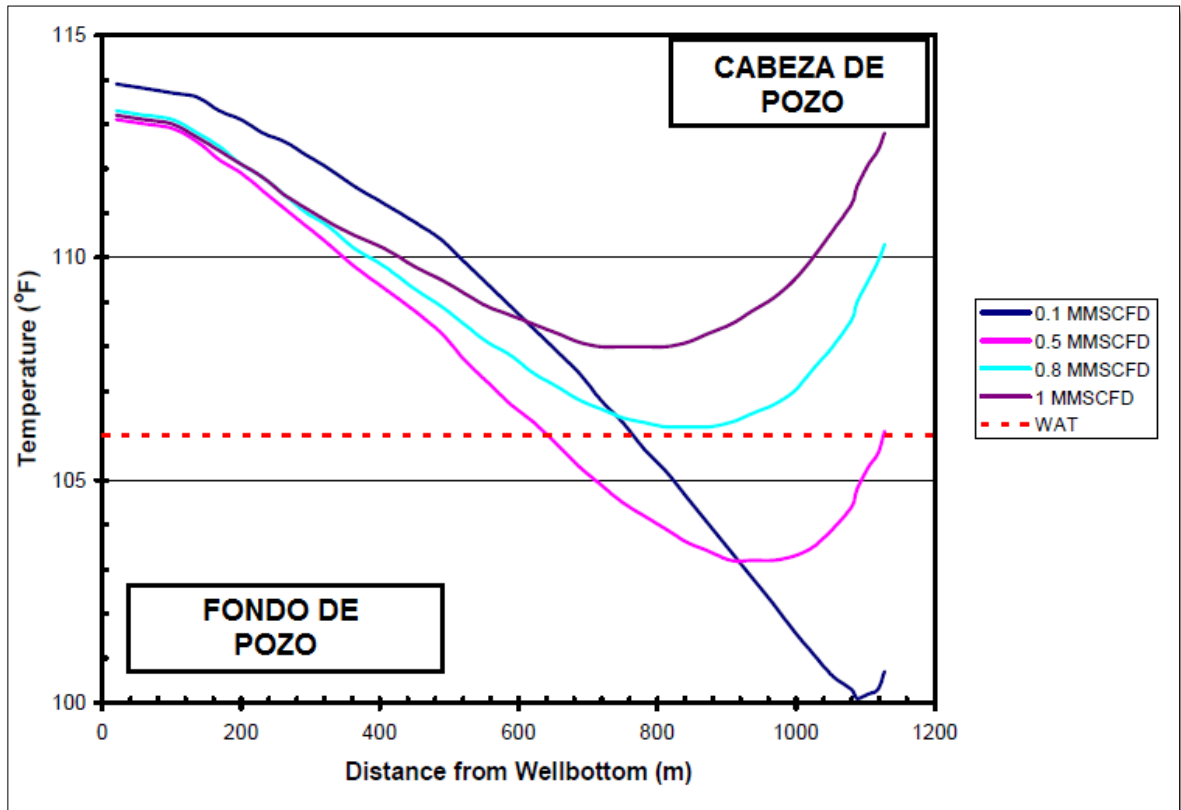
**Figura 21.** Perfil de temperatura del gas de inyección -  $T_{\text{gas}} = 220^{\circ}\text{F}$ .



Fuente: LEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. "Production of waxy low temperature wells with hot gas". Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

Para el caso de la temperatura de inyección de  $220^{\circ}\text{F}$  se observa que los caudales de inyección de 0.8MMSCFD y 1MMSCFD mantienen la temperatura de la corriente de producción por encima de la WAT aunque claramente se observa que el caudal de 0.8 MMSCFD en cierto sector del pozo se encuentra muy cerca a esta temperatura de aparición de cera lo cual podría generar alguna aparición en menor cantidad de cera.

**Figura 22.** Perfil de temperatura de la corriente de producción – temperatura de gas de inyección 220°F.



Fuente: LEYFEL, F., MENG, W., HERNANDEZ, O. “Production of waxy low temperature wells with hot gas”. Technip Offshore, Inc. SPE 89853.

Al dar por terminada la investigación los autores concluyeron y recomendaron lo siguiente.

- Durante un flujo normal y un completamiento convencional del pozo, la temperatura del fluido producido está estimado para estar por debajo de la temperatura de aparición de cera (WAT) y muy cerca al punto de fluidez.

- Aislando el pozo con una película delgada de revestimiento y usando un completamiento eficientemente térmico preserva el fluido de 5-7°F.
- El levantamiento por gas caliente con aislamiento del pozo es un camino para producir campos de baja temperatura, baja presión y alto contenido de ceras (parafinas). El método de levantamiento por gas caliente permite la salida del fluido producido en la cabeza de pozo a una temperatura por encima de la temperatura de aparición de cera (WAT).
- Para mantener el fluido en el pozo por encima de WAT, el gas caliente debe ser inyectado a 200°F y 1 MMSCFD o a 220°F y 0.8 MMSCFD.

### **3. CAMPO ESCUELA COLORADO**

El Campo Colorado es un campo maduro que forma parte de un convenio interadministrativo de Cooperación Empresarial con fines científicos y tecnológicos, por medio de la cual la empresa colombiana de petróleos – Ecopetrol S.A y la Universidad Industrial de Santander – UIS buscan fortalecer la formación integral de los estudiantes al incorporar un componente práctico en sus programas académicos, desarrollar los proyectos de investigación, apropiación tecnológica y propiciar el entrenamiento en áreas afines con el sector de hidrocarburos. Esta alianza se constituye en la primera experiencia nacional en materia de interacción academia – industria en el sector hidrocarburos<sup>4</sup>.

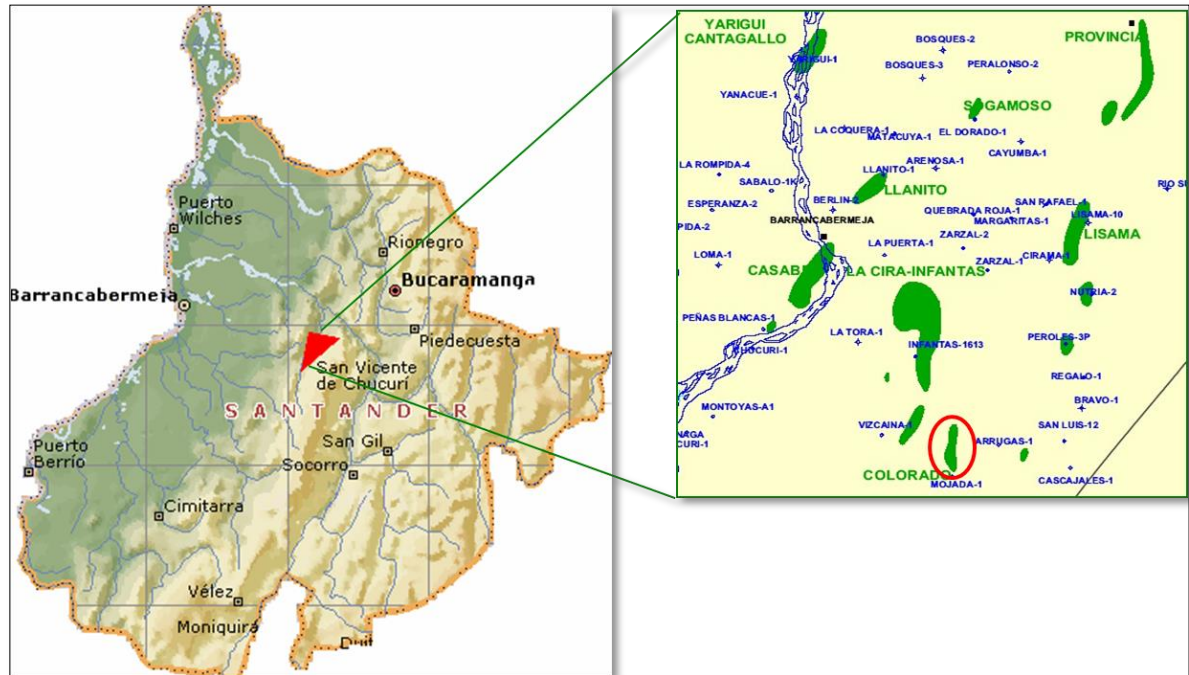
#### **3.1 LOCALIZACIÓN**

El campo está localizado en la Cuenca Valle medio del Magdalena (VMM) en la provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en la vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sureste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas, en el área de la antigua concesión De Mares. Ver figura 23.

---

<sup>4</sup> AMADO, C. Ingeniería Conceptual para la Aplicación de Gas Lift en el Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2012. Pág. 56.

**Figura 23.** Ubicación geográfica del Campo Colorado.



Fuente: Oficina Campo Escuela Colorado.

### 3.2 HISTORIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

El comienzo de la exploración del Campo Colorado se llevó a cabo entre 1923 y 1932, donde se perforaron siete pozos, quedando activo el pozo número 7 y abandonando los demás por problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivó a la Tropical Oil Company (Troco) a perforar 8 pozos nuevos entre 1945 y 1946<sup>5</sup>.

Se inició producción en el año de 1945 con una tasa aproximada de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando

<sup>5</sup> BURGOS, A., PABA, C. Efecto de los Métodos de Recobro sobre la Precipitación de Orgánicos. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2014. Pág. 91.

rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en junio de 1989. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

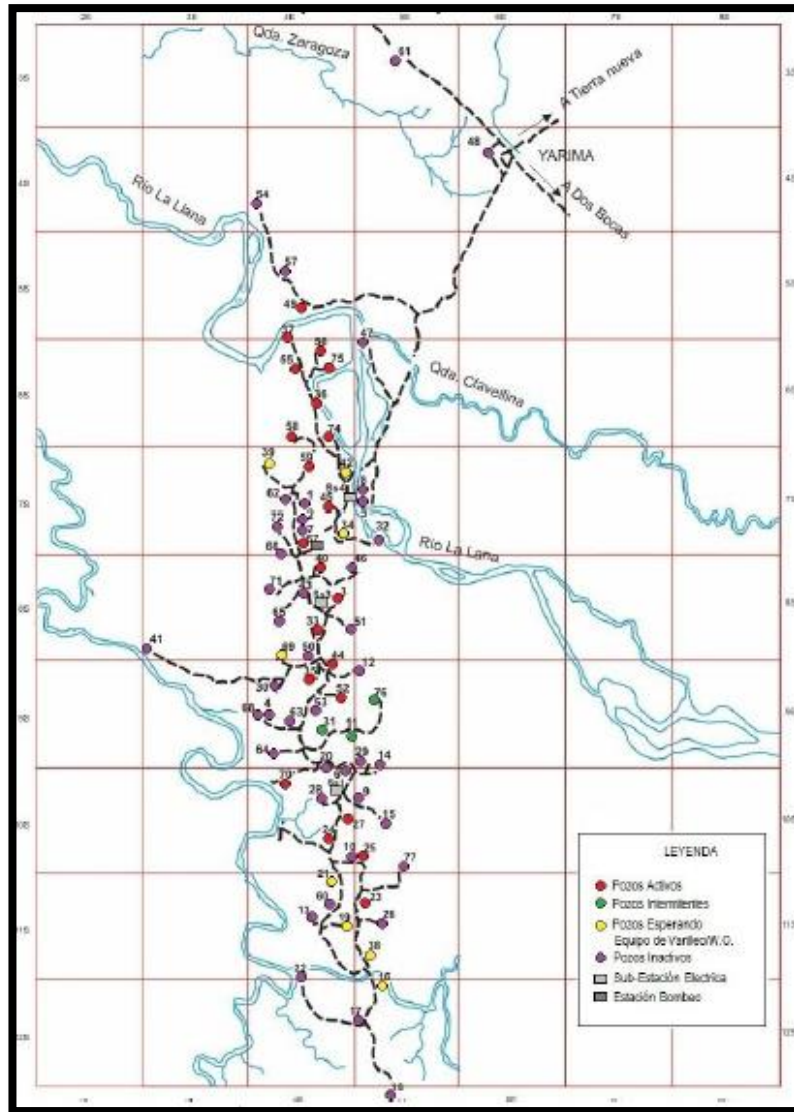
La producción de gas se ha mantenido casi constante desde 1989 con un valor promedio de 225 MSCF/Día, con una drástica disminución en el 2003, por la pérdida de pozos productores. En el Campo Colorado, de los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas por pozo, donde solamente un pozo, colorado 38, ha producido más de medio millón de barriles y otros tantos han logrado superar los trescientos mil barriles cada uno, acumulando así un total de reservas producidas de 8.5 MMBbbls.<sup>6</sup>

El 25 de enero de 2006 Ecopetrol firmó un convenio con la Universidad Industrial de Santander (UIS) para la operación del Campo Colorado, dando paso a una alianza estratégica para el desarrollo de la ciencia y la tecnología traducida en el establecimiento de un Campo Escuela. El primero de junio de 2006, ECOPETROL S.A hizo entrega formal del campo al ente universitario y a partir del año 2009 se concretó un nuevo convenio de cooperación tecnológica con la empresa WEIL GROUP, con el objeto de fortalecer la capacidad tecnológica para las actividades operativas del Campo Escuela Colorado con miras a la reactivación del mismo.

---

<sup>6</sup> MARTÍNEZ, R., AMAYA, M. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2010. Pág. 25.

**Figura 24.** Esquema de los pozos perforados en Campo Escuela Colorado.



Fuente: Oficina Campo Escuela Colorado. Modificado por los autores.

El proyecto Campo Escuela Colorado ha venido desarrollando una serie de trabajos con el ánimo de reactivar el campo, estos trabajos incluyen el reacondicionamiento de ciertos pozos, la ampliación de la estación de recolección, la adecuación de algunas oficinas en la antigua estación compresora y la reactivación del gasoducto.

El promedio de producción de crudo del Campo Escuela Colorado para el mes de marzo del 2013 es de 207 STBD, mientras que la producción promedio de gas para la misma fecha es de 0.18 MscfD. El gas producido es quemado completamente.<sup>7</sup>

### **3.3 FORMACIONES PRODUCTORAS**

El petróleo se extrae principalmente de la formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) las cuales pertenecen a la edad del Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales como se muestra en la Figura 25.

Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera Central al occidente y el levantamiento de la Cordillera Oriental al oriente.

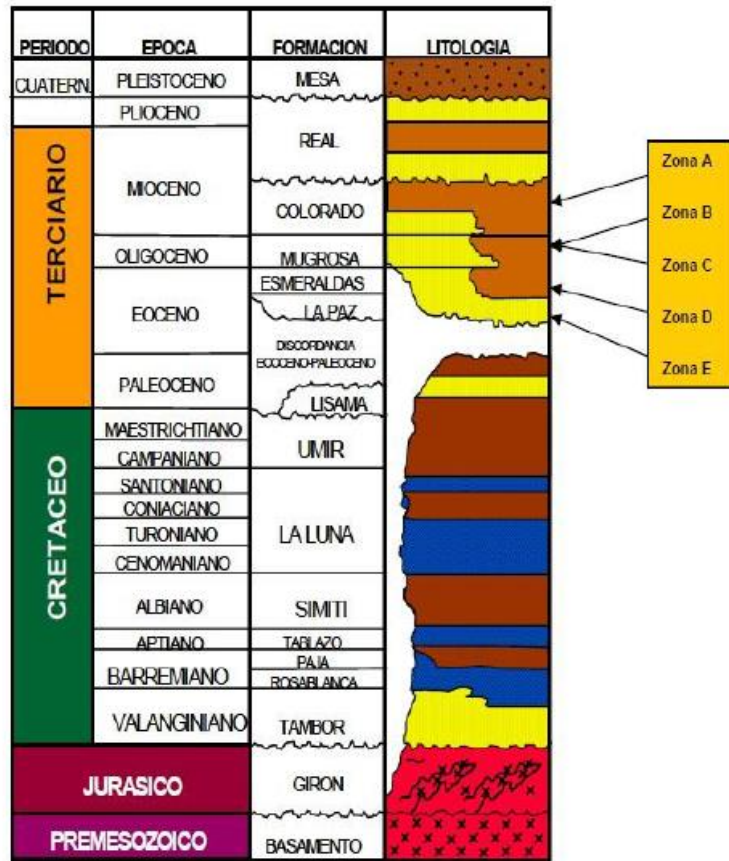
La formación mugrosa tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas. Las areniscas de esta formación se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9% para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Dirección de Hidrocarburos. Sistema de información energética. Extraído de: [www.minminas.gov.co](http://www.minminas.gov.co).

<sup>8</sup> RODRÍGUEZ, Daniel. Estudio de la Factibilidad Técnica y Financiera para la Aplicación del Sistema de Levantamiento Artificial Chamber Lift en Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2013. Pág. 45.

**Figura 25.** Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: AMADO, C. Ingeniería Conceptual para la Aplicación de Gas Lift en el Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2012.

### 3.4 ESTRUCTURA

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto al occidente con inclinaciones entre 25° a 45° N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al este denominada como “falla de Colorado”. En el anticlinal se presenta un gran número

de fallas que dividen al campo en seis bloques, con lo cual se maneja un modelo geológico en el que el campo esta compartimentalizado.

### 3.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

De acuerdo a los estudios en el Campo Escuela Colorado se han logrado determinar las características del yacimiento, presentes en la tabla 3.

**Tabla 3.** Propiedades del yacimiento.

PROPIEDAD	UNIDAD	ARENA A	ARENA B
Presión estática	psi	900	3000
Temperatura del yacimiento	°F	114	174
°API promedio	°API	42.2	39.7
Presión de burbuja	psia	550	1750
Viscosidad a Pb	cp	1.64	0.462
Bo a Pb	RB/STB	1.091	1.041
Aceite original	MMBls	20	37.3
Porosidad promedio	%	13.2	17.6
Espesor promedio – arena	Ft	22.5	33.6
Área	Acres	634	1083
Sg – Gas en el separador	Fracción (Vol)	0.958	0.937

Fuente: ARIZA, E. Determinación del umbral de cristalización en las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008.

### **3.6 PROBLEMAS OPERACIONALES DEL CAMPO**

Desde los inicios de la vida productiva del Campo Colorado se han presentado problemas operacionales debido a la precipitación y depositación de parafinas. Las características del crudo del Campo Colorado muestran que uno de sus mayores problemas es el tratamiento de estos depósitos, producidos por la reducción de la temperatura y presión en los fluidos durante el proceso de extracción y recolección, lo cual ha causado taponamiento de líneas, bajas en la producción e incluso abandono de pozos.

La declinación en la producción generalmente está asociada a un control poco efectivo de la precipitación de parafinas y a pérdida de la energía en zonas productoras. Se puede decir que en su gran mayoría los pozos perforados en el Campo Escuela Colorado se pueden clasificar como pozos con bajo potencial de hidrocarburos.

Este problema se ha tratado de solucionar mediante el método remedial de inyección de aceite caliente en las líneas de superficie y baches químicos por el anular al pozo recirculados a través del equipo de subsuelo. Sin embargo, de acuerdo a algunos estudios realizados por parte del Instituto Colombiano del Petróleo para campos cercanos al área de Colorado y con características semejantes respecto al problema de parafinas, la inyección de aceite caliente durante el pasado sin tener en cuenta las características propias del crudo, puede ser la responsable de la baja productividad de los pozos por generar precipitación y/o depositación de parafinas directamente en la cara del pozo causando posible daño a la formación.

Las principales arenas productoras en el Campo Colorados son B y C de la formación mugrosa, estas arenas contienen crudos parafínicos con alta gravedad API (mayor a 30). El ingeniero Emiliano Ariza León en su trabajo de maestría,

“DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE CRISTALIZACIÓN DE PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO”, logró determinar la envolvente de precipitación de parafinas para el crudo de la arena B de la formación mugrosa, encontrando que el problema de precipitación se presenta en la tubería de producción a una temperatura de 90°F y a una profundidad de 1550ft. El crudo de la arena C de la formación mugrosa aún no cuenta con el umbral de cristalización de parafinas, por lo tanto se desconoce el inicio de la precipitación, de igual forma se espera que el comportamiento sea similar al de la arena B, partiendo de la base que los crudos del campo Colorado son muy homogéneos y de origen común<sup>3</sup>.

**3.6.1 Estudio de precipitación de parafinas** Sobre el campo Escuela Colorado se han realizado varios estudios relacionados con las parafinas, pues siempre ha sido un problema constante a lo largo de la vida productiva del campo. Uno de los estudios más representativos que ayudan al desarrollo del proyecto de inyección de gas caliente, es la tesis mencionada anteriormente, en donde el ingeniero Emiliano Ariza, para determinar la EDP para el crudo del pozo Col-25 de la arena B se utilizó un equipo NIR a partir del cual se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 4.

**Tabla 4.** Puntos de cristalización, Técnica NIR (fluido Col-25, arena B).

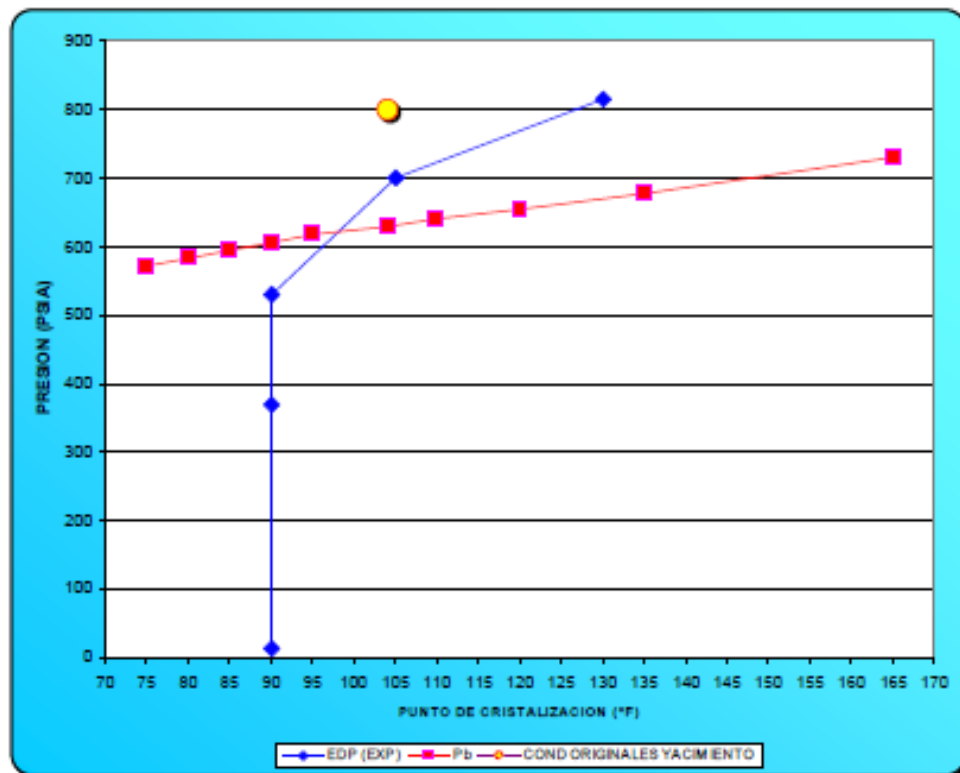
PRESION (psia)	TEMPERATURA DE CRISTALIZACION (°F)
805	130,00
700	105,00
530	90,00
370	90,00
14,7	90,00

Pb: 630 psia

Fuente: ARIZA, E. Determinación del umbral de precipitación de parafinas en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008. Modificado por los autores.

