

**VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (STAIRCASE LIFTING)
EN UN CAMPO COLOMBIANO**

**LUIS RAMÓN TOVAR SÁNCHEZ
DANIEL RICARDO OROZCO IBARRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (STAIRCASE LIFTING)
EN UN CAMPO COLOMBIANO**

**LUIS RAMÓN TOVAR SÁNCHEZ
DANIEL RICARDO OROZCO IBARRA**

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director

M. Sc. FERNANDO CALVETE GONZÁLEZ

Docente UIS

Co-director

Ing. ANDRÉS OROZCO IBARRA

Schlumberger – Artificial Lift

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios, mi eterno guía, quien me ha bendecido todos los días y a cuya voluntad pongo mi vida para que siempre se haga su obra en mí

A mis padres, Ligia y Carlos, que son la inspiración más grande que tengo para triunfar en la vida y poder honrar todos los esfuerzos que han hecho para hacer de mí quien soy. Los amo con todo mi corazón

A mis hermanos Carlos y Andrés, a quienes amo con toda mi alma y quienes tanto han sacrificado por su hermanito menor para darle tanta cosas que ellos no tuvieron

A Carmen, mi segunda mamá, que es una bendición para mi familia y el mejor ejemplo de nobleza y fidelidad

A Jader, quien es otro hermano para mí, y a quien Dios ha de bendecir siempre por toda su bondad para con la gente que lo rodea

A mi compadrito Luis “El Papa”, mi condiscípulo y amigo, quien desde el primer momento me brindó su amistad y apoyo, y con quien hoy tengo el honor de compartir éste logro

A Adel, John Jairo y Camilo, verdaderos amigos que cultivé durante éste tiempo, y a quienes auguro un futuro brillante y victorioso

A mi prima Alma Delia, el mejor ejemplo de fortaleza y amor por la vida

A mis familiares, amigos y todos los que hicieron posible éste logro

Daniel Ricardo

DEDICATORIA

*A Dios, por todo su amor y bendiciones, darme confianza día a día y estar siempre
conmigo*

A mi familia, por ser el motor y alegría de mi vida

*A mis padres, Fernando y Shirley, por el apoyo y amor incondicional, educarme de
la mejor manera posible e impulsarme a ser mejor siempre*

A mis hermanas, Tatiana y Laura, mis fieles protectoras y alcahuetas

*Daniel, Compita, por la amistad de todos estos años, compañero de este proyecto
y fiel escudero en los momentos más difíciles*

A mi compañera del Trueno, Julieth, por darme un nuevo comienzo

*A los Mariachis, Caballos, Maraca, Jader y todos los colegas de la Carrera,
gracias por darme el gusto de conocerlos y compartir tan agradables momentos*

*A todas las personas que de alguna u otra forma me han hecho crecer y formarme
como persona*

Al Independiente Santa Fe, Siempre León, Siempre Contigo

Luis Ramón Tovar Sánchez

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, su Escuela de Ingeniería de Petróleos y cada uno de los profesores que hacen parte de ella, por todos los conocimientos y valiosas enseñanzas brindadas durante éste tiempo.

A nuestro director, Ing. Fernando Calvete, por toda su guía, paciencia, apoyo y consejos durante la realización de éste proyecto.

Al Ing. Jairo Arrieta de Ecopetrol S.A., por su tiempo, colaboración y valiosos aportes para la culminación de éste trabajo.

A nuestro co-director, Ing. Andrés Orozco, por su acompañamiento y aportes para la realización de ésta tesis de grado.

Al GMPH (Grupo de Investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos) y su directora, Ing. Olga Ortiz, por su orientación y respaldo durante el desarrollo de éste proyecto.

A los pensionados de Ecopetrol S.A., Fernando Tovar y Eduardo Luna, por sus aportes y consejos técnicos en la realización de éste trabajo.

A los Ingenieros Erik Montes y Jorge SÁCHICA, calificadores de éste proyecto, por su tiempo y disposición.

A todas las personas que de una u otra forma participaron en la realización de éste trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Págs.
INTRODUCCIÓN	22
1. ASPECTOS GENERALES DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS	25
1.1. EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD J	25
1.2. RELACIÓN DE RENDIMIENTO DE INFLUJO (IPR)	27
1.2.1. Relación de rendimiento de influjo (IPR) para flujo monofásico en pozos verticales	30
1.2.2. Relación de rendimiento de influjo (IPR) para flujo en dos fases en pozos verticales	30
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL STAIRCASE LIFTING	37
2.1. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	37
2.2. GENERALIDADES DEL STAIRCASE LIFTING	41
2.3. FUNCIONAMIENTO DEL STAIRCASE LIFTING	43
2.4. EQUIPO DE SUPERFICIE	46
2.4.1. Tubo de Venturi	47
2.4.2. Compresor	49
2.4.2.1. Procesos de compresión	52
2.4.2.2. Reglas básicas para el diseño de compresores	55
2.4.2.3. Cálculo del requerimiento de potencia de compresores	57
2.4.3. Motor eléctrico	58
2.4.4. Intercambiador de calor (Aeroenfriador)	61
2.4.5. Válvula de estrangulamiento	70
2.5. EQUIPO DE SUBSUELO	71
2.5.1. Tubería especial de producción (integrada con las líneas de alta y baja presión)	72

2.5.1.1. Válvulas de no-retorno (NRV)	72
2.5.1.2. Válvulas de bola	74
3. METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL STAIRCASE LIFTING	76
3.1. METODOLOGÍA DE TRABAJO EN SUPERFICIE	76
3.1.1. Análisis integrado del proceso de compresión y del flujo de gas en el Venturi para cálculo del caudal de succión del compresor	77
3.1.2. Preparación de curvas de caudal de succión en el compresor contra caída de presión en el Venturi	81
3.2. METODOLOGÍA DE TRABAJO EN SUBSUELO	83
3.2.1. Aspectos generales del flujo multifásico en la tubería de producción	84
3.2.1.1. Flujo multifásico	84
3.2.1.2. Predicción del gradiente de presión	85
3.2.1.3. Selección de la correlación de flujo multifásico a utilizar	91
3.2.2. Correlación empírica de Poettman & Carpenter para predicción del gradiente de presión	91
3.2.2.1. Procedimiento para el cálculo del gradiente de presión utilizando el método de Poettman and Carpenter	92
3.2.3. Adaptación del modelo de Poettman y Carpenter y Ecuación general de energía al Staircase Lifting Unido al IPR	97
3.2.3.1 Procedimiento para reemplazar el sistema actual por el Staircase Lifting	98
3.2.3.2. Procedimiento para optimizar la producción con el SCL	105
4. ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL STAIRCASE LIFTING EN UN CAMPO COLOMBIANO	107
4.1. CRITERIOS PRELIMARES PARA LA SELECCIÓN DEL CAMPO Y SUS POZOS	107
4.2. SCREENING CAMPOS COLOMBIANOS	109
4.2.1. Campo Tibú	109
4.2.2. Campos del Área Lisama (Lisama Central, Nutria, Tesoro y Peroles)	112

4.2.3. Selección del Campo Colombiano	117
4.3. SCREENING DE LOS POZOS DEL CAMPO LISAMA CENTRAL	120
4.3.1. Selección de los pozos	121
4.3.1.1. Determinación del Comportamiento IPR de los pozos	122
4.4. CÁLCULOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SCL EN LOS POZOS SELECCIONADOS	126
4.4.1. Adquisición de la información de entrada	127
4.4.1.1. Datos de fluidos, producción y estado mecánico del pozo	127
4.4.1.2. Comportamiento PVT (Bo, Rs, Z) de los fluidos del yacimiento	129
4.4.2. Cálculos de la implementación del SCL y optimización de la producción en el pozo Lisama 28 y diseño de los equipos	136
4.4.2.1. Resultados de la metodología de trabajo en superficie	138
4.4.2.2. Resultados de la metodología de trabajo en subsuelo	141
4.5. Presentación de los rangos técnicos de operación del Staircase Lifting	143
5. VIABILIDAD FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL STAIRCASE LIFTING EN EL CAMPO LISAMA CENTRAL	144
5.1. EVALUACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN	145
5.1.1. Inversión Neta o Inicial	145
5.1.2. Flujo de Efectivo	146
5.1.3. Costos	147
5.1.4. Impuestos para la Industria Petrolera en Colombia	147
5.1.4.1. Regalías	148
5.1.4.2. Impuesto de Renta	149
5.1.5. Métodos para evaluar la Rentabilidad Financiera de un Proyecto	150
5.1.5.1. Valor Presente Neto (VPN)	150
5.1.5.2. Tasa de Rendimiento Económico	152
5.1.5.2.1. Tasa Interna de Retorno (TIR)	153
5.1.5.3. Tiempo de Recuperación de la Inversión (Payback Time)	154
5.1.5.3.1. Tiempo de Recuperación Simple (Payback Simple)	154
5.1.5.4. Precio del petróleo	156

5.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL STAIRCASE LIFTING EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS DEL POZO UIS L4 DEL CAMPO LISAMA	157
5.2.1 Inversión Inicial	157
5.2.2 Ingresos	159
5.2.3 Egresos	159
5.2.4 Flujo de Caja Acumulado	160
5.2.5 Valor Presente Neto	162
5.2.6 Tasa interna de Retorno	163
5.2.7 Resultados Indicadores Financieros	165
6. CONCLUSIONES	166
RECOMENDACIONES	169
BIBLIOGRAFÍA	171
ANEXOS	175

LISTA DE FIGURAS

	Págs.
FIGURA 1. Gráfica del caudal contra el abatimiento de presión	27
FIGURA 2. Representación gráfica del IPR	28
FIGURA 3. Comparación IPR para flujo monofásico y bifásico	31
FIGURA 4. Forma del IPR para flujo en 2 fases (yacimiento saturado)	33
FIGURA 5. Forma del IPR según método de Vogel generalizado	35
FIGURA 6. Ejemplo del IPR para pozo con presión de punto de burbuja por debajo de presión estática del yacimiento	39
FIGURA 7. Ejemplo de IPR cambiante en el tiempo (@ 1, 2, 3, 4 y 5 años)	41
FIGURA 8. Convenciones para proceso de levantamiento del fluido	44
FIGURA 9. Levantamiento del fluido. Paso 1 (izquierda) y paso 2 (derecha)	45
FIGURA 10. Levantamiento del fluido. Paso 3	46
FIGURA 11. Levantamiento del fluido. Paso 4 (arriba) y paso 5 (abajo)	46
FIGURA 12. Tubo de Venturi	48
FIGURA 13. Factor Y de expansión del gas	50
FIGURA 14. Flujo de gas a través de un compresor dinámico	51
FIGURA 15. Curvas de compresión	52
FIGURA 16. Diagrama P Vs. V en un proceso de compresión de múltiples etapas con interenfriamiento	54
FIGURA 17. Relación entre η_a , η_p , RC y k	59
FIGURA 18. Vista interna de un motor eléctrico para accionar un compresor	60
FIGURA 19. Aeroenfriador	62
FIGURA 20. Válvula tipo mariposa para estrangulamiento de flujo	71
FIGURA 21. Vista isométrica de la tubería especial de producción	73
FIGURA 22. Válvula de No – Retorno tipo Lift	74

FIGURA 23. Válvula de Bola	75
FIGURA 24. Esquema Superficie del Sistema Staircase Lifting	77
FIGURA 25. Presión de descarga del compresor igual a presión de succión del Venturi	78
FIGURA 26. Ejemplo Caudal de Succión del Compresor Vs Delta de P Lifting	82
FIGURA 27. Tabla de Cobertura de Compresores	82
FIGURA 28. Diagrama de flujo, ecuación de energía general	86
FIGURA 29. Gráfico para determinar el factor de fricción en el método de Poettman y Carpenter	95
FIGURA 30. Presión de contacto y Nivel de líquido	97
FIGURA 31. Cuadro de alineación utilizable en la determinación de la resistencia al flujo ofrecida por las válvulas y conexiones, en términos de la longitud equivalente de una tubería.	99
FIGURA 32. Rugosidad relativa de los materiales de tubería y factores de fricción para flujo completamente turbulento.	101
FIGURA 33. Diagrama de flujo del paso a paso a seguir para la sección 2	104
FIGURA 34. Localización del Campo Tibú	110
FIGURA 35. Áreas del Campo Tibú	111
FIGURA 36. Ubicación del Activo Lisama	113
FIGURA 37. Distribución del GOR, campos Lisama central y Tesoro	119
FIGURA 38. Distribución del WOR, campos Lisama central y Tesoro	119
FIGURA 39. Comportamiento histórico de la presión del yacimiento en Campo Lisama	123
FIGURA 40. Comportamiento IPR del pozo UIS-L4	124
FIGURA 41. Comportamiento IPR del pozo UIS-L12	125
FIGURA 42. Interfaz de inicio de KAPPA PVT [®]	129
FIGURA 43. Comportamiento del <i>Bo</i> – Formación Colorado A	131
FIGURA 44. Comportamiento del <i>Rs</i> – Formación Colorado A	132
FIGURA 45. Curvas de caudal de succión del compresor Vs. Caída de	

presión en el Venturi	140
FIGURA 46. Representación gráfica del flujo de efectivo	146
FIGURA 47. Representación gráfica del <i>VPN</i>	151
FIGURA 48. Comportamiento del <i>VPN</i> con la tasa de interés <i>i</i>	153
FIGURA 49. Representación gráfica del Payback Simple	156
FIGURA 50. Flujo de Caja Acumulado. Escenario 1	160
FIGURA 51. Flujo de Caja Acumulado. Escenario 2	161
FIGURA 52. Flujo de Caja Acumulado. Escenario 3	161
FIGURA 53. Tasa interna de Retorno - Escenario 1	163
FIGURA 54. Tasa interna de Retorno - Escenario 2	164
FIGURA 55. Tasa Interna de Retorno - Escenario 3	164

LISTA DE TABLAS

	Págs.
TABLA 1. Valores típicos para <i>FV</i> (face velocity)	63
TABLA 2. Estimados para la temperatura de salida del aire en un aerofriador	65
TABLA 3. Categorías A, B y C para predecir el gradiente de presión	89
TABLA 4. Tabla de resultados Caso Base al aplicar diferentes métodos para la predicción del gradiente de presión	90
TABLA 5. Incrementos de Presión en el método de Poettman y Carpenter	93
TABLA 6. Características del yacimiento y de los fluidos de la Formación Barco del Campo Tibú	112
TABLA 7. Características del yacimiento y de los fluidos del Campo Lisama	116
TABLA 8. Screening de campos Colombianos - Datos de producción promedios de los campos Tibú y campos del Activo Lisama	118
TABLA 9. Screening de pozos del campo Lisama Central. Datos de producción	120
TABLA 10. Datos de entrada para determinar el comportamiento IPR del pozo UIS-L4 mediante la metodología del Paper SPE 29312	124
TABLA 11. Datos de entrada para determinar el comportamiento IPR del pozo UIS-L12 mediante la metodología del Paper SPE 29312	125
TABLA 12. Pozo de Lisama seleccionado para la implementación del SCL	126
TABLA 13. Información del pozo y fluidos	128
TABLA 14. Información de entrada para generar comportamiento PVT del petróleo de la Formación Colorado A del Activo Lisama	130
TABLA 15. Propiedades pseudo-críticas del gas de Lisama	133
TABLA 16. Tasas de producción de aceite y presión de fondo fluyendo	

para los 3 escenarios a evaluar	136
TABLA 17. Resultados de cálculos para el tubo de Venturi, Escenarios 1 y 2	138
TABLA 18. Resultados de cálculos del compresor, Escenarios 1 y 2	139
TABLA 19. Requerimiento de potencia del compresor, Escenarios 1 y 2	139
TABLA 20. Resultados para el caudal de de succión del compresor requerimiento de potencia, escenario 3.	140
TABLA 21. Parámetros de diseño del aerofriador	141
TABLA 22. Resultados de la metodología de trabajo en subsuelo	142
TABLA 23. Rangos técnicos de operación del SCL	143
TABLA 24. Sistema de Pago de Regalías Escalonadas de Petróleo en Colombia	149
TABLA 25. Costos de Elementos en la Implementación del SCL	158
TABLA 26. Costo total de Inversión para los 3 escenarios	159
TABLA 27. Resultados de VPN de cada escenario	162
TABLA 28. Resultados Indicadores financieros	165

LISTA DE ANEXOS

	Págs.
ANEXO A. ESTADO MECÁNICO - POZOS UIS-L4, UIS-L5 Y UIS-L12	175
ANEXO B. TABLAS PAPER SPE 29312	178
ANEXO C. INFORMACIÓN IPR POZOS UIS-L4 Y UIS-L12	179
ANEXO D. INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO UIS-L4 (Actualizada a Septiembre de 2012)	180
ANEXO E. INFORMACIÓN PVT (B_0 , R_s) FORMACIÓN COLORADO A	181
ANEXO F. HOJA DE CÁLCULO EN MICROSOFT EXCEL PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE EL SCL DEL POZO UIS-L4. ESCENARIOS 1, 2 Y 3	183
ANEXO G. INFORMACIÓN DEL ANÁLISIS FINANCIERO	189

RESUMEN

TÍTULO: VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN NUEVO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (STAIRCASE LIFTING) EN UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTORES: Tovar Sánchez, Luis Ramón
Orozco Ibarra, Daniel Ricardo**

PALABRAS CLAVES: Staircase Lifting, Campo Lisama, Producción, Optimización, Indicadores Financieros.

DESCRIPCIÓN

Debido a los pocos descubrimientos de nuevos yacimientos de aceite, la optimización de la producción de los pozos ya existentes es un desafío que deben afrontar las compañías operadoras. Éste proyecto nace con la intención de proponer la implementación de un nuevo sistema de levantamiento artificial (Staircase Lifting - SCL) en un campo colombiano, para demostrar su viabilidad técnica y financiera como alternativa para la optimización de la producción, e incentivar la continuación de su estudio.

El funcionamiento de ésta nueva técnica consiste en transmitir, desde superficie, una caída de presión a fondo de pozo para provocar el levantamiento del fluido, en forma de bache, a lo largo de una sarta especial de producción. Para el funcionamiento del SCL, se plantearon dos metodologías de trabajo: superficie y subsuelo. La metodología en superficie consistió en un análisis integrado de los procesos necesarios para generar la caída de presión en un tubo de Venturi, a partir de un flujo de gas saliendo de un compresor centrífugo. La metodología en subsuelo permitió comprender el flujo multifásico en el tubing, determinar la configuración de la tubería especial de producción del SCL y su profundidad de asentamiento.

La metodología para determinar la viabilidad de la implementación del SCL consistió en: i) Seleccionar el campo colombiano, de acuerdo a parámetros de producción promedio de sus pozos activos, entre otros, resultando en la selección del Campo Lisama Central; ii) Seleccionar los pozos del campo, considerando variables de producción, estados mecánicos y comportamientos IPR, resultando en la escogencia del pozo UIS-L4; iii) Diseñar los equipos SCL para éste pozo; iv) Determinar la viabilidad financiera de la implementación del SCL, bajo tres escenarios de producción, en el pozo UIS-L4, utilizando los indicadores financieros del Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tiempo de Repago (PayBack Time).

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico - Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Fernando Calvete González. Co-director: Ing. Andrés Orozco Ibarra

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL FEASIBILITY OF IMPLEMENTING A NEW ARTIFICIAL LIFT SYSTEM (STAIRCASE LIFTING) IN A COLOMBIAN OIL-FIELD*

AUTHORS: Tovar Sánchez, Luis Ramón
Orozco Ibarra, Daniel Ricardo**

KEY WORDS: Staircase Lifting, Lisama Field, Production, Optimization, Financial Indicators.

DESCRIPTION

Due to few new oil reservoirs discoveries, production optimization from already-existing wells is a challenge that operators companies must face. This project looks for proposing the implementation of a new artificial lift system (Staircase Lifting – SCL) in a Colombian oil-field, in order to show its technical and economical feasibility as an alternative for production optimization, and encouraging continuing with its research.

SCL operation is based on transmitting, from surface, a pressure drawdown to the bottom hole for causing the fluid lifting, in a batch shape, throughout a special production string. As for the SCL operation, two methodologies were presented: surface and subsurface. Surface's methodology consisted of an integrated analysis of the processes involved for generating the pressure drawdown in the Venturi Tube, caused by gas flow coming out from a centrifugal compressor. Subsurface's methodology allowed understanding the multiphase flow in the tubing and determining the SCL special production string configuration and its setting depth.

Methodology for determining the feasibility of implementing SCL consisted of: i) Selection of the Colombian oil-field, according to average production parameters of its active wells, among others, resulting in the selection of Lisama Central Field; ii) Selection of the wells, considering production variables, mechanical states and Inflow Performance Relationships (IPR), resulting in selection of UIS-L4 well; iii) Design of the SCL equipment for that well; iv) Determination of the financial feasibility of implementing SCL, under three production scenarios, at UIS-L4 well, using Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback Time financial indicators.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Fernando Calvete González. Co-director: PE. Andrés Orozco Ibarra.

INTRODUCCIÓN

Es indudable que, dados los altos precios registrados por el barril de crudo en los últimos años, la industria del petróleo ha venido atravesando por un buen momento durante la última década. Sin embargo, hay una situación que debe ser de especial atención, y radica en el poco número de nuevos descubrimientos de yacimientos productores de aceite. Además, los yacimientos que han sido explotados por varios años, ya se encuentran en su etapa de declinación como consecuencia de su depleción continua, lo que hace que sus pozos sean cada vez menos capaces de producir fluidos por el mecanismo de empuje natural del yacimiento. En Colombia, así como en el resto del mundo, el panorama es muy similar, pues gran parte de la producción del país proviene de los campos maduros, es decir, aquellos que ya han alcanzado el cenit de su producción y han empezado a declinar. Dadas las condiciones anteriores, la optimización de la producción es un desafío que cada día cobra más importancia para las compañías operadoras de los campos productores de hidrocarburos. En éste orden de ideas, los sistemas de levantamiento artificial constituyen una solución efectiva al desafío del mejoramiento de la producción.

Con el pasar del tiempo, se han investigado y desarrollado diferentes sistemas de levantamiento artificial que han ayudado en gran medida a cumplir con el objetivo de optimizar la productividad de los pozos. Es así como se ha establecido la familia de los sistemas convencionales de levantamiento artificial, entre los que se encuentran el bombeo mecánico, el bombeo electrosumergible, el bombeo neumático o gas lift y el bombeo por cavidades progresivas, entre otros. Todas estas técnicas han demostrado su efectividad, pero a la vez presentan limitaciones tanto económicas como operacionales, las cuales no permiten su implementación en todos los campos y/o pozos. Por esta razón, a la hora de implementar un sistema de levantamiento artificial, se debe tener en cuenta tanto su viabilidad técnica como financiera.

El nuevo sistema de levantamiento artificial Staircase Lifting (SCL) surge como resultado de la continua investigación en soluciones que, de manera rentable, permitan optimizar la productividad de los pozos. Éste nuevo sistema fue presentado durante el Simposio de Operaciones y Producción llevado a cabo en Oklahoma City, Estados Unidos, en Abril de 2007. En vista de que hasta el momento no se ha desarrollado ningún proyecto piloto para probar la operación del sistema, surge éste proyecto de investigación como el primer estudio enfocado en determinar la viabilidad la implementación del SCL, aplicando el estudio a un campo colombiano, teniendo en cuenta los parámetros tanto técnicos como financieros.

El presente trabajo está dividido en seis (6) capítulos. En el Capítulo 1 se abordan los aspectos generales de la productividad de los pozos, abarcando definiciones fundamentales en el tema tales como el Índice de Productividad, la Relación de Rendimiento de Influjos (IPR) y los métodos más conocidos para determinar el comportamiento IPR de los pozos para flujo en una y en dos fases. En el Capítulo 2 se presenta el nuevo sistema de levantamiento artificial Staircase Lifting, se explican sus antecedentes y su funcionamiento y se describen detalladamente cada uno de los equipos de superficie y de subsuelo del sistema, incluyendo todas las ecuaciones matemáticas involucradas en el diseño de estos. En el Capítulo 3 se desarrolla la metodología de trabajo para la implementación del Staircase Lifting. En primera instancia, se presenta el análisis integrado de los procesos que tienen lugar en superficie durante la operación del SCL, con el fin de crear la caída de presión que será transmitida a fondo de pozo para el levantamiento del fluido. Seguidamente, se desarrolla la metodología de trabajo en subsuelo, considerando todas las implicaciones del flujo multifásico que ocurre en la tubería de producción, la predicción del gradiente de presión y cómo se adapta el fenómeno de flujo en dos fases al funcionamiento del SCL mediante la aplicación de una correlación empírica de flujo multifásico. En el Capítulo 4 se lleva a cabo el estudio de viabilidad técnica de la implementación del SCL en un campo colombiano. En

primer lugar hace la selección del campo colombiano y el screening de sus pozos para seleccionar los candidatos para la implementación del SCL de acuerdo a ciertos criterios previamente establecidos. Adicionalmente se presentan los recursos utilizados para la adquisición de la información necesaria para realizar los cálculos, los cuales fueron desarrollados en hojas de cálculo de Microsoft Excel. En el cierre del capítulo, se presentan, de acuerdo a los resultados obtenidos, los rangos de operación para la óptima operación del SCL. En el Capítulo 5 se presenta la viabilidad financiera de la implementación del SCL en el campo colombiano, determinada mediante la aplicación de los métodos clásicos de evaluación financiera de proyectos, como lo son el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Tiempo de Repago (Pay-back Time). Finalmente, en el Capítulo 6, se muestran de forma clara y concisa las conclusiones de éste trabajo de investigación.

1. ASPECTOS GENERALES DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

El objetivo de la ingeniería de producción es calcular el potencial de aporte de fluidos o caudales de producción de los pozos petroleros. Para calcular un estimado de dichos caudales, es necesario conocer las condiciones actuales del yacimiento y del pozo mismo. Bajo éste postulado, es necesario definir el índice de productividad y la relación de rendimiento de influjo (IPR por las siglas en inglés de Inflow Performance Relationship).

1.1. EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD J

El índice de productividad J se define como la relación entre el gasto o caudal de producción q del pozo, y el abatimiento de presión. A su vez, el abatimiento de presión está dado por la diferencia de potencial o caída de presión entre la presión estática del yacimiento P_s y la presión de fondo fluyendo P_{wf} . Si q está expresado en bbls/día de líquido a condiciones de almacenamiento, y la caída de presión viene dada en libras por pulgada cuadrada (psi), entonces el IP (J) está definido por la siguiente ecuación y tiene las siguientes unidades:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \left[\frac{\text{bbl}}{\text{psi} \cdot \text{día}} \right] \quad (1)$$

Si no se especifica ninguna otra cosa, el índice de productividad se basa en producción neta de líquido, esto es, producción de aceite más producción de agua.

El IP específico, que se designa por J_s , es el número total de barriles de líquidos, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada psi de abatimiento, y por cada pie de espesor de la formación productora. Es decir:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \left[\frac{bbl}{psi \cdot día \cdot ft} \right] \quad (2)$$

La ecuación (1) sugiere que el índice de productividad puede escribirse utilizando la ecuación de flujo radial, considerando un yacimiento horizontal y uniforme por el que fluye un líquido homogéneo y de poca compresibilidad. Así, se obtiene:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{0,007082kh}{B_o \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (3)$$

Donde:

q : Caudal de líquidos, bbls/día

P_s : Presión estática del yacimiento, psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo, psi

k : Permeabilidad efectiva al aceite, mD

h : Espesor de la formación productora, ft

B_o : Factor volumétrico de formación del aceite, rb/stb

μ : Viscosidad del aceite, cP

r_e : Radio de drenaje, ft

r_w : Radio del pozo, ft

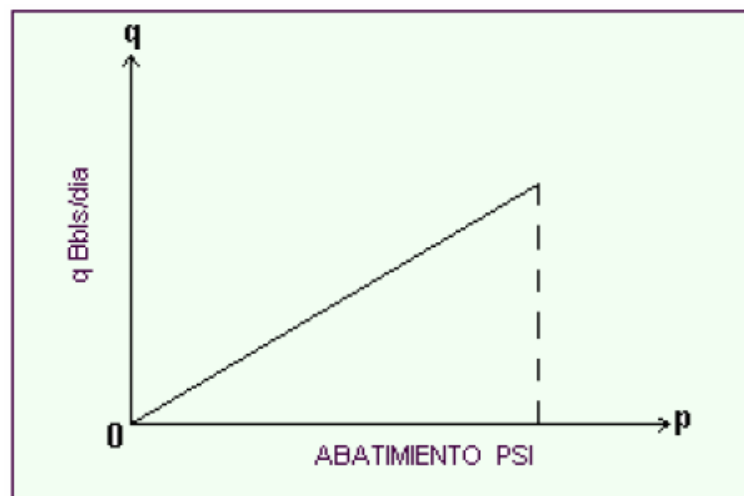
S : Daño a la formación

De forma similar, puede expresarse el índice de productividad específico J_s como:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0,007082k}{B_o \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (4)$$

Si se asume el valor del IP del pozo constante, independientemente de la producción actual del pozo, es posible expresar el caudal como $q = J \cdot \Delta P$, donde ΔP es el abatimiento o caída de presión. En éste orden de ideas, es de esperarse que la gráfica de q vs. ΔP sea una línea recta cuya pendiente es el índice de productividad J .

FIGURA 1. Gráfica del caudal contra el abatimiento de presión



FUENTE: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Editorial Limusa, México, 1987. Modificada por autores

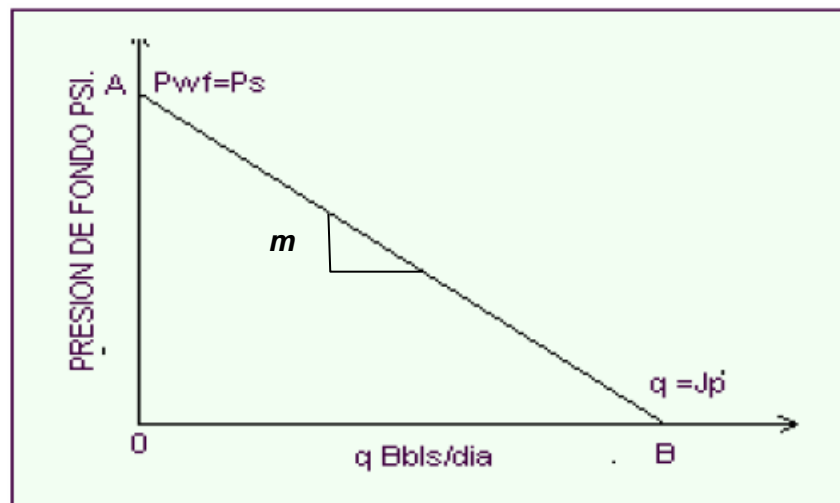
1.2. RELACIÓN DE RENDIMIENTO DE INFLUJO (IPR)

Conviene expresar la ecuación (1) como:

$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{J} \quad (5)$$

En un momento particular de la vida del yacimiento, la presión estática es P_s , de manera que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q , se obtiene una línea recta de cuya pendiente m es posible obtener el índice de productividad. A la gráfica que relaciona la presión de fondo fluyendo P_{wf} y el caudal q se le llama Relación de Comportamiento de Influjo o IPR por sus siglas en inglés (Inflow Performance Relationship).