La prueba a presión de yacimiento se inició a 130°F, pero con el enfriamiento no se observó ningún cambio; por tanto se decidió iniciar en 150°F y se encontró que el punto de cristalización es de 130°F. Para las demás presiones se siguió el mismo procedimiento.

**Figura 26.** Envolvente de precipitación de parafinas, Técnica NIR (Col-25, arena B).



Fuente: ARIZA, E. Determinación del umbral de precipitación de parafinas en el crudo del campo colorado. Bucaramanga, 2008. Modificado por los autores.

Con esta envolvente de precipitación se proporciona información de gran utilidad para la compresión y análisis de las condiciones físicas y el estado termodinámico en que ocurre la precipitación y deposición de parafinas en el campo Colorado, lo cual permitirá realizar un estudio más completo de la implementación de la inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial.

Lo que se intentará lograr con la inyección de gas caliente es mantener la temperatura del crudo por encima de la línea de precipitación de parafinas a lo largo de todo el pozo, pues así se evitaría de una manera efectiva la formación de cristales que poco a poco van obstruyendo el flujo del crudo hacia la superficie.

#### 4. SELECCIÓN DE POZOS

En este estudio, se va a determinar si el sistema de inyección de gas caliente es eficiente y rentable, por tal motivo se debe hacer una selección de los pozos del Campo Escuela con las mejores propiedades sobre los cuales se pueda realizar el estudio, teniendo en cuenta el tipo de sistema que se va a implementar. Para el desarrollo de esta selección, se tomó como referencia el procedimiento utilizado en la tesis de grado de CRISTIAN AMADO, denominada "*Ingeniería conceptual para la aplicación del sistema gas lift en el Campo Colorado*". Debido a que el sistema de levantamiento es diferente al implementado en la tesis de referencia, se incluyeron y se modificaron algunos parámetros.

El objetivo de la inyección de gas caliente es mantener la temperatura del pozo por encima de la temperatura de precipitación de parafinas del crudo, por lo tanto, el flujo de gas debe ser continuo; de acuerdo a este tipo de sistema a implementar, se determinaron los parámetros de selección dándoles su respectivo porcentaje de acuerdo a su nivel de importancia. Se dividieron los datos en tres grupos como se muestra a continuación.

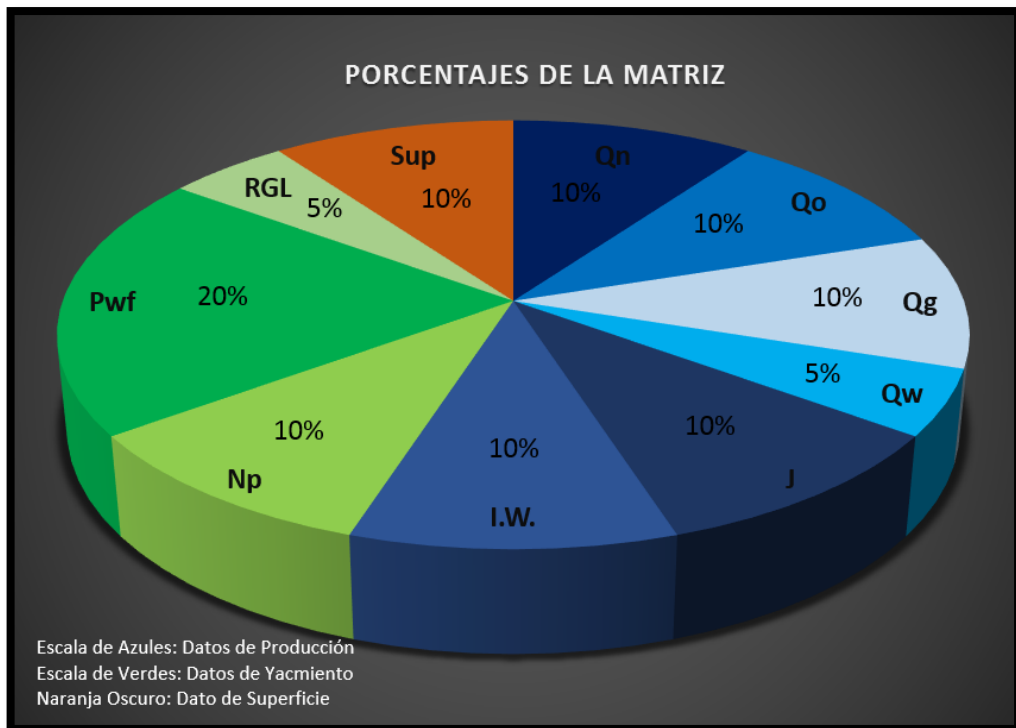
- **Datos de producción:** producción neta de líquidos ( $Q_{neta}$ ), producción de aceite ( $Q_o$ ), producción de gas ( $Q_g$ ), producción de agua ( $Q_w$ ), índice de productividad ( $J$ ) y por último el índice de workover (I.W.).
- **Datos de yacimiento:** producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) y la relación gas-aceite (RGL).

- **Estado de superficie:** para este parámetro se tomó un valor global en donde se tiene en cuenta el estado de superficie, la cercanía entre pozos, estado de las vías de acceso, localización y equipos disponibles.

#### 4.1 MATRIZ DE SELECCIÓN

Para la selección de los pozos candidatos, se desarrolló una matriz en Excel, en donde se tuvo en cuenta el porcentaje de cada parámetro escogido y la totalidad de los datos del Campo Escuela Colorado. En la siguiente figura se puede apreciar la distribución de porcentajes.

**Figura 27.** Parámetros y porcentajes de la Matriz.



Fuente: Autores

**4.1.1 Producción neta de líquidos (Qn – Bbl/d)** Se debe tener en cuenta que dentro de este parámetro se encuentra incluida la producción de agua, por lo tanto, es de vital importancia tener en cuenta la producción de agua al momento de analizar este dato. La producción neta ayuda a determinar qué tan rentable puede ser o no la producción de pozo; la función que se le asignó de acuerdo al porcentaje dado se muestra en la siguiente ecuación.

$$\text{Si } \frac{Q_{neta}}{Q_{netaprom}} \leq 1, \text{ entonces } f(Q_{neta}) = 0.1 \frac{Q_{neta}}{Q_{netaprom}} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$\text{Si } \frac{Q_{neta}}{Q_{netaprom}} > 1, \text{ entonces } f(Q_{neta}) = 0.1 \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde,

$$Q_{netaprom} = \frac{\sum Q_{neta}}{\# \text{ pozos}} ; Q_{netaprom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 4}$$

**4.1.2 Producción de aceite (Qo – Bbl/d)** Con este parámetro se determina la rentabilidad de un proyecto, por tal motivo, el objetivo de un sistema de levantamiento artificial es aumentar la producción de aceite para lograr pagar los costos de operación y obtener mayores ganancias. El porcentaje asignado a este parámetro se muestra en la siguiente ecuación.

$$\text{Si } \frac{Q_o}{Q_{oprom}} \geq 1, \text{ entonces, } f(Q_o) = 0.1 \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\text{Si } \frac{Q_o}{Q_{oprom}} < 1, \text{ entonces, } f(Q_o) = 0.1 \frac{Q_o}{Q_{oprom}} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde,

$$Q_{oprom} = \frac{\sum Q_o}{\# \text{ pozos}} ; Q_{oprom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 7}$$

**4.1.3 Producción de gas ( $Q_g$  – Mscf/d)** Debido a que el sistema de levantamiento a implementar necesitará un flujo de gas continuo, la producción debe ser lo suficiente para suplir la demanda del proyecto. La producción de gas del campo Escuela Colorado actualmente no es comerciable y tampoco ha sido utilizado dentro de algún proceso interno, por lo tanto es quemado en su totalidad. Al implementar el nuevo sistema, se le dará un uso a este gas, reduciendo la contaminación generada por su quema. El porcentaje asignado se muestra a continuación.

$$\text{Si } \frac{Q_g}{Q_{gprom}} \geq 1, \text{ entonces, } f(Q_g) = 0.1 \quad \text{Ecuación 8}$$

$$\text{Si } \frac{Q_g}{Q_{gprom}} < 1, \text{ entonces, } f(Q_g) = 0.1 \frac{Q_g}{Q_{gprom}} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde,

$$Q_{gprom} = \frac{\sum Q_g}{\# \text{ pozos}} ; Q_{gprom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 10}$$

**4.1.4 Producción de agua ( $Q_w$  – Bbl/d)** Mientras más alto sea este valor, la eficiencia del proyecto será menor, debido a que la producción de agua es un costo adicional debido a su tratamiento y también se requerirá mayor energía en el sistema para lograr calentar el crudo y el agua en el pozo. De acuerdo a su importancia se le asignó la siguiente función para darle su respectivo porcentaje.

$$\text{Si } \frac{Q_w}{Q_{wprom}} \geq 1, \text{ entonces, } f(Q_w) = 0 \quad \text{Ecuación 11}$$

$$\text{Si } \frac{Q_w}{Q_{wprom}} < 1, \text{ entonces, } f(Q_w) = 0.05 \left( 1 - \frac{Q_w}{Q_{wprom}} \right) \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde,

$$Q_{wprom} = \frac{\sum Q_w}{\# \text{ pozos}} ; Q_{wprom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 13}$$

**4.1.5 Índice de productividad (J – Bbl/D/psi)** Indica la forma como variará la tasa de producción de un pozo cuando la presión fluyente de fondo sufre un cambio. Un pozo con un alto índice de productivo se hace más atractivo para implementar el sistema de levantamiento artificial. El porcentaje dado a este parámetro se muestra a continuación.

$$\text{Si } \frac{J}{J_{prom}} \leq 1, \text{ entonces, } f(J) = 0.1 \frac{J}{J_{prom}} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$\text{Si } \frac{J}{J_{prom}} > 1, \text{ entonces, } f(J) = 0.1 \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde,

$$J_{prom} = \frac{\sum J}{\# \text{ pozos}} ; J_{prom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 16}$$

**4.1.6 Índice de workover (I.W.)** Es una relación del promedio de producción de un pozo después de ser sometido a una intervención para su respectivo reacondicionamiento, con el promedio de producción antes de realizar dicho trabajo. Se debe tener en cuenta que una vez se hacen estos trabajos la tendencia de la producción de los pozos de Campo Escuela Colorado es un rápido declive debido a la precipitación de parafinas. El porcentaje ha este parámetro se asignó de la siguiente manera.

$$\text{Si } \frac{I.W.}{I.W._{prom}} \geq 1, \text{ entonces, } f(I.W.) = 0.1 \quad \text{Ecuación 17}$$

$$\text{Si } \frac{I.W.}{I.W._{prom}} < 1, \text{ entonces, } f(I.W.) = 0.1 \frac{I.W.}{I.W._{prom}} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde,

$$I.W._{prom} = \frac{\sum I.W.}{\# \text{ pozos}} ; I.W._{prom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 19}$$

**4.1.7 Producción acumulada de petróleo ( $N_p$  - Bbl)** Este parámetro representa el aporte de crudo de un pozo a lo largo de su vida productiva. Es un indicador para determinar qué tan rentable puede ser un pozo durante cierto tiempo de producción. Debido a eso, se le asignó la función  $f(N_p, t)$  para darle el porcentaje a este parámetro.

$$f(N_p, t) = 0.05(A + B) \quad \text{Ecuación 20}$$

$$\text{Si } \frac{N_p}{N_{pprom}} \geq 1, \text{ entonces, } A = 1, \text{ si no, } A = \frac{N_p}{N_{pprom}} \quad \text{Ecuación 21}$$

$$\text{Si } \frac{t}{t_{prom}} \geq 1, \text{ entonces, } B = 1, \text{ si no, } B = \frac{t}{t_{prom}} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde,

$$N_{pprom} = \frac{\sum N_p}{\# \text{ pozos}} ; N_{pprom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 23}$$

$$t_{prom} = \frac{\sum t}{\# \text{ pozos}} ; t_{prom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 24}$$

*t*: Años efectivos de producción del pozo

**4.1.8 Presión de fondo fluyendo (Pwf – psi)** Es el parámetro de mayor importancia, debido a que un pozo con una Pwf alta será uno de los mejores prospectos para la implementación del sistema, debido a que mayor será el abatimiento de la formación y el caudal producido. El porcentaje se asignó de acuerdo a la siguiente función.

$$\text{Si } \frac{P_{wf}}{P_{wfprom}} < 1, \text{ entonces, } f(P_{wf}) = 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{wfprom}} \quad \text{Ecuación 25}$$

$$\text{Si } \frac{P_{wf}}{P_{wfprom}} \geq 1, \text{ entonces, } f(P_{wf}) = 0.2 \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde,

$$P_{wfprom} = \frac{\sum P_{wf}}{\# \text{ pozos}} ; P_{wfprom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 27}$$

**4.1.9 Relación gas-aceite (RGL – scf/Bbl)** Para un sistema de levantamiento de gas lift continuo, la relación gas-aceite debe ser alta debido a que se necesita un flujo constante de gas. El porcentaje dado a este parámetro se muestra en la siguiente ecuación.

$$Si \frac{RGL}{RGL_{prom}} \geq 1, \text{ entonces, } f(RGL) = 0.05 \quad \text{Ecuación 28}$$

$$Si \frac{RGL}{RGL_{prom}} < 1, \text{ entonces, } f(RGL) = 0.05 \frac{RGL}{RGL_{prom}} \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde,

$$RGL_{prom} = \frac{\sum RGL}{\# \text{ pozos}} ; RGL_{prom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 30}$$

**4.1.10 Estado de superficie** Como se mencionó anteriormente, este parámetro incluye el estado del pozo en superficie, localización, cercanía entre pozos, estado de las vías de acceso, entre otros. El porcentaje asignado para el dato de superficie se muestra en la siguiente ecuación.

$$Si \frac{Sup}{Sup_{prom}} \geq 1, \text{ entonces, } f(Sup) = 0.1 \quad \text{Ecuación 31}$$

$$Si \frac{Sup}{Sup_{prom}} < 1, \text{ entonces, } f(Sup) = 0.1 \frac{Sup}{Sup_{prom}} \quad \text{Ecuación 32}$$

Donde,

$$Sup_{prom} = \frac{\sum Sup}{\# \text{ pozos}} ; Sup_{prom} \neq 0 \quad \text{Ecuación 33}$$

Se debe tener en cuenta, que para el desarrollo de la matriz de selección se tuvieron en cuenta todos los pozos del campo Escuela Colorado, pero debido a que gran cantidad de ellos no contaban con los datos necesarios, solo se tomaron en cuenta los pozos que contaban con los datos requeridos para el desarrollo de la matriz, por lo tanto, los valores promedio para cada parámetro, se calcularon con el total de pozos que contaban con la información necesaria.

#### **4.2 RESULTADOS DE LA MATRIZ**

Los resultados obtenidos luego de realizar la matriz de selección en una hoja de Excel se muestran en la tabla 5. Los pozos se organizaron en orden decreciente de acuerdo al porcentaje de selección de cada uno. En el Anexo A se puede observar la información de cada pozo proporcionada por la base de datos del Campo Escuela Colorado, mientras que en el Anexo B se pueden observar los porcentajes obtenidos en la matriz para cada parámetro.

#### **4.3 SELECCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO**

De acuerdo a los porcentajes obtenidos por cada pozo, se escogieron los 15 pozos con mejores resultados. Una vez seleccionados estos pozos, se ubicaron geográficamente para determinar la cercanía entre ellos y poder dividirlos en tres grupos para optimizar el proceso de compresión, debido a que un compresor puede ser utilizado para varios pozos. Los resultados se muestran en la tabla 6.

**Tabla 5.** Porcentajes de selección de los pozos del Campo Escuela Colorado.

<b>No</b>	<b>Pozos</b>	<b>% Selección</b>
1	Col 55	0,89
2	Col 40	0,86
3	Col 59	0,84
4	Col 36	0,82
5	Col 24	0,80
6	Col 33	0,79
7	Col 58	0,76
8	Col 56	0,74
9	Col 74	0,72
10	Col 23	0,70
11	Col 44	0,70
12	Col 75	0,69
13	Col 37	0,65
14	Col 52	0,65
15	Col 03	0,65
16	Col 67	0,61
17	Col 49	0,55
18	Mojada	0,55
19	Col 76	0,53
20	Col 35	0,52
21	Col 45	0,50
22	Col 70	0,49
23	Col 27	0,45
24	Col 31	0,44
25	Col 25	0,29

Fuente: Autores

**Tabla 6.** Pozos seleccionados y agrupados de acuerdo a su ubicación

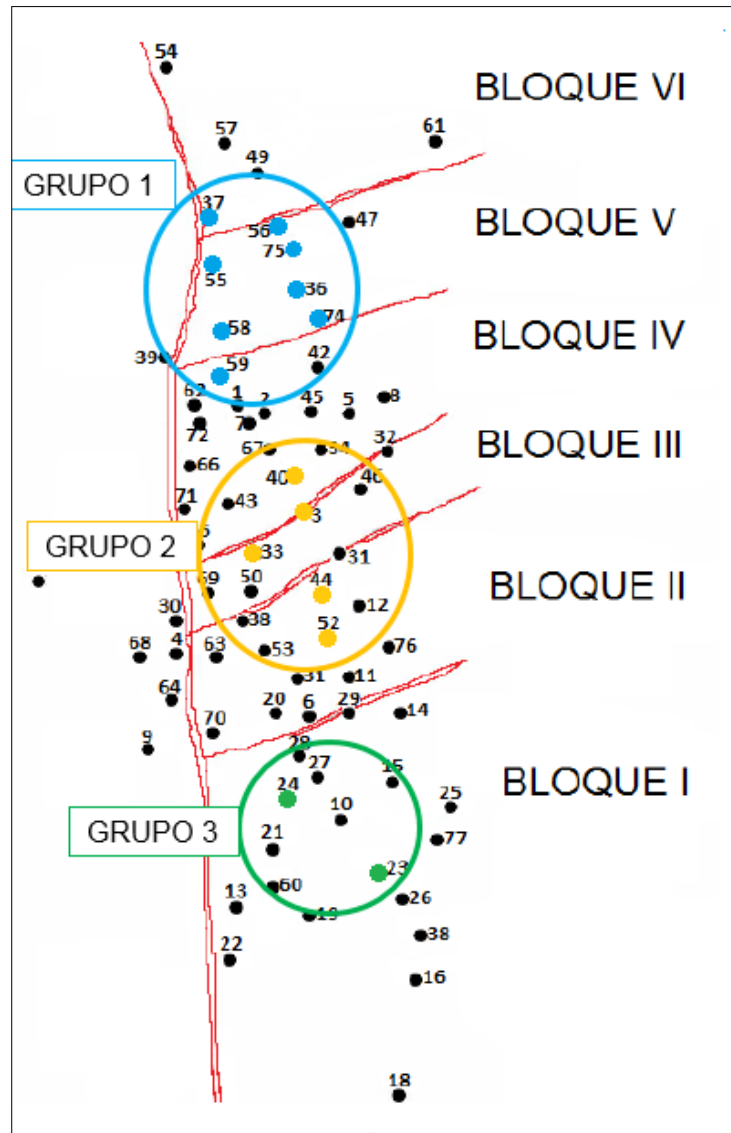
Mejores pozos	% Selección
Col 55	0,89
Col 40	0,86
Col 59	0,84
Col 36	0,82
Col 24	0,80
Col 33	0,79
Col 58	0,76
Col 56	0,74
Col 74	0,72
Col 23	0,70
Col 44	0,70
Col 75	0,69
Col 37	0,65
Col 52	0,65
Col 03	0,65

Fuente: Autores.

Los colores de la tabla anterior representan los tres grupos en los cuales se dividieron los pozos de acuerdo a su ubicación geográfica en el Campo

Debido a que el grupo 3 cuenta solo con dos pozos seleccionados y su distancia entre sí es significativa se decidió descartar este grupo. Por lo tanto, el diseño del sistema de levantamiento artificial se realizará para los grupos 1 y 2.

Figura 28. Ubicación y agrupación de los pozos seleccionados.



Fuente: Autores.

## **5. DISEÑO DEL SISTEMA DE GAS LIFT**

Para el diseño de un sistema de gas lift continuo, se deben tener en cuenta ciertas consideraciones teóricas que ayudaran al desarrollo del proceso. Es de vital importancia tener acceso a los datos del campo y de los pozos a los cuales se les hará el diseño, debido a que la fiabilidad de los cálculos realizados dependerá de los datos suministrados.

Los parámetros que se tienen en cuenta para las operaciones del diseño son:

- Profundidad de los pozos.
- Diámetros de las tuberías de producción y de revestimiento.
- Propiedades de los fluidos de producción.
- Indice de productividad.
- Comportamiento de la presión.
- Comportamiento de la producción.
- Relación Gas-Líquido (RGL).
- Relación Gas-Aceite (GOR).
- Corte de Agua.
- Problemas operacionales del campo.
- Nivel de la columna de fluido de cada pozo.

### **5.1 CONSIDERACIONES TEÓRICAS**

Estimar el comportamiento de la formación es fundamental para poder recuperar, medir, tratar, almacenar y transportar los fluidos de interés con mayor eficiencia al menor costo posible. Por esta razón se describen a continuación, las correlaciones

y consideraciones teóricas necesarias para realizar el diseño de un sistema de gas lift continuo.