FIGURA 2. Representación gráfica del IPR



FUENTE: NIND, T.E.W. Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros. Editorial Limusa, México, 1987. Modificada por autores

De la gráfica anterior, se observa que el índice de productividad J es valor absoluto del inverso de la pendiente de la curva IPR, es decir:

$$J = \left| \frac{1}{m} \right| \tag{6}$$

El valor de q en el punto B se define como potencial de producción del pozo, o también *AOF* por la siglas en inglés de Absolute Open Flow, y normalmente se

nota por q' . Toda vez que el IPR en realidad refleja el comportamiento del yacimiento, es decir, la reacción de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, al referirse al AOF se está hablando en realidad del potencial de producción de la formación, el cual se presenta cuando la presión de fondo fluyendo P_{wf} es igual a cero. Así:

$$q' = J \cdot P_s \quad (7)$$

Evidentemente, el AOF constituye un valor hipotético, pues operacionalmente no es posible alcanzar una presión de fondo fluyendo igual a cero.

Combinando las ecuaciones (5) y (7), es posible dar la siguiente interpretación al IPR.

$$q = J \cdot P_s - JP_{wf} = q' - JP_{wf} \quad (8)$$

La ecuación (8) sugiere que la producción de un pozo es igual a su potencial máximo de producción q' menos lo que se pierde por la contrapresión ejercida por la columna de fluido, término que viene dado por el producto $J \cdot P_{wf}$.

El comportamiento IPR refleja la habilidad del yacimiento para impulsar los fluidos hacia la cara del pozo. La combinación de una curva IPR con una curva que refleje la restricción debido a la tubería de producción, identifica un punto de operación del pozo. Así, el conocimiento de las curvas IPR es de vital importancia para analizar la entregabilidad de los pozos a sus condiciones actuales, o sea, para estimar la tasa de producción para una presión de fondo fluyendo dada y viceversa

1.2.1. Relación de rendimiento de influjo (IPR) para flujo monofásico en pozos verticales

Para flujo monofásico (sólo líquido) en la cara del pozo, el caudal de producción que llega al fondo de pozo es directamente proporcional al abatimiento de presión, es decir, a la diferencia de presión entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo. Lo anterior sugiere que la curva IPR para flujo monofásico es una línea recta con pendiente de uno sobre el índice de productividad ($1/J$), como se muestra en la Figura 2. Para que esto ocurra, deben cumplirse dos condiciones:

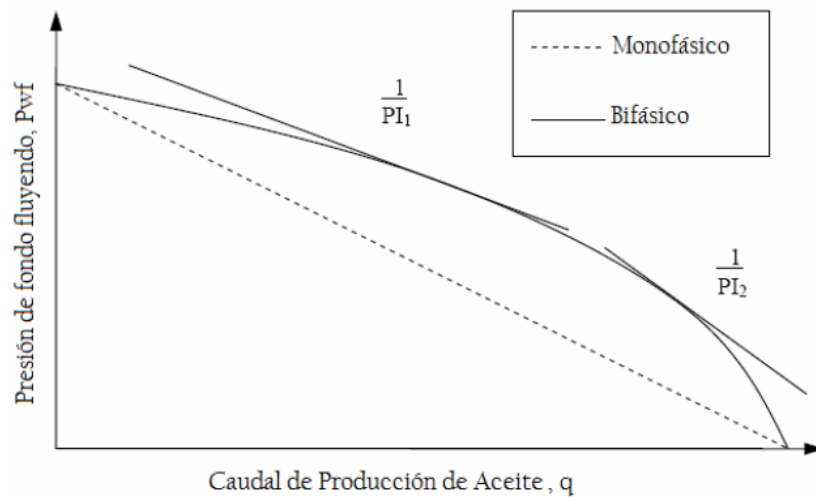
- Que la presión estática del yacimiento esté por encima de la presión del punto de burbuja: $P_s \geq P_b$
- Que la presión de fondo fluyendo esté por encima de la presión del punto de burbuja $P_{wf} \geq P_b$.

1.2.2. Relación de rendimiento de influjo (IPR) para flujo bifásico en pozos verticales

En muchos casos, es muy probable que ocurra flujo bifásico en la cara del pozo. Lo anterior puede ser consecuencia de dos razones. La primera de ellas es que, por la extracción de fluidos, la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión del punto de burbuja de forma natural. La segunda tiene que ver con que la presión de fondo fluyendo se fije por debajo de la presión de saturación, lo cual no es coincidencial. La expansión roca-fluido como mecanismo de recobro es un mecanismo altamente ineficiente dado que la compresibilidad del aceite es muy pequeña. Muy probablemente, en el mejor de los casos, mantener la presión de fondo fluyendo por encima de la presión del punto de burbuja resultaría en un

factor de recobro muy pobre. Por tanto, frecuentemente, el petróleo se producirá junto con gas libre en el yacimiento, bien sea porque la presión del yacimiento esté por debajo de la presión del punto de burbuja (yacimientos saturados) o porque la presión de fondo fluyendo se fije por debajo de dicho punto con el fin de proveer mayor potencial al pozo en términos de caída de presión. En términos del factor de recobro, la expansión del gas en solución o por capa de gas es mucho más eficiente que la expansión de la roca y el aceite. En éste sentido, es de esperarse que en la mayoría de los casos la forma de la curva IPR no sea una línea recta, y que por tanto tenga índices de productividad con más de un valor, como se muestra a continuación:

FIGURA 3. Comparación IPR para flujo monofásico y bifásico



FUENTE: KAMKOM, R. Analysis of Two-Phase Inflow Performance in Horizontal Wells. Graduate project. University of Texas, 2004. Modificada por autores

Vogel (1968) estableció un método para estimar el comportamiento IPR para flujo en 2 fases en pozos verticales. El método es aplicable tanto para yacimientos saturados como para aquellos casos en los que inicialmente la presión de fondo

fluyendo está por encima de la presión del punto de burbuja pero en algún momento cae por debajo de esta.

Para efectos del primer caso, Vogel asumió que si la presión del yacimiento es igual a la presión del punto de burbuja ($P_e = P_b$), entonces la presión de fondo fluyendo es menor que la presión del punto de burbuja. Partiendo de que el IPR es función de la presión de fondo fluyendo P_{wf} y del caudal máximo del pozo q' , planteó el siguiente modelo para el caudal de líquidos q_s :

$$\left(\frac{q_s}{q'}\right) = 1 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \quad (9)$$

Para evaluar el caudal máximo o potencial del pozo en un yacimiento saturado, definió la constante J^* como el índice de productividad cuando la presión de fondo fluyendo tiende a la presión estática del yacimiento. Utilizó además la siguiente ecuación planteada por Standing (1971):

$$J = \frac{q'}{P_e} \left(1 + 0,8 \frac{P_{wf}}{P_e}\right) \quad (10)$$

Es evidente que si J tiende a J^* , entonces la ecuación (10) se convierte en:

$$J^* = \frac{1,8q'}{P_e} \quad (11)$$

Por lo tanto, el potencial del pozo viene dado por:

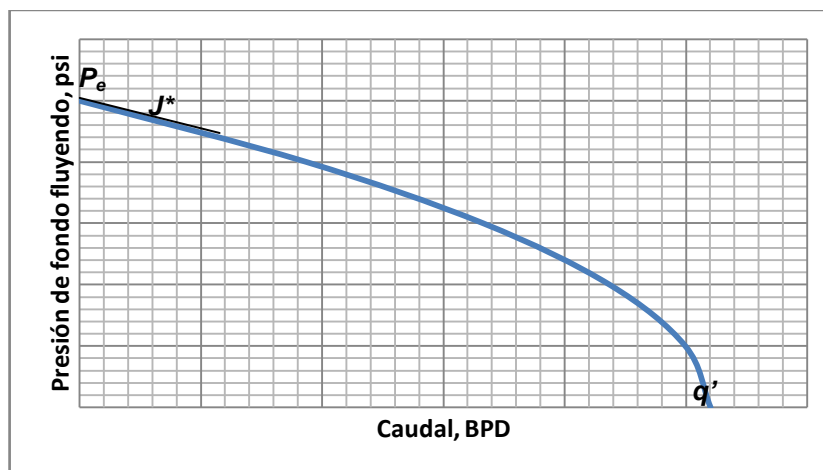
$$q' = \frac{J^* P_e}{1,8} \quad (12)$$

Combinando las ecuaciones (9) y (12), se obtiene el modelo de Vogel para yacimientos saturados:

$$q_s = \left(\frac{J^* P_e}{1,8} \right) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right] \quad (13)$$

Para obtener el valor de J^* se cuenta con dos opciones. La primera la constituyen las pruebas de pozos y la segunda consiste en aplicar la ecuación de flujo radial, ecuación (1), utilizando datos de petrofísica y fluidos, y teniendo en cuenta si el régimen de flujo es estable o pseudo-estable. En el primer caso, la presión estática del yacimiento es igual a la presión inicial P_i , y para el segundo caso es igual a la presión promedio del yacimiento \bar{P} , y debe restarse 0.75 al término que aparece dentro de corchetes en el denominador. La ecuación (13) es una clara evidencia de que para flujo en dos fases, la forma del IPR es una curva cóncava hacia abajo, lo que se puede visualizar mejor en la siguiente gráfica:

FIGURA 4. Forma del IPR para flujo en 2 fases (yacimiento saturado)



FUENTE: Autores

Para establecer un modelo más generalizado, Vogel consideró que mientras la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo estén por encima de la presión del punto de burbuja ($P_e \geq P_{wf} \geq P_b$), el flujo en la cara del pozo será monofásico (sólo aceite). En tanto, cuando la presión del yacimiento aún esté por encima de la presión de saturación, pero la presión de fondo fluyendo sea menor a esta ($P_b \geq P_{wf} \geq 0$), ocurrirá flujo en dos fases (aceite y gas).

Para comprender lo anterior, conviene definir la constante J^* , que corresponde al índice de productividad inicial, el cual ocurre cuando la presión de fondo fluyendo es mayor o igual a la presión de saturación, es decir, cuando hay flujo monofásico. Se establece también el caudal de líquidos en el punto de burbuja q_b . Por definición del IP:

$$J^* = \frac{q_b}{(P_e - P_b)}$$

(14)

Por lo tanto, el caudal en el punto de burbuja es:

$$q_b = J^*(P_e - P_b) \tag{15}$$

Cuando la presión de fondo está por debajo de la presión del punto de burbuja, se aplica la misma ecuación del método de Vogel para yacimientos saturados, cambiando la presión estática del yacimiento por la presión del punto de burbuja. Bajo estas condiciones, el caudal se denota por q_v .

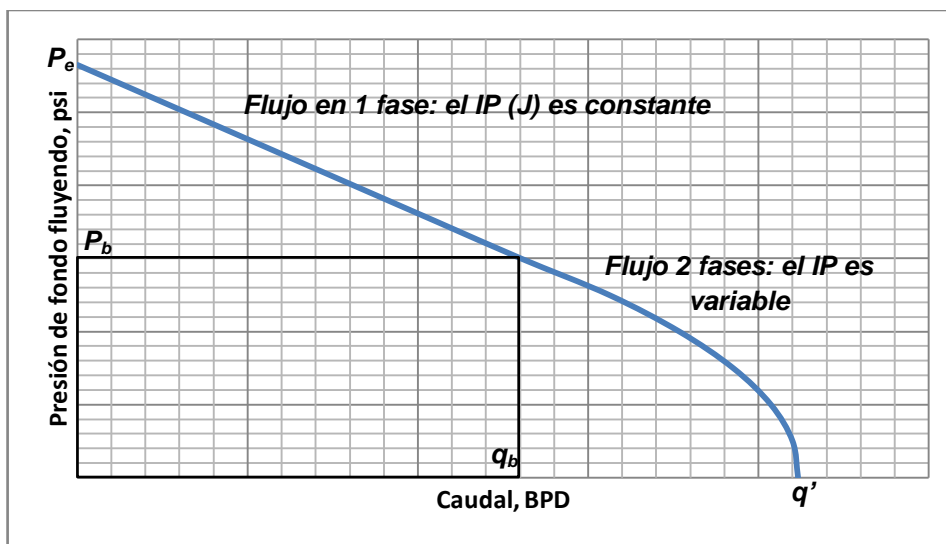
$$q_v = \left(\frac{J^* P_b}{1,8} \right) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \tag{16}$$

Si se sabe que $q = q_b + q_v$, finalmente se obtiene:

$$q = J^*(P_e - P_b) + \left(\frac{J^* P_b}{1,8} \right) \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (17)$$

A la ecuación (17) se le conoce como método de Vogel generalizado. En últimas, éste sugiere que mientras la presión de fondo fluyendo sea mayor a la presión del punto de burbuja, la forma del IPR será una línea recta, mientras que una vez la P_{wf} alcance la condición de saturación, el IPR adoptará la forma de una curva cóncava hacia abajo, tal como puede observarse en la siguiente gráfica:

FIGURA 5. Forma del IPR según método de Vogel generalizado



FUENTE: Autores

Fetkovich (1973) propuso una aproximación para el IPR en yacimientos saturados. Para ello, normalizó q con el potencial máximo del pozo q' , así:

$$q = q' \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right]^n \quad (18)$$

$$q' = CP_e^{2n} \quad (19)$$

De esta forma, obtuvo la siguiente ecuación:

$$q = C(P_e^2 - P_{wf}^2)^2 \quad (20)$$

Para aplicar el método de Fetkovich, deben conocerse las incógnitas q' y el exponente n , las cuales son únicas para cada pozo. Es necesario tener información de dos pruebas de producción o “test points” a dos tasas de flujo estabilizadas, para calcular las correspondientes presiones de fondo fluyendo y poder determinar los valores de q' y n .

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL STAIRCASE LIFTING

2.1. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En algún momento de la vida productiva de los yacimientos, la presión declina hasta tal punto que los pozos se vuelven incapaces de producir fluidos de forma natural, por lo cual debe instalarse en estos algún sistema de bombeo que permita llevar el fluido hasta superficie. A estas unidades se les conoce con el nombre de Sistemas de Levantamiento Artificial, y su función es optimizar la producción o aumentar las tasas de flujo q de los pozos productores mediante la reducción de la presión de fondo fluyendo P_{wf} . A lo largo de los años, se ha establecido una familia bien definida de los sistemas convencionales de levantamiento artificial, a saber, bombeo mecánico, bombeo neumático o gas lift, bombeo electrosumergible, bombeo hidráulico tipo pistón, bombeo hidráulico tipo jet, bombeo tipo plunger lift, entre otros. Cada uno de estos sistemas tiene sus propios rangos técnicos de operación, lo cual hace que no sean aplicables a cualquier pozo en cualquier yacimiento. En éste sentido, los operadores deben hacer un procedimiento de selección del sistema de levantamiento artificial más económico que permita obtener el mayor potencial del campo que se esté explotando. En últimas, la guía de selección más importante es la determinación de caudales posiblemente alcanzables por cada sistema. Los métodos comúnmente usados para la selección del sistema de levantamiento artificial más adecuado, son los siguientes:

- Determinación del sistema que permita obtener la tasa de flujo deseada desde la profundidad dada.
- Evaluación de listas de ventajas y desventajas.
- Uso de sistemas “expertos” de selección para descartar y seleccionar los sistemas.

- Evaluación de la inversión inicial, costos de operación, capacidades de producción, etc., utilizando la evaluación financiera de proyectos como herramienta de selección.

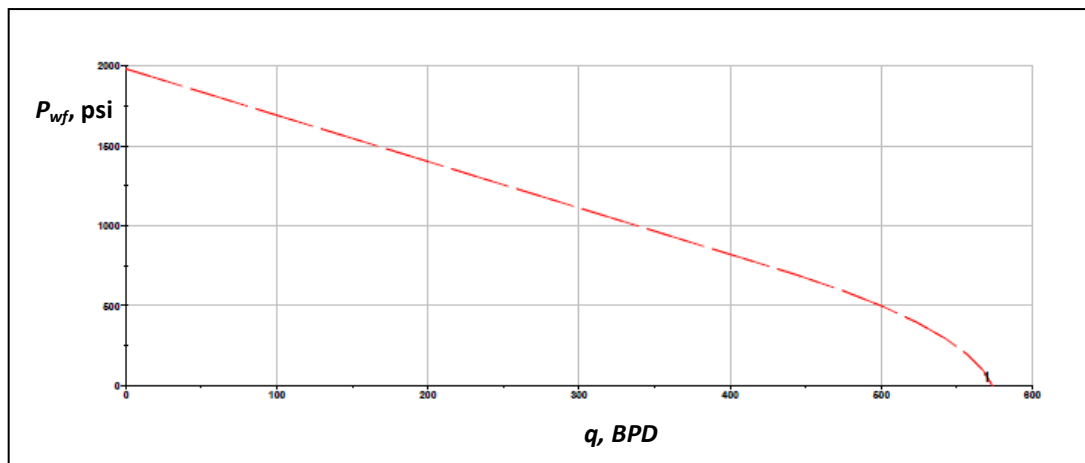
Existen muchos factores asociados al pozo y al yacimiento, que deben ser considerados para la selección del sistema de levantamiento artificial. Sin embargo, existen también consideraciones ambientales y geográficas que pueden convertirse en factores críticos a la hora de realizar la selección. Por ejemplo, en una zona altamente poblada o en una plataforma costa-afuera con muchos pozos dentro de una locación pequeña, el bombeo mecánico podría ser descartado. A continuación, se explican los factores del pozo y del yacimiento que deben ser tenidos en cuenta:

- ***Presión del yacimiento y productividad del pozo.*** Estos son los factores más importantes a tener en cuenta. En un gráfico de caudal de líquidos contra presión de fondo fluyendo, normalmente la curva IPR adoptará una de dos formas posibles, tal como se estudió en el Capítulo 1. Por encima de la presión del punto de burbuja, el IPR será una línea recta. Por debajo de la presión del punto de burbuja, el IPR adoptará la forma de una curva cóncava hacia abajo cuya ecuación es descrita por el método de Vogel. Para una mejor ilustración y mejor entendimiento de éste ítem, se muestra en el ejemplo de la Figura 6 la forma de un IPR con una presión de burbuja alrededor de los 750 psi.

Algunos sistemas de levantamiento artificial son capaces de reducir la presión en la cara del pozo a niveles más bajos que otros. La capacidad de alcanzar dicha reducción dependerá de la entregabilidad del yacimiento, es decir, de su IPR. Por ejemplo, el pozo de la Figura 5 tendría un potencial AOF de alrededor de 670 BPD si no hubiera producción de gas. Sin embargo, debido a esto último, el AOF se reduce a aproximadamente 580 BPD. Si se usa un sistema de bombeo en éste pozo, habría una buena razón para no bajar la presión de

fondo fluyendo por debajo de 500 psi, pues la creciente cantidad de gas libre podría causar interferencia de gas y rendimientos decrecientes en la producción. También sería difícil bajar la presión a ciertos niveles comparados con otros sistemas de levantamiento como gas lift, aunque en general un pozo con alta producción de gas sería beneficioso para aplicaciones de gas lift.

FIGURA 6. Ejemplo del IPR para pozo con presión de punto de burbuja por debajo de presión estática del yacimiento



FUENTE: LEA, James. NICKENS, Henry. Selection of Artificial Lift. Paper SPE 52157, 1999. Modificada por autores

- **Fluido del yacimiento.** Las propiedades y características del fluido del yacimiento también deben ser consideradas. Por ejemplo, la depositación de parafinas es un problema más complejo para algunos sistemas de levantamiento que para otros. Por su parte, la producción de arena puede ser muy perjudicial para algunos sistemas. La relación gas/líquido (GLR) es muy importante para el diseño. El gas libre en el intake de la bomba es un problema muy significativo para todos los métodos de bombeo, pero es beneficioso para

el gas lift, caso en el que se ayuda al levantamiento del fluido añadiéndole a éste la energía que se encuentra contenida en el gas que se está produciendo.

- ***Desempeño del yacimiento a largo plazo y limitantes de las facilidades de superficie.*** En el pasado, solían tenerse en cuenta dos enfoques para predecir el desempeño del yacimiento a largo plazo. No obstante, Lea y Nickens (1999) consideran que estos enfoques son extremos y erróneos.

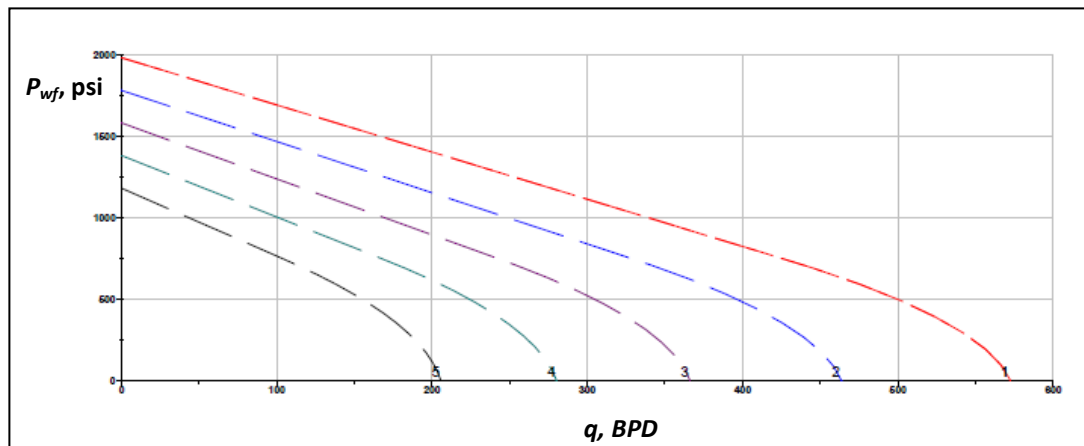
En algunos casos, se predice el desempeño del yacimiento a largo plazo y se instalan los equipos del sistema de levantamiento artificial que el pozo puede necesitar durante su vida. Sin embargo, esto generalmente conduce a la instalación de equipos sobredimensionados bajo la predicción anticipada de producción de grandes cantidades de agua al final. Como consecuencia, los equipos pueden operar a baja eficiencia debido a que se someten a cargas inferiores durante gran parte de su vida útil.

El otro extremo es realizar el diseño con base en lo que el pozo produce hoy sin considerar lo que pueda producir mañana. Esto evidentemente puede conducir a cambios sucesivos de los equipos instalados en el pozo. De esta manera, los equipos podrían ser operados eficientemente pero existiría un alto gasto de capital asociado al cambio de los mismos. Para ilustrar esta idea, conviene analizar la Figura 7. En muchos casos, las condiciones cambiantes del yacimiento hacen que el IPR sea una variable dinámica o dependiente del tiempo. Por lo tanto, dichos cambios ser cuidadosamente tenidos en cuenta para diseñar los equipos de levantamiento artificial para las condiciones actuales y para algún período de tiempo en el futuro.

En el desarrollo de un campo nuevo, las necesidades de manejo de producción pueden aumentar dramáticamente el tamaño y costo de las facilidades de superficie necesarias para explotar el campo. Por ejemplo, para bombeo

electrosumergible, sólo el fluido producido es manejado en las facilidades, mientras que en el gas lift, la compresión del gas de inyección y la distribución de éste mismo y del gas producido implica añadir nuevas facilidades.

FIGURA 7. Ejemplo de IPR cambiante en el tiempo (@ 1, 2, 3, 4 y 5 años)



FUENTE: LEA, James. NICKENS, Henry. Selection of Artificial Lift. Paper SPE 52157, 1999. Modificada por autores

En éste orden de ideas, el ingeniero de diseño debe considerar los aspectos tanto a largo como a corto plazo. El objetivo principal es maximizar las ganancias del valor presente de la operación. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que el sistema que ofrezca una mayor tasa de producción no necesariamente es el de mayor rentabilidad financiera.

2.2. GENERALIDADES DEL STAIRCASE LIFTING

Como se dijo anteriormente, existe una familia bien establecida de los sistemas convencionales de levantamiento artificial. Sin embargo, no todos los sistemas

convencionales son aplicables bajo ciertas condiciones tanto operacionales como a nivel de yacimiento, pues su óptimo desempeño es sensible a variables tales como la profundidad y diámetro del pozo, la presión del yacimiento, la viscosidad del petróleo, la producción de agua y arena, por mencionar algunas. Bajo esta premisa, la investigación en nuevas técnicas de levantamiento artificial es bienvenida en una industria en la que la optimización de la producción de los pozos ya existentes es de vital importancia, dado el poco número de nuevos descubrimientos de yacimientos productores de aceite. En éste sentido, el Staircase Lifting surge como una nueva propuesta dentro de las técnicas de optimización de la producción.

El Staircase Lifting (SCL, en adelante) es un sistema de levantamiento artificial ideado en la última década. La propuesta de esta nueva técnica fue presentada por el Ingeniero Siddartha Gupta (Schlumberger - Artificial Lift) en el Paper SPE 106092 durante el Simposio de Operaciones y Producción llevado a cabo en Oklahoma City, Estados Unidos, en Abril de 2007. Aunque hasta el momento no se conoce de ningún proyecto piloto de aplicación en el mundo, involucra un diseño sencillo que promete arrojar buenos resultados en lo referente al aumento de la productividad de los pozos. A grandes rasgos, el SCL consiste de un tubo de Venturi ubicado en superficie, por el cual se hace pasar un fluido de potencia a alta velocidad, para crear una caída de presión que es transmitida al fondo del pozo por medio de válvulas de presión, levantando así el fluido del yacimiento a través una tubería especial de producción, mediante un método paso a paso (de ahí su nombre "Staircase").

En las siguientes secciones se explicará cómo funciona el SCL y, muy detalladamente, se hablará de cada una de las partes que componen el equipo de superficie y de subsuelo.

2.3. FUNCIONAMIENTO DEL STAIRCASE LIFTING

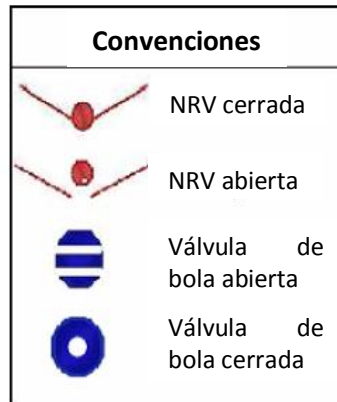
El funcionamiento del SCL puede explicarse como sigue. Se hace pasar un fluido de potencia a alta velocidad por un tubo de Venturi que es instalado en superficie. El fluido de potencia puede ser aire, nitrógeno, o el gas de producción del yacimiento. De cualquier manera, dicho gas debe pasar antes por un compresor con el fin de aumentar su presión e inducir su flujo a altas velocidades. El compresor es operado por un motor eléctrico. Si el gas es nitrógeno, es conveniente recircularlo, y para tal efecto, deben instalarse en superficie un intercambiador de calor (Aeroenfriador) y una válvula de estrangulamiento reguladora de flujo, ya que el gas que sale del Venturi fluye a alta temperatura y alta presión.

El principio de Bernoulli garantiza que cuando un fluido pasa por la garganta o sección estrecha de un tubo de Venturi, aumenta su velocidad pero disminuye su presión, y por tanto, se genera en el Venturi una caída de presión como consecuencia del principio de conservación de energía. Dicha caída de presión es transmitida al fondo de pozo por medio de dos líneas, una de alta y otra de baja presión (línea HP y línea LP, respectivamente). Evidentemente, en superficie, la línea de alta presión debe ser conectada con la sección de entrada del Venturi, y la de baja presión con la garganta. En fondo, las líneas HP y LP son conectadas al tubing por medio de válvulas de bola para permitir comunicación con superficie. Los puntos en donde deben ser ubicadas dichas válvulas de bola son determinados por el diseño.

Una vez la caída de presión generada en el Venturi actúa sobre la columna de fluido que se encuentra hasta cierto nivel en la tubería de producción, el fluido es levantado a través de esta y fluye en forma de bache. El tubing cuenta con válvulas de no retorno (NRV, por sus siglas en inglés), con el fin de asegurar que el fluido no descienda luego de que pase a través de estas. El proceso de

levantamiento del fluido puede ser explicado con los pasos mostrados a continuación. Para un mejor entendimiento, deben tenerse en cuenta las siguientes convenciones:

FIGURA 8. Convenciones para proceso de levantamiento del fluido

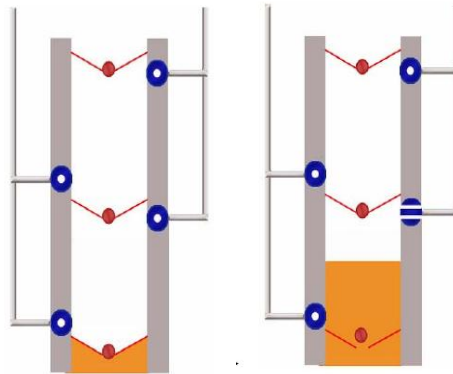


FUENTE: GUPTA, Siddartha. Staircase Lifting of Oil using Venturi Principle. Paper SPE 106092, 2007. Modificada por autores

Paso 1. El tubing es bajado al pozo con todas las válvulas NRV, pero con la NRV más baja abierta. Todas las válvulas de bola están cerradas. La NRV más baja se fija para que se abra cuando la presión aguas abajo sea un poco mayor a la presión en la garganta del Venturi. El fluido en la cara del pozo se empuja contra la NRV. Ver Figura 9.

Paso 2. La válvula de bola de la línea de baja presión, en la sección más baja, es abierta, de tal forma que drene esta sección a una presión igual a la presión de garganta. Como resultado la NRV se abre, dejando pasar el fluido de la cara del pozo a la tubería de producción. Este fluido sube hasta cierto nivel permitido por la presión de yacimiento y la contrapresión aplicada por la misma columna fluido. Ver Figura 9.

FIGURA 9. Levantamiento del fluido. Paso 1 (izquierda) y paso 2 (derecha)



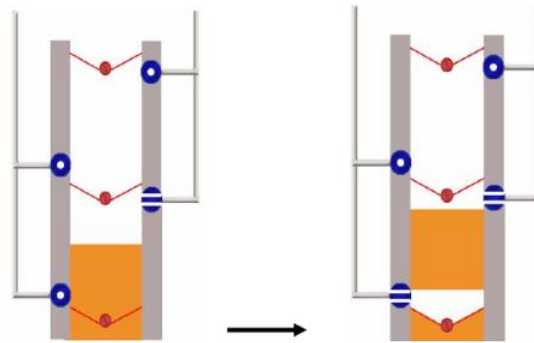
FUENTE: GUPTA, Siddartha. Staircase Lifting of Oil using Venturi Principle. Paper SPE 106092, 2007. Modificada por autores

Paso 3. La NRV se cierra tan pronto un nivel específico de fluido es alcanzado en la sección 1. Ahora la válvula bola de la H.P. Line de la sección 1 se abre. Esto causa que el diferencial de presión actué hacia arriba sobre la columna de fluido atrapada. Bajo este diferencial de presión la columna de fluido se mueve hacia arriba. Ver Figura 10.