**5.1.1 Índice de productividad** Para un pozo que fluya debe existir una diferencia entre la presión en la cara de la formación  $P_s$  y la presión en el fondo del pozo  $P_{wf}$ ; esta diferencia se denomina abatimiento y se representa como:

$$\Delta P = P_s - P_{wf} \text{ [psi]} \quad \text{Ecuación 34}$$

La relación entre caudal  $q$  en (Bbl/d) y el abatimiento  $\Delta P$  (psi) de un pozo se llama índice de productividad  $J$ , y se determina de la siguiente forma:

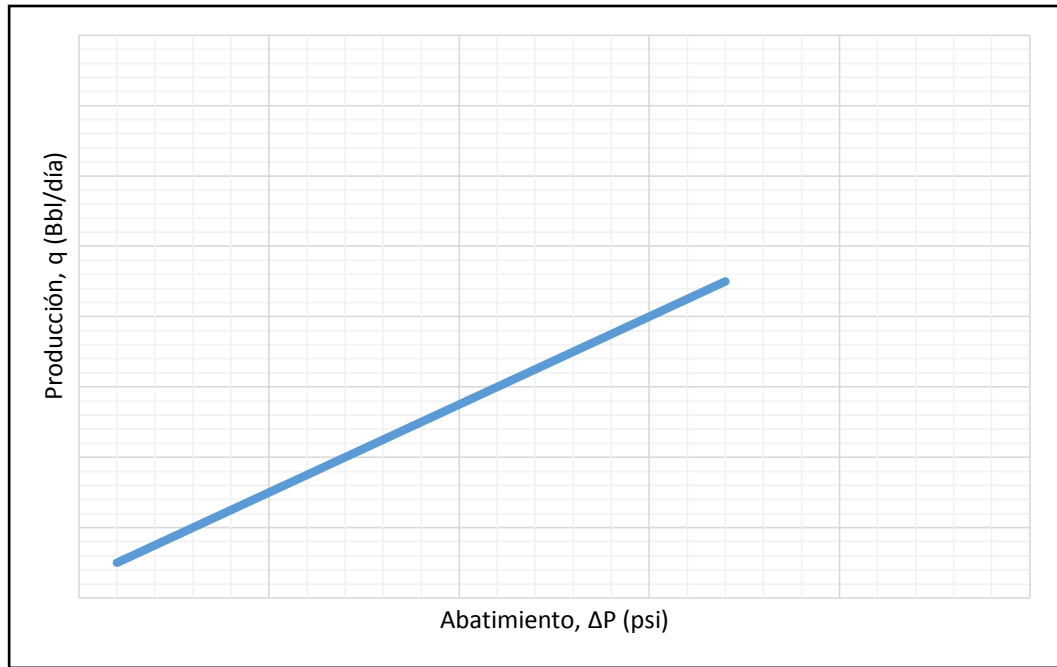
$$J = \frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \left[ \frac{\text{Bbl/día}}{\text{psi}} \right] \quad \text{Ecuación 35}$$

El índice de productividad está basado en la producción neta de líquidos, aceite y agua. Si el valor de  $J$  se toma como constante, independientemente de la producción actual y  $P_s$  tiene un valor específico, la Ecuación 3 puede escribirse como:

$$q = J\Delta P \left[ \frac{\text{Bbl}}{\text{día}} \right], \quad \text{o,} \quad P_{wf} = P_s - \frac{q}{J} \text{ [psi]} \quad \text{Ecuación 36}$$

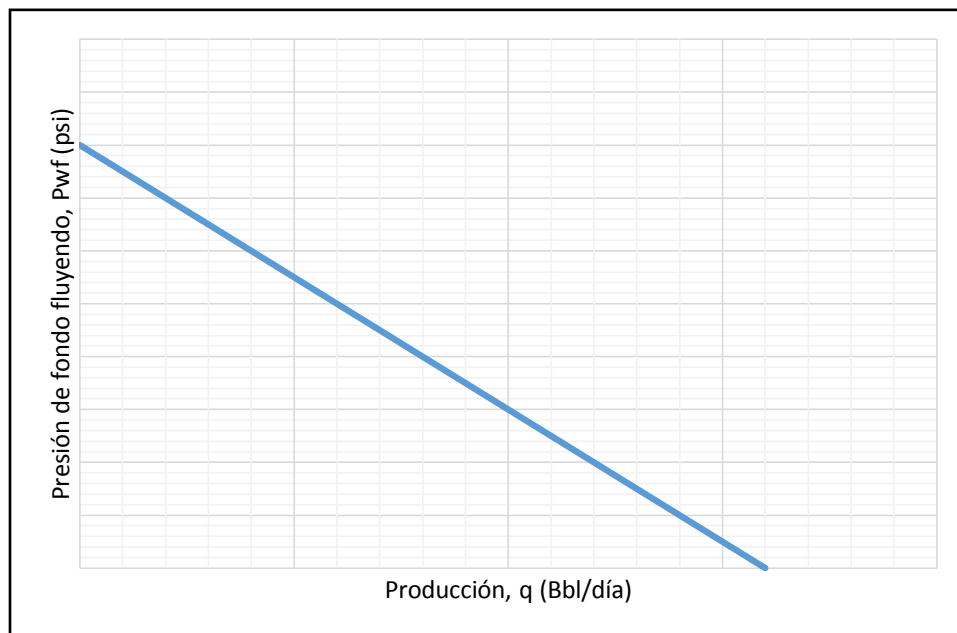
De las ecuaciones anteriores se puede obtener una relación del comportamiento de la producción  $q$  con determinada presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$ ; la representación gráfica de esta relación es el *IPR* (inflow performance relationship), ver figura 29 y figura 30.

**Figura 29.** Gráfica de la producción contra el abatimiento.



Fuente: Autores.

**Figura 30.** Representación gráfica del *IP*.



Fuente: Autores.

**5.1.2 Ecuación de Vogel**<sup>9</sup> En 1968 Vogel presentó una ecuación de afluencia que hoy en día es ampliamente usada debido a su simplicidad. Él derivó esta ecuación a partir de la simulación de pozos con propiedades de fluido produciendo por el mecanismo de gas en solución. Si la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbujeo, la ecuación de afluencia es la siguiente:

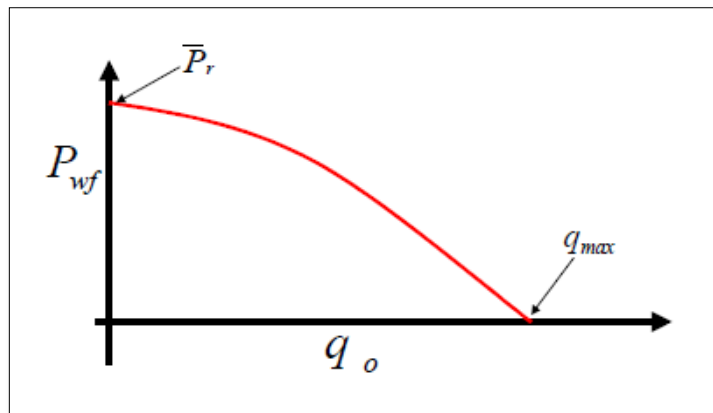
$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde

$q_{max}$  = Es la producción que tendría el pozo si la presión de fondo fluvente se pudiese reducir a cero, Bbl/D.

$P_r$  = Presión estática del yacimiento, psi.

**Figura 31.** Curva de afluencia de Vogel.

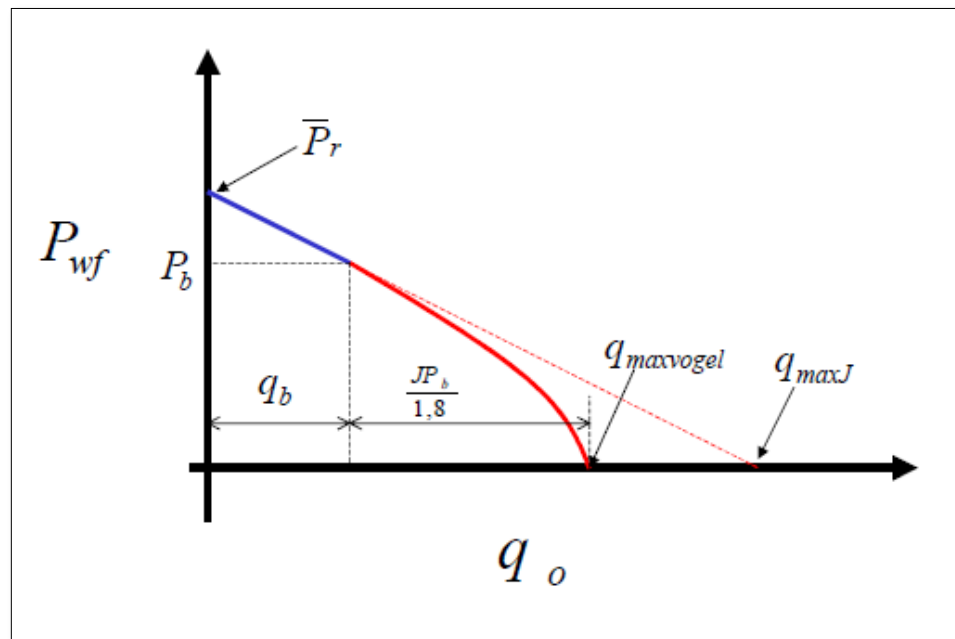


Fuente: HERNANDEZ, Alí., ESCALANTE DE DUQUE, Sharon., CHONCHO, María., TINOCO, María. "Manual de curso de levantamiento artificial por gas avanzado". PDVSA. Segunda Edición. 2001.

<sup>9</sup> HERNÁNDEZ, Alí., ESCALANTE DE DUQUE, Sharon., CHONCHO, María., TINOCO, María. "Manual de curso de levantamiento artificial por gas avanzado". PDVSA. Segunda Edición. 2001.

Si la presión de fondo fluyente está por debajo de la presión de burbujeo pero la presión de yacimiento no, se debe modificar la ecuación de Vogel para ser usada como ecuación de afluencia. Como se puede observar en la figura 32, después de la presión de burbuja se tiene un comportamiento diferente de la curva de afluencia.

**Figura 32.** Curva general de afluencia de Vogel.



Fuente: Fuente: HERNANDEZ, Alí., ESCALANTE DE DUQUE, Sharon., CHONCHO, María., TINOCO, María. "Manual de curso de levantamiento artificial por gas avanzado". PDVSA. Segunda Edición. 2001.

El índice de productividad J está dado por la siguiente ecuación:

$$J = -\frac{dq}{dP_{wf}} \quad \text{Ecuación 38}$$

Derivando la ecuación 5 con respecto a la presión de fondo fluyente, se tiene:

$$-\frac{dq}{dP_{wf}} = q_{max} \left[ \frac{0.2}{P_r} + \frac{1.6P_{wf}}{P_r^2} \right] \quad \text{Ecuación 39}$$

Si se aplica la ecuación de Vogel partiendo de la base que la presión de yacimiento es igual a la presión de burbujeo, y se toma la derivada del caudal con respecto a la presión de fondo fluyente en ese punto, se llega a la siguiente expresión:

$$-\frac{dq}{dP_{wf}} = J = \frac{1.8q_{max}}{P_b} \quad \text{Ecuación 40}$$

Si se considera por un instante que la presión de yacimiento es igual a la presión, la máxima tasa según Vogel está dada por:

$$q_{maxvogel} = \frac{JP_b}{1.8} \quad \text{Ecuación 41}$$

Pero, por arriba del punto de burbujeo, el caudal está expresado por:

$$q = J(P_r - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 42}$$

Y según la ecuación 8, el caudal cuando la presión de fondo fluyente es igual a la presión de burbujeo sería:

$$q_b = J(P_r - P_b) \quad \text{Ecuación 43}$$

El máximo caudal está dado entonces por:

$$q_{max} = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \quad \text{Ecuación 44}$$

Entonces, para presiones de fondo fluyente por debajo del punto de burbujeo, la ecuación de afluencia está definida por:

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 45}$$

Reemplazando  $q_b$  y  $q_{max}$  en la ecuación anterior, se tiene:

$$q = J(P_r - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 46}$$

**5.1.3 Profundidad de las válvulas**<sup>10</sup> Para determinar el profundidad a la cual se deben ubicar las válvulas de inyección existen varios métodos, gráficos y analíticos. Para el diseño de este sistema de levantamiento, se utilizó un método analítico el cual consiste en lo siguiente.

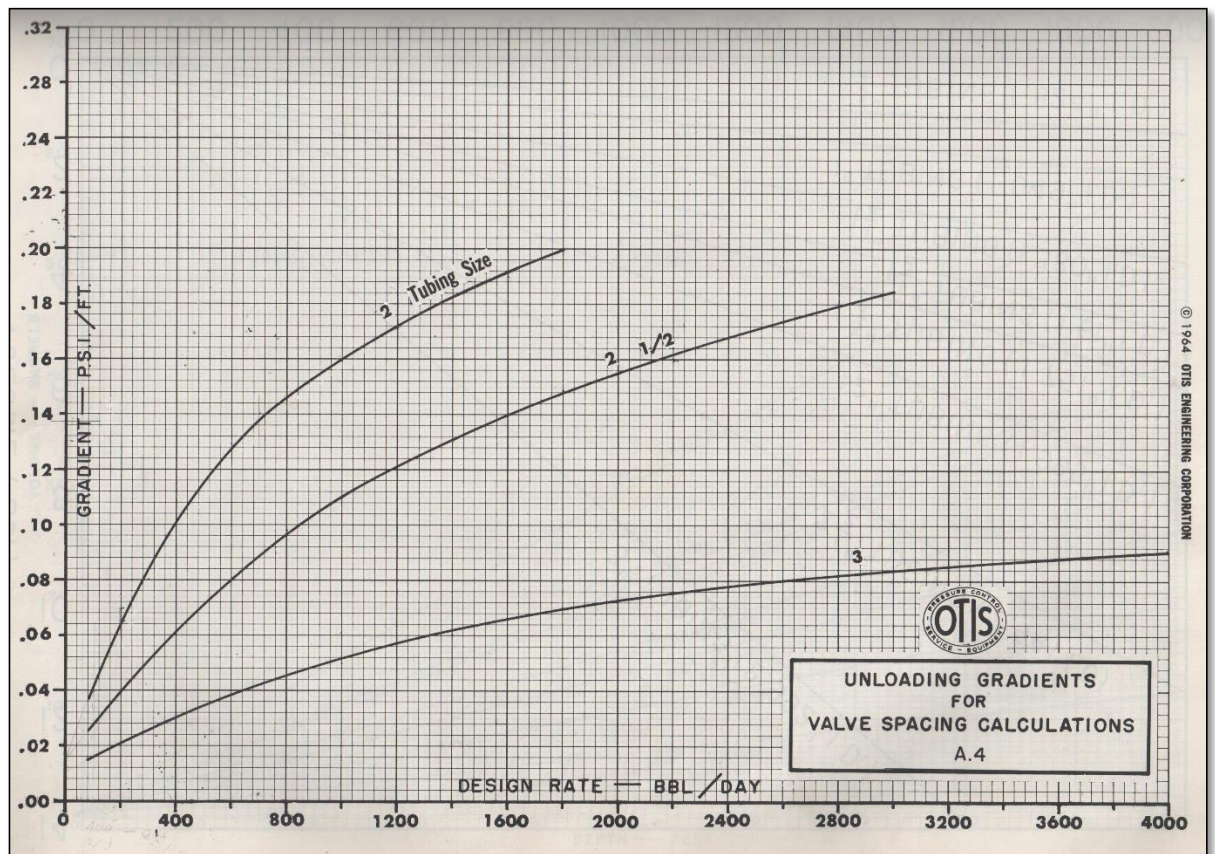
Para el diseño analítico de un sistema de gas lift continuo ciertas fórmulas son usadas para determinar la profundidad de las válvulas. Sin embargo, estas fórmulas requieren la presión de las válvulas. Es común seleccionar como la presión de operación de superficie de la válvula una presión igual a la presión de gas disponible menos 50 psi. El problema en este tipo de diseño es determinar el gradiente de descarga que debe usarse en el espaciamiento ente válvulas. El gradiente de

---

<sup>10</sup> BROWN, Kermit. Gas Lift Theory and Practice; Including a Review of Petroleum Engineering Fundamentals. Prentice Hall. 1967.

descarga es el gradiente que existe en el tubing por encima de una válvula que está pasando gas. Este gradiente de descarga se puede determinar haciendo uso de las curvas de gradiente, que se pueden apreciar en la figura 33, para una estimada tasa de producción del pozo.

**Figura 33.** Curvas de gradiente.



Fuente: BROWN, Kermit. Gas Lift Theory and Practice; Including a Review of Petroleum Engineering Fundamentals. Prentice Hall. 1967.

Para calcular analíticamente la profundidad de las válvulas, se deben tener en cuenta las siguientes fórmulas:

$$(1) \quad D_{v1} = \frac{(P_{ko}-50)-P_{wh}}{G_s}$$

Ecuación 47

Donde

$D_{v1}$  = Profundidad de la primera válvula, pies.

$P_{ko}$  = Presión de gas disponible para la patada inicial, psi.

$P_{wh}$  = Presión de cabeza de pozo, psi.

$G_s$  = Gradiente del fluido a ser descargado, psi/pie.

Si el pozo es inicialmente descargado a la presión atmosférica, la  $P_{wh}$  será cero. Si el pozo tiene un nivel líquido estático más bajo que la primera válvula calculada, la válvula deberá ser colocada al nivel de líquido, incluso unos pies por debajo del nivel.

Se debe tener en cuenta que para las válvulas balanceadas se deberá usar una caída de 20 psi por válvula, empezando con la primera válvula usando una presión de operación de superficie de 50 psi menos que la  $P_{ko}$ .

Generalmente la solución analítica no tiene en cuenta el peso de la columna de gas; en el diseño gráfico si se tiene en cuenta el peso de la columna de gas, por lo tanto, la profundidad de las válvulas en cuanto al diseño analítico pueden diferir un poco.

Luego de determinar la profundidad de la primera válvula, se usan las siguientes ecuaciones para determinar la profundidad de las demás válvulas:

$$(2) \quad D_{v2} = D_{v1} + \frac{P_{so1} - G_u(D_{v1}) - P_{wh}}{0.5} \quad \text{Ecuación 48}$$

Donde

$P_{so1}$  = Presión de operación de la válvula (1), psig.

$G_u$  = Gradiente de descarga, psi/pie.

Para las demás válvulas se de tener en cuenta lo siguiente:

$P_{so}$  = Presión de gas normal disponible en el pozo para el levantamiento, psi.

$$P_{so2} = P_{so} - 75$$

$$P_{so3} = P_{so} - 100$$

$$P_{so4} = P_{so} - 125$$

Etc.

$$(3) \quad D_{v3} = D_{v2} + \frac{P_{so2} - G_u(D_{v2}) - P_{wh}}{0.5} \quad \text{Ecuación 49}$$

$$(4) \quad D_{v4} = D_{v3} + \frac{P_{so3} - G_u(D_{v3}) - P_{wh}}{0.5} \quad \text{Ecuación 50}$$

Desde que el espaciamento entre válvulas es menor a 300 pies, se colocan dos válvulas más cada 300 pies, por ejemplo, si la profundidad de la válvula 5 es de 3860 pies y la profundidad de la válvula 6 es a 4010 pies, la válvula seis se coloca a 4160 pies y luego una válvula más a 4460 pies.

**5.1.4 Caudal de inyección de gas adecuado** 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.

$$q_{iny} = \frac{(RGL_t - RGL_f)q_l}{1000} \quad \text{Ecuación 51}$$

Donde,

$q_{iny}$  = Tasa de inyección de gas requerida, Mscf/día.

$RGL_t$  = Relación gas-líquido total, scf/STB.

$RGL_f$  = Relación gas-líquido de formación, scf/STB.

$q_l$  = Tasa de producción de líquido, Bbl/día.

La RGL total será la correspondiente al gradiente mínimo para aquellos pozos donde no se conoce el comportamiento de afluencia de la formación productora. La ecuación de W. Zimmerman presentada a continuación permite valores de la RGL correspondiente al gradiente mínimo.

$$RGL_{grad.min} = \left[ a + \left( \frac{b \cdot D_v}{1000} \right) \right] * \cotgh \left( \frac{c \cdot q_l}{1000} \right) \quad \text{Ecuación 52}$$

Los coeficientes  $a$ ,  $b$  y  $c$  se calculan por medio de las siguientes ecuaciones:

$$a = (25.81 + 13.92w) * 2ID - 145 \quad \text{Ecuación 53}$$

$$b = 139.2 - (2.7766 + 7.4257w) * 2ID \quad \text{Ecuación 54}$$

$$c = [(1 - 0.3w) * (3 - 0.7ID)] + \left[ (0.06 - 0.015w - 0.03wID) * \frac{Dv}{1000} \right] \quad \text{Ec. 55}$$

Donde,

$w$  = Fracción de agua y sedimento, adimensional.

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

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

$ql$  = Tasa de producción de líquido, Bbl/día.

$RGL_{grad.min}$  = RGL cercana al gradiente mínimo, scf/STB.

$cotgh(x)$  = Cotangente hiperbólica de  $x$ .

**5.1.5 Potencia del compresor**<sup>11</sup> Puede demostrarse que la potencia requerida para comprimir adiabáticamente un volumen  $V_o$  [pie<sup>3</sup>/seg] de gas perfecto (medido a la presión  $P_o$  [psi] y una temperatura  $T_o$  [°K]) desde la presión  $P_1$  a la presión  $P_2$  es:

$$P_o V_o \frac{k}{k-1} \frac{T_1}{T_o} \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} - 1 \right], \frac{pie-lb}{seg} \quad \text{Ecuación 56}$$

Donde

$K$  = Razón del calor específico del gas a presión constante al calor específico a volumen constante.

$T_1$  = Es la temperatura del gas de succión en grados Kelvin

---

<sup>11</sup> NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Tren University, Ontario, Canadá. 1987.

Para los gases relativamente secos del campo petrolero (es decir, gases que contienen un porcentaje pequeño de los hidrocarburos más pesados),  $k$  es aproximadamente 1.25<sup>12</sup>, de modo que la expresión anterior se simplifica de la siguiente manera.

$$Potencia = 5P_oV_o \frac{T_1}{T_o} \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{0.2} - 1 \right], \frac{pie-lb}{seg} \quad \text{Ecuación 57}$$

Si  $P_o$  es la presión atmosférica, 14.7x144 psi, y  $T_o$  y  $T_1$  son iguales a 520°K (60°F), en tanto  $M$  es el gasto de gas medido en Mscf/día, entonces,

$$M = \frac{V_o * 60 * 60 * 24}{1000} \quad \text{Ecuación 58}$$

Por lo tanto la ecuación 20 se reduce a:

$$Potencia = 5 * 14.7 * 144 * \frac{1000}{60 * 60 * 24} M \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{0.2} - 1 \right], \frac{pie-lb}{seg} \quad \text{Ecuación 59}$$

$$Potencia = 0.223M \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{0.2} - 1 \right], hp \quad \text{Ecuación 60}$$

Donde

$M$  = Gasto de gas, Mscf/día

$P_1$  = Presión de entrada en el compresor, psi.

$P_2$  = Presión de salida del compresor, psi.

---

<sup>12</sup> NIND, T. E. W. Profitability of Oilfield Projects. Southam-MacLean's Oil/Gas World. 1959.

Para dar márgenes por el hecho de que la temperatura de succión  $T_1$  puede estar por encima de 60°F, para los efectos de supercompresibilidad, y para la eficiencia global de la planta y permitir un margen de seguridad en el valor calculado de la presión requerida de salida, se sugiere que se obtenga la potencia al freno del compresor aumentando la cifra derivada de la ecuación 60 en casi una tercera parte.

## 5.2 APLICACIÓN A CAMPO ESCUELA COLORADO

Para los cálculos de diseño de un sistema de gas lift continuo aplicado al campo Escuela Colorado se tuvieron en cuenta los datos mostrados en las tablas 7 y 8.

**Tabla 7.** Datos del primer grupo de pozos.

Grupo 1		[ ]	Col 55	Col 36	Col 37	Col 56	Col 58	Col 59	Col 74	Col 75
Producción neta	Qn	Bbl/D	42	20	12	12	14	24	48,2	10
Presión de fondo fluyendo	Pwf	psi	977,5	420	760	563,6	612	351	164	366
Presión estática de fondo	Ps	psi	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Presión en cabeza de pozo	Pwh	psi	50	50	50	50	50	50	50	50
°API			36,5	36,9	39	39	39	39	40	40
Índice de productividad	J	STB/D/psi	0,188	0,037	0,041	0,041	0,065	0,044	0,071	0,019
Profundidad de la tubería de producción	Dtub	ft	4958	2213	4621	5146	4053	4500	4985	4521
Profundidad a nivel de líquido		ft	974,5	772,8	1750	3347,9	2280,9	1998,7	4642	2532
Relación Gas-Líquido de formación	RGLf	scf/STB	2300	4500	3280	2000	300	2000	10000	10000
Corte de Agua	Wcut	%	0,238	0,25	0,22	0,125	0,357	0,08	0	0,2
ID Tubing		in	2,441	2,441	2,441	2,441	2,441	2,441	2,441	2,441

Fuente: Autores.

**Tabla 8.** Datos del segundo grupo de pozos.

Grupo 2		[ ]	Col 03	Col 33	Col 40	Col 44	Col 52
Producción neta	Qn	Bbl/D	41	20	17	30	20
Presión de fondo fluyendo	Pwf	psi	373	512	347	91	940
Presión estática de fondo	Ps	psi	1200	1200	1200	1200	1200
Presión en cabeza de pozo	Pwh	psi	50	50	50	50	50
°API			40	40	31,2	38	36
Índice de productividad	J	STB/D/psi	0,071	0,039	0,056	0,067	0,085
Profundidad de la tubería de producción	Dtub	ft	5608	5204	5408	5833	4960
Profundidad a nivel de líquido		ft	5302	2277	3757	5065	995
Relación Gas-Líquido de formación	RGLf	scf/STB	3241	6131	993	2500	4586
Corte de Agua	Wcut	%	0,073	0	0	0,238	0,7
ID Tubing		in	2,441	2,441	2,441	2,441	2,441

Fuente: Autores

Con los datos presentados en las tablas anteriores se procede a describir el procedimiento realizado para determinar el nuevo caudal de crudo deseado, para lo cual se calculó el IPR de cada pozo, como también la profundidad de las válvulas y el caudal de inyección de gas adecuado teniendo en cuenta la relación gas-líquido mínimo.

**5.2.1 Cálculo del IPR** Para este procedimiento se utilizó la ecuación de Vogel, ecuación 46.

$$q = J(P_r - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Para el caso del pozo Col 55, se observó que la presión de fondo fluyendo era mayor que la presión de burbuja, por lo tanto, para presiones mayores a la presión de burbuja se tiene que:

$$q = J(P_r - P_{wf})$$

$$q = 104 \left[ \frac{Bbl}{día} \right]$$

El IPR se comporta de forma lineal para presiones superiores a  $P_b$ , por lo tanto se tomó  $P_{wf} = P_b$  y con los datos obtenido se traza una línea recta en la gráfica de IPR. Luego para presiones por debajo del punto de burbuja el comportamiento del IPR varía, debido a eso se tiene lo siguiente:

$$q = 0.188(1200 - 648) + \frac{0.188(648)}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{1200} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{1200} \right)^2 \right]$$

Se asignan diferentes valores a  $P_{wf}$  para poder obtener la gráfica del IPR.

$$q_1 = 0.188(1200 - 648) + \frac{0.188(648)}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{500}{1200} \right) - 0.8 \left( \frac{500}{1200} \right)^2 \right]$$

$$q_1 = 129 \left[ \frac{Bbl}{día} \right]$$

$$q_2 = 0.188(1200 - 648) + \frac{0.188(648)}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{300}{1200} \right) - 0.8 \left( \frac{300}{1200} \right)^2 \right]$$

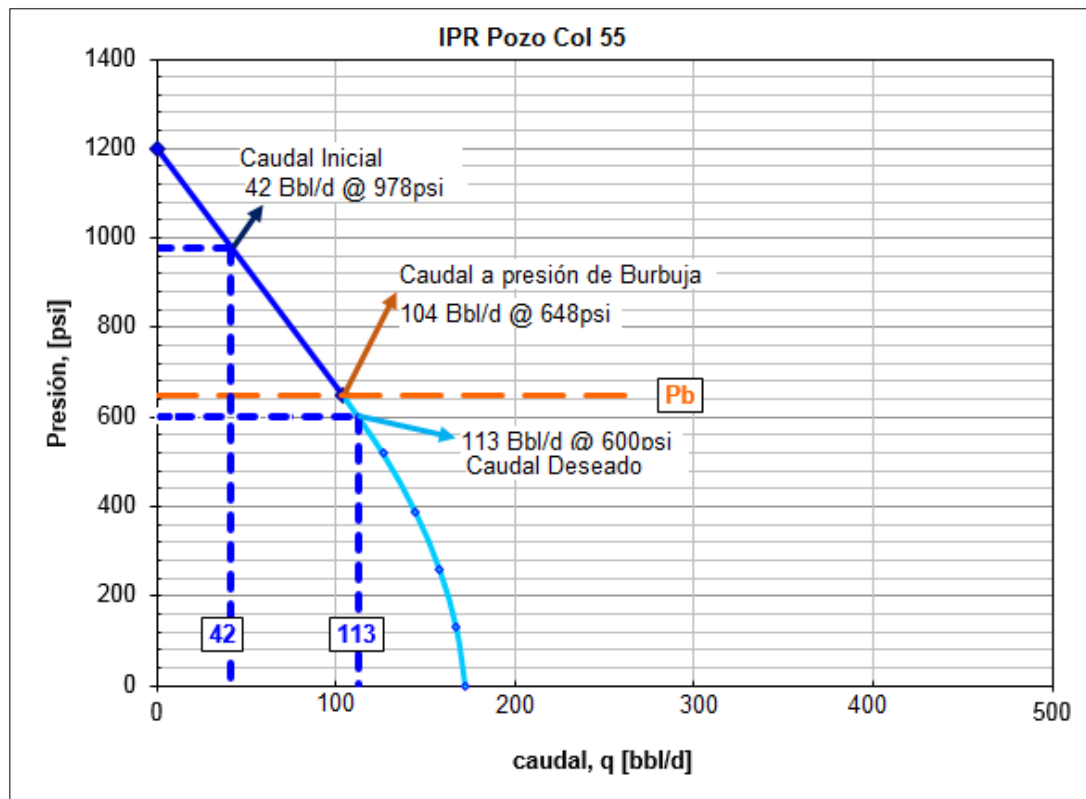
$$q_2 = 154 \left[ \frac{Bbl}{día} \right]$$

**Tabla 9.** Datos del IPR del pozo Col 55.

Pwf [psi]	Qo [Bbl/d]
1200	0
648	104
600	113
500	129
400	143
300	154
200	163
100	169
50	171
0	172

Fuente: Autores.

**Figura 34.** Gráfica de IPR del pozo Col 55.



Fuente: Autores.

**5.2.2 Cálculo de la profundidad de las Válvulas** Para el cálculo de la profundidad de las válvulas se utilizó la ecuación , teniendo en cuenta que para  $P_{ko}$ , se tomó una presión menor a la presión de fondo fluyendo necesaria para el nuevo caudal deseado y para  $G_s$  se tomó 0.5 psi/ft que es el gradiente de fluido muerto.

$$(1) D_{v1} = \frac{(P_{ko} - 50) - P_{wh}}{G_s}$$

$$(1) D_{v1} = \frac{(560 - 50) - 0}{0.5}$$

$$(1) D_{v1} = 1020 [ft]$$

$$(2) D_{v2} = 1020 + \frac{510 - 0.031(1020) - 50}{0.5} = 1876.76 ft$$

$$(3) D_{v3} = 1876.76 + \frac{485 - 0.031(1876.76) - 50}{0.5} = 2630 ft$$

$$(4) D_{v4} = 2630 + \frac{465 - 0.031(2630) - 50}{0.5} = 3297.32 ft$$

$$(5) D_{v5} = 3297.32 + \frac{445 - 0.031(3297.32) - 50}{0.5} = 3882.88 ft$$

$$(6) D_{v6} = 3882.88 + \frac{425 - 0.031(3882.88) - 50}{0.5} = 4392.14 ft$$

$$(7) D_{v7} = 4392.14 + \frac{405 - 0.031(4392.14) - 50}{0.5} = 4892.14 ft$$

Debido a que la válvula número 7 se encuentra a una profundidad muy cercana a la profundidad de la tubería de producción se decidió utilizar seis válvulas para prevenir un bloqueo del flujo del pozo debido al flujo de gas inyectado. Los datos obtenidos se muestran en la tabla 10.

**Tabla 10.** Profundidad de las válvulas del pozo Col 55.

Pko	560	# Válvula	Profundidad (ft)
Pso	510	1	1020,00
Pso1	510	2	1876,76
Pso2	485	3	2630,40
Pso3	465	4	3297,32
Pso4	445	5	3882,88
Pso5	425	6	4392,14
Pso6	405	7	4829,83

Fuente: Autores

### 5.2.3 Cálculo del $RGL_{grad.min.}$

Este cálculo es necesario para determinar el caudal de inyección adecuado. Se usó la ecuación 18, pero primero se calcularon los coeficientes a, b y c.

$$a = (25.81 + 13.92 * 0.238) * 2(2.441) - 145 = -2.82$$

$$b = 139.2 - (2.7766 + 7.4257 * 0.238) * 2(2.441) = 117.02$$

$$c = [(1 - 0.3 * 0.238) * (3 - 0.7 * 2.441)] + \left[ (0.06 - 0.015 * 0.238 - 0.03 * 0.238 * 2.441) * \frac{4392.14}{1000} \right]$$

$$c = 1.37$$

Luego se procedió a calcular el  $RGL_{grad.min}$ .

$$RGL_{grad.min} = \left[ a + \left( \frac{b * D_v}{1000} \right) \right] * cotgh \left( \frac{c * q_l}{1000} \right)$$

$$RGL_{grad.min} = \left[ -2.82 + \left( \frac{117.02 * 4392.14}{1000} \right) \right] * cotgh \left( \frac{1.37 * 113}{1000} \right)$$

$$RGL_{grad.min} = 3327.05 \left[ \frac{scf}{STB} \right]$$

**5.2.4 Cálculo del caudal de inyección adecuado** Para el cálculo del caudal de inyección se utilizó la ecuación 51.

$$q_{iny} = \frac{(RGL_t - RGL_f)ql}{1000}$$

$$q_{iny} = \frac{(3327.05 - 2300)113}{1000} = 116.06 \left[ \frac{Mscf}{d} \right]$$

**5.2.5 Resultados Obtenidos** Los resultados obtenidos para los dos grupos de pozos del campo Escuela Colorado se pueden observar en la tabla 11 y 12 respectivamente.

**Tabla 11.** Resultados obtenidos del grupo de pozos 1.

Datos del Grupo de Pozos 1					
Pozo	Qo [Bbl/d]	Pwf [psi]	Pko [psi]	Qiny [Mscf/d]	Profundidad de las válvulas [ft]
Col 55	113	600	500	116,06	1 1020,00
					2 1876,76
					3 2630,40
					4 3297,32
					5 3882,88
					6 4392,14
Col 36	30	300	280	48	1 820,00
					2 1147,20
					3 1411,31
					4 1711,00
					5 2011,00
Col 37	28	500	470	286,24	1 1800,00
					2 2471,60
					3 3067,6792
					4 3601,10739
					5 4074,26531
					6 4489,44323
Col 56	40	470	450	312,11	1 3390
					2 3954,4
					3 4446,224
					4 4878,37504
Col 58	47	450	400	312,6	1 2330
					2 2818,16
					3 3232,88832
					4 3587,70968
Col 59	36	290	270	171	1 2050
					2 2308
					3 2608
					4 2908
Col 75	16	260	240	130,34	1 2585
					2 2771,94
					3 3072
					4 3372
<b>TOTAL</b>	310	-	-	1376,35	-

Fuente: Autores.

**Tabla 12.** Resultados obtenidos del grupo de pozos 2.

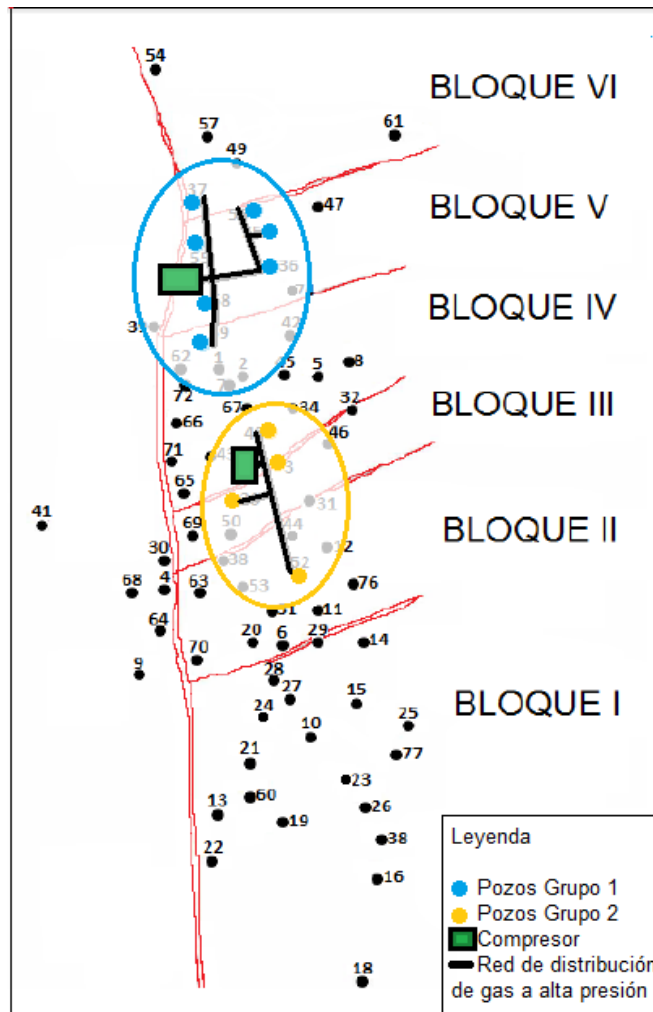
Datos del Grupo de Pozos 2						
Pozo	Qo [Bbl/d]	Pwf [psi]	Pko [psi]	Qiny [Mscf/d]	Profundidad de las válvulas [ft]	
Col 03	58	300	280	238,33	1	5350,00
					2	5496,00
Col 33	30	380	350	147,3	1	2327,00
					2	2738,57
					3	3084,51
					4	3377,30
					5	3618,96
					6	3918,00
					7	4220,00
Col 40	42	42	275	315.45	1	3810,00
					2	4007,60
					3	4300,00
					4	4600,00
Col 52	52	510	480	213,65	1	1050,00
					2	1763,80
					3	2396,19
					4	2960,76
					5	3460,49
					6	3898,23
					7	4276,70
<b>TOTAL</b>	182	-	-	914.73	-	

Fuente: Autores.

A los pozos Col 74 y Col 44 que fueron seleccionados previamente de acuerdo a la matriz, no es posible aplicarles un sistema de gas lift continuo debido a que técnicamente no es posible porque presentan presiones de fondo fluyendo muy bajas, por lo tanto al inyectar gas a alta presión, se cerraría el flujo de crudo proveniente de la formación. Se descartaron esos dos pozos.

La ubicación de los pozos a los cuales es viable implementar un sistema de gas lift continuo, con su respectivo compresor y la red de distribución de gas a alta presión, se pueden observar en la figura 35.

**Figura 35.** Red de distribución de gas a alta presión.



Fuente: Autores.

**5.2.6 Cálculo de la potencia del compresor** Usando la ecuación 60, se obtiene:

$$Potencia = 0.223M \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{0.2} - 1 \right]$$

Potencia para el compresor del primer grupo de pozos:

$$Potencia = 0.223(1376.35) \left[ \left( \frac{560}{50} \right)^{0.2} - 1 \right] = 191 [hp] \text{ Teórico}$$

$$Potencia = 191 * 1.3 = 248 [hp] \text{ Práctico}$$

Potencia para el compresor del segundo grupo de pozos:

$$Potencia = 0.223(914.73) \left[ \left( \frac{480}{50} \right)^{0.2} - 1 \right] = 117 [hp] \text{ Teórico}$$

$$Potencia = 117 * 1.3 = 152 [hp] \text{ Práctico}$$

## **6. ANÁLISIS NODAL**

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado de forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular las caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y en el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y la línea de descarga por la cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

### **6.1 COMPONENTES DE ANÁLISIS NODAL**

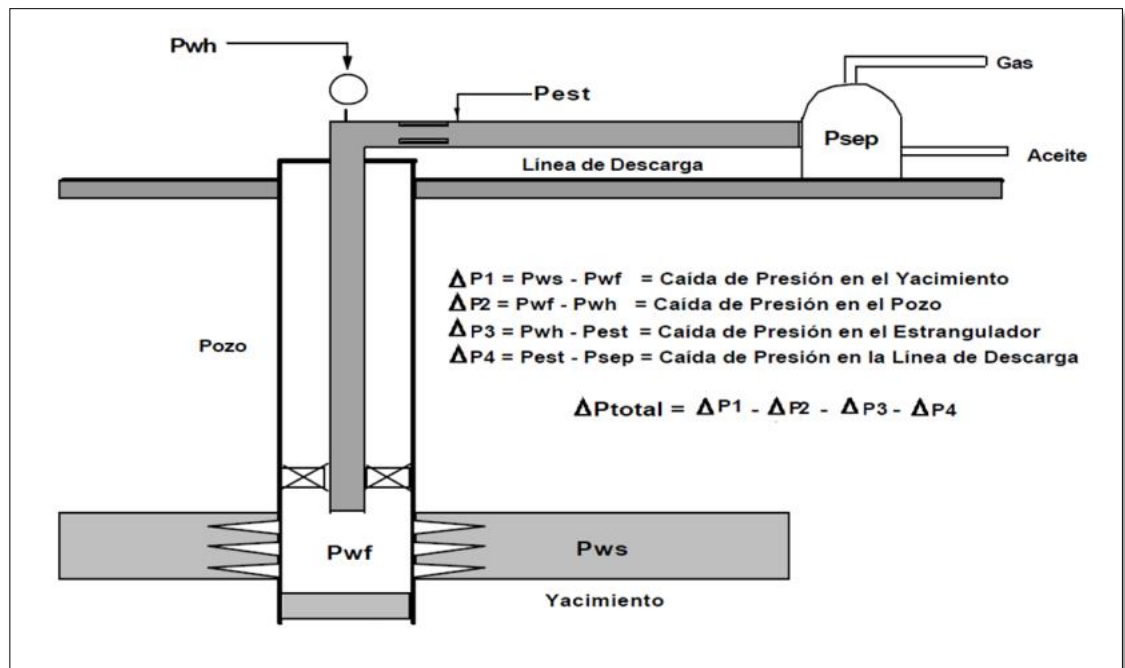
El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria de petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con sistema de levantamiento artificial, debido a las necesidades energéticas y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

El análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

- Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerado el daño ocasionado por los lodos de perforación y cemento.
- Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
- Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores de superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias posiciones claves dentro del sistema como se puede apreciar en la figura 36

**Figura 36.** Componentes básicos del sistema de análisis nodal.



Fuente: CARVAJAL, Holger. "Análisis Nodal". 2012.

Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

### 6.1.1 Recorrido de los fluidos en el sistema<sup>13</sup>

- **Transporte en el yacimiento:** el movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia  $r_e$  del pozo donde la presión es  $P_{ws}$ , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo,  $r_w$ , donde la presión es  $P_{wfs}$ . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ( $Ko.h$ ), presente restricciones en las cercanías del hoyo (daño,  $S$ ) y el fluido ofrezca resistencia al flujo ( $\mu o$ ). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo mejorando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.
- **Transporte en las perforaciones:** los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan el completamiento que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena.

En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre-compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se

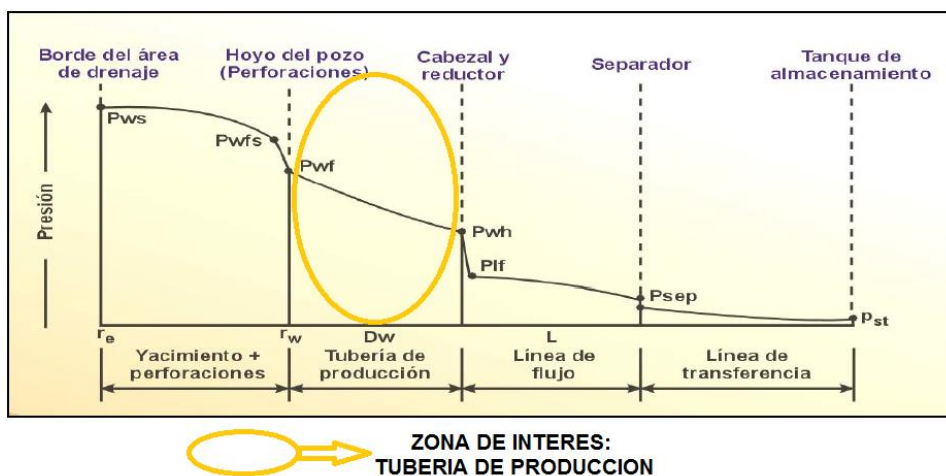
---

<sup>13</sup> MAGGILOLO, Ricardo. "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal". ESP OIL. 2008. Cap. 1.

debe a la poca área expuesta al flujo. Al atravesar el completamiento los fluidos entran al fondo del pozo con una presión  $P_{wf}$ .

- **Transporte en el pozo:** ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión  $P_{wh}$ .
- **Transporte en la línea superficial:** al salir del pozo, si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo,  $P_{lf}$ , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador  $P_{sep}$ , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo. El resto del gas se termina de separar en el tanque de almacenamiento. El perfil de presión de los componentes del sistema, ver figura 37.

**Figura 37.** Caída de presión en todo el sistema de producción.



Fuente: Modificado de MAGGILOLO, R. "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal". Cap. 1.

## 6.2 PUNTOS DE ANÁLISIS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática de yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor de nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y la presión del separador en superficie ( $P_{sep}$ ).

Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida. Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción sino también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos claves del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Porcentaje de agua producida.
- Relación gas-líquido.
- Longitud de las tuberías.

- Temperatura.
- Características de los fluidos a manejar.
- Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende en gran medida del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación del problema, dando así una solución confiable.

### 6.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

En algún momento de la vida productiva del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Una de esas presiones es la presión promedio del reservorio  $\bar{P}_r$  y otra es la presión de salida del sistema.

La presión de salida es generalmente la presión de separador  $P_{sep}$ , pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija de salida del sistema será  $P_{wh}$ . Una vez que el nodo es seleccionado la presión del nodo es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas.

*Entrada al nodo (Inflow)*

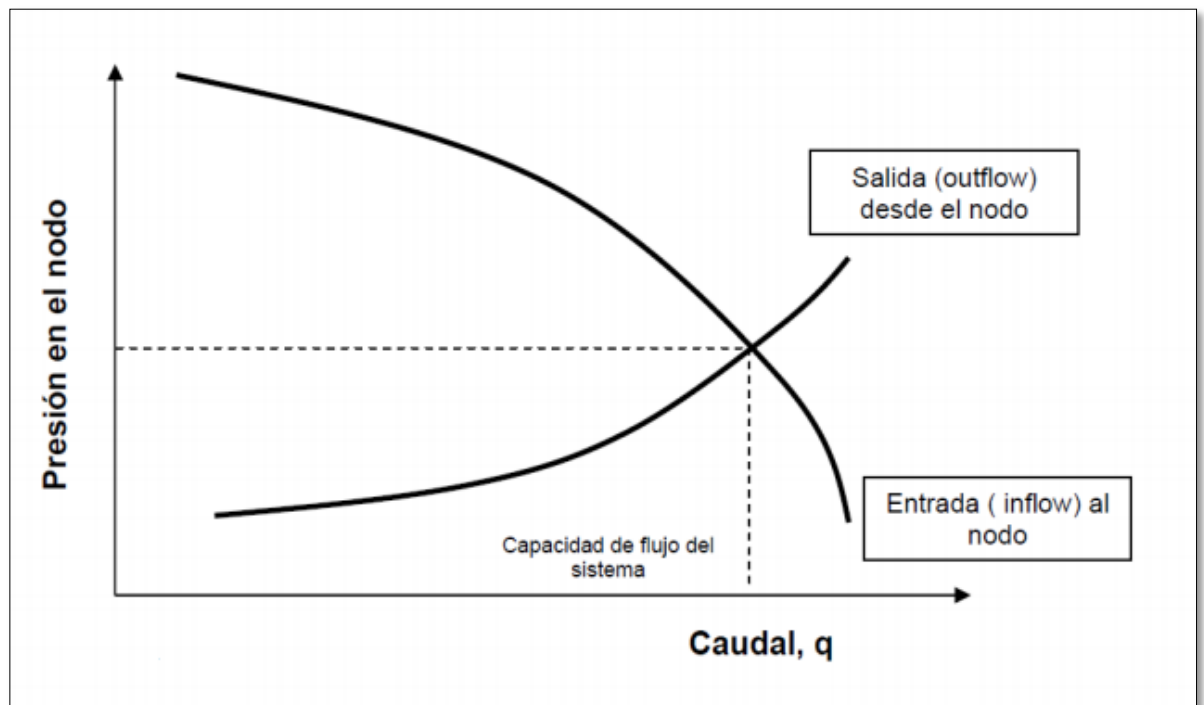
$$\bar{P}_r - \Delta P(\text{upstream componentes}) = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 61}$$

Salida del nodo (Outflow)

$$P_{sep} + \Delta P(\text{downstream componentes}) = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 62}$$

La caída de presión  $\Delta P$ , en cualquier componente varía con el caudal  $q$ . Por lo tanto un gráfico de la presión versus el nodo, el caudal producirá dos curvas, las cuales interceptan satisfaciendo las dos condiciones anteriores. Este procedimiento se puede observar en la figura 38.