Paso 4. Ahora la válvula de la línea L.P. de la sección 1 se cierra, y la válvula de la línea L.P. de la sección 2 se abre. Esto causa que ahora el diferencial de presión actué a través de la segunda NRV, la cual se abre como resultado. La columna de fluido asciende hasta cierto nivel permitido por la caída de presión a la que se encuentra sometida. Una vez la columna de fluido atraviesa la NRV, esta se cierra. Ver Figura 11.

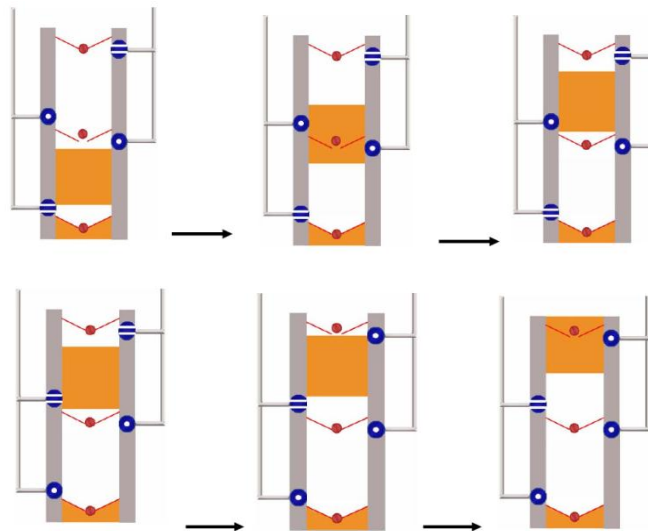
Paso 5. El proceso continúa así sucesivamente hasta que el bache de fluido alcanza la superficie, instante en el que empieza a levantarse el siguiente bache. Ver Figura 11.

FIGURA 10. Levantamiento del fluido. Paso 3



FUENTE: GUPTA, Siddartha. Staircase Lifting of Oil using Venturi Principle. Paper SPE 106092, 2007. Modificada por autores

FIGURA 11. Levantamiento del fluido. Paso 4 (arriba) y paso 5 (abajo)



FUENTE: GUPTA, Siddartha. Staircase Lifting of Oil using Venturi Principle. Paper SPE 106092, 2007. Modificada por autores

2.4. EQUIPO DE SUPERFICIE

Los componentes del equipo de superficie del SCL son:

- Tubo de Venturi
- Compresor
- Motor eléctrico

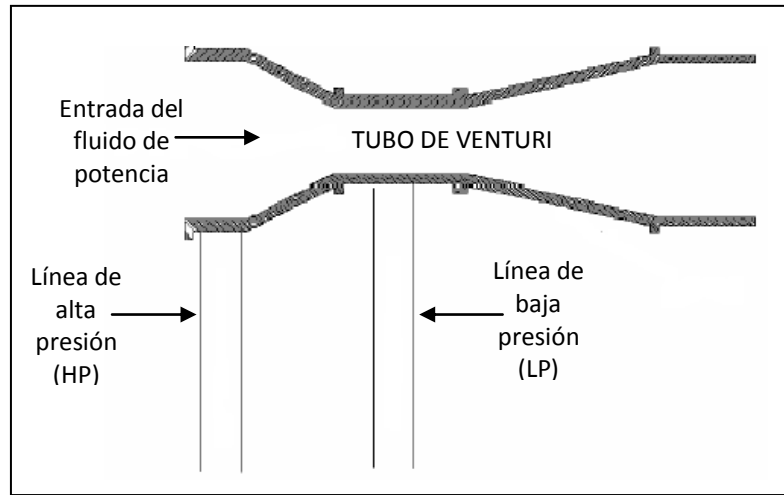
Si el gas de potencia desea recircularse, deben añadirse:

- Intercambiador de calor (Aeroenfriador)
- Válvula de estrangulamiento

2.4.1. Tubo de Venturi

El tubo de Venturi es una estructura metálica con la geometría mostrada en la Figura 12. Consiste de una sección convergente, una garganta o estrangulamiento y una sección divergente. Puede ser de tipo fundido o maquinado. El espesor de las paredes del conducto debe ser lo suficientemente adecuado para soportar el esfuerzo mecánico y térmico generado por el flujo de aire a alta velocidad. Además, los ángulos de convergencia y divergencia deben ser diseñados para optimizar la resistencia a los esfuerzos desarrollados. Normalmente, la sección convergente debe tener un ángulo de 20° , y la divergente uno de 5° . Al tubo se conectan dos líneas de presión que lo comunican con el fondo de pozo. La principal característica de un tubo de Venturi es que es capaz de convertir energía en forma de presión a energía en forma de velocidad. El gas entra al tubo con cierta velocidad. Tanto la velocidad como la presión son formas de energía. El principio de Bernoulli de conservación de la energía garantiza que cuando el fluido pasa por el estrangulamiento, exhibirá un incremento en su velocidad y por tanto una reducción en la presión para cumplir con el principio de conservación. Cuando el gas entre a la sección divergente, la velocidad será transformada de nuevo en energía en forma de presión, con pequeñas pérdidas de fricción.

FIGURA 12. Tubo de Venturi



FUENTE: GUPTA, Siddartha. Staircase Lifting of Oil using Venturi Principle. Paper SPE 106092, 2007. Modificada por autores

En éste trabajo, los cálculos de interés asociados al Venturi están asociados a la determinación de la tasa de flujo volumétrica de gas, la cual viene dada por la siguiente ecuación:

$$m = C_d Y A_o \sqrt{2 \Delta P \rho g_c} \quad (21)$$

Donde:

m : Flujo másico de gas, lb_m/hr

C_d : Coeficiente de descarga del Venturi

Y : Factor de expansión del gas

A_o : Área de la garganta del Venturi, ft²

ΔP : Caída de presión entre la sección convergente y la garganta del Venturi, psi

ρ : Densidad del gas en la sección convergente del Venturi, lb_m/ft³

g_c : Aceleración debido a la gravedad, 32,2 ft/s²

El coeficiente de descarga C_d es dado por el fabricante, y generalmente se aceptan valores de 0,984 y 0,995 para Venturi fundido y maquinado, respectivamente.

Para determinar el factor Y de expansión del gas, se utiliza el diagrama la Figura 13 de $(\Delta P/P_1)$ contra β , donde P_1 es la presión en la sección de entrada del Venturi, y β es la relación de diámetros de ambas secciones, dada por:

$$\beta = \frac{D_2}{D_1} \quad (22)$$

Donde:

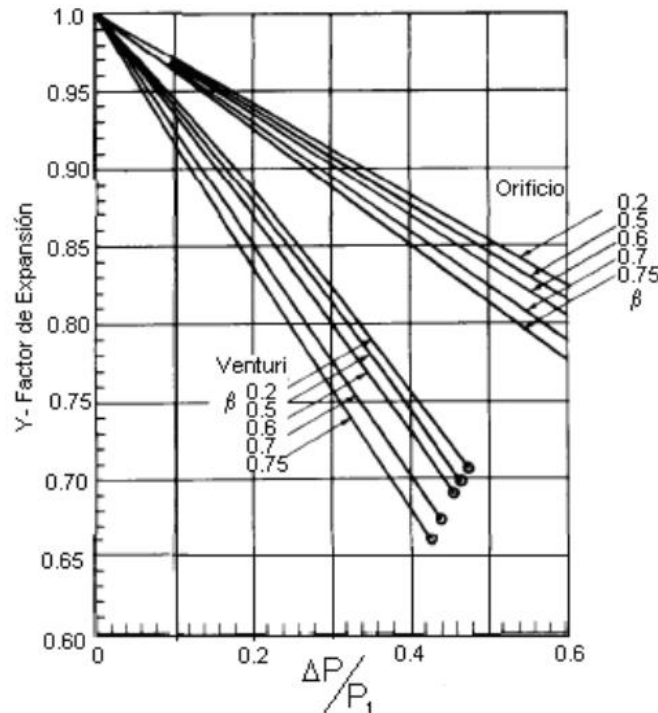
D_2 : Diámetro de la garganta del Venturi, pulgadas

D_1 : Diámetro de la sección convergente, pulgadas

2.4.2. Compresor

Los compresores son dispositivos necesarios para provocar el flujo de gas desde una presión menor a otra presión mayor. En otras palabras, son unidades que aumentan la presión del gas y por tanto reducen su volumen. Las aplicaciones pueden ser compresión de gas de campo, compresión de gas de gasoducto, compresión de gas “flash”, compresión de gas para reinyección y/o gas lift, compresión para refrigeración y compresión para recobro de vapor. Para efectos de éste trabajo de investigación, se estudia la utilidad de los compresores como un componente del equipo de superficie del sistema Staircase Lifting.

FIGURA 13. Factor Y de expansión del gas

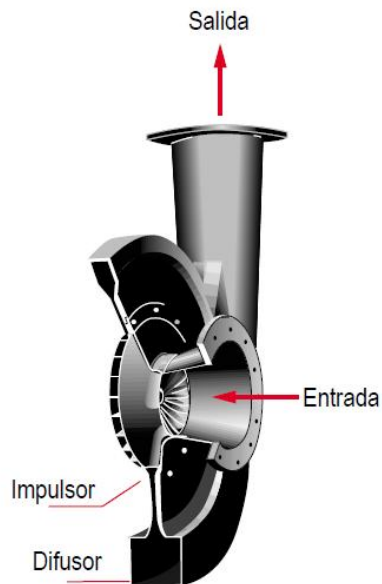


FUENTE: GONZÁLEZ, Mahuli. Flujo de fluidos en fase gaseosa (Operaciones Unitarias). Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda

Existen dos categorías de compresores de gas: los de desplazamiento positivo y dinámicos. En los primeros, se confina cierta cantidad de gas y se eleva su presión, reduciendo su volumen. Estos se clasifican en reciprocantes y rotativos. Los compresores dinámicos, por su parte, son máquinas giratorias de flujo continuo en los que un elemento rotativo, que puede ser un impulsor o un rotor de paletas, impulsa el gas a medida que éste pasa por dicho elemento. De esta manera, se convierte cabeza de velocidad en presión estática, fenómeno que ocurre de manera parcial tanto en el elemento giratorio como en las paletas. Se clasifican en compresores axiales y compresores centrífugos, siendo éstos últimos los adecuados para operar con la alta tasa de flujo necesaria para el

funcionamiento del SCL. La siguiente figura ilustra cómo es el flujo de gas a través de un compresor dinámico.

FIGURA 14. Flujo de gas a través de un compresor dinámico



FUENTE: Compresión del Gas Natural. Programa de Entrenamiento para Controladores de Gas Natural. Enbridge Technology Inc., 1998

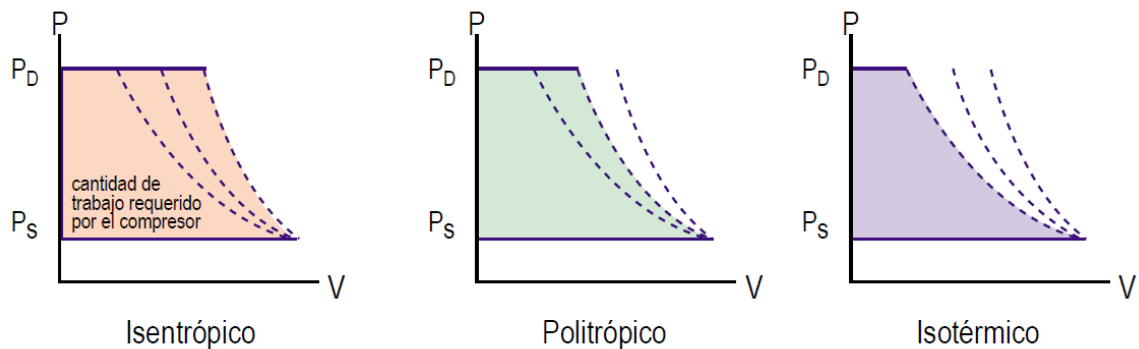
En general, todos los compresores dinámicos, sin importar su categoría de axiales o centrífugos, funcionan bajo el principio de la Ecuación de Bernoulli. Ésta establece una relación matemática entre la presión de un fluido y su velocidad de flujo. La Ecuación de Bernoulli también se conoce como Principio de Conservación de la Energía. Partiendo de que tanto la velocidad como la presión son formas de energía, y a la vez de que la energía total de un fluido debe ser constante (a menos de que se añada o remueva energía del sistema), entonces es lógico el hecho de que si la velocidad disminuye y no se añade ni se extrae energía, la presión debe aumentar para garantizar la conservación de la energía. Bajo éste

principio, se fundamenta la operación y funcionamiento de los compresores dinámicos.

2.4.2.1. Procesos de compresión

Los diferentes procesos de compresión están asociados a la cantidad de trabajo o energía necesaria comprimir el gas. Existen 3 procesos de compresión, todos de ellos ideales: isotérmico, isentrópico y politrópico. La siguiente figura ilustra cómo son las diferentes curvas de compresión en un diagrama de Presión Vs. Volumen.

FIGURA 15. Curvas de compresión



FUENTE: Compresión del Gas Natural. Programa de Entrenamiento para Controladores de Gas Natural. Enbridge Technology Inc., 1998

El trabajo para realizar la compresión viene dado por la siguiente expresión:

$$W = \int P \cdot dV \tag{23}$$

Por lo tanto, el trabajo necesario para comprimir el gas desde la presión de succión P_s hasta la presión de descargas P_d , será el área bajo la curva en el diagrama de Presión Vs. Volumen.

El proceso isotérmico es el que menos trabajo o energía requiere. Sin embargo, está demostrado que no es posible comprimir un gas sin aumentar su temperatura. No obstante, éste modelo de compresión sugiere que conforme se logre mantener la temperatura del gas lo más parecida posible a su temperatura inicial durante el proceso de compresión, el requerimiento de energía será mínimo. Esto puede lograrse ubicando intercambiadores de calor entre una y otra etapa de compresión, de manera que la temperatura de succión en cada etapa sea igual o muy parecida a la temperatura de succión inicial. Además, éste modelo de compresión, por ser el más ideal posible, sirve como punto de comparación para el proceso real y así tener una idea de la eficiencia del dispositivo.

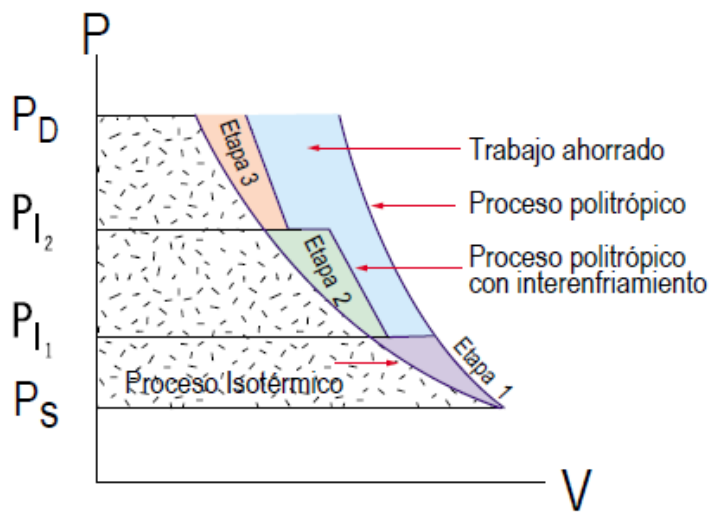
El proceso de compresión isentrópico, por su parte, es el que mayor trabajo consume. El término “isentrópico” implica dos condiciones para el proceso. La primera es que sea adiabático, es decir, que no exista transferencia de calor desde o hacia el sistema durante la compresión; y la segunda es que el proceso sea reversible, o en otras palabras, que la entropía generada sea nula, lo que implica que no haya fricción entre los pistones y las camisas del compresor. En especial por ésta última característica, es que éste proceso es también ideal.

Por su parte, el proceso politrópico, a pesar de ser ideal al igual que los otros, es el más cercano a la realidad. Así como el isentrópico, es también adiabático, pero es en cambio irreversible, es decir, considera que sí hay fricción entre los pistones y las camisas del compresor.

Con base en lo anterior, debe existir entonces una forma de diseñar un proceso de compresión de tal manera que el trabajo requerido sea el mínimo, y que

obviamente, su funcionamiento sea técnicamente viable en la realidad. Así, si un compresor consta de varias etapas de compresión y al mismo tiempo está dotado de interenfriamiento entre las etapas, la compresión puede llevarse a cabo siguiendo un patrón politrópico con pasos que se aproximen a un proceso isotérmico en los puntos de enfriamiento. Lo conveniente de tal arreglo radicaría en que el proceso isotérmico es que el menos trabajo requiere. En un diagrama Presión Vs. Volumen, lo anterior puede ilustrarse de la siguiente forma:

FIGURA 16. Diagrama P Vs. V en un proceso de compresión de múltiples etapas con interenfriamiento



FUENTE: Compresión del Gas Natural. Programa de Entrenamiento para Controladores de Gas Natural. Enbridge Technology Inc., 1998

En el diagrama, P_s y P_d corresponden a las presiones de succión y de descarga, y P_{I_1} y P_{I_2} , a las presiones de las etapas intermedias 1 y 2, respectivamente. El área coloreada en azul corresponde al trabajo ahorrado por el uso de varias etapas y el interenfriamiento.

2.4.2.2. Reglas básicas para el diseño de compresores

Los parámetros que deben tenerse en cuenta a la hora de especificar un compresor son los siguientes:

- Volumen o caudal de gas a comprimir
- Presión de succión (P_s)
- Presión de descarga (P_d)
- Temperatura de entrada o succión (T_s)
- Gravedad específica del gas

El conocimiento de los anteriores parámetros permitirá seleccionar el tipo de compresor, el número de etapas de compresión y la potencia requerida para operar el compresor. El número de etapas de compresión es el número de compresores (en caso de compresión multietapa) que se necesitan para llevar el gas desde la presión de succión hasta la presión de descarga requerida, cumpliendo con el parámetro de la *Relación de Compresión*, que es la primera regla básica para el diseño de estas máquinas. La Relación de Compresión es la relación entre las presiones de descarga y de succión, elevada al inverso del número de etapas, es decir,

$$R = \left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{1/n} \tag{24}$$

Donde:

R : Relación de compresión por etapa

n : número de etapas

P_d : Presión de descarga, psia

P_s : Presión de succión, psia

Usando esta ecuación, que ha sido establecida empíricamente, es posible estimar el número de etapas de compresión, asumiendo un R ó relación de compresión por etapa entre 3.0 y 4.0.

La segunda regla básica para el diseño de compresores es la *Temperatura Máxima de Descarga* ($T_{dmáx}$). Esta no puede ser mayor de 275 °F, pues a temperaturas mayores a éste valor, los sellos metálicos del compresor empiezan a fallar. La temperatura de descarga se calcula de la siguiente manera, dependiendo de si la compresión es politrópica o isentrópica. Para el primer caso,

$$T_s = T_s \left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{\left(\frac{n-1}{n} \right)} \quad (25)$$

Donde n es el coeficiente politrópico de compresión y no debe confundirse con el número de etapas de compresión.

Para compresión isentrópica, la temperatura de descarga se calcula mediante:

$$T_s = T_s \left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{\left(\frac{k-1}{k} \right)} \quad (26)$$

El coeficiente k se conoce como exponente adiabático y es una propiedad del gas, que está dada por la relación de calores específicos a presión constante y a volumen constante, es decir:

$$k = \frac{C_p}{C_v} \quad (27)$$

Así, se puede calcular un estimado de la potencia requerida por el compresor mediante:

$$BHP = 22RnFQ_g \quad (28)$$

Donde:

BHP: Potencia requerida (Break Horsepower), HP

R: Relación de compresión por etapa

n: Número de etapas

Q_g: Caudal de gas, MMSCFD

2.4.2.3. Cálculo del requerimiento de potencia del compresor

El resultado obtenido mediante la ecuación (28) no ofrece un estimado confiable para el requerimiento de potencia del compresor. Por tanto, están disponibles las siguientes ecuaciones para obtener un mejor estimado del *HP*. Para un proceso adiabático o isentrópico:

$$HP = 0,0857 \frac{k}{k-1} T_s \frac{Z_1 + Z_2}{2} \frac{1}{\eta_a} \left[\left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \cdot Q \quad (29)$$

Donde:

HP: Potencia requerida, HP

k: Exponente adiabático del gas

T_s: Temperatura de succión, °R

P_s: Presión de succión, psia

P_d: Presión de descarga, psia

η_a: Eficiencia adiabática del compresor (0,75 – 0,79)

Z_1, Z_2 : Factor de compresibilidad del gas a las condiciones de succión y de descarga, respectivamente

Q: Caudal de gas, MMSCF/D

Para un proceso politrópico de compresión, la potencia necesaria viene dada por:

$$HP = 0,0857 \frac{n}{n-1} T_s \frac{Z_1 + Z_2}{2} \frac{1}{\eta_p} \left[\left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \cdot Q \quad (30)$$

Donde:

HP : Potencia requerida, HP

n : exponente politrópico del gas

T_s : Temperatura de succión, °R

P_s : Presión de succión, psia

P_d : Presión de descarga, psia

η_p : Eficiencia politrópica del compresor

Z_1, Z_2 : Factor de compresibilidad del gas a las condiciones de succión y de descarga, respectivamente

Q: Caudal de gas, MMSCF/D

La eficiencia politrópica normalmente es establecida por el fabricante, como una función de la capacidad del caudal de succión del compresor. La Figura 17 muestra la relación entre η_a, η_p , la relación de compresión R y el exponente isentrópico del gas (k).

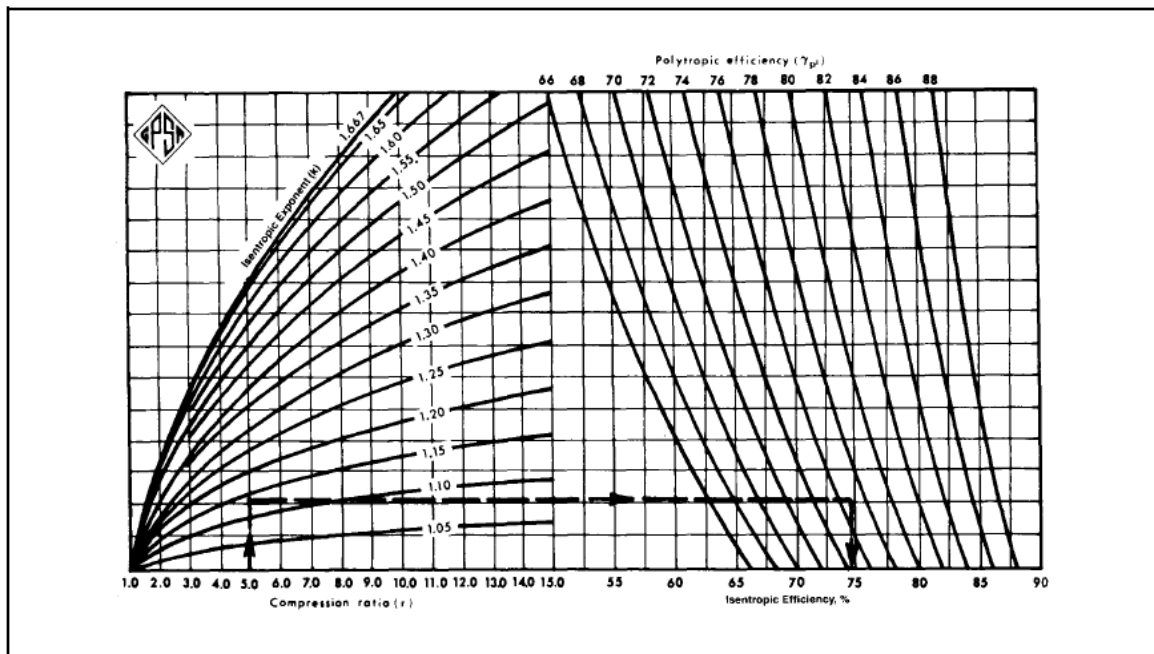
2.4.3. Motor eléctrico

Un compresor transmite energía al gas en forma de presión. Dado que la energía no puede ser ni creada ni destruida, entonces debe tener una fuente. Para

comprimir un gas, la energía la provee el accionamiento del compresor, que puede ser un motor eléctrico, aunque también existen otros tipos de accionamientos como los motores de combustión interna o las turbinas de gas.

En general, los accionamientos utilizan un eje rotativo para transformar la energía proveniente de combustibles fósiles (gas natural o combustible líquido) o de la electricidad en energía mecánica. En algunos casos, el motor está integrado al compresor, de manera que ambos componentes comparten el mismo eje. En caso contrario, en el que el motor y el compresor son dos unidades discretas separadas entre sí, se les llama separables.

FIGURA 17. Relación entre η_a , η_p , RC y k

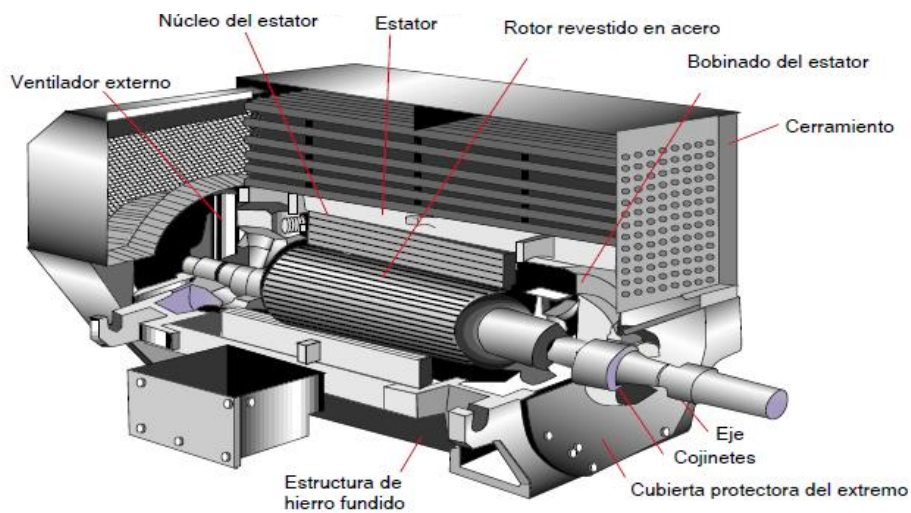


FUENTE: GPSA Engineering Data Book. Gas Processors Suppliers Association, 2004

Los motores eléctricos hacen uso del magnetismo para hacer girar un eje. Esto se basa en el principio de que polos opuestos se atraen y polos iguales se repelen. El

motor eléctrico consiste de un rotor que se monta encima de un eje y un estator fijo. La corriente eléctrica que pasa por un conductor genera un campo magnético. El campo magnético en el rotor es atraído hacia o repelido por el campo magnético del estator, lo que genera la rotación del rotor. En la Figura 18 puede apreciarse la vista interna de un motor eléctrico.

FIGURA 18. Vista interna de un motor eléctrico para accionar un compresor



FUENTE: Compresión del Gas Natural. Programa de Entrenamiento para Controladores de Gas Natural. Enbridge Technology Inc., 1998

Las ventajas de los motores eléctricos frente a los otros tipos de accionamiento son que los primeros son más eficientes en consumo de energía, son más confiables, y requieren menos mantenimiento que los motores a gas. Adicionalmente, generan menos ruido y en términos prácticos, no producen emisiones químicas.

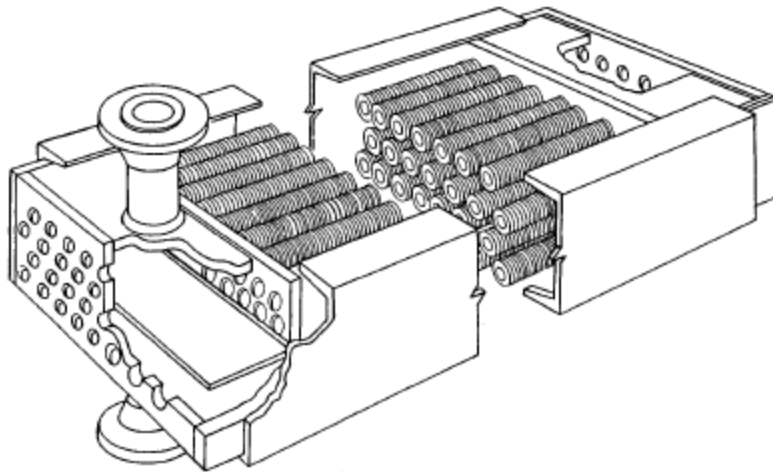
2.4.4. Intercambiador de calor (Aeroenfriador)

Un intercambiador de calor es un dispositivo en el que dos corrientes de fluido en movimiento intercambian calor sin mezclarse. El ejemplo más común de un intercambiador de calor es el intercambiador de tubo doble, también conocido como de tubo y coraza, compuesto por dos tubos concéntricos de diferente diámetro. Uno de los fluidos fluye a través del tubo interno, mientras el otro lo hace por el espacio anular entre los tubos. La transferencia de calor se da desde el fluido caliente hacia el frío, a través de la pared que los separa. La configuración del tubo interno puede ser en forma de par de vueltas dentro de la coraza, con el fin de aumentar el área de transferencia de calor y por tanto, la tasa de transferencia de calor. En los intercambiadores de calor, comúnmente no hay interacciones de trabajo y las variaciones en la energía cinética y potencial pueden despreciarse. Así, el análisis termodinámico de un intercambiador de calor está asociado solamente al principio de conservación de la masa de los fluidos que entran y salen del dispositivo, y a la tasa de transferencia de calor entre los dos fluidos, la cual ocurre dentro del dispositivo, pues mediante el aislamiento de la coraza, se evita la pérdida de calor hacia los alrededores.

Un intercambiador de calor muy común es el aeroenfriador, el cual utiliza aire del ambiente como el fluido frío o de enfriamiento. Como se mencionó anteriormente, en caso de que en la operación del SCL se desee recircular el gas de potencia, debe ubicarse un intercambiador de calor a la salida del Venturi, dado que el gas sale a altas temperaturas debido al proceso de compresión al que es sometido, y por tanto su temperatura debe ser llevada lo más cercana posible a la temperatura de succión del compresor para procurar que el proceso de compresión sea lo más parecido a uno isotérmico y así consumir la menor cantidad de potencia. Por las ventajas económicas que ofrece un aeroenfriador al usar aire como fluido frío, se escoge como el tipo de intercambiador de calor adecuado para la operación del SCL en superficie.

Los componentes básicos de un aroenfriador son: las secciones de tubos (que pueden ser una o más), los ventiladores de flujo axial, los reductores de velocidad y la estructura de soporte. En la Figura 19, se muestra la estructura de un aroenfriador. Cuando el paquete de tubos está ubicado en la descarga del ventilador, al intercambiador se le denomina de “corriente de aire forzada”, en tanto cuando el paquete de tubos está ubicado en la succión del ventilador, el intercambiador se denomina de “corriente de aire inducida”.

FIGURA 19. Aroenfriador



FUENTE: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations, Vol. 2. Design of Gas Handling System and Facilities. Editorial Elsevier. Estados Unidos, 1999.