**Figura 38.** Gráfica de presión en el nodo vs caudal.



Fuente: Extraído y modificado de: [www.dspace.espol.edu.ec](http://www.dspace.espol.edu.ec). Tesis de Análisis Nodal.

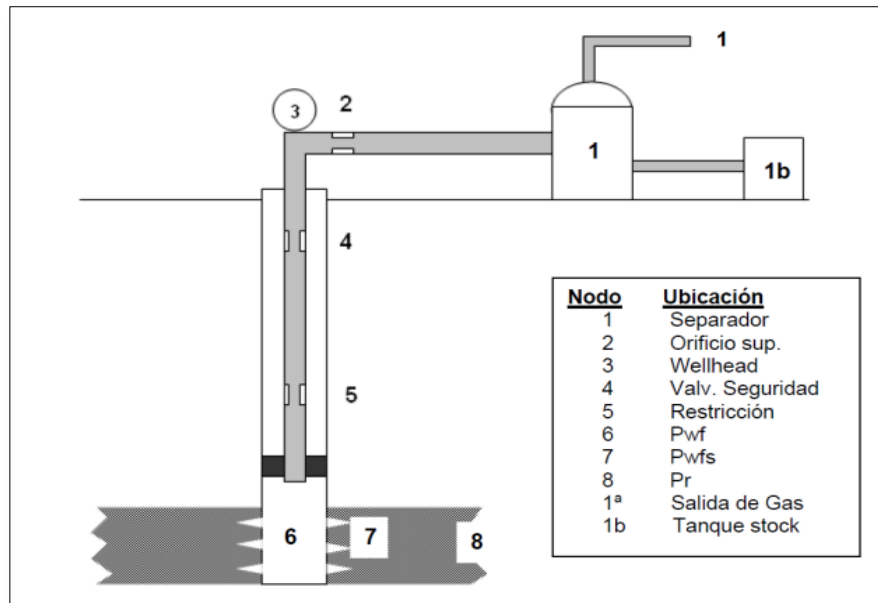
El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo versus el caudal, usando las nuevas características del componente que fue cambiado.

Si el cambio fue realizado en un componente *upstream* la curva de salida *outflow* no sufrirá cambios. Por lo tanto si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará y existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo.

Las curvas también se pueden desplazar si cambian cualquiera de las condiciones fijas, por ejemplo una depletación en la presión del reservorio o un cambio en las condiciones del separador o instalaciones receptoras en superficie.

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción y eligiendo la presión de boca de pozo como nodo el cual se presenta como punto tres en la figura 39.

**Figura 39.** Sistema simple de producción considerando 8 puntos de análisis.



Fuente: Extraído y modificado de: [www.dspace.espol.edu.ec](http://www.dspace.espol.edu.ec). Tesis de Análisis Nodal.

*Entrada al nodo (Inflow)*

$$\overline{P}_R - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} = P_{wh} \quad \text{Ecuación 63}$$

*Salida del nodo (Outflow)*

$$\Delta P_{sep} - \Delta P_{flowline} = P_{wh} \quad \text{Ecuación 64}$$

El análisis usado más frecuentemente es el de seleccionar el nodo entre el reservorio y el sistema de producción de superficie. Este punto se puede observar en la posición 6 de la Figura 39 y la presión en el nodo es  $P_{wf}$ .

Seleccionando el nodo en este punto divide al pozo en dos componentes, el reservorio y el sistema de producción de superficie.

#### **6.4 MODELO DE SIMULACIÓN**

Para el desarrollo del análisis nodal se utilizó el software PIPESIM versión 2009.1. El nodo solución se ubicó al final de las líneas de superficie en los pozos que no tienen tanque, por lo tanto es necesario contar con la información relacionada a las líneas de superficie. Ver Tabla 13.

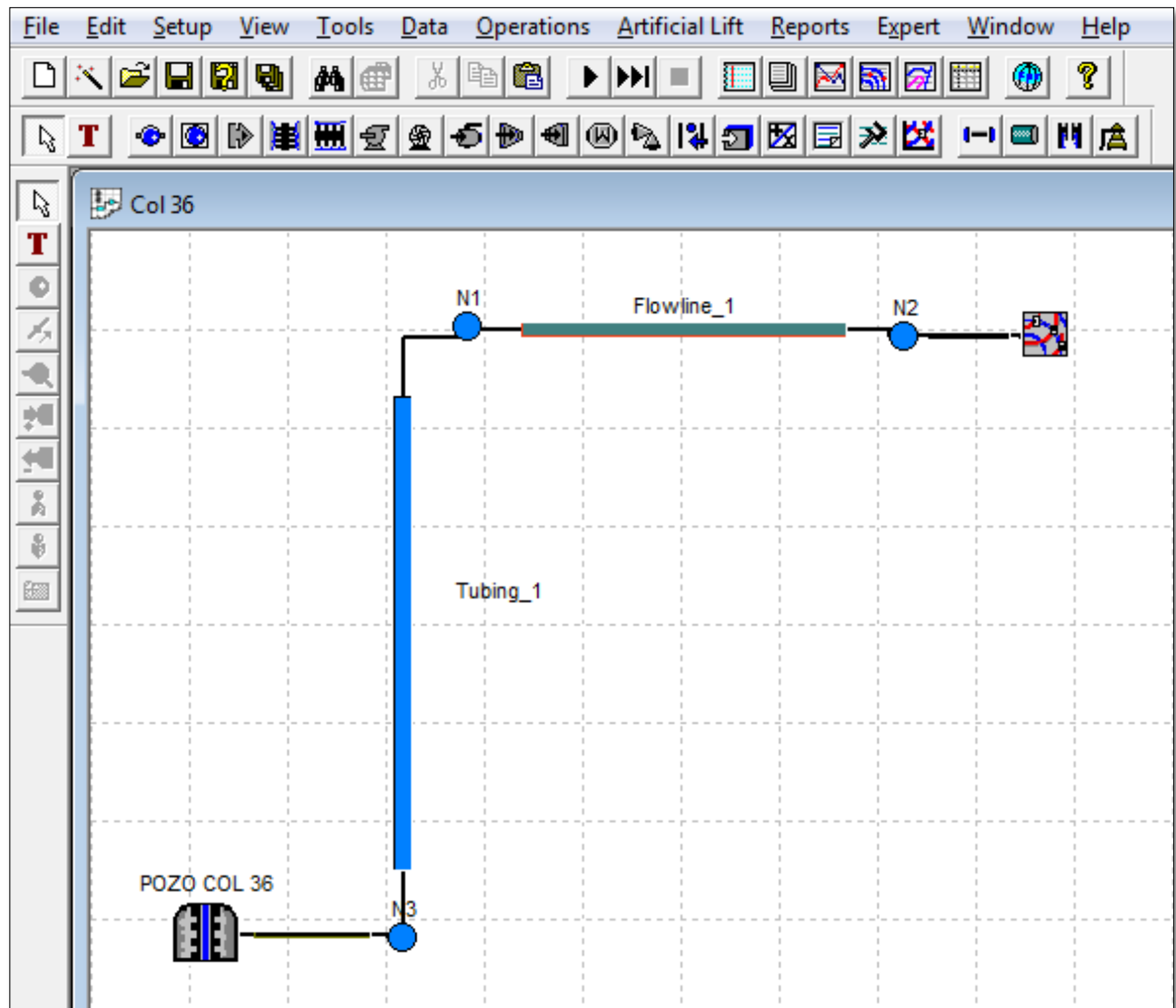
Luego de tener todos los datos necesarios, se procedió a realizar la simulación de cada pozo. A continuación se muestra el procedimiento realizado para uno de los pozos. Ver figura 40.

**Tabla 13.** Datos de las líneas de superficie de Campo Escuela Colorado.

POZO	ID (in)	ESPEJOR (in)	DISTANCIA (m)	ELEVACIÓN (m)	T AMBIENTE (°C)
Col 55	2,067	0,1539	0	1	30
			39	1,5	30
			78	2	30
Col 36	2,441	0,217	0	13	30
			46	13,5	30
			92	14	30
Col 37	2,441	0,217	0	1	30
			115,5	0	30
			231	1	30
	2,041	0,167	0	1	30
			50,749	1,5	30
101,5	2	30			
Col 56	2,041	0,167	0	3	30
			113,5	6	30
			227	10	30
	2,067	0,154	0	10	30
			95	13	30
			190	14	30
Col 58	3,0669	0,2161	0	29	30
			160	32	30
			320	12	30
Col 59	3,0669	0,2161	0	41	30
			160	27	30
			320	12	30
Col 75	2,067	0,154	0	10	30
			67,5	10	30
			135	10	30
	3,0669	0,2161	0	10	30
			95	13	30
			190	14	30
Col 03	2,441	0,217	0	52	30
			90	59	30
			180	58	30
Col 33	2,067	0,154	0	51	30
			45,5	52	30
			83	55	30
Col 40	2,441	0,217	0	48	30
			100	64	30
			200	70	30
			265,7	63	30
Col 52	3,0669	0,2161	0	23	30
			115	18	30
			230	17	30

Fuente: MORA, J., SIERRA, J. Evaluación de la productividad de Campo Escuela mediante software especializado de producción. Bucaramanga, 2014.

Figura 40. Montaje del pozo Col 36 en el software PIPESIM.



Fuente: autores, PIPESIM versión 2009.1.

- Datos del yacimiento.

Vertical Completion - POZO COL 36

Properties | Fluid Model | General

Reservoir Data  
 Static Pressure: 1200 psia  
 Temperature: 174 F

IPR Model  
 Model Type: Well PI  
 Flow Control Valve

Liq. PI: 0,037 STB/d/psi

Use Vogel below bubble point

Calculate/Graph...

Aceptar Cancelar Ayuda

- Datos de los fluidos producidos.

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

Fluid Name: Col 36

Stock Tank Properties  
 WCut: 0 %  
 GOR: 6110 scf/STB  
 Gas S.G.: 0.64  
 Water S.G.: 1.02  
 API: 30

Calibration Data at Bubble Point (Optional but Recommended)  
 Pressure: psia  
 Temperature: F  
 Sat. Gas: scf/STB

Solution Gas Correlation  
 Rs and Pb: Lasater

Aceptar Cancelar Ayuda

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

Dead Oil Viscosity

Correlation: user's 2 data points

Temperature: 140 F, 90 F

Viscosity: 3.23 cP, 6.91 cP

API = 30

Liquid Viscosity Calculation Method

Emulsion Viscosity Method: Set to viscosity of the continuous phase

Set liquid viscosity equal to oil viscosity if watercut <= cutoff, otherwise set it equal to water viscosity

Watercut Cutoff Method

User Specified: 60 %

Brauner-Ullman Equation

Live Oil Viscosity: Chew & Connally

Undersaturated Oil Viscosity: Vasquez & Beggs

Aceptar Cancelar Ayuda

- Datos del estado mecánico del pozo.

Gas Lift Valve System

Valve System

Edit Valve Details (only used for Gas Lift Diagnostics)

	Valve MD	Manufacturer	Model	Port Size	Ptro	Valve Choke (Optional)	Type
-	ft				psia	inches	
1	820						
2	1147						
3	1411						
4	1711						
5	2011						
6							
7							
8							
9							
10							

Gas Lift System Properties

Available Injection Pressure: 280 psia

Injection Gas Rate: 30.6 mscf/d

Surface Injection Temperature: 250 F

Minimum Valve Injection DP: 150 psi

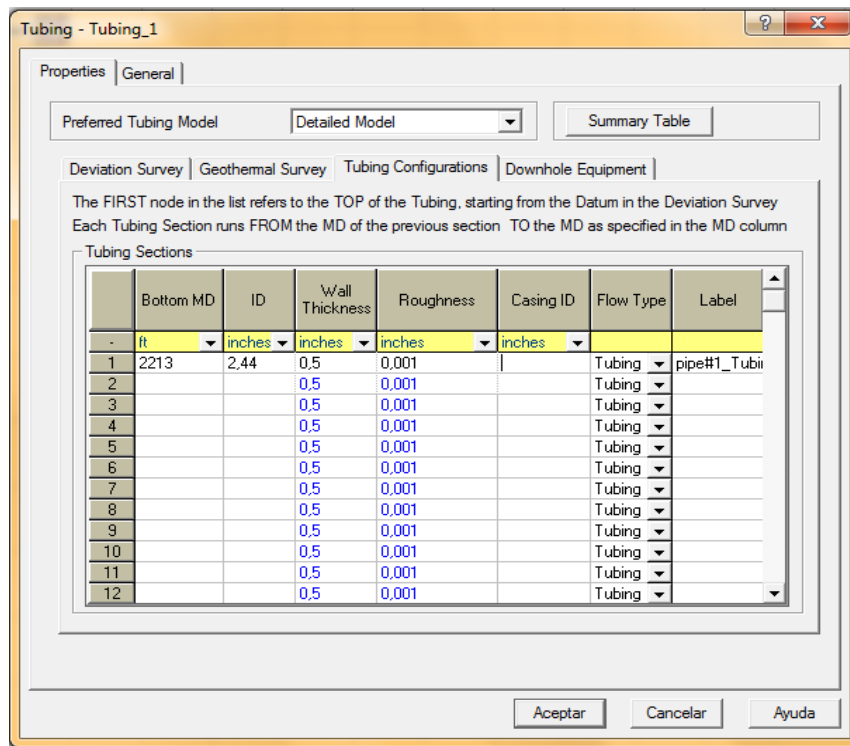
Gas Specific Gravity: 0.64

Annular Lift Gas Pressure Gradient Method

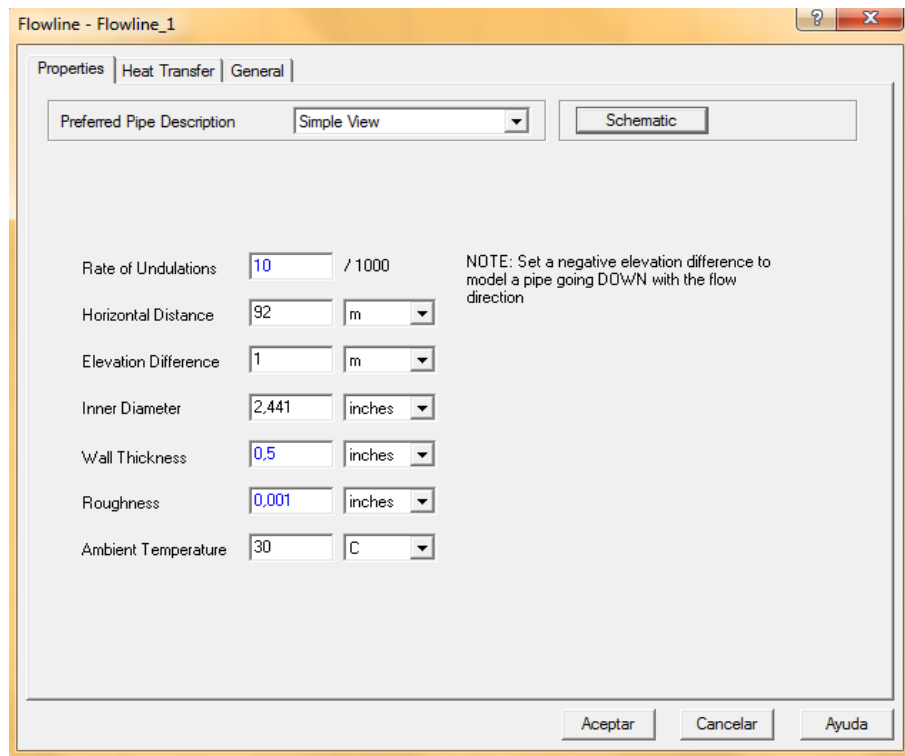
Use Static Gradient

Use Rigorous Friction & Elevation DP

Aceptar Cancelar Ayuda

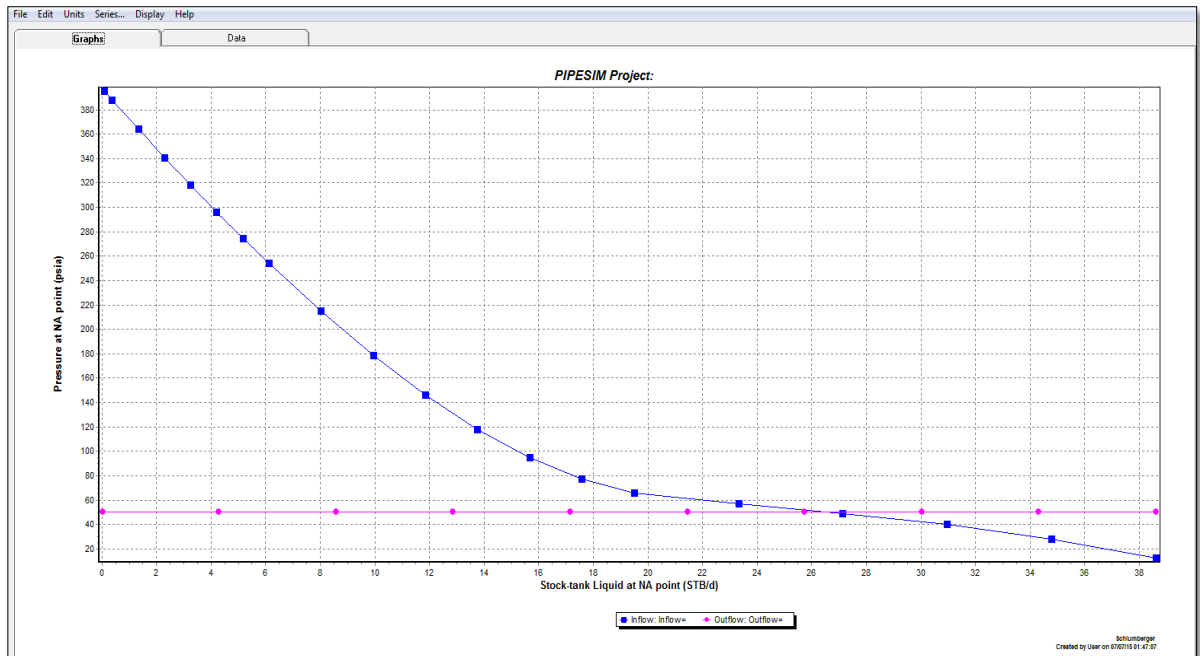


- Datos de líneas de superficie.



Con los datos anteriores, se realizó el modelo de simulación para determinar el caudal de producción obtenido en superficie, teniendo en cuenta que el gas inyectado es calentado para evitar la precipitación de parafinas a lo largo de la tubería de producción, garantizando así que la tubería siempre va a estar limpia y no habrá obstrucción del flujo.

- Resultados obtenidos.



Debido a que los pozos Col 59, Col 75, Col 33 y Col 52 tienen tanque propio, el nodo se colocó en cabeza de pozo omitiendo así la línea de superficie. Los resultados de todos los pozos se muestran en la tabla 14.

**Tabla 14.** Resultados de la simulación.

<b>Pozo</b>	<b>P<sub>sep</sub> [psia]</b>	<b>Qo [Bbl/d]</b>
<b>Col 55</b>	50	110
<b>Col 36</b>	50	26.5
<b>Col 37</b>	50	31
<b>Col 56</b>	50	40
<b>Col 58</b>	50	54
<b>Col 59</b>	50	39
<b>Col 75</b>	50	16.5
<b>Col 03</b>	50	57
<b>Col 33</b>	50	34
<b>Col 40</b>	50	43
<b>Col 52</b>	50	55
<b>TOTAL</b>	---	506

Fuente: Autores

De acuerdo a los datos obtenidos, se logró determinar que el diseño realizado manualmente para cada pozo es muy similar al obtenido por medio de la simulación. Por lo tanto, con este modelo se simula la producción de crudo con el sistema de inyección de gas caliente debido que se asume que la tubería de producción siempre va a estar limpia, es decir, no habrá precipitación de parafinas que obstruyan el flujo de hidrocarburos en la línea de producción de cada pozo. De acuerdo a esto se determinó que la producción de crudo con el sistema de inyección de gas caliente será de 506 Bbl/d para los 11 pozos a los cuales se le hizo el diseño.

Para comparar este sistema de inyección gas caliente con un sistema de inyección de gas frío, se asume un sistema de gas lift sin calentamiento del gas en donde se

presentarían problemas con la precipitación de parafinas. De acuerdo a la tesis desarrollada por ANDRES CANDELO y BENJAMÍN CARVAJAL, denominada “*Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado*” se determinó que la reducción de producción en el pozo Col 25 por causa de la precipitación de parafinas es de aproximadamente 5% mensualmente, teniendo en cuenta que si el problema de parafinas no es tratado se podría generar el taponamiento de la línea de producción<sup>14</sup>. Con este estudio, se asume que la reducción de producción de los pozos con el sistema de inyección de gas frío será de 5%, esto debido a que la composición del crudo es muy parecida en cada uno de los pozos. Si el problema de precipitación no fuese tratado periódicamente con químicos, los pozos estarían taponados, por lo tanto, el tratamiento químico se hace cada mes aproximadamente y en ese lapso de tiempo se nota una reducción en la producción.

Para el calculo de los datos se tuvo en cuenta la declinación en la producción del campo que corresponde al 15%EA<sup>15</sup>. Los resultados obtenidos en la producción de ambos sistemas se pueden ver en las tablas 15 y 16.

---

<sup>14</sup> CANDELO, Andrés, CARVAJAL, Benjamín. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado. Bucaramanga, 2009.

<sup>15</sup> AMADO, Cristian. Ingeniería conceptual para la aplicación del sistema Gas Lift en el Campo Escuela Colorado”. Bucaramanga, 2012.