El procedimiento para diseñar un aroenfriador puede resumirse en los siguientes pasos:

1. Escoger el número de filas de tubos. El diseño estándar para la geometría de los tubos es de 1 pulgada de diámetro externo con aletas de aluminio de 5/8 de pulgada espaciadas 8 ó 10 aletas por pulgada. En la Tabla 1 se muestran los espaciados estándar que se usan así como también las velocidades típicas del

aire en la cara de la unidad (face velocity, FV), las cuales se estiman teniendo en cuenta un costo óptimo y considerando los costos de compra, instalación y de la potencia para operar los ventiladores. Cada fabricante podría establecer sus propios valores para la face velocity, pero no deberían desviarse considerablemente de los valores que aparecen en la Tabla 1.

TABLA 1. Valores típicos para FV (face velocity)

Número de filas de tubos	Face Velocity, ft/min		
	8 aletas/in Espaciamiento 2,375 in	10 aletas/in Espaciamiento 2,375 in	10 aletas/in Espaciamiento 2,5 in
3	650	625	700
4	615	600	660
5	585	575	625
6	560	550	600

FUENTE: CHOPERY, Nicolas. Handbook of Chemical Engineering Calculations. Third Edition. Editorial McGraw Hill. Estados Unidos, 2004.

2. Calcular el coeficiente de transferencia de calor del lado del aire, h_a . Es generalmente calculado con base en el área exterior de un tubo al descubierto. Las ecuaciones son las siguientes:

Para un arreglo de 10 aletas/in:

$$h_a = 8(FV)^{1/2} \quad (31)$$

Para un arreglo de 8 aletas/in:

$$h_a = 6,75(FV)^{1/2} \quad (32)$$

Donde:

h_a : Coeficiente de transferencia de calor del lado del aire, BTU/hr-ft²-°F

FV : Face velocity, ft/min

3. Calcular el coeficiente de transferencia de calor a través de las paredes del tubo, h_w . La ecuación para obtener h_w es:

$$h_w = \frac{2k}{(D_o - D_i)} \quad (33)$$

Donde:

h_w : Coeficiente de transferencia de calor a través de las paredes del tubo, BTU/hr-ft²-°F

D_o : Diámetro externo del tubo, ft

D_i : Diámetro interno del tubo, ft

k : conductividad térmica del material del tubo, BTU/hr-ft²-°F

4. Calcular el coeficiente de transferencia de calor total, mediante:

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_a} + \frac{1}{h_i \left(\frac{D_i}{D_o} \right)} + \frac{1}{h_w} + \frac{1}{h_s} \quad (34)$$

Donde:

U : Coeficiente de transferencia de calor total, BTU/hr-ft²-°F

h_a : Coeficiente de transferencia de calor del lado del aire, BTU/hr-ft²-°F

h_i : Coeficiente de transferencia de calor de la película interna, BTU/hr-ft²-°F

D_o : Diámetro externo del tubo, ft

D_i : Diámetro interno del tubo, ft

h_w : Coeficiente de transferencia de calor a través de las paredes del tubo, BTU/hr-ft²-°F

h_s : Coeficiente de transferencia de calor debido a incrustaciones del tubo, BTU/hr-ft²-°F

5. Diseñar la unidad. Los aerofriadores son fabricados en módulos estándar. Dichos estándares empiezan con arreglos de tubos de aletas de 48 pulgadas de ancho y aumentan cada 6 pulgadas, hasta llegar a 144 pulgadas como máximo. Los módulos pueden ser ubicados de forma paralela hasta obtener el tamaño deseado. La máxima longitud de un tubo es de 48 pulgadas. Generalmente, los tubos largos se usan en intercambiadores de calor económicos.

Para diseñar un aerofriador, deben suponerse la temperatura de salida del aire y la longitud de los tubos, lo cual determina la cantidad de aire que debe ser bombeada por el ventilador. Esta última establece el área de transferencia de calor (face area) para la longitud del tubo y el número de filas de tubos dadas, teniendo en cuenta que anteriormente se ha asumido una face velocity. En la Tabla 2 se muestran unos estimados para la temperatura de salida del aire, basados en una temperatura ambiente entre 90 y 95 °F, y teniendo en cuenta el coeficiente de transferencia de calor total, U , en BTU/hr-ft²-°F.

TABLA 2. Estimados para la temperatura de salida del aire en un aerofriador

Temperatura de entrada del fluido del proceso, °C	Temperatura de salida del aire, °C		
	U=50 BTU/hr-ft ² -°F	U=100 BTU/hr-ft ² -°F	U=150 BTU/hr-ft ² -°F
175	90	95	100
150	75	80	85
125	70	75	80
100	60	65	70
90	55	60	65

Temperatura de entrada del fluido del proceso, °C	Temperatura de salida del aire, °C		
	U=50 BTU/hr-ft ² -°F	U=100 BTU/hr-ft ² -°F	U=150 BTU/hr-ft ² -°F
80	50	55	60
70	48	50	55
60	45	48	50
50	40	41	42

FUENTE: CHOPERY, Nicolas. Handbook of Chemical Engineering Calculations. Third Edition. Editorial McGraw Hill. Estados Unidos, 2004.

El área de transferencia de calor (face area) está dada por:

$$FA = \frac{Q}{FV(T_2 - T_1)} \quad (35)$$

Donde:

FA: Face area, ft²

Q: Tasa de transferencia de calor (exchanger duty), BTU/hr

FV: Face velocity, ft/min

T₁, T₂: Temperaturas de entrada y de salida del aire, respectivamente, °F

La tasa de transferencia de calor, Q, se calcula mediante:

$$Q = mC_p(t_2 - t_1) \quad (36)$$

Donde:

Q: Tasa de transferencia de calor, BTU/hr

m: Flujo másico del gas de potencia, lb/hr

C_p: Calor específico del fluido del proceso, BTU/lb-°F

t_1, t_2 : Temperaturas de entrada y de salida del fluido del proceso (gas de potencia), respectivamente, °F

El ancho o amplitud del intercambiador se determina mediante:

$$Y = \frac{FA}{L} \quad (37)$$

Donde:

Y: Amplitud del aerofriador, ft

FA: Face area, ft²

L: Longitud del tubo, ft

Para la face area calculada en la ecuación (35), se calcula la temperatura de salida del aire. Primero, debe calcularse el aumento en la temperatura del aire, ΔT_a (en °F), mediante:

$$\Delta T_a = \frac{Q}{(Y)(FV)(L)} \quad (38)$$

Luego:

$$T_2 = T_1 + \Delta T_a \quad (39)$$

El siguiente paso es calcular la diferencia de temperatura media logarítmica, LMTD (Log - Mean Temperature Difference), en °F:

$$LMTD = \frac{(t_1 - T_2) - (t_2 - T_1)}{\ln\left[\frac{(t_1 - T_2)}{(t_2 - T_1)}\right]} \quad (40)$$

Seguidamente, se calcula el área requerida para la LMTD disponible. Para ello, se usa la siguiente ecuación:

$$A = \frac{Q}{U(LMTD)} \quad (41)$$

Ahora debe calcularse el área que realmente está disponible. El número de tubos por fila, N_t , puede ser obtenido dividiendo el ancho del arreglo, Y , entre el espaciamiento de los tubos, s

$$N_t = \frac{Y}{s} \quad (42)$$

Nota: En la ecuación (42), el espaciamiento s debe estar dado en pies (ft).

Si N_r es el número de filas, entonces el área disponible viene dada por:

$$A = N_r N_t \pi D_o L \quad (43)$$

Si el área disponible calculada mediante la ecuación (43) es menor al área requerida calculada mediante la ecuación (41), entonces debe aumentarse el ancho del aerofriador (lo que se hace incrementando el ancho de cada paquete de tubos - bundle width), y repetir el procedimiento desde el cálculo del aumento de la temperatura del aire, ΔT_a , ecuación (38), hasta que el área disponible para la transferencia de calor sea muy cercana al área requerida. Sea N_b el número de paquetes de tubos (bundles). Entonces el área disponible viene dada por:

$$A = N_b N \pi D_o L \quad (44)$$

Donde N es el número de tubos estándar que el fabricante provee de acuerdo a la amplitud del paquete de tubos. Por ejemplo, para una amplitud del paquete de 10 ft, N es 243 tubos.

El siguiente paso consiste en calcular la caída de presión que ocurre a través del aerofriador. Para tal fin, se cuenta con las siguientes fórmulas, dependiendo del número de aletas por pulgada y del espaciamiento.

Para 10 aletas/in, espaciadas 2,375 in:

$$\Delta P_a = 0,0047N_r (FV / 100)^{1,8} \quad (45)$$

Para 8 aletas/in, espaciadas 2,375 in:

$$\Delta P_a = 0,0044N_r (FV / 100)^{1,8} \quad (46)$$

Para 10 aletas/in, espaciadas 2.5 in:

$$\Delta P_a = 0,0037N_r (FV / 100)^{1,8} \quad (47)$$

Donde:

ΔP_a : Caída de presión en el aerofriador, in de agua

N_r : Número de filas de tubos

FV : Face velocity, ft/min

Finalmente, debe calcularse la potencia necesaria para bombear el aire, mediante:

$$BHP = (FV)(FA) \left[\frac{5}{9}(T_2 - 32) + 273 \right] (\Delta P_a + 0,1) / (1,15 * 10^6) \quad (48)$$

Donde:

BHP: Potencia para bombear el aire, HP

FV: Face velocity, ft/min

FA: Face area, ft² (es igual a $N_b YL$)

T_2 : Temperatura de salida del aire, °F

ΔP_a : Caída de presión en el aerofriador, in de agua

2.4.5. Válvula de estrangulamiento

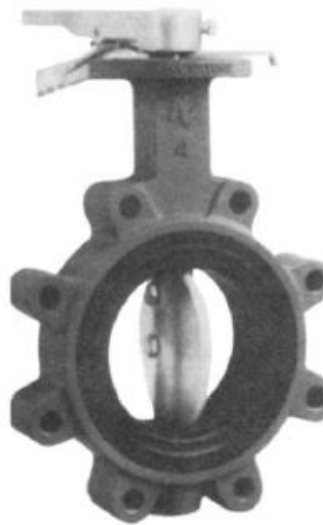
Una válvula de estrangulamiento es un dispositivo regulador de flujo que restringe el movimiento de un fluido y causa una caída de presión importante en el mismo. El ejemplo más común es una válvula autoajustable. La ventaja del uso de válvulas en líneas de flujo radica en que estas producen una caída de presión sin implicar trabajo.

Generalmente, las válvulas de estrangulamiento son dispositivos pequeños y regularmente se asume que el flujo a través de ellas es adiabático, toda vez que no hay ni tiempo ni un área suficientemente grande para que ocurra alguna transferencia de calor con los alrededores. Además, no se realiza trabajo, no hay cambio en la energía potencial y el incremento en la energía cinética es casi insignificante, aún cuando la mayoría de las veces la velocidad de salida del fluido sea considerablemente mayor a la velocidad de entrada.

En la operación en superficie del SCL, cuando se use nitrógeno como gas de potencia (caso en el cual conviene recircular el gas), es necesario ubicar una válvula de estrangulamiento a la salida del Venturi, con el fin de reducir la presión con la que sale el gas y llevarla de nuevo a un valor cercano a la presión de succión del compresor, y de esta manera repetir el ciclo en superficie. Para tal propósito, el tipo de válvula más adecuado es una válvula tipo mariposa, como la

que se muestra en la Figura 20. Las válvulas tipo mariposa son válvulas de cuarto de giro, y son relativamente baratas. Según Arnold y Stewart (1999), su aplicación más común es el estrangulamiento de flujo de gas en la admisión de los compresores, característica que las convierte en el tipo de válvula idóneo para restringir el flujo de gas en superficie durante la operación del SCL.

FIGURA 20. Válvula tipo mariposa para estrangulamiento de flujo



FUENTE: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Vol. 2. Design of Gas Handling Systems and Facilities. Editorial Elsevier. Estados Unidos, 1999.

2.5. EQUIPO DE SUBSUELO

Los componentes del equipo de subsuelo del SCL son:

- Tubería especial de producción (integrada con las líneas de alta y baja presión)
- Válvulas de no-retorno (NRV)
- Válvulas de bola

2.5.1. Tubería especial de producción (integrada con líneas de alta y baja presión)

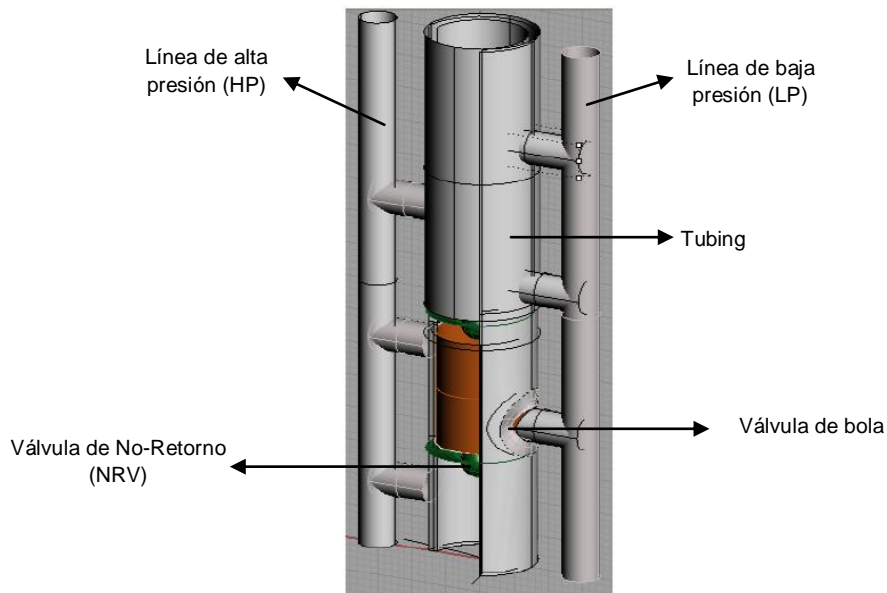
La tubería de producción (tubing) es la encargada de conducir los fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie. Normalmente está hecha de acero, y viene clasificada en grados F-25, J-55 ó N-80. El diámetro externo de la tubería de producción puede ser de 1, 1 ¼, 1 ½, 2 3/8, 2 7/8, 3 ½, 4 ½, pulgadas. La longitud de un tubo puede estar entre 22 y 25 ft, y el peso unitario puede ser de 0,5, 5,4 ó 10,5 lb/ft. El factor de rugosidad de la tubería de producción de acero normalmente es de 0,0006.

El SCL usa un tipo de tubería especial de producción que debe estar integrada junto con dos líneas (una de alta y otra de baja presión) conectadas al Venturi de superficie, con el fin de transmitir desde allí hasta el fondo de pozo, la caída de presión que se genera en el tubo de Venturi. Dichas líneas también deben ser de acero, y están conectadas al tubing por medio de válvulas de bola, que son las mismas que se usan en el sistema de levantamiento por Gas Lift. En la Figura 21 se muestra una vista isométrica de la tubería especial de producción, la cual además cuenta con unas válvulas de no-retorno (NRV) por dentro de ella para prevenir el backflow o flujo en reversa del petróleo que asciende por el tubing.

2.5.1.1. Válvulas de No – Retorno (NRV)

También son conocidas como válvulas de retención, válvulas check o válvulas de contraflujo. Como se dijo anteriormente, la tubería de producción del SCL debe contar con válvulas de éste tipo en su parte interior para prevenir el flujo en reversa del aceite.

FIGURA 21. Vista isométrica de la tubería especial de producción



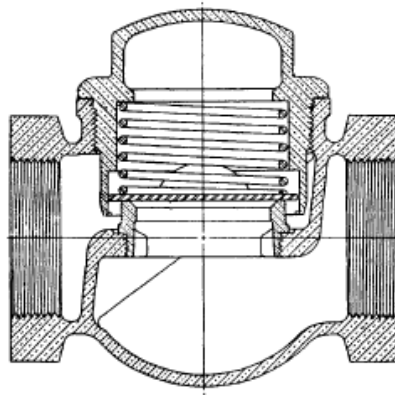
FUENTE: GUPTA, Siddartha. Staircase Lifting of Oil using Venturi Principle. Paper SPE 106092. Modificada por autores

Las válvulas de no – retorno son usadas para prevenir la inversión del flujo en tuberías. Su funcionamiento es automático y se mantienen abiertas por la presión de flujo que circula, y sólo se cierran bien sea por el paso del mecanismo de retención o por la contrapresión cuando el flujo se devuelve. Así, las válvulas de retención tienen el propósito de permitir el flujo en un solo sentido. En éste trabajo, se considera la utilidad de la NRV en la operación del SCL, aunque según Arnold y Stewart (1999), su principal aplicación es la de prevenir daños (giro inverso) en las bombas debido al retorno del flujo cuando estas se detienen.

Existen diversos tipos de válvulas de no - retorno, entre las que se encuentran las tipo columpio (swing), las de disco dividido (split disk) y las tipo lift plug – piston. Según Arnold y Stewart (1999), estas últimas son las más adecuadas para flujo vertical hacia arriba, por lo cual se escogen como las más idóneas para la

operación del SCL. La Figura 22 muestra una válvula de no retorno tipo lift. Estas están disponibles en diámetros de 2, 2 ½, 3, 4, 6, 8, 10, 12, 14 y 16 pulgadas.

FIGURA 22. Válvula de No – Retorno tipo Lift



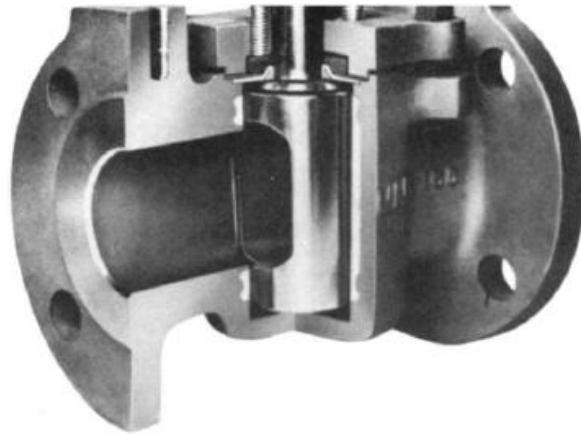
FUENTE: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Vol. 2. Design of Gas Handling Systems and Facilities. Editorial Elsevier. Estados Unidos, 1999.

2.5.1.2. Válvulas de bola

Las válvulas de bola son las encargadas de conectar las líneas HP y LP con el tubing. Estas son válvulas de cuarto de vuelta, de cierre completo. Un hoyo a través de la válvula permite el paso del flujo cuando éste está alineado con la tubería, y lo bloquea cuando el flujo es perpendicular a la tubería. Su idoneidad para usarlas en la operación del SCL radica en que pueden ser usadas para la puesta en marcha o cierre en una posición parcialmente abierta con el fin de liberar presión hacia o desde el sistema. Tal eventualidad es la que se quiere que ocurra durante la operación del SCL: En la línea HP, debe drenarse presión hacia el sistema, mientras que en la línea LP debe liberarse la presión, con el fin de lograr que el fluido ascienda bajo el diferencial de presión impuesto desde

superficie. En la Figura 23 puede observarse la vista de corte de una válvula de bola. Estas válvulas se fabrican en diámetros de $\frac{1}{2}$, $\frac{3}{4}$, $1 \frac{1}{2}$, 2, 8 y 10 pulgadas.

FIGURA 23. Válvula de Bola



FUENTE: ARNOLD, Ken. STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Vol. 2. Design of Gas Handling Systems and Facilities. Editorial Elsevier. Estados Unidos, 1999.

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL STAIRCASE LIFTING

Para la elaboración y entendimiento de todos los cálculos involucrados en la implementación del Staircase Lifting, se desarrolló una metodología que contemplará la parte de superficie y subsuelo, por separado. Se muestran los análisis de los procesos implicados en el funcionamiento del sistema, teniendo en cuenta todos los fenómenos físicos asociados. De esta manera, se conoce detalladamente la capacidad de operación del sistema.

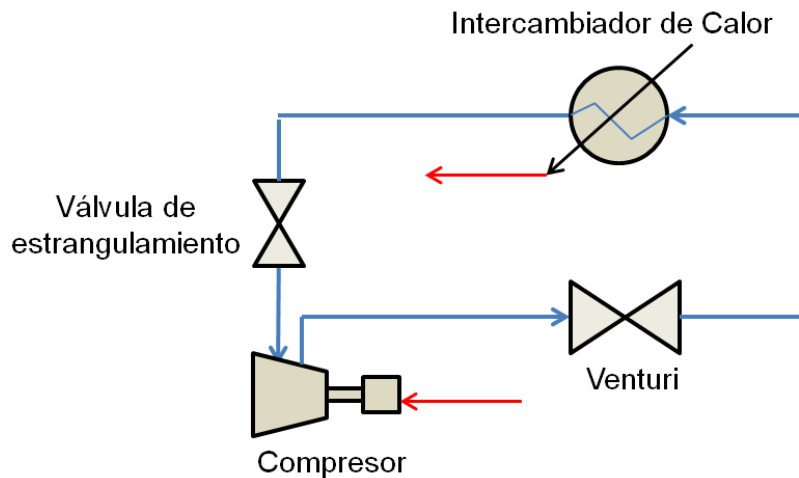
3.1. METODOLOGÍA DE TRABAJO EN SUPERFICIE

En superficie, se tiene el compresor, Venturi, Intercambiador de Calor (Aeroenfriador) y la válvula de estrangulamiento. Como se mencionó en el capítulo 2, se conoce el funcionamiento de estos equipos y su respectivo diseño. La metodología a seguir en superficie, se basa en un análisis integrado, el cual tiene como fin determinar el caudal de gas necesario para generar la caída de presión suficiente a través del Venturi. De esta manera, se producirán los fluidos y así implementar exitosamente el Staircase lifting. Este caudal se determina a partir del acople del proceso de compresión y del flujo de gas a través del Venturi. Se parte de la presión de descarga del compresor, se halla presión de succión y temperatura de entrada y salida del compresor. Con estos datos sumados a la caída de presión deseada en el Venturi, se calcula el flujo másico y el caudal de gas a la entrada de compresor. Finalmente, el intercambiador de calor bajará la temperatura hasta la ambiente para continuar con el ciclo, y la válvula de estrangulamiento reducirá la presión hasta la presión de descarga del compresor.

Como resultado, se generan las curvas para diferentes presiones de descarga, del caudal de succión del Compresor en función del delta de presión que ocurre en el

Venturi. Un gráfico con las diferentes curvas permite entender la capacidad en superficie para generar los deltas de presión y dará paso al diseño en fondo. A continuación, se muestra un esquema enseñando por donde va a fluir el gas durante la operación del sistema en superficie:

FIGURA 24. Esquema Superficie del Sistema Staircase Lifting

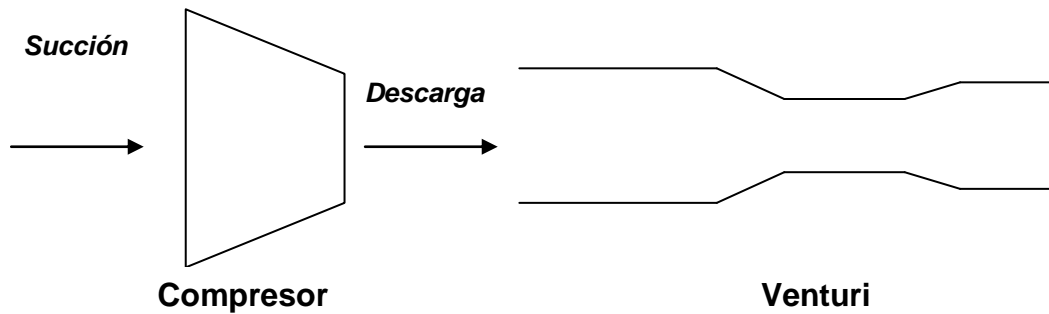


FUENTE: Autores

3.1.1. Análisis integrado del proceso de compresión y del flujo de gas en el Venturi para cálculo del caudal de succión del compresor

La razón del análisis integrado radica en que el compresor y el Venturi comparten un punto de operación en común, donde la presión y temperatura será la misma. Por tal razón, a partir de la presión de descarga del compresor (la misma de entrada del Venturi) se realizan los cálculos necesarios para determinar las variables desconocidas, sumado a la caída de presión en el Venturi deseada, se determina el caudal de entrada del compresor para que el sistema pueda ser implementado. Se plantea el problema y su respectivo algoritmo de solución.

FIGURA 25. Presión de descarga del compresor igual a presión de succión del Venturi



FUENTE: Autores

Las variables involucradas en el acople del proceso de compresión y Venturi, son las siguientes:

P_s : Presión de succión del compresor, psia (Se calcula)

T_s : Temperatura de succión del compresor, °R (Se asume)

P_d : Presión de descarga del compresor, psia (Se asume) **NOTA:**

T_d : Temperatura de descarga del compresor, °R (Se calcula)

P_1 : Presión en a sección 1 del Venturi, psia (Es la misma presión de descarga del compresor P_d)

ΔP : Caída de presión en el Venturi, psia (Se fija)

P_2 : Presión en la garganta del Venturi, psia (Se calcula de tal manera que cumpla con el ΔP)

ρ : Densidad del gas en la descarga del Compresor, lb/ft³ (Se calcula con la ecuación, habiendo antes determinado el factor de compresibilidad Z con la correlación de Hall-Yarborough).

D_1 : Diámetro de la sección 1 del Venturi, pulgadas (Se fija en 25)

D_2 : Diámetro de la garganta del Venturi, pulgadas (Se fija en 5)

β : Relación de diámetros del Venturi

Cd: Coeficiente de descarga del Venturi (0,984 para Venturi maquinado).

Y: Factor de expansión del gas (Se calcula)

n: Coeficiente politrópico de compresión (Se asume)

Qd: Caudal de descarga del compresor, ACFM (Actual Cubic Feet per Minute), (Se calcula)

Qs: Caudal de succión del compresor, ACFM (Se calcula)

m: Flujo másico de gas, lb/sec

RC: Relación de compresión

El algoritmo de cálculo es el siguiente:

1. Sólo se conoce la presión de descarga del compresor. Si se asume una relación de compresión entre 3.0 y 4.0 (como afirma la bibliografía), y sabiendo que sólo se utilizará una etapa de compresión, puede calcularse la presión de succión del compresor:

$$RC = \left(\frac{Pd}{Ps} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (49)$$

Donde *n* es el número de etapas del compresor, y es igual a 1. Por tanto:

$$Ps = \frac{Pd}{RC} \quad (50)$$

2. Conocidas las presiones de succión y de descarga (*Ps* y *Pd*) y asumiendo una temperatura de succión (60 – 90 °F), puede calcularse la temperatura de descarga, *Td*:

$$T_d = \left[\left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{\frac{n-1}{n}} \right] T_s, \quad (51)$$

Donde n es el coeficiente politrópico de compresión, que se fija en 1,3.

3. Conociendo las condiciones de descarga del compresor, se calcula el factor Z del gas (Correlación de Hall – Yarborough) y luego su densidad (Ecuación de Estado para gases reales). El gas usado en el ejemplo es Nitrógeno.

4. Para calcular el flujo másico de gas:

- Usando $(\Delta P/P_1)$ y β , se calcula el factor de expansión Y del gas de la gráfica. En éste paso, se calculó la ecuación de la recta para determinar automáticamente el factor Y sin tener que leerlo en la gráfica.
- Calcular el flujo másico m como:

$$m = C \cdot Y \cdot A_o \cdot \sqrt{2 \Delta P \rho \cdot g_c}, \quad (52)$$

donde A_o es el área transversal de la garganta del Venturi

- Calcular el caudal de gas (que es el mismo caudal de descarga del compresor) como:

$$Q_g = Q_d = \frac{m}{\rho} \quad (53)$$

- Calcular el caudal de succión del compresor, con la ecuación:

$$P_s \cdot Q_s \cdot T_d = P_d \cdot Q_d \cdot T_s , \quad (54)$$

Por tanto:

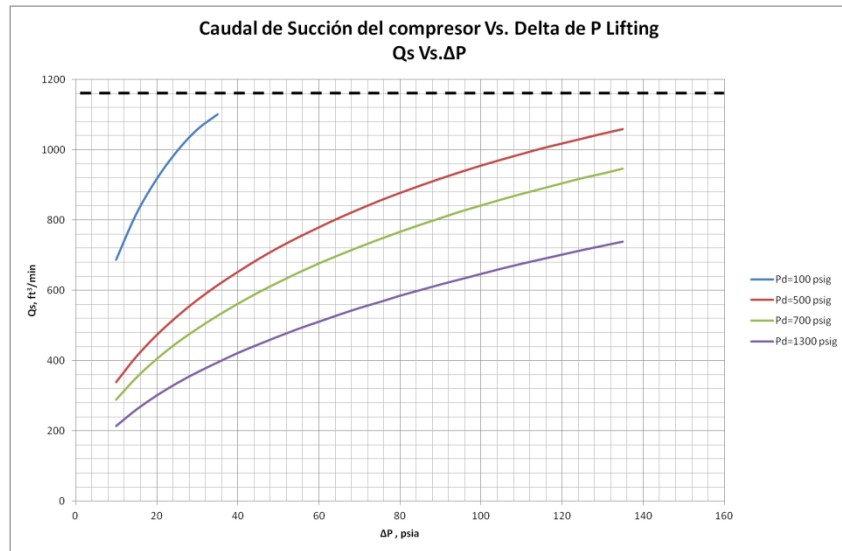
$$Q_s = \frac{P_d \cdot Q_d \cdot T_s}{P_s \cdot T_d} \quad (55)$$

De esta manera, se puede determinar cuánto caudal de succión se necesita para generar la caída de presión deseada en el Venturi, trabajando a una presión de descarga del compresor seleccionada

3.1.2. Preparación de curvas de caudal de succión en el compresor contra caída de presión en el Venturi

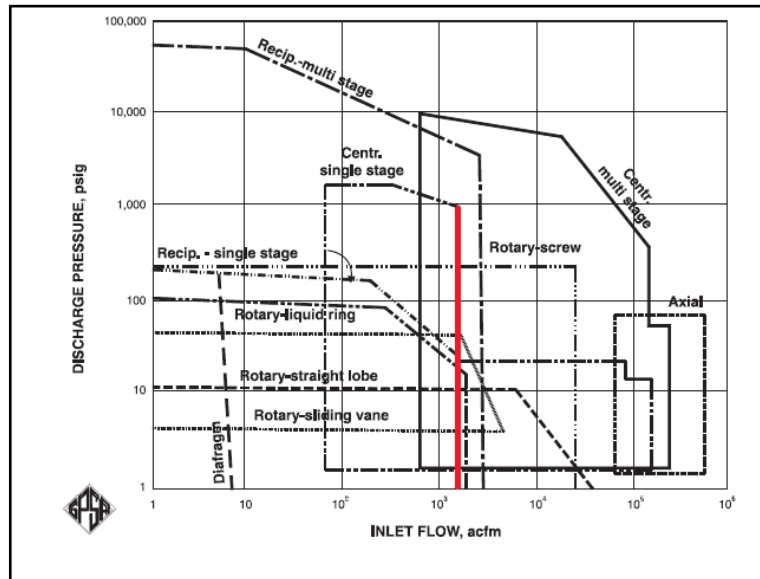
El paso a seguir es realizar la sensibilización, para diferentes presiones de descarga, del caudal de succión del Venturi en función del delta de presión que ocurre en el Venturi. Se incluye la gráfica de rangos de operación de los compresores, tomada de la GPSA. El área de cobertura a usar es la de los compresores centrífugos, que son los recomendados por el autor del Paper SPE 106092. En éste sentido, se define como límite para el caudal de succión del Venturi, 1150 ACFM, pues en la carta de la GPSA se observa que a partir de ésta rata de flujo, los compresores centrífugos pierden capacidad asociada a su presión de descarga.

FIGURA 26. Ejemplo Caudal de Succión del Compresor Vs Delta de P Lifting



FUENTE: Autores

FIGURA 27. Tabla de Cobertura de Compresores



FUENTE: GPSA Engineering Data Book. Gas Processors Suppliers Association, 2004

Finalmente, estas curvas muestran la capacidad del Staircase Lifting en superficie, la curva de menor presión de descarga es la utilizada, ya que permite que el fluido, debido a la presión de yacimiento, suba hasta una altura mayor que las otras presiones, generando un ahorro de tubería. Esto se explicara más a fondo en la metodología en subsuelo. Cabe destacar, que el diseño del intercambiador de calor el cual completará el ciclo se encuentra explicado en el capítulo 2. Además, las pérdidas de presión debido a transporte de gas a través de las tuberías del sistema en superficie y paso por el intercambiador de calor, son pequeñas porque el tamaño del circuito es pequeño. Así mismo, estas pérdidas de presión serán compensadas por el compresor cuando empiece nuevamente el ciclo. Antes de entrar al compresor, la presión del gas se reduce a la presión de succión del compresor debido a la válvula de estrangulamiento ubicada antes del mismo.

3.2. METODOLOGÍA DE TRABAJO EN SUBSUELO

Para los cálculos concernientes a la implementación del Staircase Lifting en subsuelo, se deben tener en cuenta dos partes. La primera de ellas es el comportamiento del influjo de entrada al yacimiento, es decir cuando el aceite, agua y gas se mueven de la formación hacia el fondo del pozo. Esta se realiza mediante la curva IPR del pozo, la cual se determina mediante los métodos de Vogel o Fetkovich. Además del comportamiento del influjo, esta curva permite corroborar que el pozo es capaz de responder al implementar el Staircase Lifting, ya que éste busca optimizar la producción además de reemplazar el sistema de levantamiento existente en el pozo.

La segunda es el comportamiento del flujo a través de la tubería vertical, donde se analiza como flujo multifásico, para darle una mayor profundidad al estudio (el Paper SPE 106092 trabaja con flujo monofásico). Éste estudio implica el análisis de perdidas por presión, selección de la correlación empírica adecuada para la

predicción del gradiente de presión y su respectiva adaptación al sistema SCL (donde la caída de presión generada en el Venturi en superficie será fundamental). Estas dos partes en subsuelo deben estudiarse por aparte e integrarse después.

3.2.1. Aspectos generales del flujo multifásico en la tubería de producción

Inicialmente, los cálculos involucrados en las áreas de la ingeniería de petróleos eran realizados teniendo en cuenta la producción de un solo fluido, el petróleo. Con el paso del tiempo, la ingeniería de petróleos creció formando equipos multidisciplinarios, los cuales permitieron modelar de mejor manera la producción simultánea de fluidos de yacimiento; agua, gas y petróleo y su respectivo comportamiento. Se estudiaron los factores asociados que afectaban la producción como la fricción, diámetro y tipos de tuberías, velocidad y densidad de los fluidos producidos, entre otros. De esta manera, el entendimiento de los mecanismos y características del flujo multifásico en una sección del sistema de producción se convirtió en un punto tan importante, ya que tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general, con el fin de obtener la máxima producción posible con las menores pérdidas de energía.

3.2.1.1. Flujo multifásico

El flujo multifásico se puede definir como el flujo simultáneo en cualquier dirección, de dos o más fases a través de tuberías. A diferencia del flujo monofásico, el flujo multifásico tiene un comportamiento más complejo. Las fases tienden a separarse debido a las diferencias de densidad, viscosidad, y esfuerzos de corte aplicados a cada fase. La fase gas y líquida pueden presentarse como una mezcla homogénea, o lo pueden hacer de diversas formas. Cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase respecto a la otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo. Este patrón se ve afectado por factores como la producción

de aceite y la relación gas líquido, presión, geometría de la tubería y propiedades de los fluidos transportados. Estos factores, se utilizan para calcular un gradiente de presión, el cual determina la capacidad del fluido de subir por la tubería a las condiciones de flujo a las cuales está sometida. Cabe destacar, que el gas fluye con dos líquidos, agua y petróleo, los cuales pueden venir emulsionados o separados.

3.2.1.2. Predicción del gradiente de Presión

La predicción del gradiente de presión permite determinar si la presión diferencial a lo largo de la tubería de producción, obtenida a partir de la presión de fondo fluyendo y la presión en la parte superior (Cabeza de pozo), es suficiente para permitir que los fluidos pasen al pozo desde la formación y fluyan hacia arriba por la tubería.

Para la predicción de este gradiente, su base radica en la ecuación general de energía que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería. Esta se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema¹

De acuerdo con la ley de la conservación de energía

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad (56)$$

Donde:

W_f : Pérdidas de energía por fricción

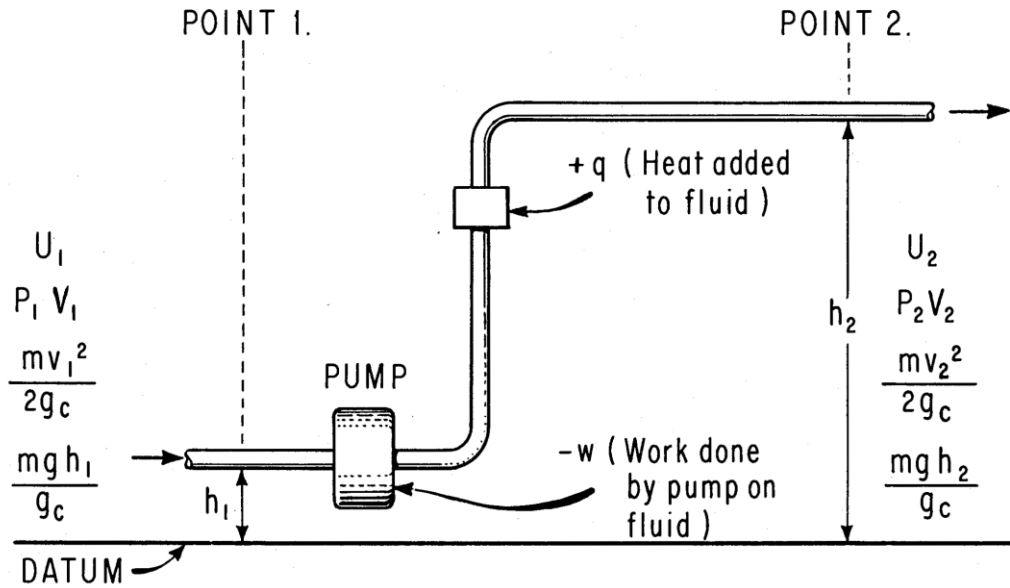
W_s : Pérdidas de energía por trabajo externo

E_1 : Energía por unidad de masa, en la posición uno

¹ GARAICOCHEA, Francisco. BERNAL, César. LOPEZ, Oscar. Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991

E_2 : Energía por unidad de masa, en la posición uno

FIGURA 28. Diagrama de flujo, ecuación de energía general



FUENTE: BROWN, Kermit. BEGGS, Dale. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. PennWell Books. 1997

Los tipos de energía presente son:

- Energía de Expansión, E_e

$$E_e \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = p \left(\frac{lb_f}{pie^2} \right) V \left(\frac{pie^3}{lb_m} \right) = pV \quad (57)$$

Donde, V es el volumen específico, pie^3/lb_m

- Energía Potencial, E_p

$$E_p \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = g \left(\frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{g}{g_c} h \quad (58)$$

- Energía cinética, E_c

$$E_c \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \frac{v^2}{2} \left(\frac{pie^2}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{v^2}{2g_c} h \quad (59)$$

Donde v es la velocidad, pie/seg

Teniendo los tipos de energía presentes en cada uno de los puntos, se sustituyen en las posiciones 1 y 2 de la ecuación (56) descritas en el diagrama, se obtiene la siguiente ecuación:

$$p_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_s + \Delta W_f = p_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c} \quad (60)$$

$$V \Delta p + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \Delta W_s + \Delta W_f = 0 \quad (61)$$

Multiplicando la ecuación por $\rho/\Delta L$ y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} + \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad (62)$$

Considerando positiva la caída de presión en la dirección del flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (63)$$

Esta ecuación se acostumbra a escribir como:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (64)$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$: Gradiente de presión total

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$: Gradiente de presión debido a la elevación

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$: Gradiente de presión debido a la aceleración

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$: Gradiente de presión debido a la fricción

Los métodos utilizados para predecir el gradiente de presión total se pueden clasificar en modelos mecanísticos y correlaciones empíricas. Las correlaciones empíricas relacionan la experiencia y lógica empírica con los estudios de varios factores para modelar un fenómeno. Estas se pueden dividir en tres categorías A, B y C. La mayoría de los investigadores del flujo multifásico usan la ecuación general de energía de alguna forma, en una forma de balance de energía, un balance de presión o un balance de energía mecánica, para calcular el gradiente de presión. Se explica cada una de las categorías con sus respectivas características, a continuación:

TABLA 3. Categorías A, B y C para predecir el gradiente de presión

CATEGORÍA A	
CARACTERÍSTICAS	MÉTODOS
<ul style="list-style-type: none"> • No hay deslizamiento entre las fases, se asume que las fases viajan a la misma velocidad. No se considera patrón de flujo. • La densidad de la mezcla es calculada basada en la relación gas/líquido. • El factor de fricción se determina de manera empírica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Poettman and Carpenter • Baxendell and Thomas • Fancher and Brown
CATEGORÍA B	
CARACTERÍSTICAS	MÉTODOS
<ul style="list-style-type: none"> • No distingue patrones de flujo pero sí considera resbalamiento entre las fases. • La densidad de la mezcla se obtiene en función del efecto de colgamiento (holdup). • Factor de fricción se obtiene correlacionando propiedades combinadas del gas y del líquido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Hagedoen and Brown • Gray • Asheim
CATEGORÍA C	
CARACTERÍSTICAS	MÉTODOS
<ul style="list-style-type: none"> • Sí se distinguen patrones de flujo y considera resbalamiento entre las fases. • La densidad de la mezcla se obtiene en función del efecto de colgamiento. • Factor de fricción se obtiene correlacionando propiedades del gas y del líquido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Duns and Ros • Orkiszewski • Aziz • Beggs and Brill • Mukherjee and Brill

FUENTE: GARAILOCHEA, Francisco. BERNAL, César. LOPEZ, Oscar. Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991

En la siguiente tabla, se encuentran los gradientes de presión hallados al aplicar los cálculos por diferentes métodos sobre un caso base. La diferencia de los resultados se atribuye a las diferentes características y consideraciones de cada una de las categorías expuestas en la Tabla 3. El caso base se encuentra en el libro *Multiphase Flow in Wells* del autor James P. Brill, Ejemplo 3,2. Capítulo 4. En esta sección del libro se desarrollan los cálculos de cada uno de los métodos para el caso base, mencionando y teniendo en cuenta las condiciones de cada uno de los métodos.

TABLA 4. Tabla de resultados Caso Base al aplicar diferentes métodos para la predicción del gradiente de presión

MÉTODO	CATEGORÍA	RESULTADO [Psi/ft]
Poettman and Carpenter	A	0,190
Gray	B	0,193
Duns and Ros	B	0,208
Aziz	C	0,223
Beggs and Brill	C	0,203
Mukherjee and Brill	C	0,209
Hassan	Mecanístico	2,303

FUENTE: BRILL, James. MUKHERJEE, Hemanta. *Multiphase Flow in Wells*. Chapter 4. Henry Doherty Memorial Fund of AIME. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. 1999.

Los modelos mecanísticos utilizan las leyes básicas de la física para modelar el fenómeno del flujo de fluidos, incluyendo la predicción del patrón de flujo. Estos modelos no hacen parte de las correlaciones empíricas y son otra manera de hallar el gradiente de presión.

3.2.1.3. Selección de la correlación de flujo multifásico a utilizar

En este proyecto, se extiende el modelamiento y rango de aplicación del sistema SCL al tener en cuenta el flujo multifásico, mediante el uso de la correlación empírica de Poettman and Carpenter. Como el sistema SCL, produce baches de fluido, al tomar esta correlación, no se considera resbalamiento entre las fases, es decir se asume la misma velocidad, ajustado perfectamente al SCL. La densidad de la mezcla, tomada como homogénea, se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, lo cual encaja a la hora de producir baches homogéneos de fluido. Además, al profundizar sobre el método de Poettman and Carpenter, los autores trabajaron con datos de campo y tuberías de producción de 2, 2 ½ y 3 pulgadas, con las cuales trabajará el sistema SCL. Finalmente, al comparar la correlación de Poettman and Carpenter del caso base, consignado en la Tabla 4, respecto a las otras correlaciones de las categorías B y C, se encuentra una diferencia muy poca y respecto al método más completo, Beggs and Brill, sólo es de 6%, lo cual es totalmente aceptable.

3.2.2. Correlación empírica de Poettman y Carpenter para la predicción del gradiente de presión

Los autores Poettman - Carpenter en el año 1952, desarrollaron un método semi empírico que integraba la ecuación general de energía con datos obtenidos de 34 pozos de aceite produciendo por flujo natural y 15 produciendo con el sistema de levantamiento Gas lift, con el fin de predecir el gradiente de presión. Estos pozos, tenían tuberías de producción de 2, 2 ½ y 3 pulgadas. El aceite, gas y agua se consideran como una sola fase moviéndose a la misma velocidad, por lo tanto no hay resbalamiento entre fases y no se caracteriza patrón de flujo. Todas las pérdidas se introducen en un factor llamado factor de pérdidas de energía, denotado por la letra f , donde se tienen en cuenta la fricción, colgamiento del

líquido y deslizamiento. Este factor f , es constante en toda la tubería, al igual que el flujo totalmente turbulento. Además, el término del gradiente de presión debido a la aceleración en la ecuación general de energía es despreciable, sólo es significativo a altas velocidades y en ese caso es tenido en cuenta en el factor de pérdidas de energía.²

3.2.2.1. Procedimiento para el cálculo del gradiente de presión utilizando el método de Poettman y Carpenter

1. Los datos de entrada son:

- Relación gas líquido. RGL, SCF/STB
- Gravedad específica del gas
- Factor volumétrico de formación del aceite a diferentes presiones, RB/STB
- Gas en solución a diferentes presiones, SCF/STB
- Gravedad API del crudo, ° API
- Gravedad específica del agua de producción
- Caudales de producción de agua y aceite, STB/D
- Presión de fondo fluyendo, psi
- Temperatura en fondo y superficie, o gradiente de temperatura, °R, ó °R/ft
- Profundidad del pozo, ft
- Tamaño del tubing, pulgadas
- Comportamiento IPR

Cabe destacar que estos datos, pueden variar ya que algunos se pueden determinar a partir de otros. Así mismo, si no se tienen las propiedades PVT, se pueden generar PVT sintéticos que puedan brindar esta información.

² BROWN, Kermit. BEGGS, Dale. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. PennWell Books. 1997

2. Calcular la masa de aceite, gas y agua por barril fiscalizado, m , lb/STB, mediante la siguiente ecuación:

$$m = 350\gamma_o + 0,0764\gamma_g GOR + 350\gamma_w WOR \quad (65)$$

3. Calcular la producción de masa por día denotada por la letra W , lb/D, multiplicando m por la producción diaria de aceite del pozo, q_o

$$W = q_o m \quad (66)$$

4. Se parte de la presión de fondo fluyendo P_1 (Se conoce al tener la producción de aceite y el comportamiento IPR) y se determina la presión a la que se desea hallar la altura P_2 , en este caso se deben tener en cuenta los aumentos de presión. Poettman and Carpenter recomiendan los aumentos de presión dependiendo del rango en el que se esté evaluando la presión. Mientras más pequeños sean los incrementos, más exactos serán los datos. El siguiente cálculo parte de la presión P_2 y se fija una P_3 y así sucesivamente.

TABLA 5. Incrementos de Presión en el método de Poettman y Carpenter

PRESIÓN DE TRABAJO [psig]	INCREMENTOS DE PRESIÓN
0-100	10
100-500	25
500-1000	100
1000-5000	200

FUENTE: BROWN, Kermit. BEGGS, Dale. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. PennWell Books. 1997

5. Calcular el volumen de aceite, gas y agua, cu ft/STB, a la presión deseada y la presión de partida.

$$Volumen\ Total = Vol\ aceite + Vol\ gas + Vol\ agua$$

$$V_m = 5,615B_o + 5,615WOR + (GOR - R_s) \left(\frac{14,7}{p} \right) \left(\frac{T}{520} \right) \left(\frac{Z}{1} \right) \quad (67)$$

Donde:

B_o : Factor volumétrico de formación del aceite, bbl/STB

WOR : Relación agua petróleo, BBL/STB

GOR : Relación gas aceite, SCF/STB

R_s : Gas en solución, SCF/STB

p : Presión, Psia

T : Temperatura, Grados Ranking

Z : Factor de Compresibilidad

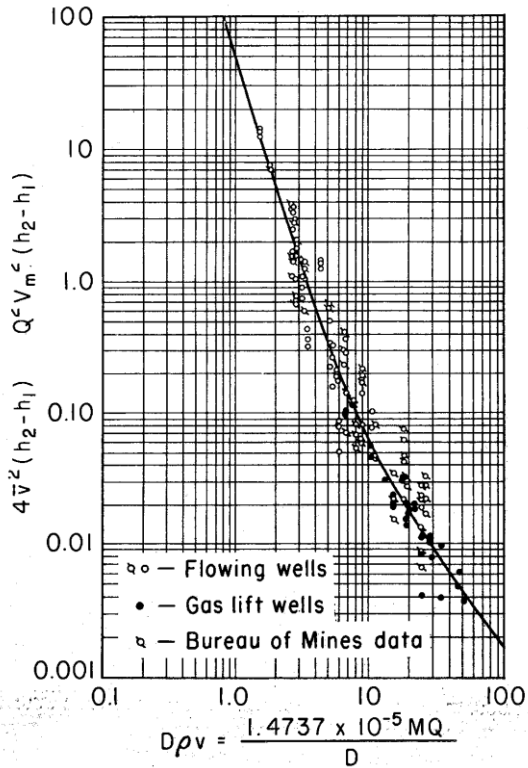
6. Hallar la densidad a las dos presiones, la deseada y la de partida. Como en el paso 2 se determinó cuanta masa se produce por un barril de petróleo fiscalizado, y en el paso 5 se halló el volumen que ese barril ocupa, entonces mediante la siguiente ecuación se halla la densidad:

$$\rho = \frac{m}{V_m} \quad (68)$$

7. Se obtiene el factor de fricción o factor de pérdidas de energía, Poettman and Carpenter lo llaman de las dos maneras. Este será constante para todos los cálculos. Para determinarlo, se utiliza una gráfica expuesta en la figura 29, en

la cual se debe entrar en el eje X con un valor, el cual se determina de la con la ecuación (69).

FIGURA 29. Gráfico para determinar el factor de fricción en el método de Poettman y Carpenter



FUENTE: BROWN, Kermit. BEGGS, Dale. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. PennWell Books. 1997

$$dv\rho = \frac{1,4737 \times 10^{-5} qm}{d} \tag{69}$$

Donde:

v : Velocidad media de la mezcla, ft/min

q : Producción de aceite diaria

m : Masa producida por barril de aceite fiscalizado, lb/STB

d : diámetro interno de la tubería, ft

ρ : Densidad de la mezcla, lb/ft³

Calculado este valor, se entra en la gráfica expuesta a continuación, se corta con la curva y se determina el valor del factor de fricción. Esta gráfica se generó a partir todos los datos tomados en los pozos de estudio del método.

8. Una vez hallado el factor f , se determina el gradiente de presión para cada una de las presiones. Con la siguiente expresión:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \left[\rho + \left(\frac{fW^2}{7,413 \times 10^{10} \rho d^5} \right) \right] \quad (70)$$

9. De los dos gradientes hallados, determinar el promedio entre ambos:

$$\frac{\left(\frac{\Delta p}{\Delta h} \right)_{P_1} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta h} \right)_{P_2}}{2} = \left(\frac{\Delta p}{\Delta h} \right)_{avg} \quad (71)$$

10. Se halla la distancia entre los dos puntos,

$$\frac{P_1 - P_2}{\left(\frac{\Delta p}{\Delta h} \right)_{avg}} = \frac{\Delta P}{\left(\frac{\Delta p}{\Delta h} \right)_{avg}} = \Delta h \quad (72)$$

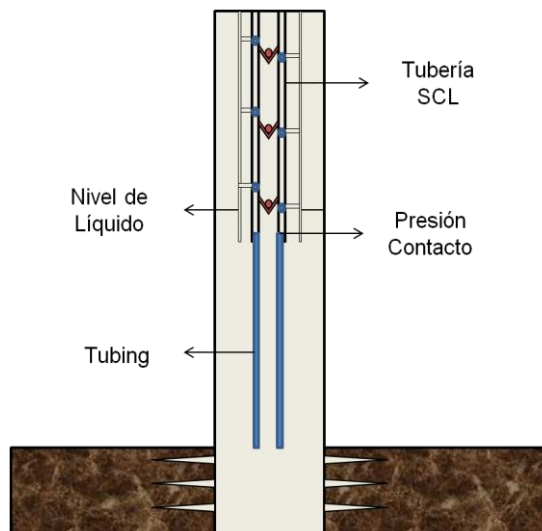
Este proceso continúa hasta hallar la presión en superficie. Así se sabe el valor de las pérdidas, siempre y cuando se conozca la presión de fondo fluyendo actual. Cabe destacar, que este proceso se puede hacer de manera inversa también, al

tener la presión en cabeza fluyendo y bajando hasta el fondo del pozo para determinar la presión de fondo fluyendo³.

3.2.3. Adaptación del modelo de Poettman y Carpenter y Ecuación General de Energía al Staircase Lifting unido al IPR

Para adaptar el modelo de Poettman y Carpenter al SCL. Se debe analizar en dos secciones, estas secciones se encontraran en punto de presión denominado presión de contacto, donde se hará el cambio de tubería de producción convencional a la tubería especial del Staircase lifting para terminar de subir el fluido hasta superficie. Cabe destacar que cada una de las secciones tiene sus consideraciones especiales. Además, se tiene la metodología para reemplazar el sistema existente y así mismo poder aumentar su producción, si es posible tanto por el pozo como por la capacidad del sistema.

FIGURA 30. Presión de contacto y Nivel de líquido



FUENTE: Autores

³ BROWN, Kermit. BEGGS, Dale. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. PennWell Books. 1997

3.2.3.1 Procedimiento para reemplazar el sistema actual por el Staircase Lifting

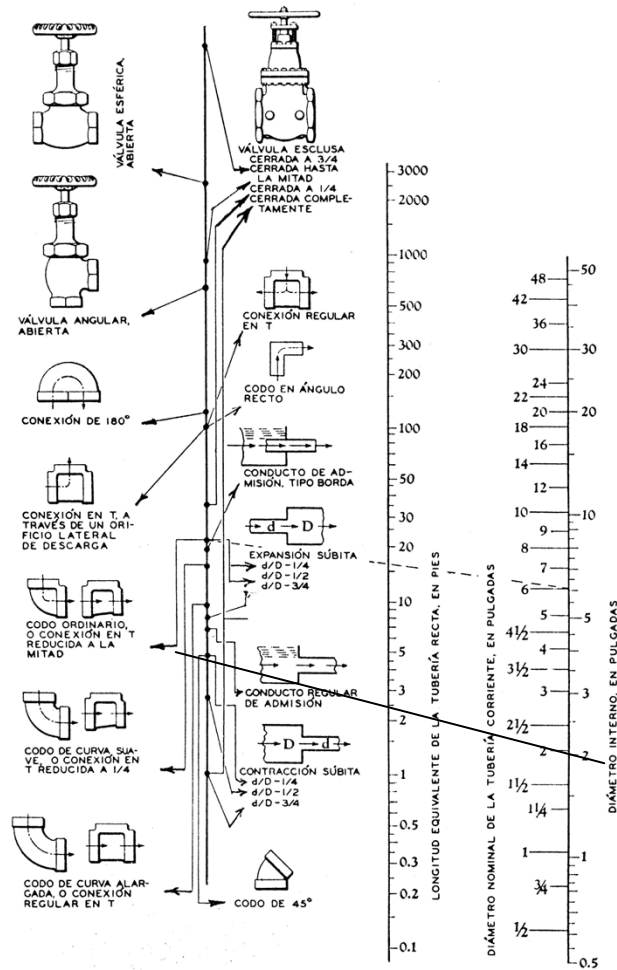
La sección 1 será la comprendida desde la cara del pozo hasta la presión de contacto. Para determinar la altura del contacto, se utiliza la correlación de Poettman y Carpenter como se explicó en la sección 3.2.2.1. Se calcula la altura hasta una presión un poco mayor que la presión de descarga del compresor (La menor posible, 125 psia) que hará entrar el fluido en la primera sección del SCL, y donde estará el nivel del líquido, el cual se asume se mantendrá constante. Por otro lado, se debe dar un poco más de sumergencia (aprox. 90 ft) de la sarta de producción especial del SCL debido a que el pozo declinará naturalmente con el paso del tiempo y la producción puede variar de un día a otro, entonces el nivel de fluido puede variar.

Para la sección 2, el fluido entra a la sección del SCL y debe empezar a subir como se explicó en el funcionamiento del Staircase Lifting. Antes del procedimiento de cálculo, hay que tener ciertas consideraciones:

- El gradiente de presión en el SCL dp/dh y factor de fricción, no se halla de la manera Poettman and Carpenter sino que se calcula con la ecuación general de energía, ya que este se puede manipular, se tiene control sobre la caída de presión generada en superficie y la altura alcanzada, mediante la ubicación de las válvulas de bola y no retorno. Respecto al factor de fricción, se calcula con la Figura 32.
- Cuando el fluido pasa de una sección a otra, pasa a través de una restricción generada por las válvulas de no retorno, esta caída de presión es tan pequeña que se puede transformar en una longitud equivalente de tubería ficticia, la cual va sumada a la distancia entre cada NRV. Para este caso, se utiliza el Nomograma presentado en la Figura 31, donde se toman las NRV como una

contracción súbita, que corresponde a una longitud equivalente entre 1 y 3 pies.

FIGURA 31. Cuadro de alineación utilizable en la determinación de la resistencia al flujo ofrecida por las válvulas y conexiones, en términos de la longitud equivalente de una tubería.



FUENTE: GARAILOCHEA, Francisco. BERNAL, César. LOPEZ, Oscar. Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991

- La distancia Δy , será la distancia entre cada NRV. Cuando se calcula el gradiente de presión no sólo se toma en cuenta esta longitud, sino que además se suma una longitud adicional explicada en el punto siguiente. Por otra parte, cuando se quiera determinar la altura del bache de fluido que se está subiendo, se toma la longitud entre cada NRV y se restan 5 pies aproximadamente, esto se hace para garantizar que el fluido entre totalmente a la sección y descansa en ella.

Paso a paso para reemplazar el sistema en la sección 2:

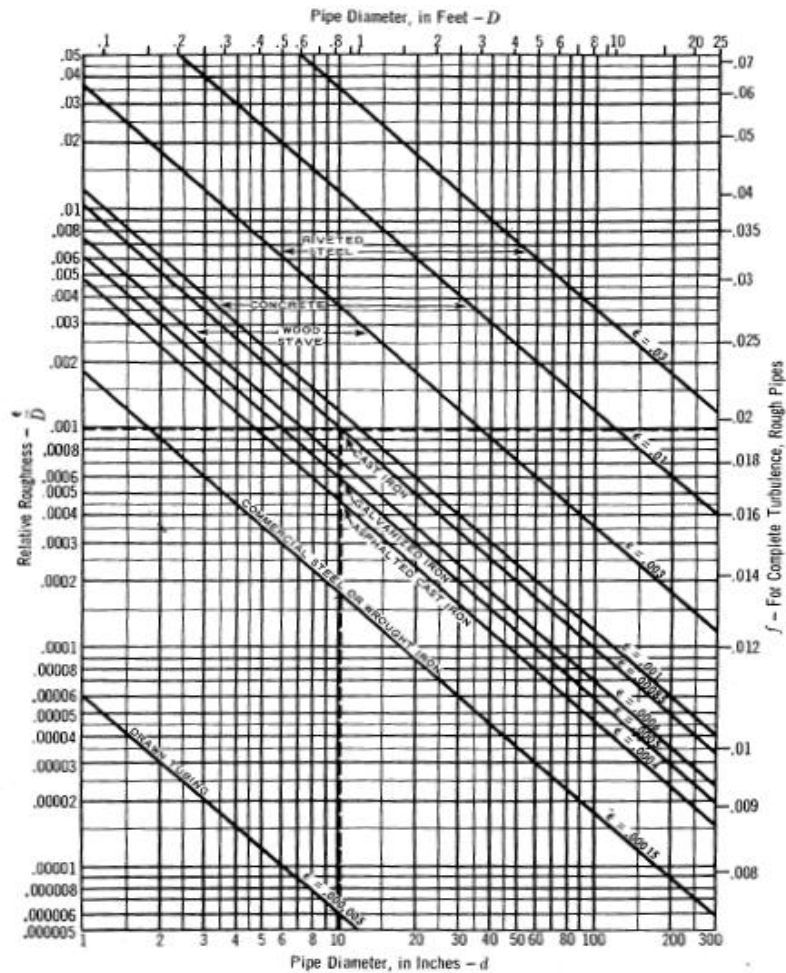
En esta sección 2, especial del SCL, se trabaja con la ecuación general de energía solamente, ya que los fluidos suben por baches y el método de Poettman y Carpenter se hace cuando el flujo es continuo, por esta razón esta correlación no puede modelar el fenómeno que ocurre en la sección 2. Cabe destacar, que al igual que la mayoría de correlaciones, el gradiente de presión debido a la aceleración se desprecia, al no tener un efecto significativo. La ecuación de energía utilizada se expone a continuación.

$$\frac{dp}{dy} = \frac{1}{144} \left[\rho + \frac{f\rho v_m^2}{2g_c d} \right] \quad (73)$$

1. Se calcula la densidad a la presión entre 100 y 125, de manera como se hizo en la primera sección. Esta densidad se mantiene constante en todos los cálculos.
2. Se determina el factor de fricción, este dependerá del diámetro de la tubería y del material del cual está hecho. Teniendo en cuenta que no se está levantando toda la columna de fluido como en la sección 1, sino un bache que

tendrá más velocidad siendo de flujo turbulento. Se utiliza la Figura 31 para hallarlo.