**Tabla 15. Producción mensual – Sistema de inyección de gas frío.**

Pozo	Qo [Bbl/d]	MESES												TOTAL
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Col 55	110	3135,0	2939,1	2755,4	2583,2	2421,7	2270,4	2128,5	1995,4	1870,7	1753,8	1644,2	1541,4	27039
Col 36	26,5	755,3	708,0	663,8	622,3	583,4	546,9	512,8	480,7	450,7	422,5	396,1	371,3	6514
Col 37	31	883,5	828,3	776,5	728,0	682,5	639,8	599,8	562,3	527,2	494,3	463,4	434,4	7620
Col 56	40	1140,0	1068,8	1002,0	939,3	880,6	825,6	774,0	725,6	680,3	637,7	597,9	560,5	9832
Col 58	54	1539,0	1442,8	1352,6	1268,1	1188,8	1114,5	1044,9	979,6	918,4	861,0	807,1	756,7	13274
Col 59	39	1111,5	1042,0	976,9	915,8	858,6	804,9	754,6	707,5	663,3	621,8	582,9	546,5	9586
Col 75	16,5	470,3	440,9	413,3	387,5	363,3	340,6	319,3	299,3	280,6	263,1	246,6	231,2	4056
Col 03	57	1624,5	1523,0	1427,8	1338,5	1254,9	1176,5	1102,9	1034,0	969,4	908,8	852,0	798,7	14011
Col 33	34	969,0	908,4	851,7	798,4	748,5	701,7	657,9	616,8	578,2	542,1	508,2	476,4	8357
Col 40	43	1225,5	1148,9	1077,1	1009,8	946,7	887,5	832,0	780,0	731,3	685,6	642,7	602,6	10570
Col 52	55	1567,5	1469,5	1377,7	1291,6	1210,9	1135,2	1064,2	997,7	935,4	876,9	822,1	770,7	13519
<b>TOTAL</b>	<b>506</b>	<b>14421</b>	<b>13520</b>	<b>12675</b>	<b>11883</b>	<b>11140</b>	<b>10444</b>	<b>9791</b>	<b>9179</b>	<b>8605</b>	<b>8067</b>	<b>7563</b>	<b>7091</b>	<b>124378</b>

Fuente: Autores.

**Tabla 16. Producción mensual – Sistema de inyección de gas caliente.**

Pozo	Qo [Bbl/d]	MESES												TOTAL
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Col 55	110	3300,0	3258,8	3218,0	3177,8	3138,1	3098,8	3060,1	3021,9	2984,1	2946,8	2909,9	2873,6	36988
Col 36	26,5	795,0	785,1	775,2	765,6	756,0	746,5	737,2	728,0	718,9	709,9	701,0	692,3	8911
Col 37	31	930,0	918,4	906,9	895,6	884,4	873,3	862,4	851,6	841,0	830,5	820,1	809,8	10424
Col 56	40	1200,0	1185,0	1170,2	1155,6	1141,1	1126,9	1112,8	1098,9	1085,1	1071,6	1058,2	1044,9	13450
Col 58	54	1620,0	1599,8	1579,8	1560,0	1540,5	1521,2	1502,2	1483,5	1464,9	1446,6	1428,5	1410,7	18158
Col 59	39	1170,0	1155,4	1140,9	1126,7	1112,6	1098,7	1084,9	1071,4	1058,0	1044,8	1031,7	1018,8	13114
Col 75	16,5	495,0	488,8	482,7	476,7	470,7	464,8	459,0	453,3	447,6	442,0	436,5	431,0	5548
Col 03	57	1710,0	1688,6	1667,5	1646,7	1626,1	1605,8	1585,7	1565,9	1546,3	1527,0	1507,9	1489,0	19166
Col 33	34	1020,0	1007,3	994,7	982,2	969,9	957,8	945,9	934,0	922,4	910,8	899,4	888,2	11433
Col 40	43	1290,0	1273,9	1258,0	1242,2	1226,7	1211,4	1196,2	1181,3	1166,5	1151,9	1137,5	1123,3	14459
Col 52	55	1650,0	1629,4	1609,0	1588,9	1569,0	1549,4	1530,1	1510,9	1492,0	1473,4	1455,0	1436,8	18494
<b>TOTAL</b>	<b>506</b>	<b>15180</b>	<b>14990</b>	<b>14803</b>	<b>14618</b>	<b>14435</b>	<b>14255</b>	<b>14076</b>	<b>13901</b>	<b>13727</b>	<b>13555</b>	<b>13386</b>	<b>13218</b>	<b>170144</b>

Fuente: Autores.

Como se puede apreciar en las tablas anteriores, el cambio de producción de un sistema con respecto a otro es notable en un intervalo de tiempo de un año, la producción del sistema de inyección de gas frío es de 124378 Bbl mientras que la producción con el sistema de inyección de gas caliente es de 170144 Bbl, dando como resultado una diferencia de 45766 barriles de crudo. En un periodo de tiempo de 5 años la diferencia de producción de un sistema con respecto al otro sería de 169729 barriles de crudo.

## 7. TEMPERATURA DEL GAS INYECTADO

Para el desarrollo del proyecto es muy importante contar con los perfiles de temperatura del crudo y así para poder entender el comportamiento de precipitación de parafinas, es decir, conocer cuál sería el punto estimado en el cual aparecen las parafinas (WAT) en las líneas de producción de cada pozo. Ya que para poder realizar las pruebas de temperatura requeridas para obtener los datos exactos estaba fuera del alcance del presente proyecto, se buscaron otras alternativas dentro de la literatura que por medio de la cual se logró obtener una aproximación de dichos perfiles de temperatura. De esta manera, haciendo una búsqueda bibliográfica se encontró el proyecto de grado llamado, “TRANSFERENCIA DE CALOR EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN/INYECCIÓN EN UN POZO” desarrollado por los autores, PEDRO PARDO y JUAN RODRÍGUEZ. Tesis desarrollada en el año 2005 por los entonces estudiantes de la UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA.

En la tesis mencionada anteriormente se tuvo como finalidad establecer el cálculo de temperatura del fluido siguiendo el modelo matemático planteado por Hasan y Kabir para la evaluación de la transferencia de calor entre la tubería de producción y los alrededores del pozo bajo producción e inyección y lograr cumplir con los requisitos exigidos por la operación en un momento específico.

Para eso, inicialmente desarrollaron la ecuación diferencial parcial de transferencia de calor en tuberías de producción del modelo matemático de Hasan y Kabir, con el propósito de demostrar que el modelo matemático presentado simplificaba en gran medida los algoritmos en el cálculo de las mediciones realizadas en campo.

Finalmente para evaluar el desarrollo del modelo matemático utilizaron diferentes datos de pozos de origen académico e industrial, que aportaban información

indispensable para el cálculo de parámetros tales como el coeficiente global de transferencia de calor, el parámetro de relajación y la temperatura adimensional entre otros, y que les sirvió de punto de partida para realizar la comparación entre datos de campo y los datos que se obtienen de manera experimental usando el modelo matemático.

De dichas evaluaciones concluyeron que, aunque los resultados no eran 100% exactos, los modelos representaban en gran medida el comportamiento de la temperatura del fluido, y que el modelo es adecuado para medir y observar el comportamiento de la temperatura de los fluidos de producción e inyección considerando la relación entre el costo de aplicación del programa y el costo de las mediciones ejecutadas en campo así como el tiempo que se emplea para ellos.

A continuación se mostrará cual es la ecuación utilizada para el cálculo de estos datos y se referencia las páginas de la tesis mencionada anteriormente en la cual se observa cómo llegaron a dicha ecuación.

$$T_f = T_{eibh} - g_G \sin \alpha \left[ (L - z) - \frac{(1 - e^{-(z-L)L_R})}{L_R} \right] \quad \text{Ecuación 65}$$

Donde,

$T_f$ : Temperatura del fluido calculada a determinada profundidad.

$T_{eibh}$ : Temperatura en fondo de pozo.

$g_G$ : Gradiente geotérmico.

$\alpha$ : Angulo de inclinación de pozo.

$L$ : Profundidad del pozo.

$z$ : profundidad a calcular la temperatura.

$L_R$ : Parámetro de longitud de relajación.

Y para el cálculo de la temperatura del gas inyectado la ecuación que ayudará con ello será la siguiente.

$$T_f = T_{eibh} - \left( \frac{(1 - e^{-(z-L)L_R})}{L_R} \right) \left( g_G \sin \alpha - \frac{g \sin \alpha}{c_p j g_c} \right) + e^{(-z)L_R} (T_{iny} - T_{es}) \quad \text{Ecuación 66}$$

Donde,

$T_f$ : Temperatura del fluido calculada a determinada profundidad.

$T_{eibh}$ : Temperatura en fondo de pozo.

$g_G$ : Gradiente geotérmico.

$\alpha$ : Angulo de inclinación de pozo.

$L$ : Profundidad del pozo.

$z$ : profundidad a calcular la temperatura.

$L_R$ : Parámetro de longitud de relajación.

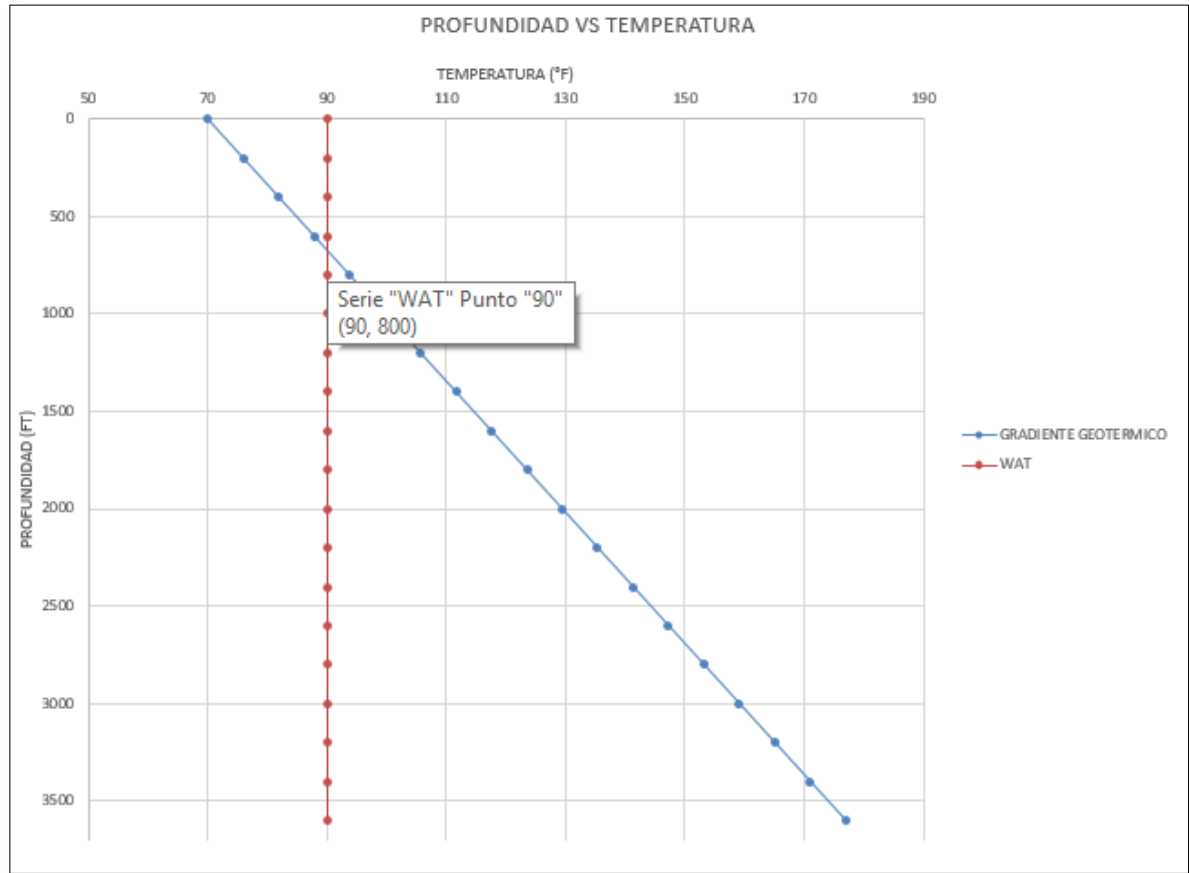
$T_{iny}$ : Temperatura de inyección del gas.

$T_{es}$ : Temperatura de la superficie de la tierra

Las dos ecuaciones señaladas previamente fueron las utilizadas para la obtención de los datos de temperatura tanto de inyección como de producción, en la tesis de las cuales se referencian se encuentra la deducción matemática y demás parámetros empleados para llegar a ellas.

Para continuar con el desarrollo del proyecto se realizó la gráfica de gradiente geotérmico de la formación, la cual nos daría la profundidad de aparición de parafinas.

**Figura 41.** Grafica de gradiente geotérmico de la formación.

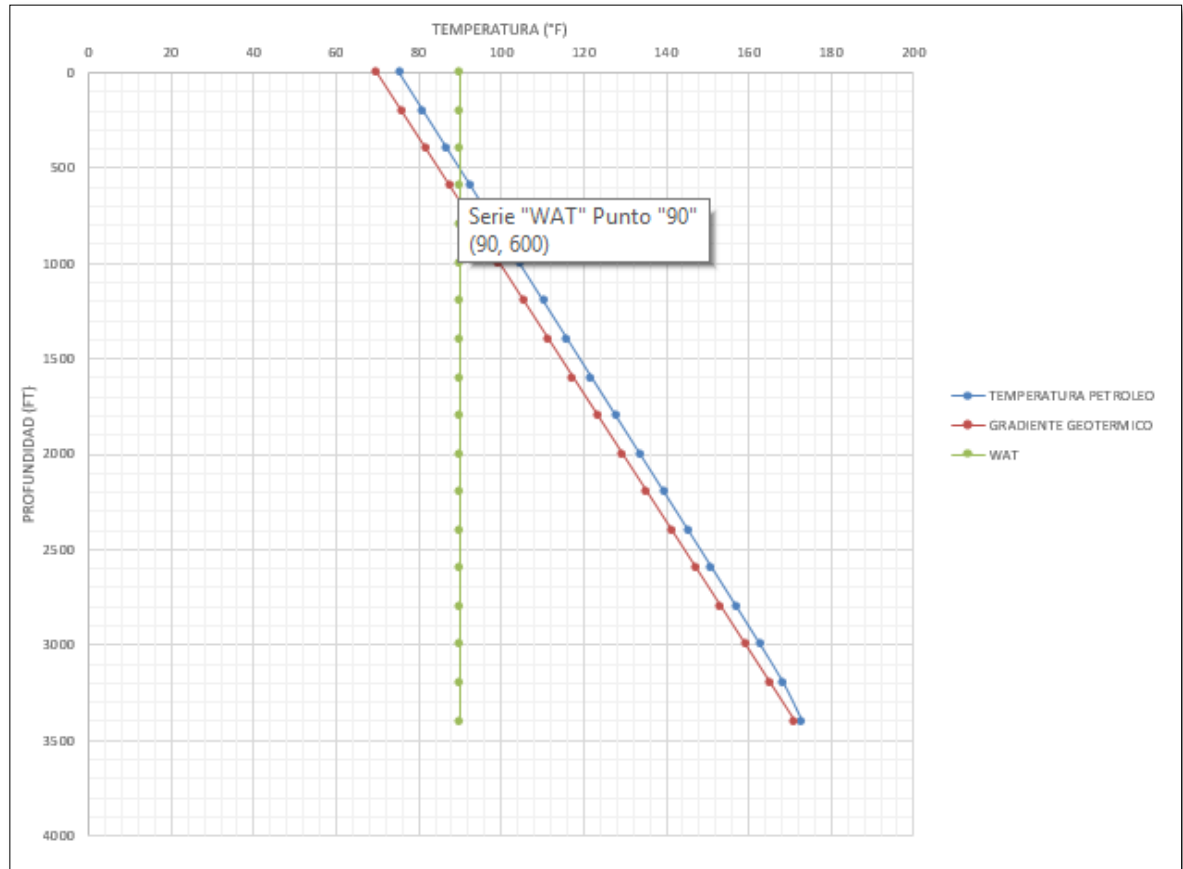


Fuente: Autores.

Como se puede observar la temperatura de aparición de parafinas (WAT) se encuentra a una profundidad de 800 ft, específicamente para los pozos productores de la arena c que tienen una temperatura de 174° F @ 3500 ft.

Para continuar con el estudio, como el pozo no se encuentra en estado estático si no en estado dinámico se debe calcular una aproximación del perfil de temperatura, por eso se tomó como referencia la tesis mencionada anteriormente.

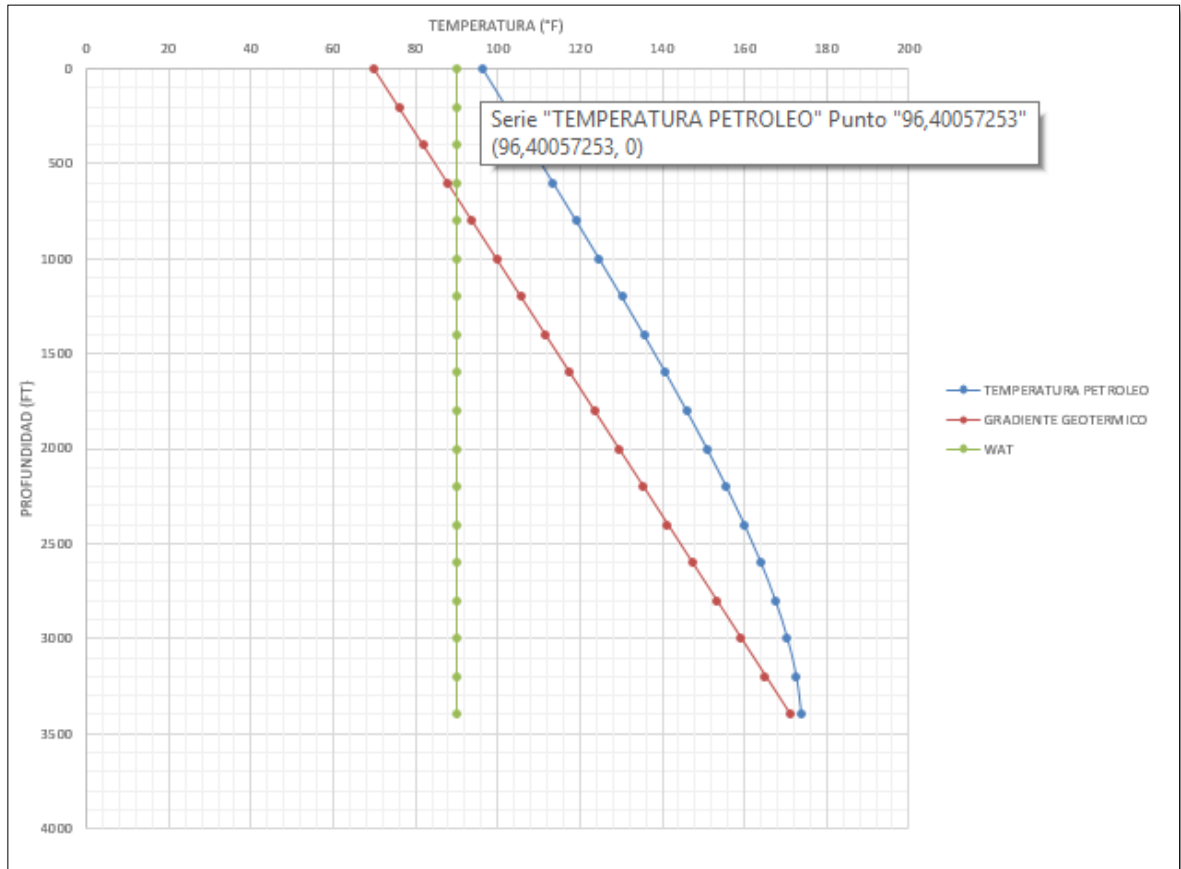
**Figura 42.** Perfil de temperatura para un pozo de baja producción - Col 75.



Fuente: Autores.

La gráfica anterior representa el comportamiento esperado para el pozo de menor producción COL-75, producción aproximada 16.5 Bbl/día (184 Lbm/hr). Para este caso se podría esperar que la precipitación de parafinas sea alrededor de los 600 pies, que sería en el cual el crudo llega a la temperatura de precipitación de parafinas

**Figura 43.** Perfil de temperatura para el pozo de mayor producción – Col 55.



Fuente: Autores.

La figura 43 representa el comportamiento esperado para el pozo de mayor producción Col-55, con una producción aproximada de 110 Bbl/día (1303 Lbm/hr). Para este caso se podría esperar que la precipitación de parafinas no se de en el pozo ya que la temperatura a la cual se espera que llegue el fluido a superficie sería de 96°F y estaría por encima temperatura de precipitación de parafinas.

A continuación se muestran dos tablas donde se tabulan todos los datos de temperatura vs profundidad de los pozos que previamente habían sido seleccionados.

**Tabla 17.** Temperatura vs profundidad para cada pozo. (1)

Qo [Lbm/h]	1303	345,8	322,8	461,1	541,8
Pozo/Profundidad	Col 55	Col 36	Col 37	Col 56	Col 58
0	96,4005725	78,470625	78,0297535	80,6806542	82,2270705
200	102,1281	84,3082113	83,8673411	86,5181634	88,0642399
400	107,826649	90,1457949	89,7049276	92,3555986	93,9010934
600	113,488589	95,9833721	95,5425115	98,1928907	99,7373928
800	119,104281	101,820934	101,380089	104,029906	105,57272
1000	124,66155	107,658458	107,217648	109,866384	111,406341
1200	130,145011	113,495891	113,055163	115,701824	117,23697
1400	135,535232	119,333105	118,892563	121,535255	123,06235
1600	140,807663	125,169791	124,729667	127,364794	128,878519
1800	145,931289	131,005202	130,566012	133,186803	134,678532
2000	150,866933	136,837538	136,400406	138,994234	140,4502
2200	155,565098	142,662455	142,229789	144,773447	146,172141
2400	159,963257	148,469472	148,046299	150,498039	151,806845
2600	163,98242	154,233307	153,829741	156,116898	157,288505
2800	167,522798	159,89296	159,528239	161,531093	162,501672
3000	170,458329	165,301267	165,008531	166,549117	167,243812
3200	172,62976	170,103186	169,928295	170,800274	171,159607
3400	173,835906	173,442156	173,408171	173,567002	173,62571

Fuente: Autores.

En las tablas 17 y 18 se puede observar de un color azul la profundidad a la cual se alcanza la temperatura de precipitación de parafinas para cada pozo.

El siguiente paso se realizó teniendo en cuenta la profundidad a la cual se precipitan las parafinas en cada pozo para calcular la temperatura a la cual estaría el gas inyectado a esa profundidad, para determinar si se mantendrá o no la temperatura del crudo por encima de la temperatura de precipitación de parafina.

**Tabla 18.** Temperatura vs profundidad para cada pozo. (2)

Qo [Lbm/h]	415	184,4	668,6	345,8	484,1	599,4
Pozo/Profundidad	Col 59	Col 75	Col 03	Col 33	Col 40	Col 52
0	79,797056	74,4184342	84,653749	78,470625	81,1214575	83,3301428
200	85,6346215	80,2560224	90,4887841	84,3082113	86,9589112	89,1666845
400	91,4721622	86,0936106	96,3223462	90,1457949	92,796247	95,0025333
600	97,3096515	91,9311989	102,153585	95,9833721	98,6333619	100,837231
800	103,147034	97,7687871	107,981161	101,820934	104,470062	106,670014
1000	108,984192	103,606375	113,802961	107,658458	110,305984	112,499615
1200	114,820886	109,443964	119,615651	113,495891	116,140448	118,323929
1400	120,656612	115,281552	125,413977	119,333105	121,972174	124,139453
1600	126,490319	121,11914	131,18965	125,169791	127,798765	129,94037
1800	132,319823	126,956728	136,9296	131,005202	133,615725	135,717006
2000	138,140572	132,794316	142,613219	136,837538	139,414615	141,453285
2200	143,943084	138,631904	148,208004	142,662455	145,17961	147,122489
2400	149,707605	144,469483	153,662704	148,469472	150,88102	152,680206
2600	155,392989	150,306985	158,896497	154,233307	156,463151	158,052622
2800	160,913527	156,143743	163,781928	159,89296	161,821526	163,117049
3000	166,090682	161,973329	168,118012	165,301267	166,760156	167,669568
3200	170,552547	167,733775	171,587801	170,103186	170,911385	171,371249
3400	173,52442	172,827696	173,691486	173,442156	173,585525	173,658753

Fuente: Autores.