FIGURA 32. Rugosidad relativa de los materiales de tubería y factores de fricción para flujo completamente turbulento.



FUENTE: BROWN, Kermit. BEGGS, Dale. The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 1. PennWell Books. 1997

3. Se supone un valor de dp/dh , calculado mediante la caída de presión generada en superficie (ΔP) y el espaciamiento entre las NRV (Δy). El primer

espaciamiento es de 25 ft. Se suman 3 ft debido a la caída de presión de las NRV's.

$$Gradiente = \frac{\Delta P}{\Delta y + 3} \quad (74)$$

4. Como se conoce la densidad de la mezcla a una presión promedio entre las presiones de las líneas HP y LP, factor de fricción calculado con la Figura 31, gradiente de presión creado y el diámetro de la tubería, se puede determinar la velocidad media del fluido mediante la ecuación general de energía, despejando la velocidad media del fluido se tiene la siguiente ecuación:

$$v_m = \sqrt{\frac{2g_c d \left[144 \left(\frac{dp}{dy} \right) - \rho \right]}{f\rho}} \quad (75)$$

Donde, v_m es la velocidad media del fluido

5. Una vez hallada la velocidad media del fluido, asumiendo un movimiento uniforme, se puede calcular el tiempo que demora en pasar a través de una sección.

$$tiempo = \frac{\Delta y}{v_m} \quad (76)$$

Donde, Δy es la distancia entre cada NRV

6. Se determina el tiempo total que se demora en subir un bache de fluido a través de todas las NRV's. Para saber el número de NRVs, se toma la

profundidad del pozo a nivel de perforados y se le resta la altura de la sección 1, este valor se divide por la distancia entre una y otra NRV.

$$\# NRV = \frac{\text{Profundidad de perforados} - \text{Altura Sección 1}}{\Delta y} \quad (77)$$

$$\text{Tiempo total} = \# NRV \times \text{tiempo} \quad (78)$$

7. Como se tiempo el tiempo que se demora en subir un bache y se puede calcular su volumen, se determina el caudal, en ft³/D. Se le resta el 5 a la altura total de la sección, asegurando que el bache de fluido pueda entrar bien a la sección y descansar sobre ella, una vez haya subido.

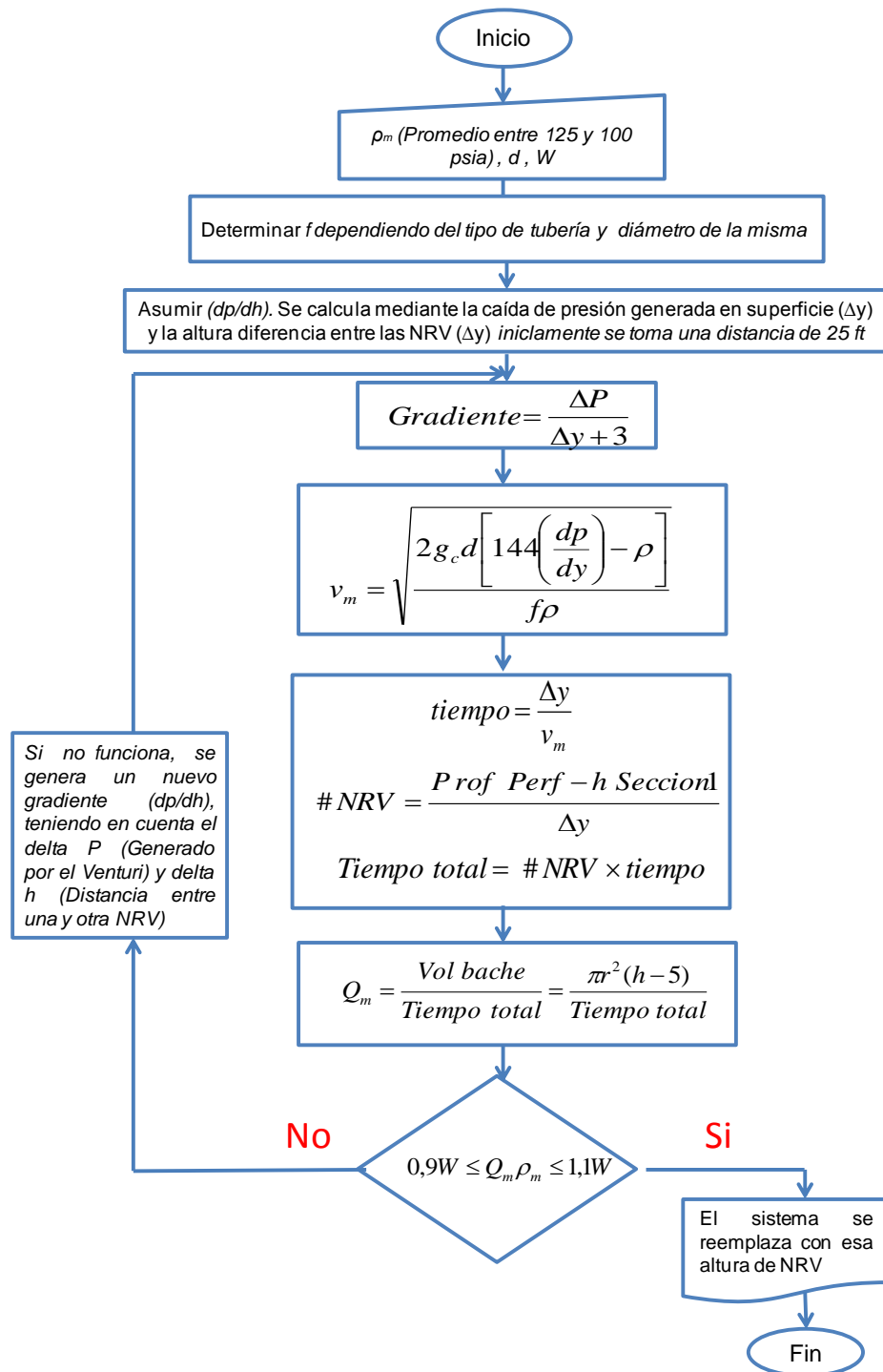
$$Q_m = \frac{\text{Vol bache}}{\text{Tiempo total}} = \frac{86400\pi \left(\frac{d^2}{4}\right)(\Delta y - 5)}{\text{Tiempo total}} \quad (79)$$

Donde d es el ID del tubing en ft

8. Finalmente, se multiplica el caudal por la densidad del fluido promedio entre las presiones de las líneas HP y LP, dando como resultado un flujo másico. Si este flujo másico es igual o muy cercano al hallado inicialmente en la sección 1, denotado como W, el sistema se reemplaza. Por otro lado, si el resultado es menor, se debe cambiar el gradiente de presión, ósea cambiar la distancia entre las válvulas o modificar la caída de presión generada por el Venturi, este proceso se realiza iterativamente hasta conseguir igualar el flujo másico. Debe resaltarse que el W escogido debe ser un 10% mayor al que actualmente produce el pozo debido los cambios de producción diarios del mismo.

$$W = Q_m \rho_m \quad (80)$$

FIGURA 33. Diagrama de flujo del paso a paso a seguir para la sección 2



FUENTE: Autores

3.2.3.2 Procedimiento para optimizar la producción con el Staircase Lifting

Después de saber que el sistema Staircase Lifting tiene la capacidad de reemplazar el actual sistema de producción, se procede a optimizar la producción. Esto se puede hacer llevando la producción hasta la mayor capacidad del SCL, siempre y cuando el IPR del pozo permita producir esa cantidad de aceite. Esto se hace con un procedimiento iterativo para obtener la nueva producción, GOR y que cumpla con la máxima capacidad del sistema.

1. Seleccionar la nueva producción y la presión de fondo fluyendo a la que va a ocurrir mediante la curva IPR
2. Conocida la presión de fondo fluyendo, se calcula el nuevo GOR a la presión de fondo fluyendo, mediante la siguiente expresión:

$$GOR = Bo \left(\frac{14,7ZI}{2919,8P} \right) \frac{Kg\mu o}{Ko\mu g} + Rs \quad (81)$$

3. Calcular la nueva masa de aceite, gas y agua por barril fiscalizado, m , lb/STB, mediante la ecuación (65)
4. Calcular la producción de masa por día denotada por la letra W , lb/D, multiplicando m por la producción diaria de aceite del pozo, q_o , Ecuación (66)
5. Para que el SCL pueda trabajar eficientemente se debe cumplir la siguiente desigualdad.

$$W < 15000 \quad (82)$$

6. Iniciar nuevamente el procedimiento como si se fuese a reemplazar el sistema pero con los nuevos datos de producción de aceite, presión de fondo fluyendo, GOR y W, siguiendo la explicación del numeral **3.2.3.1**

4. ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL STAIRCASE LIFTING EN UN CAMPO COLOMBIANO

En éste capítulo se muestran los resultados de los cálculos de ingeniería usados para determinar la viabilidad técnica de la implementación del Staircase Lifting en un campo colombiano y optimizar la producción en los pozos seleccionados del mismo. Anterior a esto, se establecen ciertos criterios preliminares de selección, de tipo cualitativo, basados en análisis de las ecuaciones de flujo a usar.

Dado que el Staircase Lifting es un sistema de levantamiento artificial nuevo, no se dispone de ninguna herramienta software para efectuar los cálculos involucrados en su operación. Por tanto, se desarrollaron Hojas de Cálculo en Microsoft Excel para realizar todos los cálculos asociados al funcionamiento del sistema, tanto para la metodología en subsuelo como para la metodología en superficie.

Luego de presentar y analizar los resultados obtenidos para los pozos seleccionados de acuerdo a los criterios preliminares y del diseño de los equipos del SCL, se presentan los criterios generales de selección de pozos para implementar éste nuevo sistema de levantamiento artificial.

4.1. CRITERIOS PRELIMINARES PARA LA SELECCIÓN DEL CAMPO Y SUS POZOS

Como primer criterio preliminar para la selección del campo colombiano, se considera la *disponibilidad de energía eléctrica*, pues para operar el compresor en superficie, debe disponerse de energía para la operación del motor eléctrico. De lo contrario, se necesitaría contar con las facilidades de superficie necesarias para proveer de la cantidad suficiente de diesel al motor para su operación, lo que aumentaría los costos.

En segunda instancia, debe tenerse en cuenta que el funcionamiento del SCL está basado en un balance de masa, y el exceso de producción de ella descartaría la implementación del sistema. Por ejemplo, se necesita que, en lo posible, *no se haya implementado ningún proyecto de inyección de agua o recobro mejorado en el campo* que implique una excesiva producción de agua, la cual causaría un aumento dramático en la producción de masa, W (lb/D) del pozo. En éste sentido, el criterio de selección de los pozos debe ser que su *relación agua – petróleo (WOR) sea nula o casi nula*.

En éste mismo orden de ideas, deben considerarse *relaciones gas – aceite (GOR) bajas*, porque la producción de masa W es también muy sensible a éste parámetro. Por último, en cuanto a parámetros de producción, también deben considerarse *caudales bajos de aceite*, para garantizar que el SCL sea capaz de optimizar la producción del pozo en concordancia con la capacidad del sistema. Esto también se justifica por el hecho de que al aumentar la producción de aceite, por lo general el GOR tiende a exhibir crecimiento, por lo que debe tenerse especial cuidado sobre estas variables a la hora de seleccionar los pozos para garantizar el óptimo funcionamiento del SCL.

Finalmente, respecto a las profundidades, deben considerarse *profundidades moderadas de los pozos y, más específicamente, de sus zonas productoras, no mayores a los 8000 ft*, dado que el hecho de instalar la tubería especial de producción del SCL (que lógicamente es más costosa que el tubing convencional) hasta altas profundidades, puede afectar negativamente la viabilidad financiera del proyecto.

4.2. SCREENING DE CAMPOS COLOMBIANOS

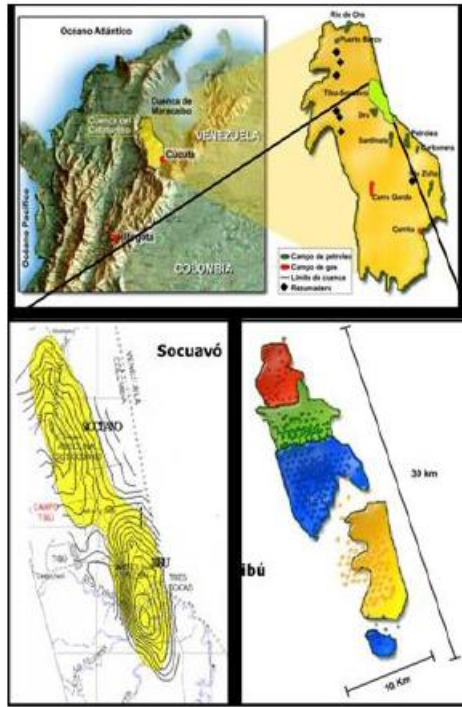
En cuanto a los campos colombianos, se disponía de información del Campo Tibú y los campos del Área Lisama (Lisama Central, Nutria, Tesoro y Peroles). La información de los pozos del Campo Tibú fue obtenida del proyecto de grado de Ingeniería de Petróleos de la UIS (2012) denominado “Optimización de la producción en pozos con Bombeo Mecánico del Sector M-14 del Campo Tibú usando Herramientas Echometer”, de la autoría de las ingenieras Pilar González y Diana Vargas. Por su parte, la información de los pozos del Área Lisama fue suministrada por la Gerencia Centro Oriente de ECOPETROL S.A.

4.2.1. Campo Tibú

El campo Tibú está localizado en el departamento de Norte de Santander, a 80 kilómetros vía terrestre de la ciudad de Cúcuta. Pertenece a la cuenca del Catatumbo, en los anticlinales de Tibú y Socuavó. La producción del campo proviene de las formaciones Carbonera, Barco, Catatumbo y el Grupo Uribante. De estas, la formación más prolífica es Barco, la cual se encuentra a una profundidad promedio de 4500 metros por debajo del nivel del mar.

El campo Tibú fue descubierto por la compañía Colpet en el año 1939, cuando se perforó el primer pozo Tibú 1, alcanzando una producción máxima de 3500 BOPD. En 1944 el campo empezó a ser desarrollado por la Concesión Barco. Desde 1976 la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) empezó a participar en la operación del campo, y en el año 1984, todos los derechos fueron designados a Ecopetrol cuando la Concesión Barco revirtió al país.

FIGURA 34. Localización del Campo Tibú



FUENTE: GONZÁLEZ, Pilar, VARGAS, Diana. Optimización de la producción en pozos con Bombeo Mecánico del Sector M-14 del Campo Tibú usando Herramientas Echometer. Proyecto de grado UIS. Bucaramanga, 2012.

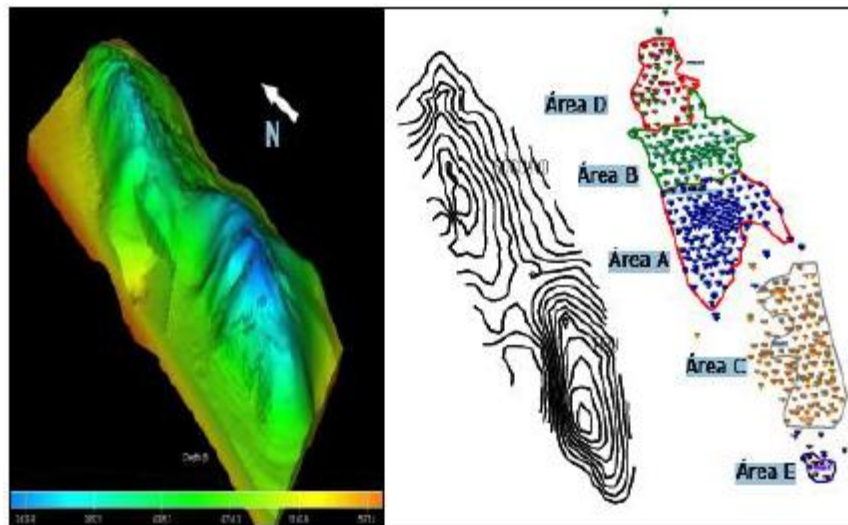
El mecanismo inicial de producción del yacimiento era el gas en solución, lo que conllevó a la implementación de sistemas de levantamiento artificial para lograr optimizar la producción de los pozos. El campo alcanzó su mayor pico de producción primaria en el año 1951, con 12500 BOPD. Desde entonces empezó su declinación, y en 1955 se dio inicio a los estudios para la aplicación de recobro secundario mediante inyección de agua, la cual empezó en 1959 en el área C del campo.

Actualmente, Campo Tibú tiene una producción promedio de 1800 BOPD. Así como en la mayoría de campos en Colombia, en Tibú se emplea el Bombeo

Mecánico como sistema de levantamiento artificial. De los 130 pozos actualmente productores, 130 utilizan éste sistema de levantamiento, en tanto los restantes producen por flujo natural, Plunger Lift, Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) y Bombeo Electrosomergible (ESP).

En cuanto al modelo estructural del campo, éste se encuentra ubicado en la Cuenca del Catatumbo, que a su vez forma parte de la gran Cuenca del Lago Maracaibo, la cual se caracteriza por ser prolífica tanto en Colombia como en Venezuela. El campo Tibú es un anticlinal en forma de domo alargado con eje NW – SE, que está dividido en cinco áreas A, B, C, D y E, de las cuales, el área A ha exhibido mejor productividad y reservas. La formación Barco, que es la más prolífica, tiene un espesor total que varía entre 300 y 450 ft, con un promedio de 350 ft.

FIGURA 35. Áreas del Campo Tibú



FUENTE: GONZÁLEZ, Pilar, VARGAS, Diana. Optimización de la producción en pozos con Bombeo Mecánico del Sector M-14 del Campo Tibú usando Herramientas Echemeter. Proyecto de grado UIS. Bucaramanga, 2012.

TABLA 6. Características del yacimiento y de los fluidos de la Formación Barco del Campo Tibú

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
Propiedad	Valor
Profundidad, ft	4500
Espesor neto, ft	50 – 100
Área, Miles de Acres	74,13
Porosidad promedio, %	11
Permeabilidad, mD	30 - 100
Saturación de agua inicial, %	30
Presión inicial, psi	2210
Temperatura, °F	143
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
Propiedad	Valor
Gravedad API del aceite, °API	32
GOR inicial, SCF/STB	450
Viscosidad del aceite, cP	1,5 – 4,74
FVF del aceite, RB/STB	1,21
Gravedad específica del gas	0,9269
Presión de punto de burbuja, psi	1650

FUENTE: GONZÁLEZ, Pilar, VARGAS, Diana. Optimización de la producción en pozos con Bombeo Mecánico del Sector M-14 del Campo Tibú usando Herramientas Echometer. Proyecto de grado UIS. Bucaramanga, 2012. Modificada por Autores

4.2.2. Campos del Área Lisama (Lisama Central, Nutria, Tesoro y Peroles)

Los campos del activo Lisama (Lisama Central, Tesoro, Nutria y Peroles), operados por ECOPETROL S.A., se encuentran ubicados en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al suroeste de la cuenta de Provincia, y

al norte de los campos La Cira e Infantas de ECOPETROL S.A., a 45 kilómetros de la ciudad de Barrancabermeja.

La producción de hidrocarburos proviene de las Formaciones Colorado y Mugrosa. El mecanismo de entrapamiento de hidrocarburos en el bloque de producción Lisama presenta una doble componente que combina aspectos estructurales con un fuerte control estratigráfico. La lenticularidad de los cuerpos causa que cada cuerpo arenoso se comporte como un yacimiento independiente.

FIGURA 36. Ubicación del Activo Lisama



FUENTE: GONZÁLEZ, Lesly, ROMERO, Iván. Implementación de la Metodología para el Manejo de la Integridad de Pozos Productores de las Áreas Lisama y Llanito de la Superintendencia de Operaciones de Mares, de la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol S.A. Monografía Especialización en Producción de Hidrocarburos, UIS. 2011.

Los mecanismos de producción del campo dependen del área en la que localicen los pozos. En la áreas Sur y Central, donde están ubicados la mayoría de los pozos, con GOR bajo, el mecanismo de producción dominante es el de gas en solución con empuje parcial del agua. Esto se sustenta en las producciones de agua que presentan los pozos periféricos, especialmente aquellos que están

perforados sobre la parte baja de la estructura. El corte de agua de estos pozos alcanza valores de hasta el 50%, mientras que los ubicados en las áreas central y sur presentan producciones de agua que no superan el 11% de la producción total.

En las áreas Norte y Occidente, donde los pozos se ubican en la parte alta de la estructura, el principal mecanismo de producción es el de gas en solución y se presume la presencia de un acuífero activo para explicar el mantenimiento de la presión y las altas tasas de producción de algunos pozos. Sin embargo, cierta información sísmica adquirida y de registros de pozos sugiere la existencia de un mecanismo de producción por segregación gravitacional.

La explotación del Campo Lisama inició en 1935 por la compañía Tropical Oil Company bajo la concesión Putana, con la perforación del pozo Lisama 1, a unos 4729 ft de profundidad, atravesando las Formaciones Real y Colorado, aportando una producción inicial de 151 BOPD de 18,8 °API. En 1936 se perforó el pozo Lisama 2 con 10 BOPD, y en 1938, el pozo Lisama 3, el cual fue abandonado por problemas con su revestimiento. En 1963, ECOPETROL S.A. inició un programa de exploración sísmica en el área de la Putana, con lo que se justificó la perforación del pozo Lisama 5 en 1964, que alcanzó una profundidad de 8281 ft (Formación Esmeraldas), registrando una producción inicial de 1185 BOPD de 31 °API, provenientes de las zonas B y C de la Formación Mugrosa. El primer desarrollo del campo Lisama se realizó hasta el año 1998 con la perforación de 144 pozos direccionados hacia las formaciones Mugrosa y Colorado. Desde el año 2005 hasta el año 2008 se desarrolló la segunda campaña de perforación de 18 pozos de desarrollo en las áreas norte y occidental del campo. Además, se perforaron 2 pozos de avanzada con objetivo principal la formación Lisama.

Por su parte, el campo Nutria es una extensión de la parte sureste del campo Lisama. Su explotación comenzó en el año 1968 con la perforación del pozo Nutria

2, con una producción de 240 BOPD de 37 °API provenientes de las formaciones Mugrosa y Colorado. Sin embargo, la explotación oficial del campo comenzó en el año 1982 hasta 1988 con la perforación de 27 pozos. Desde el año 2006 a 2008, dentro del proyecto adicional del campo, se han perforado 14 pozos in-fill en áreas con buen potencial de hidrocarburos, con lo que el campo ha alcanzado las más altas producciones en su historia, con un precedente de 505 BOPD.

La explotación del Campo Tesoro empezó en julio de 1979 con la perforación del pozo Tesoro 1, cuya producción inicial fue de 240 BOPD. Para el año 2006, el campo contaba con 31 pozos, y entre los años 2006 y 2008, se perforaron 8 pozos in-fill para aumentar la productividad del campo.

De acuerdo a la prospección sísmica de alta resolución, el campo Peroles es la continuación sur del sistema tectónico de Lisama – Tesoro, y las características de los yacimientos presentes son semejantes a la zona A de la formación Colorado y las zonas B y C de la formación Mugrosa. La explotación del campo se inició en 1977 con la perforación del pozo Peroles 1, que registró una producción inicial de 180 BOPD con un corte de agua de 0.3% y 40 °API. El primer desarrollo terminó con la perforación del pozo Peroles 13 en el año 1983.

Actualmente, el activo Lisama tiene 113 pozos productores de aceite.

TABLA 7. Características del yacimiento y de los fluidos del Campo Lisama

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO			
Propiedad	Zona A	Zona B	Zona C
Profundidad, ft	2500 - 3000	4000 - 8500	5000 – 9500
Espesor neto, ft	20 - 110	67 - 227	85 – 261
Área, Miles de Acres	66	305	93
Porosidad promedio, %	15 - 22	12 -18	11 – 20
Permeabilidad, mD	31 - 98	22 - 61	25 – 73
Saturación de agua inicial, %	26 - 42	30 - 33	32 – 36
Presión inicial, psi	2400	3200	4000
Temperatura, °F	140	150	160
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS			
Propiedad	Zona A	Zona B	Zona C
Gravedad API del aceite, °API	27	31 - 32	34
GOR inicial, SCF/STB	500		
Viscosidad del aceite, cP	0.95		
FVF del aceite, RB/STB	1,3 – 1,6		
Gravedad específica del gas	0,602		
Presión de punto de burbuja, psi	2990	2550	3050

FUENTE: GONZÁLEZ, Lesly, ROMERO, Iván. Implementación de la Metodología para el Manejo de la Integridad de Pozos Productores de las Áreas Lisama y Llanito de la Superintendencia de Operaciones de Mares, de la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol S.A. Monografía Especialización en Producción de Hidrocarburos, UIS. 2011.

4.2.3. SELECCIÓN DEL CAMPO COLOMBIANO

Visto que tanto en campo Tibú como en los campos del área Lisama se dispone energía eléctrica, ambos cumplen con éste criterio de selección. Por tanto, para la escogencia del campo colombiano, se tienen en cuenta las tres variables de producción que afectan la producción diaria de masa W (lb/D) de los pozos (ver ecuaciones 65 y 66). Estos son el caudal de producción de aceite q_o (STB/D), la relación agua – aceite (WOR) y la relación gas – aceite (GOR). Para esto, se muestran en la Tabla 8 los promedios del q_o , WOR y GOR de cada campo, calculados con base en la información de producción de los pozos productores de aceite de cuya información se disponía.

De acuerdo a los resultados de la Tabla 8, el campo Tibú es el primero en ser descartado debido a su excesiva producción de agua, pues la relación agua – aceite (WOR) promedio de los 12 pozos productores es de 14,12.

En cuanto a los campos del Área Lisama, debe descartarse el Campo Peroles, pues el promedio de la relación gas – aceite (GOR) de sus 5 pozos productores es excesivamente alta, de 18792 SCF/STB. Además, el campo Nutria también es descartado, pues el promedio de la producción diaria de aceite de sus 29 pozos es de 79 STB/D, siendo un valor muy alto por encima de la capacidad operativa de SCL. Así, el campo a seleccionar está entre los campos Lisama Central y Tesoro. Aparentemente, por los promedios del WOR y el GOR de estos campos, el campo Tesoro debería ser el seleccionado. Sin embargo, en éste punto debe analizarse también el número de pozos productores de cada campo (51 en Lisama Central y 20 en Tesoro), y estudiar cómo es la distribución de frecuencia del GOR y el WOR en ambos campos, como se muestra en las Figuras 37 y 38.

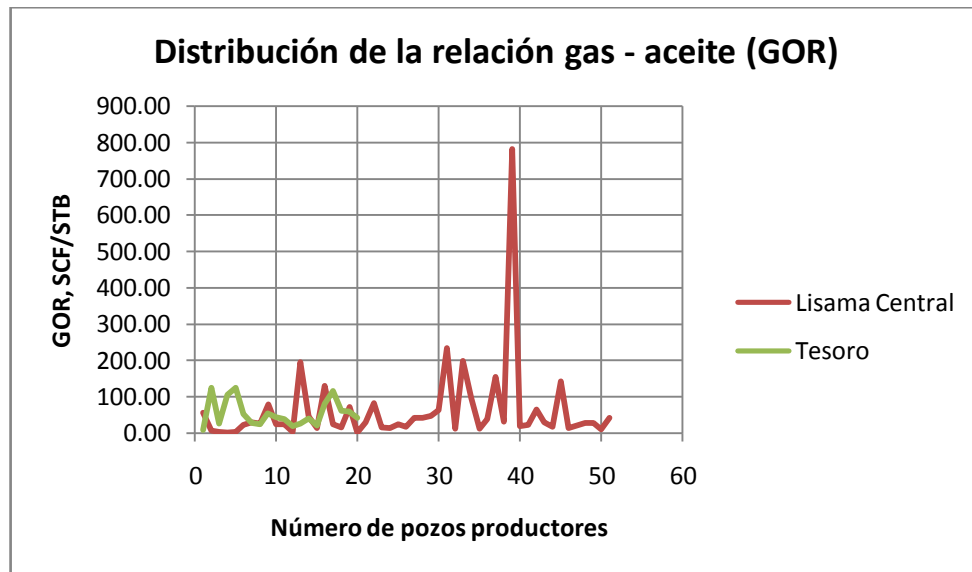
TABLA 8. Screening de campos Colombianos - Datos de producción promedios de los campos Tibú y campos del Activo Lisama

CAMPO TIBÚ (información actualizada @ Enero 2011)				
No. de pozos productores de aceite	Caudal promedio de aceite, STB/D	GOR promedio, SCF/STB	WOR promedio, STB _w /STB _o	
12	16,5	3934	14,12	
CAMPOS DEL ÁREA LISAMA (información actualizada @ Noviembre 2010)				
Campo	Número de pozos productores de aceite	Caudal promedio de aceite, STB/D	GOR promedio, SCF/STB	WOR promedio, STB _w /STB _o
Lisama central	51	33	6264	0,523
Tesoro	20	25	5613	0,083
Nutria	29	79	4561	0,05
Peroles	5	8	18792	0

FUENTE: GONZÁLEZ, Pilar, VARGAS, Diana. Optimización de la producción en pozos con Bombeo Mecánico del Sector M-14 del Campo Tibú usando Herramientas Echometer. Proyecto de grado UIS. Bucaramanga, 2012 (*Datos Campo Tibú*). ECOPETROL S.A., Gerencia Central Oriente (*Datos Campo Lisama*).

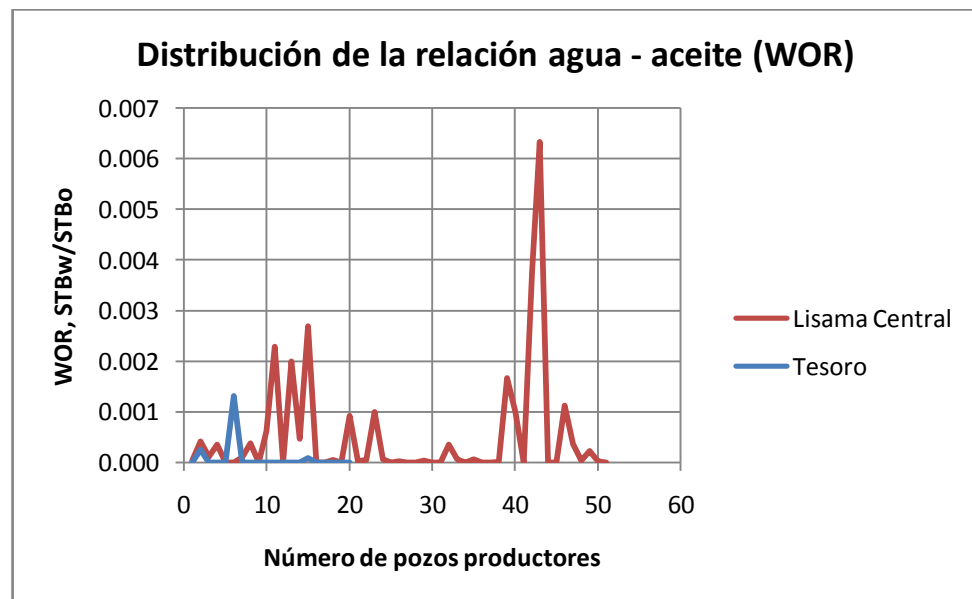
La Figura 37 sugiere que aproximadamente, para los pozos 2 a 8 y 16 a 19, el GOR de los pozos de Campo Tesoro es en muchas ocasiones considerablemente mayor que el de los pozos del Campo Lisama Central. Además, la Figura 37 sirve para concluir que el hecho de que el promedio de la relación gas - aceite de Lisama Central sea mayor (ver Tabla 8) radica en el mayor número de pozos productores de éste, muchos de los cuales exhiben altas relaciones gas – aceite. En cuanto a la distribución del WOR mostrada en la Figura 38, se observa que aproximadamente para los pozos 1 a 8 y 16 a 19, la relación agua – aceite de los pozos de campo Lisama es menor o igual a la de los pozos de campo Tesoro. Por las razones anteriormente expuestas, se considera que el campo a seleccionar es el Campo Lisama Central, pues cuenta con pozos que exhiben simultáneamente bajas relaciones tanto agua – aceite (WOR) como gas – aceite (GOR).