La temperatura de inyección del gas fue de 240°F, éste valor se tomó como referencia de los casos análogos presentados anteriormente, debido a que dentro de los objetivos de este proyecto no se contempla el cálculo de la temperatura óptima de inyección.

**Tabla 19.** Temperatura del gas a la profundidad de precipitación de parafinas de cada pozo.

Pozo	Qiny [Lbm/h]	Profundidad	Temperatura
Col 03	596,2	200	137,86
Col 52	527,7	200	130,95
Col 55	295,3	0	N/A
Col 36	80,19	400	79,29
Col 37	832,9	400	114,95
Col 56	817,9	400	113,99
Col 58	819,1	400	114,07
Col 59	466,4	400	91
Col 33	386	400	85
Col 40	826,6	400	114,55
Col 75	341,5	600	78,06

Fuente: Autores.

Las celdas de los pozos que se encuentran de color rojo son los pozos a los cuales no se podría asegurar que la temperatura del gas este por encima de la WAT, de esta manera, se tendrían que sacar de la lista de pozos a estudiar el Col 36, Col 33 y Col 75 debido a que la inyección de gas caliente no sería eficiente para dichos pozos y para el pozo Col 55 no aplica el cálculo ya que como se vio en la tabla 19, se espera que el crudo llegará con una temperatura mayor a la de precipitación de parafinas. Aunque no se necesite el calentamiento del gas para el pozo Col 55 se hará de todas maneras por prevención, debido a que con la declinación anual del campo el caudal de los pozos disminuirá.

El cálculo del perfil de temperatura en donde solo se tiene un fluido ya sea producido o inyectado se realiza basada en la información de la tesis mencionada anteriormente; para el cálculo de los datos de temperatura de inyección hay que tener en cuenta varias asunciones.

- Solo se tuvo en cuenta la interacción o la transferencia de calor del gas inyectado hacia las formaciones aledañas, ya que si se tuviera en cuenta la interacción que hay con el fluido producido por la tubería y el gas inyectado por el anular haría más compleja el cálculo de dicha temperatura.
- El propósito de la inyección de gas caliente es asegurar que la temperatura en el pozo siempre este por encima de la temperatura de aparición de parafina (WAT) y no de la transferencia de calor, debido a que el gas natural posee una baja capacidad calórica.
- Los datos utilizados para hacer los cálculos fueron tomados de tesis previamente realizadas sobre campo Escuela Colorado y datos obtenidos directamente de la oficina de campo Escuela Colorado, adicionalmente los datos de las propiedades de las formaciones fueron obtenidas de artículos que se mencionan en la bibliografía en la cual se tienen las propiedades promedio de formaciones similares a las de campo escuela.

Con estas aclaraciones y utilizando datos del diseño de la inyección de gas se procedió a realizar cálculo del perfil de temperatura de inyección, claramente no reflejara al 100% la realidad del pozo, pero si dará una aproximación de ello con la cual se pueda asegurar que la temperatura este por encima de la temperatura de aparición de parafinas (WAT).

## **8. ANÁLISIS FINANCIERO**

El desarrollo de un proyecto en el cual se va a implementar un nuevo sistema de levantamiento a uno o varios pozos de petróleo requiere de un análisis técnico y de un análisis económico. Inicialmente se hace el análisis técnico y se logra determinar que con el nuevo sistema a implementar se puede incrementar la producción de los pozos, luego de eso se debe hacer el análisis económico para determinar si ese incremento obtenido en la producción logra hacer que el proyecto sea rentable.

Para realizar un análisis financiero se debe iniciar con la estimación de la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, seguida de la estimación de los flujos de caja generados durante la vida del mismo y la evaluación de la viabilidad de este mediante los diferentes métodos de evaluación de proyectos.

### **8.1 INVERSIÓN INICIAL**

La inversión neta o inversión inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo físico del proyecto y construcción del mismo. Existen dos escenarios distintos en los cuales la inversión inicial puede ser calculada: el primero es cuando el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo es aquel que existiendo va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con

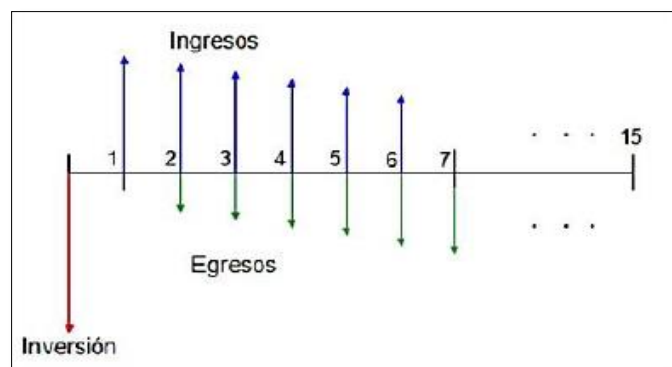
el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento, gastos de remoción del anterior sistema en caso de que se tenga, entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso.

## 8.2 INDICADORES ECONÓMICOS

Los indicadores económicos que se deben tener en cuenta para un estudio de viabilidad son:

**8.2.1 Flujo de efectivo** El flujo de efectivo es la diferencia entre el total de efectivo que se recibe (ingresos) y el total de desembolsos (egresos) para un periodo de tiempo dado. En la estimación de flujo de efectivo se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión inicial, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

**Figura 44.** Representación del flujo efectivo.



Fuente: RODRÍGUEZ, D. Estudio de la factibilidad técnica y financiera para la aplicación del sistema de levantamiento artificial por chamber lift en el campo escuela Colorado. Bucaramanga, 2013.

**8.2.2 Valor presente neto** El valor presente neto o VPN se define como la diferencia entre los ingresos netos actualizados y la inversión actualizada; ingresos que se esperan genere el proyecto menos el costo asociado para llevarlos a cabo y que se asume que se pagará al inicio del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos de valor presente se denominan métodos de flujo de efectivo descontado FED, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} - (\text{Inversión inicial}) \quad \text{Ecuación 67}$$

Donde,

*Flujo de caja* = *Ingresos* – *Egresos* (los egresos se toman como valor negativo ya que representan desembolsos de dinero).

*i* = Tasa de interés (fracción).

*n* = Periodo de tiempo (años).

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable debido a que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto de rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

**8.2.3 Tasa interna de retorno (TIR)** La tasa interna de retorno es un método que considera el valor del dinero, en el cual el VPN de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa lo anteriormente descrito es:

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+i)^n} - (\text{Inversión inicial}) \quad \text{Ecuación 68}$$

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: si el TIR es mayor que  $i_0$  el proyecto se acepta, si el TIR es menor que  $i_0$  el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a  $i_0$  el proyecto es indiferente, siendo  $i_0$  la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

**8.2.4 Tiempo de recuperación o *Payback Simple*** La metodología del cálculo del tiempo de recuperación, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independientemente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes de que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback simple* es la siguiente:

$$\text{Payback Simple} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}}$$

Ecuación 69

El criterio de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

**8.2.5 Razón Beneficio-Costo** La razón beneficio-costo se usa con frecuencia para evaluar un proyecto con relación a su costo.

$$\frac{B}{C} = \frac{B - D}{C}$$

Donde,

$B$  = Valor equivalente de los beneficios del proyecto

$D$  = Valor equivalente de las desventajas del proyecto

$C$  = Costo neto del proyecto

Evaluados usando el valor presente neto.

De manera similar el valor del beneficio neto VBN se define como:

$$VBN = B - D - C$$

Es necesario tener en cuenta otros criterios que influyen en el análisis financiero:

- **Regalías:** Es el pago que realizan las compañías petroleras al Estado por explotar los yacimientos de petróleo en Colombia. Según la Ley 756 del 2002, las regalías se pagan de acuerdo a la producción en cabeza de pozo. Para el caso particular del Campo Escuela Colorado, el pago de las regalías al Estado son del 20%, porcentaje que fue acordado entre Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander en el convenio entre las mismas.
- **Impuesto de renta:** Impuesto de orden nacional, que grava los rendimientos a las rentas y tiene en cuenta los resultados económicos durante un período de un año normalmente. En Colombia el impuesto oscila entre 34% y 35%. Este impuesto se le aplica al total de los ingresos menos los costos de operación, mantenimiento y depreciación. Para el desarrollo de este proyecto se usará un impuesto de renta mensual de 2,8%.

### **8.3 APLICACIÓN AL CAMPO ESCUELA COLORADO**

Con la aplicación de este nuevo sistema de levantamiento al Campo Escuela Colorado se busca aumentar la producción de cada pozo seleccionado, como también eliminar los costos de tratamientos químicos realizados en los pozos por los problemas de parafinas que se presentan y hacer uso del gas de producción del campo. El primer paso es determinar la inversión inicial que se debe hacer:

#### **8.3.1 Inversión inicial**

- Instalación básica de un sistema de gas lift por pozo (incluye cabezal de inyección, tubería, mandriles, válvulas y empaque de fondo): 30000 – 40000 USD

- Tuberías e instalación de la red de recolección de gas por cada grupo de pozos: 100000 - 120000 USD
- Obras civiles por cada grupo de pozos: 60000 USD
- Work-over y preinstalación por pozo: 40000 USD
- Compresor de 300hp, valor unitario: 25000 USD
- Puesta en marcha del sistema: 1500 – 5000 USD
- Calentador de fuego indirecto de 2 MMBTU/h, valor unitario: 200000 USD
- Detención de la producción por 3 días – 40832 USD.

**8.3.2 Cálculo de las ventajas económicas del sistema** Las ventajas económicas son los ingresos generados por el nuevo sistema de levantamiento son las siguientes:

- Ingresos generados por el aumento de la producción.
- Reducción de costos de los tratamientos químicos que se evitan y los servicios a pozo para el control de parafinas.
- El valor de rescate de los equipos desplazados.

**8.3.2.1 Ingresos generados por el aumento de la producción** El aumento de la producción es el factor más importante para determinar la viabilidad económica de un proyecto. De acuerdo al diseño realizado anteriormente, de los 13 pozos seleccionados para implementar el nuevo sistema, se determinó que la inyección de gas no era viable para dos pozos y luego de hacer el análisis del perfil de temperatura de inyección de los pozos se concluyó que para los pozos Col 33, Col 36 y Col 75 no era viable la inyección de gas caliente debido a que no se logra garantizar que la temperatura del crudo en el pozo se mantenga por encima de la temperatura de precipitación de parafinas.

Por lo tanto, para el incremento de producción se tendrán en cuenta 8 pozos de los 15 inicialmente seleccionados. Estos 8 pozos que tienen el mejor potencial para aplicar el sistema de inyección de gas caliente se logra un aumento en la producción de 182 barriles de crudo por día.

El valor anual obtenido se calculó teniendo en cuenta la declinación anual del campo que es de 15%EA.

**8.3.2.2 Costos que se evitan** Gracias a que el gas caliente previene la precipitación de parafinas, se logra evitar los costos de los tratamiento químicos que equivalen un costo de USD 12000 por pozo al año, también se evitan las intervenciones a pozo para eliminar la parafina en tubería de producción por un costo de USD 30000<sup>16</sup>.

**8.3.3 Escenario 1** En este escenario se manejará el análisis financiero para los dos grupos de pozos teniendo en cuenta los indicadores económicos del campo Escuela Colorado, es decir, los costos de levantamiento del campo, costos de transporte, tratamiento y los respectivos intereses. Dentro de este escenario se va a comparar el sistema de gas lift en frío y gas lift en caliente para determinar si se tiene una ventaja económica de un sistema respecto al otro, por lo tanto se maneja el caso A (gas lift - frío) y el caso B (gas lift - caliente).

De acuerdo a los datos suministrados por la oficina de campo Escuela de la Universidad Industrial de Santander se tiene que el lifting cost del campo es de 79,61 USD/Bbl promedio y el lifting cost promedio en Colombia es de 20 USD/Bbl promedio. La gran diferencia del campo colorado frente al promedio colombiano, se

---

<sup>16</sup> AMADO, C. Ingeniería conceptual para la aplicación de gas Lift en el Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2012.

debe a que en el lifting cost de Colorado se incluyen todos los gastos relacionados con la parte académica, es decir, investigaciones, desarrollos de proyectos, salidas de campo entre otros. En la tabla 20 se muestran los datos necesarios para realizar el análisis financiero para este escenario.

**Tabla 20.** Datos financieros Campo Escuela Colorado – Escenario 1.

DATO	US\$/Bbl
<b>PRECIO CRUDO (US\$/Bbl) – Promedio 2015</b>	55,39
<b>Impuesto de Renta (IMR) - Mensual</b>	2,83%
<b>Regalías</b>	20%
<b>Ajuste por calidad</b>	1,68
<b>Lifting Cost [US\$/Bbl]</b>	79,61
<b>Perfil de declinación - Mensual</b>	1,25%
<b>TARIFA DE TRANSPORTE</b>	
Tarifa de operación portuaria	-0,611
Galán - Ayacucho	-2,1011
Ayacucho - Coveñas	-2,0775
<b>Impuesto de transporte</b>	
Galán - Ayacucho	-0,1261
Ayacucho - Coveñas	-0,1247
Tarifa por tratamiento	-0,6
Tarifa por exportación	-1,5

Fuente: Oficina Campo Escuela Colorado.

- **CASO A:** como se mencionó anteriormente, en este caso se evaluará económicamente el sistema de levantamiento de gas lift sin calentamiento del gas para los dos grupos de pozos. Por lo tanto, dentro de la inversión inicial no se tendrá en cuenta el costo del calentador y el para el lifting cost se usará el valor dado por la oficina de Campo Escuela.

En este caso, se deben tener en cuenta los tratamientos químicos y las limpiezas que se deben realizar a cada pozo, debido a que se va a presentar precipitación de parafinas. Los costos relacionados para solucionar el problema de parafinas son los siguientes:

- Tratamiento químico por pozo – Mensualmente: USD 1.000<sup>17</sup>
- Servicio a pozo para limpiar parafina – Mensualmente: USD 30.000<sup>18</sup>

Para la realización de este análisis se tuvo en cuenta la declinación del campo que es del 15%EA como también se tuvo en cuenta la reducción de la producción que se genera por la precipitación de parafinas en las líneas de producción, que como se mencionó anteriormente es del 5% mensual. El valor de los tratamientos químicos y limpiezas se sumó a los egresos mensuales.

La inversión inicial y el flujo de efectivo para el primer grupo de pozos se muestran en las tablas 21 y 22.

**Tabla 21.** Inversión inicial grupo 1. Caso A – Escenario 1.

<b>INVERSIÓN INICIAL - Grupo 1</b>	<b>US\$</b>
Obras civiles	60000
Tubería e instalación de la red de recolección de gas	120000
Work-Over preinstalación	200000
Equipo del sistema, compresor y puesta en marcha	225000
Detención de la producción por 3 días	28626
<b>TOTAL</b>	<b>633626</b>

Fuente: Autores.

<sup>17</sup> AMADO, Cristian. Ingeniería conceptual para la aplicación del sistema del sistema gas lift en el campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2012.

**Tabla 22.** Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 1. Caso A – Escenario 1.

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		633626	0	-633626
1	206,73	673285,71	265195,06	-408090,66
2	193,81	640892,86	248620,36	-392272,49
3	181,69	610524,55	233081,59	-377442,96
4	170,34	582054,27	218513,99	-363540,28
5	159,69	555363,38	204856,87	-350506,51
6	149,71	530340,67	192053,31	-338287,35
7	140,35	506881,87	180049,98	-326831,89
8	131,58	484889,26	168796,86	-316092,40
9	123,36	464271,18	158247,05	-306024,12
10	115,65	444941,73	148356,61	-296585,12
11	108,42	426820,37	139084,32	-287736,05
12	101,64	409831,60	130391,55	-279440,04
		VPN, i*10% E.A		\$ -4308944,06
		VPN, i*15% E.A		\$ -4149147,63
		VPN, i*20% E.A		\$ -4002667,56

Fuente: Autores.

Como se puede observar en la tabla 23, para el grupo de pozos 1 del CASO A, escenario 1, la implementación del sistema de inyección de gas no es rentable, debido a que se genera un déficit económico. El valor presente neto al término de un año es negativo para diferentes tasas de interés.

Para el grupo de pozos 2, se determinó la inversión inicial y se calculó el flujo de efectivo y el valor presente neto, ver tablas 23 y 24.

**Tabla 23.** Inversión inicial grupo 2. Caso A – Escenario 1.

<b>INVERSIÓN INICIAL - Grupo 2</b>	<b>US\$</b>
Obras civiles	35000
Tubería e instalación de la red de recolección de gas	100000
Work-Over preinstalación	120000
Equipo del sistema, compresor y puesta en marcha	145000
Detención de la producción por 3 días	12206,3
<b>TOTAL</b>	<b>412206,3</b>

Fuente: Autores.

**Tabla 24.** Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 2. Caso A – Escenario 1.

<b>MES</b>	<b>CAUDAL Bbl/D</b>	<b>EGRESOS USD</b>	<b>INGRESOS USD</b>	<b>FLUJO DE EFECTIVO USD</b>
0		412206	0	-412206,3
1	119,25	391973,11	152977,76	-238995,34
2	111,80	373287,29	143416,65	-229870,63
3	104,81	355769,33	134453,11	-221316,22
4	98,26	339346,25	126049,79	-213296,46
5	92,12	323949,61	118171,68	-205777,93
6	86,36	309515,26	110785,95	-198729,31
7	80,96	295983,05	103861,83	-192121,22
8	75,90	283296,61	97370,46	-185926,15
9	71,16	271403,07	91284,81	-180118,26
10	66,71	260252,88	85579,51	-174673,37
11	62,54	249799,58	80230,79	-169568,79
12	58,63	239999,60	75216,37	-164783,24
		VPN, i*10% E.A		\$ -2571458,04
		VPN, i*15% E.A		\$ -2477577,53
		VPN, i*20% E.A		\$ -2391520,40

Fuente: Autores.

Al igual que para el grupo de pozos 1, la aplicación del sistema de inyección de gas no es viable económicamente debido a que el flujo de efectivo es negativo. Por lo tanto, bajo las condiciones planteadas, el sistema de gas lift sin calentamiento del gas no es viable económicamente para el Campo Escuela Colorado.

- **CASO B:** en este caso, se evaluó económicamente el sistema de inyección de gas lift con calentamiento del gas para evitar precipitación de parafinas. Debido a que se debe tener en cuenta el costo de la compresión y el calentamiento, se utilizó el software HYSYS, para lograr determinar el gasto de energía necesario para llevar a cabo estos procesos. En cuanto a la producción, se manejó el mismo porcentaje de declinación del campo (15%EA), pero en este caso no se tuvo en cuenta la reducción en la producción del 5% mensual debido a que el flujo continuo de gas caliente garantiza que no se presentará precipitación de parafinas evitando los costos de los tratamientos y de limpieza. De acuerdo a la simulación realizada en HYSYS se obtuvo que para el grupo de pozos uno, el lifting cost tendrá un aumento de 1,69 US/Bbl y para el grupo de pozos 2, el aumento será de 1,96 US/Bbl.

- Lifting cost grupo 1 =  $79,61 + 1,69 = 81,3$  US/Bbl.
- Lifting cost grupo 2 =  $79,61 + 1,96 = 81,57$  US/Bbl.

La inversión inicial y el flujo efectivo para el grupo de pozos 1 en este CASO se pueden ver en las tablas 25 y 26, mientras que para el grupo 2 los resultados se muestran en las tablas 27 y 28.

De acuerdo a los resultados obtenidos para el grupo 1 de pozos, se concluyó que el sistema de inyección de gas caliente no es un proyecto viable económicamente debido a que todos los meses se obtiene un flujo de caja negativo, obteniendo así un VPN negativo al término de un año.

**Tabla 25.** Inversión inicial grupo 1. Caso B – Escenario 1.

INVERSIÓN INICIAL - Grupo 1	US\$
Obras civiles	60000
Tubería e instalación de la red de recolección de gas	120000
Work-Over preinstalación	200000
Equipo del sistema, compresor y puesta en marcha	225000
Calentador de gas y puesta en marcha del equipo	200000
Detención de la producción por 3 días	28626
<b>TOTAL</b>	<b>833626</b>

Fuente: Autores.

**Tabla 26.** Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 1. Caso B – Escenario 1.

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		833626	0	-833626
1	206,73	528766,73	265195,06	-263571,68
2	204,14	522157,15	261880,12	-260277,03
3	201,59	515630,18	258606,62	-257023,57
4	199,07	509184,80	255374,03	-253810,77
5	196,58	502819,99	252181,86	-250638,14
6	194,12	496534,74	249029,58	-247505,16
7	191,70	490328,06	245916,71	-244411,35
8	189,30	484198,96	242842,76	-241356,20
9	186,94	478146,47	239807,22	-238339,25
10	184,60	472169,64	236809,63	-235360,01
11	182,29	466267,52	233849,51	-232418,01
12	180,01	460439,18	230926,39	-229512,79
		VPN, i*10% E.A		\$ -3519284,14
		VPN, i*15% E.A		\$ -3402516,40
		VPN, i*20% E.A		\$ -3295479,30

Fuente: Autores.

**Tabla 27.** Inversión inicial grupo 2. Caso B – Escenario 1.

<b>INVERSIÓN INICIAL - Grupo 2</b>	<b>US\$</b>
Obras civiles	35000
Tubería e instalación de la red de recolección de gas	100000
Work-Over preinstalación	120000
Equipo del sistema, compresor y puesta en marcha	145000
Calentador de gas y puesta en marcha del equipo	200000
Detención de la producción por 3 días	12206
<b>TOTAL</b>	<b>612206</b>

Fuente: Autores.

**Tabla 28.** Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 2. Caso B – Escenario 1.

<b>MES</b>	<b>CAUDAL Bbl/D</b>	<b>EGRESOS USD</b>	<b>INGRESOS USD</b>	<b>FLUJO DE EFECTIVO USD</b>
0		612206,3	0	-612206,3
1	119,25	305985,01	152977,76	-153007,24
2	117,76	302160,19	151065,54	-151094,65
3	116,29	298383,19	149177,22	-149205,97
4	114,83	294653,40	147312,51	-147340,89
5	113,40	290970,23	145471,10	-145499,13
6	111,98	287333,11	143652,71	-143680,39
7	110,58	283741,44	141857,05	-141884,39
8	109,20	280194,67	140083,84	-140110,83
9	107,83	276692,24	138332,79	-138359,45
10	106,49	273233,59	136603,63	-136629,96
11	105,15	269818,17	134896,09	-134922,08
12	103,84	266445,44	133209,89	-133235,55
		VPN, i*10% E.A		\$ -2171270,43
		VPN, i*15% E.A		\$ -2103485,04
		VPN, i*20% E.A		\$ -2041348,42

Fuente: Autores.

Al igual que en los resultados anteriores, para el grupo de pozos 2 del CASO B, se obtuvieron valores negativos para el flujo de efectivo y el VPN, haciendo que la implementación de este sistema no sea económicamente viable en el Campo Escuela Colorado.

Al analizar los resultados obtenidos en el ESCENARIO 1, se concluyó que ninguno de los dos sistemas de levantamiento artificial, inyección de gas frío e inyección de gas caliente, no son rentables en el Campo Escuela Colorado debido al elevado valor de lifting cost que maneja el campo.