FIGURA 37. Distribución del GOR, campos Lisama central y Tesoro



FUENTE: ECOPETROL S.A., Gerencia Centro Oriente. Adaptada por Autores

FIGURA 38. Distribución del WOR, campos Lisama central y Tesoro



FUENTE: ECOPETROL S.A., Gerencia Centro Oriente. Adaptada por Autores

4.3. SCREENING DE LOS POZOS DEL CAMPO LISAMA CENTRAL

Por razones de confidencialidad, los 51 pozos de campo Lisama Central fueron designados con los nombres UIS-L1 hasta UIS-L51, lo cual en ningún momento afecta los resultados de éste trabajo de investigación.

Para seleccionar los pozos, inicialmente se siguen los mismos criterios en cuanto a las variables de producción: bajos caudales de producción de aceite y bajas relaciones agua – aceite y gas – aceite. Teniendo en cuenta los resultados de las Figuras 37 y 38, los pozos más adecuados para la selección son los 2 – 8, el 12 y 17 a 19. Los datos de producción de dichos pozos se muestran en la Tabla 9.

TABLA 9. Screening de pozos del campo Lisama Central. Datos de producción

CAMPO LISAMA CENTRAL (Información actualizada @ Noviembre 2011)						
Pozo	Caudal de líquidos, STB/D	Caudal de aceite, STB/D	Caudal de agua, STB/D	Caudal de gas, MSCF/D	WOR, STB_w/STB_o	GOR, SCF/STB
UIS-L2	17	12	5	9	0,417	750
UIS-L3	87	78	9	36	0,115	462
UIS-L4	19	14	5	3	0,357	214
UIS-L5	19	19	0	9	0	474
UIS-L6	38	38	0	86	0	2263
UIS-L7	31	28	3	83	0,107	2964
UIS-L8	58	42	16	111	0,381	2643
UIS-L12	15	15	0	5	0	333
UIS-L17	49	49	0	127	0	2592
UIS-L18	170	162	8	260	0,049	1605
UIS-L19	11	11	0	80	0	7272

FUENTE: ECOPETROL S.A., Gerencia Central Oriente. Adaptada por Autores

Teniendo en cuenta los criterios de selección establecidos previamente, se escogen hasta el momento los pozos UIS-L4, UIS-L5 y UIS-L12 como los posibles candidatos para la implementación del SCL.

4.3.1. Selección de los pozos

Una vez escogidos los pozos UIS-L4, UIS-L5 y UIS-L12 como posibles candidatos, el siguiente criterio de selección es el estado mecánico de cada pozo, para revisar si éste permite la instalación de la sarta de producción del SCL. En el **ANEXO A** se muestran los estados mecánicos de los pozos seleccionados.

Al revisar los estados mecánicos de los pozos UIS-L4, UIS-L5 y UIS-L12, se observa que el pozo UIS-L5 debe ser descartado, pues está terminado con casing de diámetro interno de 5 ½ pulgadas, hecho que no permitiría la instalación de la tubería especial de producción del SCL, cuyo tubing es de tres pulgadas de ID, y cuyos capilares (Líneas HP y LP) son de aproximadamente una pulgada de ID. Así las cosas, ahora los posibles candidatos para la implementación del SCL son los pozos UIS-L4 y UIS-L12.

Finalmente, la parte más crítica de la selección está centrada en analizar la entregabilidad o capacidad de aporte de fluidos de los pozos, es decir, su comportamiento IPR, pues de acuerdo a esto se establece qué tanto puede optimizarse la producción actual del pozo. En caso de que el pozo ya esté produciendo a una tasa de aceite muy cercana a su potencial, deberá ser descartado, pues la producción incremental al implementar el nuevo sistema SCL sería muy pequeña y por tanto no sería suficiente para que el proyecto sea viable financieramente.

4.3.1.1. Determinación del Comportamiento IPR de los pozos

El comportamiento IPR de los pozos UIS-L4 y UIS-L12 se determinó aplicando la metodología presentada en el paper SPE 29312, titulado “Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs”, la cual tiene en cuenta la sensibilidad de la curva IPR a las perforaciones y, más específicamente, a la densidad de tiros en el intervalo cañoneado. La ecuación propuesta para calcular la curva IPR del pozo es:

$$\frac{q_o}{Q_{m\acute{a}x}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad (83)$$

Donde:

a_0 , a_1 , a_2 : Constantes que dependen del radio de las perforaciones, densidad de tiros y de la técnica de cañoneo (underbalanced ó overbalanced), Ver **ANEXO B**

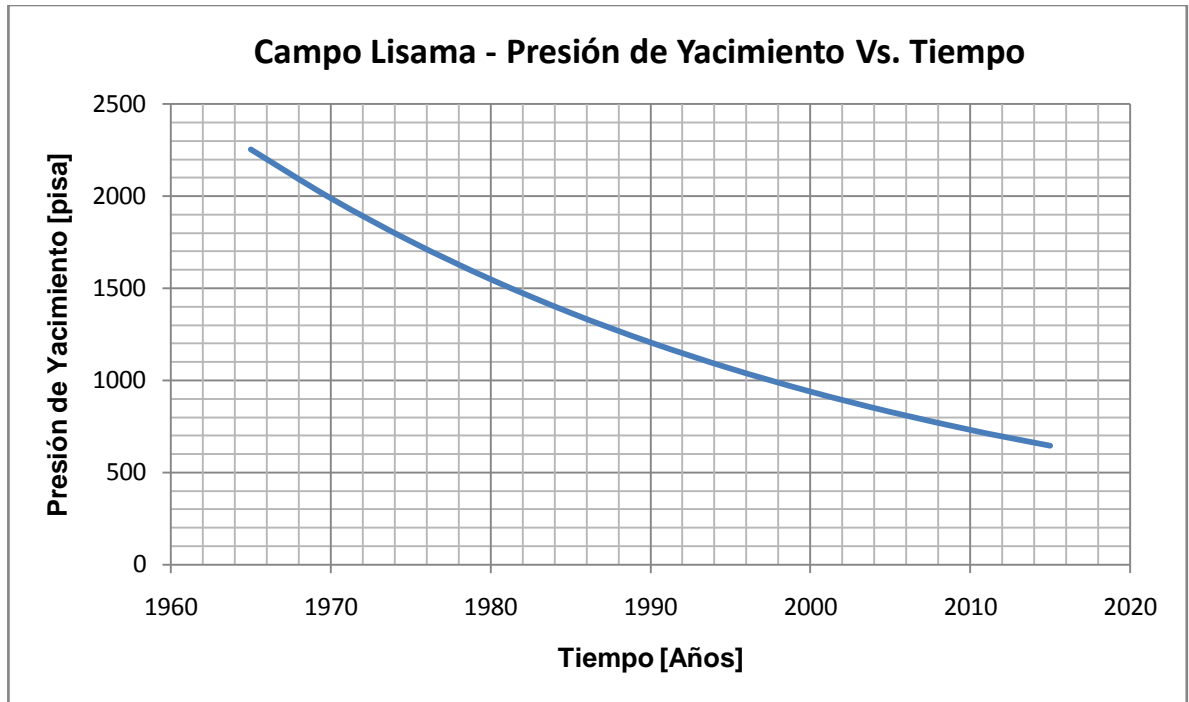
$Q_{m\acute{a}x}$: Es la máxima tasa de producción de aceite, STB/D, que se considera bajo la condición ideal de que todo el intervalo produce fluidos

En éste punto debe hacerse una aclaración importante, y es que, para éste método, el $Q_{m\acute{a}x}$ del pozo es diferente a su potencial AOF, ya que el primero constituye una condición ideal en la que no hay perforados y todo el intervalo produce fluidos, en tanto el potencial AOF es la máxima producción que en realidad puede llegar a fondo de pozo en presencia de las perforaciones. Esto es, el potencial real del pozo es menor al $Q_{m\acute{a}x}$ que aparece en la ecuación (83).

De acuerdo a la ecuación (83), para aplicar la metodología del Paper SPE 29312, se debe tener un dato de pruebas Echometer (presión de fondo fluyendo P_{wf} , psi), el caudal de aceite q_o (STB/D) asociado a dicha P_{wf} , el radio de las perforaciones y la densidad de tiros o tipos por pie (TPP) del intervalo cañoneado. Desde luego, también debe conocerse la presión estática actual del yacimiento. Para

determinarla, debe estudiarse el comportamiento en estado pseudoestable de la presión en el tiempo, el cual es mostrado en el siguiente gráfico.

FIGURA 39. Comportamiento histórico de la presión del yacimiento en Campo Lisama



FUENTE: ECOPETROL, S.A. INSTITUTO COLOBIANO DEL PETRÓLEO (ICP). Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos de Petróleo Maduros de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. Modelamiento estático del Área Lisama. Informe Técnico de Proyectos, 2006. Adaptada por autores

De la gráfica, se observa que la presión del yacimiento actualmente (año 2012) se encuentra aproximadamente en 697 psia.

Las curvas IPR de los pozos fueron construidas con Hojas de Cálculo en Microsoft Excel, aplicando la metodología de PAPER SPE 29312. A continuación, se muestran para los pozos UIS-L4 y UIS-L12 sus curva IPR y la información

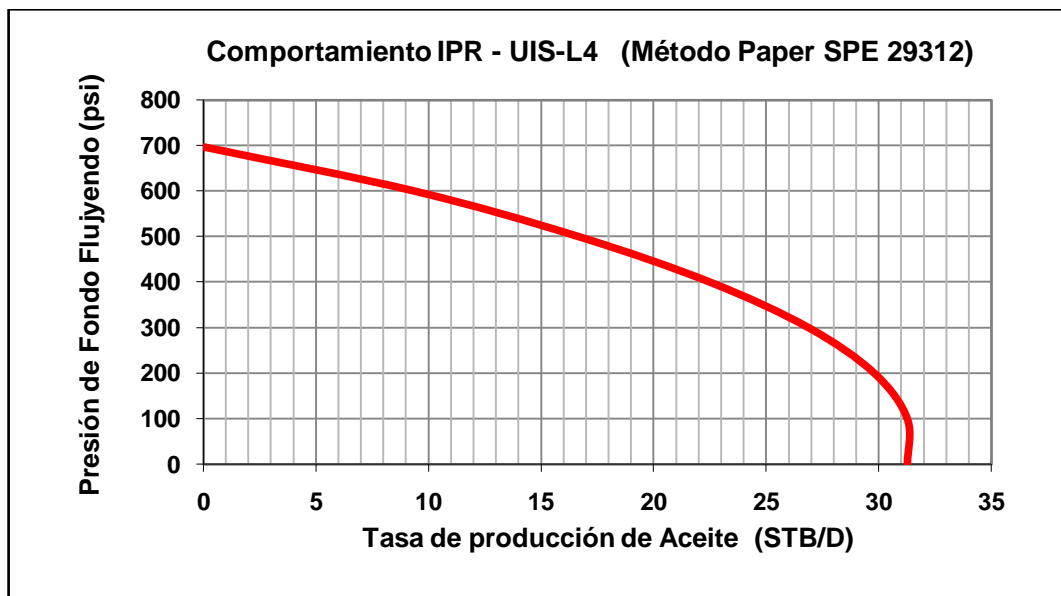
necesaria para obtenerlas, considerando técnica de cañoneo overbalanced. En el **ANEXO C** se muestra la información IPR (P_{wf} Vs. q_o) de ambos pozos.

TABLA 10. Datos de entrada para determinar el comportamiento IPR del pozo UIS-L4 mediante la metodología del Paper SPE 29312

POZO UIS-L4			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Presión promedio de Yacimiento	Pe	697	psia
Presión de Fondo Fluyendo (Prueba SONOLOG @ 19/09/2012)	Pwf	510	psia
Tasa de producción de Aceite	Qo	16	STB/D
Densidad de Tiros	TPP	4	-

FUENTE: ECOPETROL S.A. Gerencia Centro Oriente

FIGURA 40. Comportamiento IPR del pozo UIS-L4



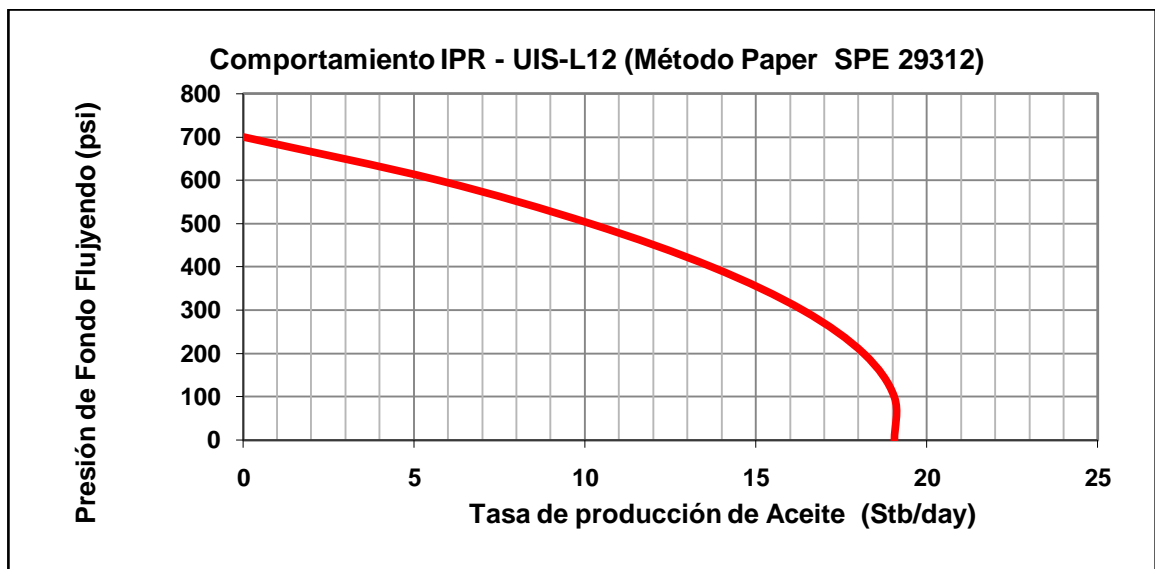
FUENTE: SUKAMO, P., TOBING, E. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs. Paper SPE 29312. Adaptada por Autores.

TABLA 11. Datos de entrada para determinar el comportamiento IPR del pozo UIS-L12 mediante la metodología del Paper SPE 29312

POZO UIS-L12			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Presión promedio de Yacimiento	Pe	697	psia
Presión de Fondo Fluyendo (Prueba SONOLOG @ 19/10/2012)	Pwf	317	psia
Tasa de producción de Aceite	Qo	16	STB/D
Densidad de Tiros	TPP	4	-

FUENTE: ECOPETROL S.A. Gerencia Centro Oriente

FIGURA 41. Comportamiento IPR del pozo UIS-L12



FUENTE: SUKAMO, P., TOBING, E. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs. Paper SPE 29312. Adaptada por Autores.

Con base en las curvas IPR de ambos pozos, se observa que sí es factible optimizar la producción del pozo UIS-L4, pues actualmente produce 16 BOPD, y

su potencial es de aproximadamente 31 BOPD. En tanto, se concluye que el pozo UIS-L12 debe ser descartado para el piloto de optimización de la producción mediante el SCL, pues actualmente produce 16 BOPD, pero de acuerdo a su IPR, su potencial AOF es de aproximadamente 18 BOPD, es decir, el pozo ya está aportando fluidos casi que a su máxima capacidad.

Por las razones anteriormente expuestas, el único pozo seleccionado para ser probado con la implementación del SCL debe ser el UIS-L4.

TABLA 12. Pozo de Lisama seleccionado para la implementación del SCL

Pozo	Caudal de aceite, STB/D	Caudal de agua, STB/D	WOR, STB _w /STB _o	GOR, SCF/STB	Gravedad API, °API
UIS-L4	16	5,7	0,357	214	27

FUENTE: ECOPETROL S.A., Gerencia Centro Oriente. Adaptada por Autores

4.4. CÁLCULOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SCL EN LOS POZOS SELECCIONADOS

En esta sección se muestran los cálculos desarrollados en hojas de cálculo de Microsoft Excel para la implementación del SCL y la optimización de la producción en los pozos seleccionados del Campo Lisama. Previo a esto, se muestra la metodología usada para la adquisición de la información de entrada para alimentar la correlación de flujo multifásico de Poettman and Carpenter y todos los demás datos necesarios para realizar los cálculos.

4.4.1. Adquisición de la información de entrada

Como se mencionó en el numeral 3.2.2.1. del capítulo 3, para realizar los cálculos de implementación del SCL y optimización de la producción de los pozos seleccionados, se necesita información de fluidos, producción, estado mecánico del pozo, comportamiento PVT de los fluidos del yacimiento y, desde luego, el comportamiento IPR de cada pozo para conocer la capacidad de aporte de fluidos de estos, los cuales fueron determinados en el numeral 4.3.1.1.

4.4.1.1. Datos de fluidos, producción y estado mecánico del pozo

Para recopilar la información de datos de fluido y producción de cada pozo, se preparó la Tabla 13 para solicitar los datos a la Gerencia Centro Oriente de ECOPETROL S.A., dependencia que opera los campos del Área Lisama. La información del pozo UIS L4 se muestra en el **ANEXO C**.

El estado mecánico de los pozos seleccionados (UIS-L4 y UIS-L12) fue suministrado por la Gerencia Centro Oriente de ECOPETROL S.A., y son mostrados en el **ANEXO A**.

Con la gravedad API del aceite, se calcula su gravedad específica γ_o , mediante:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{\text{°API} + 131,5} \quad (84)$$

El gradiente de temperatura en el pozo viene dado por:

$$G_T = \frac{T_f - T_{surf}}{h} \quad (85)$$

Donde:

G_T : Gradiente de temperatura, °F/ft ó °R/ft

T_f : Temperatura en fondo de pozo, °F ó °R

T_{surf} : Temperatura en superficie, °F ó R

h : Profundidad total del pozo, ft

Así, la temperatura a cualquier profundidad de interés, T_{hi} , en el pozo viene dada por:

$$T_{h_i} = T_{surf} + (G_T \cdot h_i) \quad (86)$$

TABLA 13. Información del pozo y fluidos

CAMPO:		POZO:	
INFORMACIÓN POZO - FLUIDOS			
PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Producción de aceite	Qo		STB/D
Relación agua/aceite	WOR		STB/STB
Relación gas/aceite	GOR		SCF/STB
Gravedad específica del gas	Yg		-
Gravedad específica del agua	Yw		-
Gravedad API del aceite	API		° API
Temperatura en superficie	T_{surf}		° F
Temperatura en fondo de pozo	T_f		° F
Profundidad total del pozo	h		ft
Profundidad del pozo a nivel de perforados	h_{perf}		ft
Presión de fondo fluyendo actual	P_{wf}		psi
Diámetro del casing de producción	ID casing		pulgadas
Diámetro del tubing	ID tubing		pulgadas

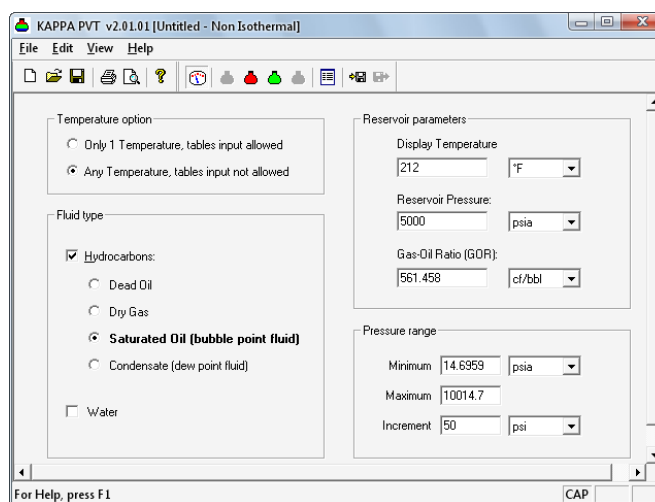
FUENTE: Autores

4.4.1.2. Comportamiento PVT (B_o , R_s , Z) de los fluidos del yacimiento

Con el fin de recopilar la información PVT necesaria para alimentar la correlación de flujo multifásico, y dado que no se disponía de datos PVT medidos en laboratorio, se procedió a generar el comportamiento PVT de los fluidos usando la Herramienta Software KAPPA PVT[®], útil para generar datos PVT a partir de correlaciones numéricas para petróleo negro saturado, aunque también sirve para petróleo muerto, gas seco y gas condensado. Para petróleo negro, que es el caso de interés, dichas correlaciones se alimentan de la siguiente información:

- Presión inicial del yacimiento, psia
- Temperatura del yacimiento, °F
- Relación gas – aceite (GOR) inicial, que equivale al Gas en solución (R_s) en el punto de burbuja, SCF/STB
- Gravedad API del aceite, °API
- Gravedad específica del gas

FIGURA 42. Interfaz de inicio de KAPPA PVT[®]



FUENTE: KAPPA PVT[®] Software

El pozo UIS-L4 está terminado sobre la Formación Colorado A del Activo Lisama. Por tanto, para generar las propiedades PVT del petróleo necesarias para los cálculos (Factor volumétrico de formación del aceite – FVF, B_o – RB/STB y Gas en Solución, R_s – SCF/STB), se ingresaron al software los datos de la formación productora, mostrados en la Tabla 14.

TABLA 14. Información de entrada para generar comportamiento PVT del petróleo de la Formación Colorado A del Activo Lisama

Parámetro	Formación Colorado A
Presión inicial del yacimiento, psia	2400
Temperatura del yacimiento, °F	140
GOR inicial (R_s @ presión de burbuja)	500
Gravedad API del aceite, °API	27
Gravedad específica del gas	0,602

FUENTE: GONZÁLEZ, Lesly, ROMERO, Iván. Implementación de la Metodología para el Manejo de la Integridad de Pozos Productores de las Áreas Lisama y Llanito de la Superintendencia de Operaciones de Mares, de la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol S.A. Monografía Especialización en Producción de Hidrocarburos, UIS. 2011. Adaptada por Autores

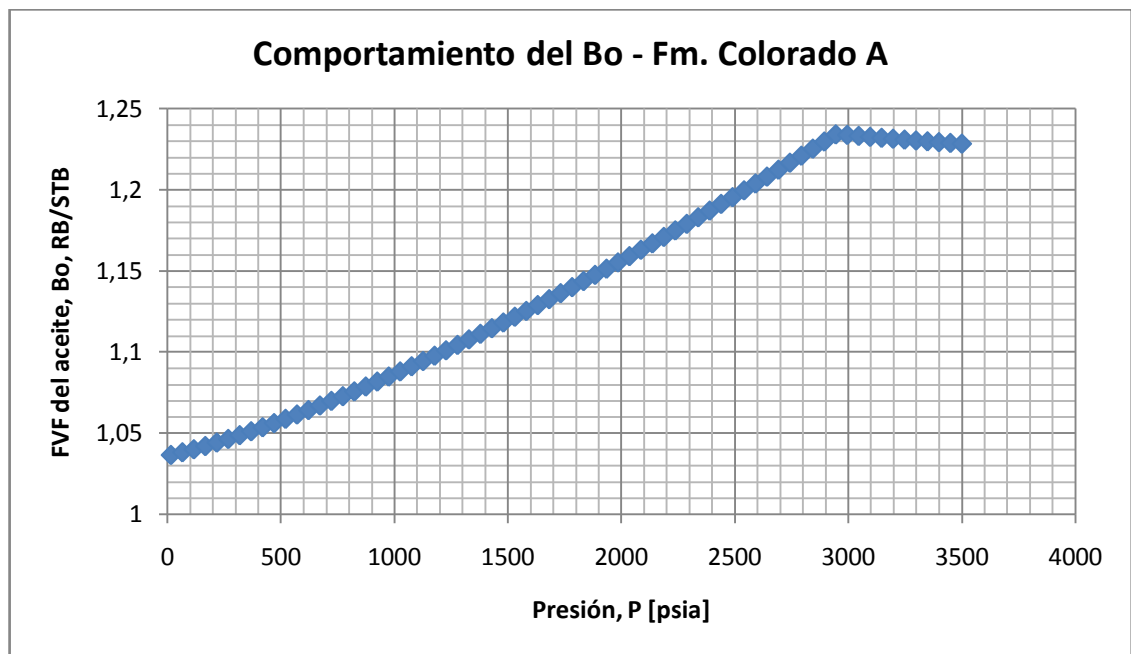
Una vez ingresados los datos al software y realizada la corrida, se obtuvo la data PVT para el factor volumétrico de formación del aceite y el gas en solución, obtenidas por KAPPA PVT[®] usando las correlaciones de Standing. Valga la aclaración de que el software también calcula propiedades como la densidad y la viscosidad del líquido, compresibilidad del petróleo, propiedades del gas, entre otras, pero para éste estudio sólo se necesitan los valores del B_o y el R_s . La información calculada por el software se muestra en el **ANEXO E**. Dichos datos fueron exportados a Excel para generar el comportamiento de las propiedades PVT del petróleo en función de la presión, con el fin de aplicar una regresión lineal sobre los datos y poder obtener el valor del B_o y el R_s a cualquier presión, que es

lo requerido para desarrollar de manera adecuada los cálculos involucrados en la correlación de flujo multifásico de Poettman and Carpenter.

En las Figuras 43 y 44 se muestra el comportamiento del factor volumétrico de formación y del gas en solución para el petróleo de la Formación Colorado A.

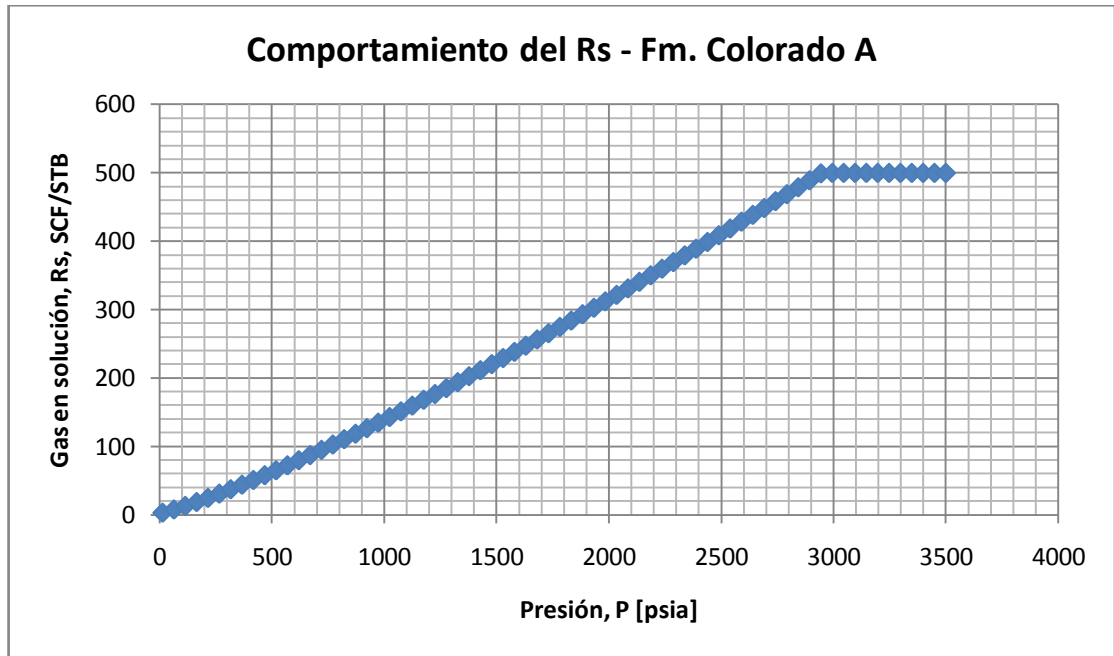
Al aplicar regresión lineal a los datos, se obtuvieron las ecuaciones mostradas en la Tabla 15 para el B_o y el R_s . El cálculo se hizo para presiones por debajo y por encima del punto de burbuja, pues antes y después de dicho punto, el comportamiento de estas propiedades PVT es diferente.

FIGURA 43. Comportamiento del B_o – Formación Colorado A



FUENTE: Autores

FIGURA 44. Comportamiento del R_s – Formación Colorado A



FUENTE: Autores

En cuanto al cálculo del factor de compresibilidad Z del gas, se utilizó la correlación de Hall – Yarborough. Éste consiste en un método iterativo para calcular el factor Z , ajustando con muy buena exactitud los resultados del diagrama de Standing and Katz. La correlación se alimenta de la composición del gas, o bien, de su gravedad específica, con el fin de calcular sus propiedades pseudo-críticas. En esta ocasión, como se contaba con la gravedad específica del gas, se utilizó la correlación de Sutton para determinar las propiedades pseudo-críticas del gas. La correlación de Sutton fue obtenida a partir de 264 muestras diferentes de gravedad específica entre 0,571 y 1,679. Las ecuaciones son:

$$P_{sc} = 756,8 - 131\gamma_g - 3,6\gamma_g^2 \quad (87)$$

$$T_{sc} = 169,2 + 349,5\gamma_g - 74\gamma_g^2 \quad (88)$$

Donde γ_g es la gravedad específica del gas, P_{sc} es su presión pseudo-crítica en psia, y T_{sc} es su temperatura pseudo-crítica en °R.

Las propiedades pseudo-reducidas (presión pseudo-reducida, P_{pr} y temperatura pseudo-reducida T_{pr}) del gas son parámetros adimensionales y vienen dados por:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad (89)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (90)$$

Donde P y T son la presión (psia) y temperatura (°R) de interés.