**8.3.4 Escenario 2** En este escenario se realizó el análisis económico del sistema de inyección de gas lift - frío contra el sistema de gas lift - caliente. Para tener un panorama más cercano a la mayoría de campos colombianos, se usó un valor de lifting cost promedio, que de acuerdo a los datos suministrados por la oficina de Campo Escuela Colorado, tiene un valor aproximado de 20 USD/Bbl. Con los resultados de este análisis se logrará determinar si la aplicación del sistema de inyección de gas caliente puede ser viable en otro campo colombiano que presente propiedades similares a las del Campo Escuela Colorado.

Al igual que en el escenario 1, se manejaron dos casos, A y B (gas lift - frío y gas lift - caliente). En cuanto al porcentaje de declinación de la producción se tomó un valor promedio de 15%EA. El precio de venta del crudo utilizado fue el mismo que el utilizado para el escenario 1. Los datos financieros necesarios para este análisis se muestran en la tabla 29.

**Tabla 29.** Datos financieros Campo Escuela Colorado – Escenario 2.

<b>DATO</b>	<b>US\$/Bbl</b>
<b>PRECIO CRUDO (US\$/Bbl) – Promedio 2015</b>	55,39
<b>Impuesto de Renta (IMR) - Mensual</b>	2,83%
<b>Regalías</b>	20%
<b>Ajuste por calidad</b>	1,68
<b>Lifting Cost [US\$/Bbl]</b>	20
<b>Perfil de declinación - Mensual</b>	1,25%
<b>TARIFA DE TRANSPORTE</b>	
Tarifa de operación portuaria	-0,611
Galán - Ayacucho	-2,1011
Ayacucho - Coveñas	-2,0775
<b>Impuesto de transporte</b>	
Galán - Ayacucho	-0,1261
Ayacucho - Coveñas	-0,1247
Tarifa por tratamiento	-0,6
Tarifa por exportación	-1,5

Fuente: Oficina Campo Escuela Colorado

- **CASO A:** en este caso se realizó un análisis económico del sistema de inyección de gas frío de acuerdo al lift cost promedio en Colombia. Debido a que el único factor que varía es el lifting cost del crudo, la inversión inicial para los grupos de pozos es la misma que se calculó en el escenario 1 y el costo del tratamiento y limpieza de parafinas también se mantiene igual. Se tuvo en cuenta el declive de producción del 5% mensual debido a la precipitación de parafinas. De acuerdo a lo anterior se obtuvieron los siguientes resultados.
  - Inversión inicial grupo de pozos 1 = US\$ 633626.

El flujo de efectivo y el valor presente obtenido para el grupo de pozos 1 se puede apreciar en la tabla 30.

**Tabla 30.** Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 1. Caso A – Escenario 2.

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		633626	0	-633626
1	206,73	312899,95	265195,06	-47704,89
2	193,81	303031,20	248620,36	-54410,83
3	181,69	293779,25	233081,59	-60697,66
4	170,34	285105,55	218513,99	-66591,55
5	159,69	276973,95	204856,87	-72117,08
6	149,71	269350,58	192053,31	-77297,26
7	140,35	262203,67	180049,98	-82153,68
8	131,58	255503,44	168796,86	-86706,58
9	123,36	249221,97	158247,05	-90974,92
10	115,65	243333,10	148356,61	-94976,49
11	108,42	237812,28	139084,32	-98727,96
12	101,64	232636,51	130391,55	-102244,96
		VPN, i*10% E.A		\$ -1483265,88
		VPN, i*15% E.A		\$ -1446325,01
		VPN, i*20% E.A		\$ -1412462,55

Fuente: Autores.

Se obtiene un flujo de efectivo negativo porque a pesar de que se incrementa la producción con el sistema de gas lift y el costo de levantamiento sea más bajo que el del Campo Escuela, los costos de limpieza y tratamiento de parafina se deben realizar cada mes para evitar el taponamiento de las tuberías de producción y el caudal se ve afectado por la obstrucción que se presenta en las líneas de flujo. Por lo tanto, al término de un año se obtiene un VPN negativo para diferentes tasas de interés.

Para el grupo de pozos 2, se obtuvieron los siguientes resultados.

- Inversión inicial grupo de pozos 2 = US\$ 412206.

**Tabla 31.** Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 2. Caso A – Escenario 2.

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		412206	0	-412206,3
1	119,25	184084,58	152977,76	-31106,82
2	111,80	178391,79	143416,65	-34975,14
3	104,81	173054,81	134453,11	-38601,69
4	98,26	168051,38	126049,79	-42001,59
5	92,12	163360,67	118171,68	-45188,99
6	86,36	158963,13	110785,95	-48177,18
7	80,96	154840,43	103861,83	-50978,60
8	75,90	150975,41	97370,46	-53604,94
9	71,16	147351,94	91284,81	-56067,13
10	66,71	143954,95	85579,51	-58375,44
11	62,54	140770,26	80230,79	-60539,47
12	58,63	137784,62	75216,37	-62568,25
		VPN, i*10% E.A		\$ -941465,62
		VPN, i*15% E.A		\$ -918454,35
		VPN, i*20% E.A		\$ -897360,68

Fuente: Autores.

Al igual que para el grupo de pozos 1, se obtuvo un VPN negativo al término de un año para el grupo de pozos 2.

Con los resultados obtenidos en este caso, se logró concluir que aunque se maneje un lifting cost bajo comparado con el del campo Escuela Colorado, los costos de limpieza y tratamiento de parafinas siguen siendo elevados, razón por la cual la implementación del sistema de gas lift - frío no es económicamente viable.

- **CASO B:** en este caso se analizó económicamente el sistema de inyección de gas caliente con un lifting cost de 20 USD/Bbl. Como se mencionó anteriormente, al tener un flujo continuo de gas caliente no habrá precipitación de parafinas y

por lo tanto solo se tendrá en cuenta el declive anual de la producción del 15%EA. Al valor del lifting cost se le adicionó el valor de la compresión y el calentamiento del gas, de acuerdo a cada grupo de pozos obteniendo lo siguiente:

- Lifting cost grupo 1 =  $20 + 1,69 = 21,69$  US/Bbl.
- Lifting cost grupo 2 =  $20 + 1,96 = 21,96$  US/Bbl.

La inversión inicial será la misma del CASO B del escenario 1. Por lo tanto, se tiene que:

- Inversión inicial grupo 1 de pozos = US\$ 833626

Los resultados del flujo de efectivo y del VPN para el grupo 1 de pozos se pueden apreciar en la tabla 32.

A diferencia de todos los resultados obtenidos anteriormente, se observó que para el CASO B del escenario 2, se obtuvo un VPN positivo para diferentes tasas de interés. Por lo tanto se calculó el *payback*.

- *Payback* = 0,76 años = 9,21 meses.

Para ECOPETROL que es la compañía inversionista del campo Escuela Colorado, la tasa de oportunidad está fijada en 12% efectivo anual y como se observa en la tabla anterior, el VPN para un interés del 20%, que excede la TIO se obtiene un valor positivo. A pesar de no ser un valor elevado, la TIR es mayor que la TIO lo que indica que el proyecto puede ser aceptado.

**Tabla 32.** Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 1. Caso B – Escenario 2.

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		833626	0	-833626
1	206,73	168380,96	265195,06	96814,09
2	204,14	166276,20	261880,12	95603,92
3	201,59	164197,75	258606,62	94408,87
4	199,07	162145,28	255374,03	93228,76
5	196,58	160118,46	252181,86	92063,40
6	194,12	158116,98	249029,58	90912,60
7	191,70	156140,52	245916,71	89776,20
8	189,30	154188,76	242842,76	88653,99
9	186,94	152261,40	239807,22	87545,82
10	184,60	150358,13	236809,63	86451,50
11	182,29	148478,66	233849,51	85370,85
12	180,01	146622,67	230926,39	84303,72
		VPN, i*10% E.A		\$ 152859,19
		VPN, i*15% E.A		\$ 109968,53
		VPN, i*20% E.A		\$ 70652,09

Fuente: Autores.

Para el grupo de pozos 2 se obtuvieron los siguientes resultados:

- Inversión inicial grupo 2 = US\$ 612206

Al realizar los cálculos de flujo efectivo y VPN para el grupo de pozos 2 se obtuvieron valores negativos del a diferentes tasas de interés. Por lo tanto, la implementación de la inyección de gas caliente en los 3 pozos de grupo 2 no es económicamente viable. Si el precio del barril de crudo llega a subir por encima de los 60 US\$/Bbl, el sistema de inyección de gas caliente sería una alternativa económicamente viable para ambos grupos de pozos.

**Tabla 33.** Flujo de efectivo y VPN del grupo de pozos 2. Caso B – Escenario 2.

MES	CAUDAL Bbl/D	EGRESOS USD	INGRESOS USD	FLUJO DE EFECTIVO USD
0		612206	0	-612206,3
1	119,25	98096,48	152977,76	54881,28
2	117,76	96870,27	151065,54	54195,27
3	116,29	95659,40	149177,22	53517,83
4	114,83	94463,65	147312,51	52848,85
5	113,40	93282,86	145471,10	52188,24
6	111,98	92116,82	143652,71	51535,89
7	110,58	90965,36	141857,05	50891,69
8	109,20	89828,30	140083,84	50255,54
9	107,83	88705,44	138332,79	49627,35
10	106,49	87596,62	136603,63	49007,01
11	105,15	86501,67	134896,09	48394,42
12	103,84	85420,40	133209,89	47789,49
		VPN, i*10% E.A		\$ -52994,60
		VPN, i*15% E.A		\$ -77308,16
		VPN, i*20% E.A		\$ -99595,58

Fuente: Autores.

## 9. CONCLUSIONES

- Luego de realizar la matriz de selección, se logró determinar que 15 de los pozos del Campo Escuela Colorado presentaban condiciones adecuadas para la aplicación del sistema de gas lift, de esos pozos seleccionados se determinó que no era viable técnicamente la aplicación del sistema para 4 pozos debido a las bajas presiones que presentaban, razón por la cual se tomó la decisión de descartarlos.
- Para hacer uso del sistema de inyección de gas caliente no solo se tuvo en cuenta el aumento en la producción que generaría la inyección de gas, sino que también se estudió la eficiencia del calentamiento del gas para cada uno de los pozos, obteniendo como resultado, que a pesar de que la inyección de gas fuese viable en los pozos Col 33, Col 36 y Col 75, el calentamiento del gas no era viable debido a que no se garantizaba que la temperatura del crudo en cada uno de esos tres pozos estuviese por encima de la temperatura de precipitación parafinas, razón por la cual se descartaron los pozos.
- Al comparar un sistema de inyección de gas caliente con uno de inyección de gas frío, se determinó que las pérdidas de producción ocasionadas por la obstrucción del flujo en las líneas de producción debido a las parafinas representan un volumen significativo. Por lo tanto, el uso del gas caliente se justifica debido a que se recupera el volumen de crudo que se dejaría de producir por el problema de las parafinas y se evitarían los costos de químicos y limpiezas necesarias para cada pozo.
- Luego de realizar el análisis financiero, se puede concluir que la aplicación del nuevo sistema de levantamiento en los 8 pozos del Campo Escuela Colorado no

es una es una alternativa rentable para optimizar la producción debido a los altos costos del levantamiento de crudo del campo.

- Con el análisis financiero realizado con los costos de levantamiento de crudo promedio de los campos colombianos, se concluye que el sistema de inyección de gas caliente es una alternativa viable técnica y económicamente para el grupo de pozos 1.
- Gracias al uso del gas caliente, se lograría disminuir la emisión de gases que actualmente se genera en el campo y se evitarían las intervenciones realizadas a los pozos para remover los depósitos de ceras parafínicas en las tuberías de producción, como también los costos generados por el uso de químicos.

## 10. RECOMENDACIONES

- Se recomienda efectuar un estudio de la viabilidad del rediseño de las facilidades de superficie del campo Escuela Colorado para que se tenga la capacidad de operar a mayores tasas de producción.
- Se recomienda realizar un estudio de las pérdidas de calor en superficie del gas, una vez que este sale del calentador, para determinar la temperatura exacta a la cual debe calentarse, teniendo en cuenta la distancia que debe recorrer antes de llegar a cabeza de pozo.
- Se recomienda comparar el sistema de inyección de gas caliente frente a otros sistemas que ayuden a evitar la precipitación de parafinas para lograr determinar cuál es el más apropiado para el Campo Escuela en términos técnicos y económicos.
- Se recomienda realizar la ingeniería conceptual para la disposición del agua producida en el campo Escuela Colorado, debido que al generar un aumento en la producción de crudo también se genera un aumento en la producción de agua.

## BIBLIOGRAFÍA

- AMADO, C. Ingeniería Conceptual para la Aplicación de Gas Lift en el Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2012. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.
- ARIZA, E. Determinación del umbral de cristalización en las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008. Tesis de maestría. Universidad Industrial de Santander.
- BROWN, Kermit. Gas Lift Theory and Practice; Including a Review of Petroleum Engineering Fundamentals. Prentice Hall, 1967.
- BURGOS, A., PABA, C. Efecto de los Métodos de Recobro sobre la Precipitación de Orgánicos. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2014. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.
- CANDELO, Andrés y CARVAJAL, Benjamín. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado. Bucaramanga, 2009. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.
- FLEYFEL, F., MENG, W. y HERNÁNDEZ, O. Production of waxy low temperature wells with hot gas. 2004. Technip Offshore, Inc. SPE 89853.
- HERNÁNDEZ, Alí., ESCALANTE DE DUQUE, Sharon., CHONCHO, María. y TINOCO, María. “Manual de curso de levantamiento artificial por gas avanzado”. 2001. PDVSA. Segunda Edición.

- MAGGIOLO, Ricardo. "Curso taller, Gas Lift Básico". Venezuela, 2004. ESP OIL.
- MAGGIOLO, R. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. Perú, 2008. ESP OIL. Cap. 1.
- MICHELINA, Milton. Descripción de los Equipos utilizados en el Levantamiento Artificial por Gas Lift en el pozo del Campo Shushufindi 42B. Ecuador, 2008. Tesis de grado.
- MARFISSI, S. y LUJUAN, A. Inyección de gas caliente como sistema de levantamiento artificial utilizando una completación de tuberías concéntricas en un pozo de crudo pesado, en la faja petrolífera del Orinoco. PDVSA E&P.
- NIND, T. E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Canadá, 1987. Tren University,
- PARDO, Pedro y MENDOZA, Juan. Transferencia de calor en tuberías de producción/inyección en un pozo. Venezuela, 2005. Tesis de grado. Universidad Central de Venezuela.
- PLATA, María. Evaluación y mejoramiento del sistema de levantamiento por gas lift en el campo Cicuco. Bucaramanga, 2014. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander.

## ANEXOS

### Anexo A. Información de los pozos de campo Escuela Colorado.

POZO	Qneta [Bbl/d]	Qo [Bbl/d]	Qg [Mpc/d]	Qw [Bbl/d]	Pwf [psi]	J [Bbl/d/psi]	I.W	Np [Bbl]	t [años]	RGL [Pc/Bbl]	Superficie
Col 01		0									0
Col 02		0									0
Col 03	52	52			88	0,091	1,95	275000	36	4000	10
Col 04		0									
Col 05		0									
Col 06		0									
Col 07		0									
Col 08		0									
Col 09		0									
Col 10		0					0,97	175621	17	3000	2
Col 11	2	2		0	2	0,001	0,68	101995	13	2000	7
Col 12		0					2,19	129153	39	600	2
Col 13		0									
Col 14		0									
Col 15		0									
Col 16		0					1,44	39475	9	3000	5
Col 17		0									
Col 18		0									
Col 19		0									5
Col 20		0									
Col 21	11	11									5
Col 22		0									
Col 23	44	23	1	21	615	0,049	1,31	209483	33	1500	10
Col 24	19	18	19	1	606	0,061	1,9	52700	26	10000	10
Col 25	4	4	3	0	84	0,004	1,2	12018	5	2800	10
Col 26		0									
Col 27	6	5		1	272	0,008	1,3	136118	30	3000	10
Col 28		0					0,5	67865	26	18000	2
Col 29		0									
Col 30		0					0,97	70420	28	14000	2
Col 31	8	7		1	232	0,009	1,08	164726	40	2400	7
Col 32		0									
Col 33	15	15	62	0	470	0,022	1,06	393934	34	10600	10

POZO	Qneta [Bbl/d]	Qo [Bbl/d]	Qg [Mpc/d]	Qw [Bbl/d]	Pwf [psi]	J [Bbl/d/psi]	I.W	Np [Bbl]	t [años]	RGL [Pc/Bbl]	Superficie
Col 34		0					0,08	86420	27	700	5
Col 35	5	5	47	0	190	0,007	1,88	129779	35	800	10
Col 36	20	20	10	0	420	0,037	1,43	282232	46	8500	10
Col 37	12	7	5	5	760	0,041	1,5	277156	45	3280	10
Col 38		0					1,5	518733	55	3500	5
Col 39		0									5
Col 40	17	17	112	0	347	0,056	2,8	276286	25	1000	10
Col 41		0									
Col 42		0					1,13	41931	19	280	5
Col 43		0					0,78	317385	29	1300	2
Col 44	33	33	27	0	91	0,067	2,24	308911	31	120	10
Col 45	16,23	16,23	4	0	90	0,025	0,88	185524	34	900	10
Col 46		0									
Col 47		0									
Col 48		0									
Col 49	27	24,14		2,86	87,9	0,035	1,46	200262	32	2000	10
Col 50		0					0,9	61811	20	2100	2
Col 51		0					2,41	130244	29	8000	2
Col 52	18	5	156	13	447	0,015	0,62	180687	29	7000	10
Col 53		0					0,6	128806	29	6800	2
Col 54		0									
Col 55	40	36	147	4	550	0,2	3,25	306913	40	2300	10
Col 56	12	10,5	18	1,5	563,6	0,057	3,04	108239	35	2000	10
Col 57		0									
Col 58	14	9	41	5	612	0,065	2,72	221755	34	300	10
Col 59	24	20	38	4	330	0,083	3	210308	25	2000	10
Col 60		0					0,88	67425	35	4800	2
Col 61		0									
Col 62		0									
Col 63		0					2,99	240900	25	480	2
Col 64		0					1,4		10	2500	2
Col 65		0									
Col 66		0					1,05	16753	24	1500	2
Col 67	93	71	33	22	50	0,124	1,53	210461	33	600	10
Col 68		0									
Col 69	10	0	2	10			2,33	355933	26	10000	5
Col 70	2	2	2	0	922	0,011	1,51	72929	25	5000	10
Col 71		0									

POZO	Qneta [Bbl/d]	Qo [Bbl/d]	Qg [Mpc/d]	Qw [Bbl/d]	Pwf [psi]	J [Bbl/d/psi]	I.W	Np [Bbl]	t [años]	RGL [Pc/Bbl]	Superficie
Col 72		0									
Col 74	48,2	48,2	1	0	164	0,071	15,3	188196	33	10000	10
Col 75	10	8	48	2	366	0,019	1,62	96854	38	10000	10
Col 76	4	4	3	0	650	0,013	2,9	63715		10001	7
Mojada	18	17		1	624	0,031					10

**Anexo B. Porcentajes obtenidos en la matriz para cada parámetro.**

Pozo	f(Qneta)	f(Qg)	f(Qw)	f(Pwf)	f(J)	f(I.W)	f(Np)	f(RGL)	f(Sup)	f(Qo)	%Selección
Col 01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 03	0,10	0,00	0,05	0,05	0,10	0,07	0,09	0,03	0,06	0,10	0,65
Col 04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,05	0,02	0,01	0,00	0,12
Col 11	0,01	0,00	0,05	0,00	0,00	0,02	0,03	0,01	0,04	0,01	0,19
Col 12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,07	0,00	0,01	0,00	0,16
Col 13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,02	0,02	0,03	0,00	0,12
Col 17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03
Col 20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 21	0,05	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,06	0,20
Col 22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 23	0,10	0,00	0,00	0,20	0,10	0,05	0,07	0,01	0,06	0,10	0,70
Col 24	0,09	0,05	0,04	0,20	0,10	0,07	0,04	0,05	0,06	0,10	0,80
Col 25	0,02	0,01	0,05	0,05	0,01	0,04	0,01	0,02	0,06	0,02	0,29
Col 26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 27	0,03	0,00	0,04	0,15	0,02	0,05	0,06	0,02	0,06	0,03	0,45
Col 28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,04	0,05	0,01	0,00	0,12
Col 29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,04	0,05	0,01	0,00	0,14
Col 31	0,04	0,00	0,04	0,13	0,02	0,04	0,07	0,02	0,04	0,04	0,44
Col 32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 33	0,07	0,10	0,05	0,20	0,05	0,04	0,09	0,05	0,06	0,08	0,79
Col 34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,03	0,00	0,08
Col 35	0,02	0,10	0,05	0,10	0,02	0,07	0,06	0,01	0,06	0,03	0,52
Col 36	0,10	0,03	0,05	0,20	0,08	0,05	0,10	0,05	0,06	0,10	0,82
Col 37	0,06	0,01	0,01	0,20	0,09	0,05	0,10	0,02	0,06	0,04	0,65

Pozo	f(Qneta)	f(Qg)	f(Qw)	f(Pwf)	f(J)	f(I.W)	f(Np)	f(RGL)	f(Sup)	f(Qo)	%Selección
Col 38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,02	0,03	0,00	0,21
Col 39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03
Col 40	0,08	0,10	0,05	0,19	0,10	0,10	0,08	0,01	0,06	0,09	0,86
Col 41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,03	0,00	0,03	0,00	0,10
Col 43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,08	0,01	0,01	0,00	0,13
Col 44	0,10	0,07	0,05	0,05	0,10	0,08	0,08	0,00	0,06	0,10	0,70
Col 45	0,08	0,01	0,05	0,05	0,05	0,03	0,07	0,01	0,06	0,09	0,50
Col 46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 49	0,10	0,00	0,03	0,05	0,08	0,05	0,07	0,01	0,06	0,10	0,55
Col 50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,01	0,01	0,00	0,09
Col 51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,06	0,05	0,01	0,00	0,20
Col 52	0,09	0,10	0,00	0,20	0,03	0,02	0,06	0,05	0,06	0,03	0,65
Col 53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,05	0,05	0,01	0,00	0,14
Col 54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 55	0,10	0,10	0,02	0,20	0,10	0,10	0,09	0,02	0,06	0,10	0,89
Col 56	0,06	0,05	0,04	0,20	0,10	0,10	0,06	0,01	0,06	0,06	0,74
Col 57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 58	0,07	0,10	0,01	0,20	0,10	0,09	0,08	0,00	0,06	0,05	0,76
Col 59	0,10	0,10	0,02	0,18	0,10	0,10	0,07	0,01	0,06	0,10	0,84
Col 60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,05	0,03	0,01	0,00	0,13
Col 61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,07	0,00	0,01	0,00	0,19
Col 64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,01	0,02	0,01	0,00	0,09
Col 65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,03	0,01	0,01	0,00	0,09
Col 67	0,10	0,09	0,00	0,03	0,10	0,05	0,07	0,00	0,06	0,10	0,61
Col 68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 69	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08	0,05	0,03	0,00	0,29
Col 70	0,01	0,01	0,05	0,20	0,02	0,05	0,04	0,04	0,06	0,01	0,49
Col 71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Col 74	0,10	0,00	0,05	0,09	0,10	0,10	0,07	0,05	0,06	0,10	0,72
Col 75	0,05	0,10	0,03	0,20	0,04	0,06	0,06	0,05	0,06	0,04	0,69
Col 76	0,02	0,01	0,05	0,20	0,03	0,10	0,01	0,05	0,04	0,02	0,53
Mojada	0,09	0,00	0,04	0,20	0,07	0,00	0,00	0,00	0,06	0,09	0,55