TABLA 15. Propiedades pseudo-críticas del gas de Lisama

PROPIEDADES PSEUDO-CRÍTICAS DEL GAS (CORRELACIÓN DE SUTTON)			
PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Gravedad específica del gas	γ_g	0.602	-
Presión pseudo-crítica	P_{pc}	672.440	psia
Temperatura pseudo-crítica	T_{pc}	359.120	° R

FUENTE: Autores

Hall y Yarborough (1973) presentaron un método para reproducir el bien conocido Diagrama de Standing and Katz. La ecuación está basada en la ecuación de estado de Starling – Carnahan. Los coeficientes de la ecuación fueron ajustados utilizando información del diagrama de Standing and Katz. La ecuación propuesta fue:

$$Z = \left(\frac{0,06125P_{pr}t}{Y} \right) \exp[-1,2(1-t)^2] \quad (91)$$

Donde:

Z: Factor de compresibilidad del gas

P_{pr} : Presión pseudo-reducida

t: Recíproco de la temperatura pseudo-reducida, T_{pc}/T

Y: Densidad reducida del gas

Para calcular la densidad reducida del gas Y, debe solucionarse la siguiente ecuación:

$$F(Y) = X_1 + \frac{Y + Y^2 + Y^3 + Y^4}{(1-Y)^3} - X_2Y^2 + X_3Y^{X_4} = 0 \quad (92)$$

Donde:

$$X_1 = -0,06125P_{pr}t \exp[-1,2(1-t)^2] \quad (93)$$

$$X_2 = (14,76t - 9,76t^2 + 4,58t^3) \quad (94)$$

$$X_3 = (90,7t - 242,2t^2 + 42,4t^3) \quad (95)$$

$$X_4 = (2,18 + 2,82t) \quad (96)$$

Es evidente que la ecuación (92), que es no lineal, debe solucionarse mediante un método iterativo, siendo el método de Newton – Raphson muy recomendado para tal fin. El algoritmo para calcular Y es el siguiente:

1. Estimar un valor semilla Y^k para iniciar las iteraciones, donde el exponente k es un contador de iteraciones. Un buen valor de arranque viene dado por:

$$Y^k = 0,0125P_{pr}t \exp[-1,2(1-t)^2] \quad (97)$$

2. Substituir el valor de arranque en la ecuación (92) y evaluar la función. A menos de que el valor de arranque sea la solución, la ecuación (92) será diferente de cero.

3. Para estimar un nuevo valor de Y^k , se aplica la fórmula de Newton – Raphson:

$$Y^{k+1} = Y^k - \frac{F(Y^k)}{F'(Y^k)} \quad (98)$$

$F'(Y^k)$ se obtiene evaluando la derivada de la ecuación (92) en Y^k . Dicha derivada viene dada por:

$$F'(Y) = \frac{1 + 4Y + 4Y^2 - 4Y^3 + Y^4}{(1-Y)^4} - 2X_2Y + X_3X_4Y^{(X_4-1)} \quad (99)$$

4. Los pasos 2 y 3 son repetidos tantas veces como sea necesario hasta lograr que el error, es decir, el valor absoluto de $(Y^{k+1}-Y^k)$, sea menor a una tolerancia previamente establecida, como 10^{-10} , por ejemplo.

5. El valor calculado de Y se reemplaza en la ecuación (91) para determinar el factor de compresibilidad Z a la presión y temperatura dadas.

Para éste trabajo, la correlación de Hall – Yarborough fue programada en una hoja de cálculo de Microsoft Excel, para calcular el factor de compresibilidad Z del gas para cualquier presión y temperatura de interés.

4.4.2. Cálculos de la implementación del SCL y optimización de la producción en el pozo UIS-L4 y diseño de los equipos

Teniendo en cuenta el comportamiento IPR del pozo UIS-L4 (Figura 40), se evaluarán tres escenarios para evaluar la viabilidad técnica y financiera de la implementación del SCL. Las tasas de producción de aceite a evaluar son 26, 30 y 31 BOPD, generando producciones incrementales de 10, 14 y 15 BOPD, respectivamente, pues actualmente el pozo produce 16 BOPD a una presión de fondo fluyendo de 510 psia.

TABLA 16. Tasas de producción de aceite y presión de fondo fluyendo para los 3 escenarios a evaluar

No. Escenario	Caudal de aceite, STB/D	Presión de fondo fluyendo, psi	Producción incremental de aceite, BOPD
1	26	320	10
2	30	200	14
3	31	105	15

FUENTE: Autores

Es de esperarse que todos estos escenarios arrojen resultados diferentes para distintos parámetros tales como profundidad de asentamiento de la sarta SCL, el espaciamiento y número de válvulas NRV, entre otros.

Para desarrollar los cálculos, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para los escenarios 1 y 2, la línea de alta presión HP está presurizada a 125 psia, que equivale a la presión de descarga del compresor ó a la presión en la entrada del Venturi. Para el escenario 3, la presión de la línea HP es de 100 psia. Estas presiones, así como la presión de contacto entre el tubing y la tubería especial de producción, se fijan de tal forma que se garantice que el fluido entre a la primera cámara o sección del SCL gracias a la diferencia de presión entre la presión de fondo fluyendo y la presión de contacto, y la diferencia entre esta última y la presión de la línea HP.
- La presión de contacto para el escenario 1 es de 150 psia, 145 psia para el escenario 2 y entre 100 y 105 psia para el escenario 3.
- Para efectuar los cálculos, se considera que la pérdida de presión que ocurre a través de las NRV's en la tubería de producción, puede ser evaluada como una longitud adicional de 3 ft tubería, como se explicó en el Capítulo 3. Además, en el espaciamiento entre las NRV's debe tenerse en cuenta una longitud adicional de 5 ft para garantizar que el bache de fluido entre totalmente en cada sección y descansa en ella. Por tanto, para calcular el volumen del bache de fluido, deben restarse 5 ft al espaciamiento entre las NRV's.
- Para garantizar que el sistema SCL es capaz de producir lo que actualmente produce el pozo con el sistema actualmente instalado y además de aumentar su producción, se busca que la diferencia de producción de masa W (lb/D) del nuevo sistema y la actual, sea menor a cero. El espaciamiento seleccionado entre las NRV's es aquel para el cual ocurre que la producción de masa alcanzada con el SCL es aproximadamente un 10% mayor, para considerar el hecho de que la producción del pozo puede variar en el tiempo.

- La sarta especial del SCL tiene un nivel de sumergencia de 90 ft por debajo del nivel de líquido para los escenarios 1 y 2, y de 20 ft para el escenario 3.

4.4.2.1. Resultados de la metodología de trabajo en superficie

En las siguientes tablas, se muestran todos los resultados obtenidos en las hojas de cálculo y los parámetros considerados para desarrollar el análisis integrado del proceso de compresión y el flujo de gas en el Venturi para calcular el caudal de succión del compresor necesario para crear la caída de presión en el Venturi. También se muestran los parámetros involucrados en el cálculo del requerimiento de potencia del compresor. Para los escenarios 1 y 2, los cálculos son lo mismos, pues en ambos se considera la misma presión de descarga del compresor.

TABLA 17. Resultados de cálculos para el tubo de Venturi, Escenarios 1 y 2

ANÁLISIS DEL TUBO DE VENTURI			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Coeficiente de descarga	Cd	0,984	-
Presión en la sección 1	P1	125	psia
Presión en la garganta	P2	100	psia
Diámetro en la sección 1	D1	25	pulgadas
Diámetro en la garganta	D2	5	pulgadas
Relación de diámetros	β	0,2	-
Delta P Lifting	ΔP	25	psia
Delta P Lifting/P1	$(\Delta P/P1)$	0,2	-
Factor de expansión	Y	0,879	-
Flujo másico	m	3,24	lb/sec
Factor Z del gas	Z	1,0002	-
Peso molecular del gas	M	28,014	lbm/lbmol
Densidad del gas	ρ_g	0,4688	lb/ft ³
CAUDAL DE GAS (VENTURI)	Qg	414,75	ft³/min

FUENTE: Autores

TABLA 18. Resultados de cálculos del compresor, Escenarios 1 y 2

ANÁLISIS DEL PROCESO POLITRÓPICO DE COMPRESIÓN			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Relación de compresión	RC	3	-
Presión de succión	Ps	41,67	psia
Presión de descarga	Pd = P1	125	psia
Temperatura de succión	Ts	80	° F
Temperatura de descarga	Td	235,82	° F
Exponente politrópico	n	1,3	-
Caudal de descarga	Qd	414,75	ft ³ /min
CAUDAL DE SUCCIÓN	Qs	965,62	ft³/min

FUENTE: Autores

TABLA 19. Requerimiento de potencia del compresor, Escenarios 1 y 2

CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO DE POTENCIA DEL COMPRESOR			
Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Eficiencia de la compresión	η_p	0,8	-
Exponente politrópico del gas	n	1,30	-
Factor Z @ cond. de succión	Z ₁	0,998	-
Factor Z @ cond. de descarga	Z ₂	1	-
Caudal de gas a cond. Estándar	Q	3,8	MMSCFD
REQUERIMIENTO DE POTENCIA	BHP	275	HP

FUENTE: Autores

Para el escenario 3, sólo se muestran los resultados, pues las plantillas utilizadas fueron exactamente iguales. El cambio en el caudal de succión del compresor y en el requerimiento de potencia es directamente afectado por el cambio en la presión de descarga del compresor, que es de 100 psia para éste escenario. Se muestran los resultados en la Tabla 20. Como puede observarse, en todos los casos se trabajó con una caída de presión en el Venturi de 25 psia.

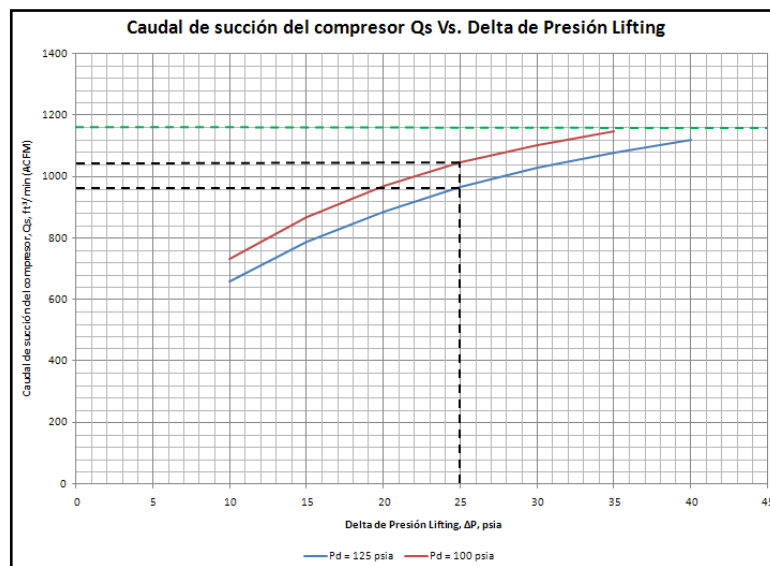
TABLA 20. Resultados para el caudal de succión del compresor y requerimiento de potencia, escenario 3.

<i>Parámetro</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidades</i>
Caudal de succión del compresor	Qs	1043,51	ft ³ /min
Requerimiento de potencia	BHP	237	HP

FUENTE: Autores

El paso siguiente fue preparar las curvas de caudal de succión del compresor Vs. La caída de presión en el Venturi, para visualizar de mejor manera la capacidad de operación del SCL en superficie.

FIGURA 45. Curvas de caudal de succión del compresor Vs. Caída de presión en el Venturi



FUENTE: Autores

El procedimiento aplicado para generar las curvas fue explicado en el capítulo 3. Para obtener dichas curvas, sólo es necesario cambiar, para cada presión de

descarga, el valor de ΔP desde 10 psia hasta aproximadamente 50 psia, para estudiar el caudal necesario para crear dicha caída de presión en el Venturi.

El diseño del aroenfriador fue hecho siguiendo el procedimiento explicado en el Capítulo 2. Los resultados obtenidos en éste ámbito son mostrados a continuación:

TABLA 21. Parámetros de diseño del aroenfriador

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Amplitud del aroenfriador	Y	0,50	ft
Número de filas de tubos	Nr	5	-
Número de tubos por fila	Nt	2,53	-
Área disponible para transferencia de calor	A	158,73	ft ²
Caída de presión a través del aroenfriador	ΔP	0,55	in agua
POTENCIA PARA BOMBEAR EL AIRE	BHP	1,05	HP

FUENTE: Autores

4.4.2.2. Resultados de la metodología de trabajo en subsuelo

En ésta sección se muestran los resultados obtenidos para los 3 escenarios, en lo referente a los parámetros de subsuelo, tales como profundidad de asentamiento de la sarta SCL, el espaciamiento entre las válvulas de no-retorno y el número de válvulas NRV's. El número de válvulas de bola corresponde al doble de la cantidad de válvulas de bola, pues en cada sección de la sarta SCL, hay dos válvulas de bola y una de no-retorno. Todos los cálculos fueron realizados utilizando hojas de cálculo de Microsoft Excel en donde fueron programadas todas las ecuaciones implicadas, incluyendo la correlación de flujo de Poettman and Carpenter para calcular la longitud de tubería que el fluido es capaz de recorrer por flujo natural debido a la presión de fondo fluyendo.

TABLA 22. Resultados de la metodología de trabajo en subsuelo

Escenario	Qo, STB/D	Pwf, psi	Profundidad del pozo a nivel de perforados, ft	Nivel de sumergencia sarta SCL, FT	Profundidad de asentamiento de la sarta SCL, ft	Espaciamiento entre las NRV's, ft	Número de NRV's	Altura del bache de fluido, ft
1	26	320	2656	90	1943	25	78	20
2	30	200		90	2528	55	46	50
3	31	105		20	2669	85	31	80

FUENTE: Autores

Analizando los resultados obtenidos, se observa que, como era de esperarse, a medida que disminuye la presión de fondo fluyendo a través de cada escenario, la profundidad asentamiento de la sarta del SCL aumenta, pues a menor presión de fondo fluyendo, el fluido alcanza menor altura en la tubería de producción y por tanto debe añadirse energía al pozo desde una mayor profundidad en el pozo para ayudar al levantamiento del fluido.

Por otra parte, los resultados obtenidos sirven para concluir que la capacidad del SCL debe aprovecharse de forma óptima, pues esta es sensible a varios parámetros, de manera que para determinar la configuración óptima, debe encontrarse la combinación adecuada de los componentes del sistema. Por ejemplo, si se trabaja con una altura de bache de fluido muy grande, el espaciamiento entre las NRV's va a ser tan grande que puede que el sistema falle en el levantamiento del fluido. Por otra parte, si la altura del bache de fluido es muy pequeña, la producción de masa W puede no llegar a igualar o superar a la que el pozo aporta actualmente. Hay que tener en cuenta que el volumen del bache del fluido es directamente proporcional al diámetro del tubing de producción, por lo que éste último parámetro también afecta directamente la capacidad de operación del sistema. Finalmente, la evaluación financiera de cada escenario es de vital importancia para determinar la viabilidad de la

implementación del SCL bajo las condiciones de cada uno de los escenarios, lo cual será discutido en el próximo capítulo. En el **ANEXO F** se muestran las tablas de cálculos para los 3 escenarios de optimización de la producción del pozo UIS-L4.

4.5. Presentación de los rangos técnicos de operación del Staircase Lifting

Con base en los resultados obtenidos en el pozo UIS-L4 del campo Lisama Central, se presentan los siguientes como los rangos técnicos de operación del Staircase Lifting.

TABLA 23. Rangos técnicos de operación del SCL

Parámetro	Rango
Caudal de aceite, STB/D	15 – 35
Relación agua – aceite (WOR)	0 – 0,5
Relación gas – aceite (GOR), SCF/STB	≤ 700
Profundidad del pozo, ft	2500 – 3500 (Pozos someros)
Gravedad API del aceite, °API	20 – 35
Producción de masa, W, lb/D	≤ 15000
Diámetro de casing de producción, in	≥ 7
Diámetro del tubing, in	2 - 3

FUENTE: Autores

La gravedad API no es una variable que afecta mucho el funcionamiento del sistema, pero para asegurar una mejor operación del mismo, debería aplicarse para crudos intermedios a livianos.

5. VIABILIDAD FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL STAIRCASE LIFTING EN EL CAMPO LISAMA CENTRAL

La parte más crítica en el desarrollo de un proyecto de producción es la de tomar la decisión de hacer la inversión. Para ello, se cuenta con las herramientas matemáticas de la Ingeniería Económica y con los métodos de Evaluación Financiera de Proyectos. Dichas herramientas permiten desarrollar el análisis financiero del proyecto, el cual consiste en el estudio de todos los factores que afectan la economía del proyecto, en unidades monetarias. Para ello, deben tenerse en cuenta todos los costos necesarios tanto para la puesta en marcha del mismo como para mantenerlo en operación. En últimas, debe obtenerse el valor de la posible ganancia que ofrecerá el proyecto, para finalmente tomar la decisión en concordancia con la conveniencia desarrollarlo o no.

En éste orden de ideas, el objetivo al que apunta la evaluación financiera de un proyecto es determinar la alternativa de inversión más adecuada que ofrezca la mejor rentabilidad. Para hacer dicha evaluación, se debe seguir el siguiente orden: estimar la inversión neta o inicial, teniendo en cuenta la integración de todos los costos para el desarrollo del proyecto; determinar los flujos de efectivo generados durante la vida del proyecto; y finalmente, evaluar la viabilidad de éste mediante la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y la aplicación de los métodos de evaluación financiera de proyectos. En el siguiente numeral se discuten cada uno de los pasos que hay que seguir para desarrollar la evaluación financiera, entre ellos los métodos de evaluación más conocidos y aplicados. Para efectos de éste trabajo de investigación, se determina la rentabilidad financiera que puede ofrecer la implementación del Staircase Lifting en el pozo UIS L4 del Campo Lisama y sus diferentes escenarios seleccionados por criterios técnicos de acuerdo al análisis desarrollado en el Capítulo 4. La unidad monetaria a utilizar para el desarrollo del análisis financiero es el dólar americano.

5.1. EVALUACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN

A continuación se explican con detalle cada uno de los parámetros a tener en cuenta para la evaluación financiera de un proyecto de inversión, los cuales fueron mencionados anteriormente.

5.1.1. Inversión Neta o Inicial

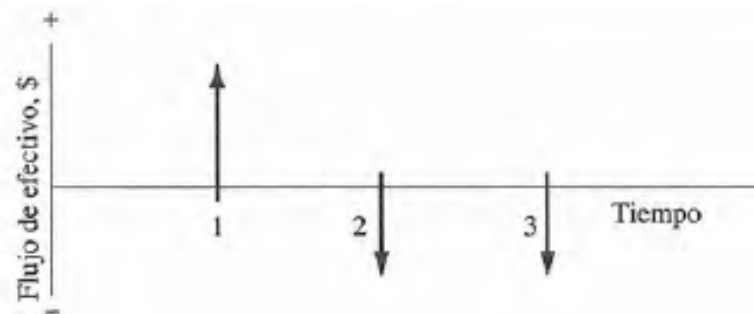
Se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. La inversión inicial puede calcularse bajo dos escenarios: el primero es aquel en el que el desarrollo físico del proyecto no existe, y el segundo es aquel en el que, existiendo, va a ser modificado. Para calcular la inversión neta, deben sumarse los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. En ese sentido, pueden considerarse los siguientes puntos: valor de la infraestructura, costos de instalación, gastos de entrenamiento entre otros, y la ganancia o pérdida fiscal ocasionada por la venta de bienes que ya han estado en uso. En resumen, la ecuación para calcular la inversión neta o inicial es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Inversión neta o inicial} = & \text{Costos de desarrollo} \\ & + \text{Costos de promoción} \\ & + \text{Costos de construcción} \\ & + \text{Costos de instalación} \\ & + \text{Gastos de entrenamiento} \\ & - \text{Ganancia neta por la venta del bien usado} \quad (100) \end{aligned}$$

5.1.2. Flujo de Efectivo

Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. Para representar gráficamente el flujo de efectivo, se grafican los valores sobre un segmento de recta cuya longitud es el tiempo que dura la operación, en períodos. Para la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos que deben pagarse por el desarrollo del proyecto. En la Figura 46, se muestra el ejemplo de un flujo de efectivo.

FIGURA 46. Representación gráfica del flujo de efectivo



FUENTE: BLANK, L, TARQUIN, A. Ingeniería Económica, Sexta Edición. Traducción por BRITO, J. Editorial McGraw Hill. México, 2006.

El flujo de efectivo positivo (+), representado por flechas apuntando hacia arriba, corresponde a los ingresos, que representan el dinero que le está entrando al proyecto como ganancia o producción. En un proyecto de producción, los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, que está determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. El flujo de efectivo negativo (-), representado por flechas apuntando hacia abajo, corresponde a los egresos, que es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar, como lo son, la

inversión inicial, compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, entre otros. De esta manera, el flujo de caja neto viene dado por la ecuación:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación} \quad (101)$$

5.1.3. Costos

Son los gastos que representan el esfuerzo económico que debe realizarse para alcanzar un objetivo. Son clasificados en diversas categorías. Según su comportamiento, se clasifican en costos fijos, costos variables y costos semivariabales; según el área donde se consumen: costos de producción, de distribución, de administración y de financiamiento; según su identificación: costos directos e indirectos; según el control que se tiene sobre su consumo: costos controlables y no controlables; y según su importancia en la toma de decisiones: costos relevantes y no relevantes. Por ejemplo, un costo de producción en la operación de un pozo petrolero es el costo de levantamiento o *lifting cost* de cada barril.

Agrupando los costos en estas categorías, es posible realizar los cálculos de una manera más fácil, para presentar la información que puede ser usada en la toma de la decisión de invertir o no en el proyecto.

5.1.4. Impuestos para la Industria Petrolera en Colombia

Son prestaciones que se pagan en dinero al estado y demás entidades de derecho público, que estas reclaman por su poder coactivo, en forma de cuantía y determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de

satisfacer las necesidades colectivas. Existen dos clases de impuestos: los directos y los indirectos. Los primeros son aquellos que se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación. Por su parte, los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otras palabras, la carga de éste impuesto se traslada a quienes lo adquieren o lo reciben. Dentro de estos se encuentran los impuestos al valor agregado y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

La industria petrolera en Colombia se ve afectada principalmente por dos impuestos directos, que son las regalías y el impuesto sobre la renta.

5.1.4.1. Regalías

Las regalías son los recursos económicos que se pagan a las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. De acuerdo a la Ley 756 de 2002, en Colombia, las regalías se pagan de forma escalonada, de acuerdo a la producción en boca de pozo. La Tabla 24 muestra el porcentaje de la producción que debe pagarse como regalías. Para la explotación de campos de crudo pesado de gravedad API menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para crudos livianos y semilivianos.

TABLA 24. Sistema de Pago de Regalías Escalonadas de Petróleo en Colombia

ESCALA PARA DETERMINAR LAS REGALÍAS DE CRUDOS LIVIANOS Y SEMILIVIANOS	
PRODUCCIÓN DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción diaria ≤ 5 KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD y ≤ 125 KBPD	X%*
Para una producción mayor a 125 KBPD y ≤ 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD y ≤ 600 KBPD	Y%**
Para una producción mayor a 600 KBPD	25%

FUENTE: CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 756. Ley de Regalías. Bogotá, D.C., 2002.

* Donde $X = 8 + (Producción\ KBPD - 5\ KBPD) \times (0,1)$

** Donde $Y = 20 + (Producción\ KBPD - 400\ KBPD) \times (0,025)$

5.1.4.2. Impuesto de Renta

Es un impuesto de orden nacional, directo y de período. Tiene cobertura en todo el país y su captación está a cargo de la nación, por medio de bancos y entidades financieras autorizadas. Grava los rendimientos a las rentas y tiene en cuenta los resultados económicos durante un período determinado. Por lo tanto, para su liquidación se requiere determinar la renta o utilidad generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, y para Colombia su valor está alrededor del 35%. Este impuesto se le aplica a la suma algebraica del total de los ingresos, menos los costos de operación, mantenimiento y depreciación.

5.1.5. Métodos para evaluar la Rentabilidad Financiera de un Proyecto

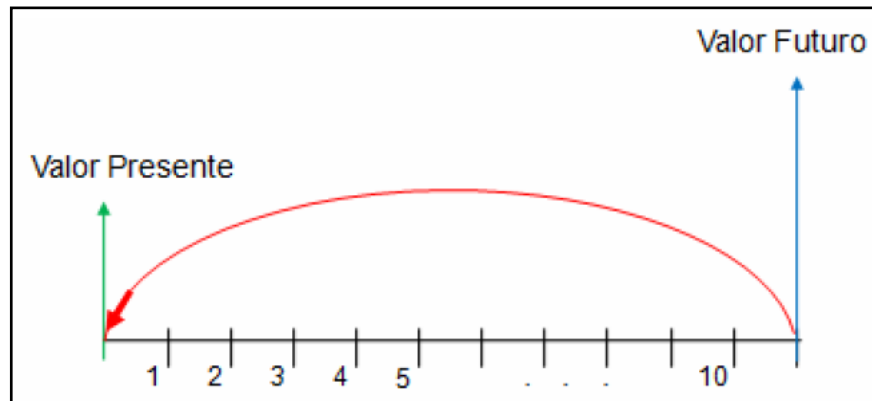
Luego de determinar la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo del proyecto, el siguiente paso consiste en establecer si conviene o si se debe rechazar el proyecto desde el punto de vista económico. Para tal fin, se cuenta con diferentes métodos, entre los cuales los más destacados, por su efectividad y facilidad de aplicación, son el Valor Presente Neto (VPN), las Tasas de Rendimiento Económico (Tasa Interna de Retorno, TIR, y Tasa Promedio de Retorno, TPR) y el Tiempo de Recuperación de la Inversión o *Payback Time*.

Idealmente, la evaluación financiera del proyecto no debería basarse en un solo método, pues cada uno proporciona un factor distinto para el análisis. En éste sentido, se requiere la evaluación separada de cada una de estas técnicas para poder comparar y analizar los resultados obtenidos a partir de cada uno de ellos.

5.1.5.1. Valor Presente Neto (VPN)

Éste método permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, como se observa en la Figura 47. El procedimiento consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera que genere el proyecto, menos el costo que implica llevarlo a cabo, asumiendo que éste último se paga al inicio del proyecto. La técnica descuenta cierta tasa de interés igual para todo el período considerado.

FIGURA 47. Representación gráfica del VPN



FUENTE: AFANADOR, Carlos, DELGADO, Luis. Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. Proyecto de grado UIS. Bucaramanga, 2008.

La ecuación para calcular el Valor Presente Neto de un proyecto es:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (102)$$

El flujo de caja viene dado por:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad (103)$$

La Ganancia Neta se calcula mediante:

$$\text{Ganancia Neta} = I_n - E_n \quad (104)$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto, unidades monetarias

N: Número de períodos considerados

i: Tasa de interés, que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en unidad de tiempo

In: Ingresos

En: Egresos

Mientras menor sea la tasa de interés *i*, mayor es el Valor Presente Neto, y por tanto, es más conveniente el proyecto de inversión. Así, la aceptación o rechazo del proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

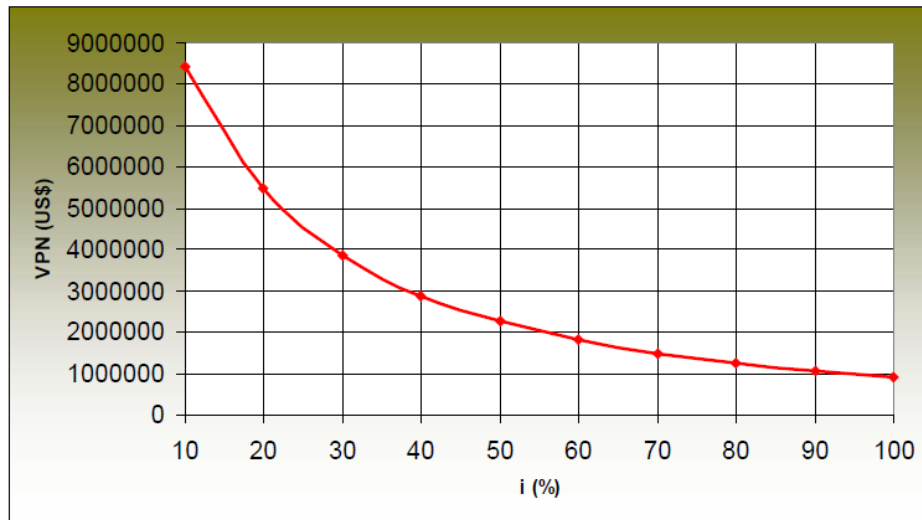
Cuando el Valor Presente Neto es positivo, se dice que el proyecto es viable ya que cubre la inversión y además genera beneficios. Cuando el Valor Presente Neto es negativo, el proyecto debe rechazarse toda vez que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el Valor Presente Neto es cero, es indiferente aceptar o no el proyecto.

El Valor Presente Neto es inversamente proporcional a la tasa de interés, es decir, disminuye conforme esta última aumenta, tal como puede apreciarse en la Figura 46.

5.1.5.2. Tasa de Rendimiento Económico

Esta técnica permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se capta por la inversión del capital, bien sea antes o después de pagados los impuestos. No existe una ecuación matemática para calcular directamente la Tasa de Rendimiento Económico, sino que debe determinarse mediante un proceso iterativo de prueba y error planteando ecuaciones para el valor presente. Las Tasas de Rendimiento Económico que se utilizan para determinar la viabilidad financiera de un proyecto son la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Tasa Promedio de Retorno (TPR), siendo la primera la más usada.

FIGURA 48. Comportamiento del VPN con la tasa de interés i



FUENTE: AFANADOR, Carlos, DELGADO, Luis. Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. Proyecto de grado UIS. Bucaramanga, 2008.

5.1.5.2.1. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento en la cual el Valor Presente Neto de un proyecto es igual a la inversión inicial. Es decir, es la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo de la TIR se hace hallando la tasa de interés para la cual la suma del valor presente de los flujos de caja es igual a la inversión inicial. Matemáticamente, lo anterior se puede escribir como:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{flujo de caja}}{(1+i)^n} \quad (105)$$

En la ecuación anterior, C es la inversión inicial. La TIR es frecuentemente usada en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: si la TIR es mayor que i_0 , el proyecto se acepta, y si la TIR es menor que i_0 , el proyecto se rechaza. Si la TIR es igual a i_0 , es indiferente aceptarlo o rechazarlo. i_0 es la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual y depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

5.1.5.3. Tiempo de Recuperación de la Inversión (Payback Time)

Es el tiempo en el cual se recupera el dinero invertido inicialmente en el proyecto, es decir, es el tiempo en el cual los flujo de efectivo netos positivos son iguales a la inversión inicial. También puede entenderse como el tiempo que le toma a la operación del proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar la inversión realizada. Éste método es muy aplicado en los países donde la situación político – económica es muy inestable, ya que el interés primordial de las empresas es en principio la recuperación de la inversión.

5.1.5.3.1. Tiempo de Recuperación Simple (Payback Simple)

Es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial. El método considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Por tanto, considera erróneamente que el valor de una unidad monetaria de hoy tiene el mismo valor que una unidad monetaria que el día de mañana.

Para calcular el tiempo de recuperación simple, debe compararse directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el proyecto, con la inversión neta, para determinar el período (número de años, meses, semanas o días) que

se requiere para que los ingresos sean igual al dinero que se invirtió para iniciar el proyecto y mantener su operación.

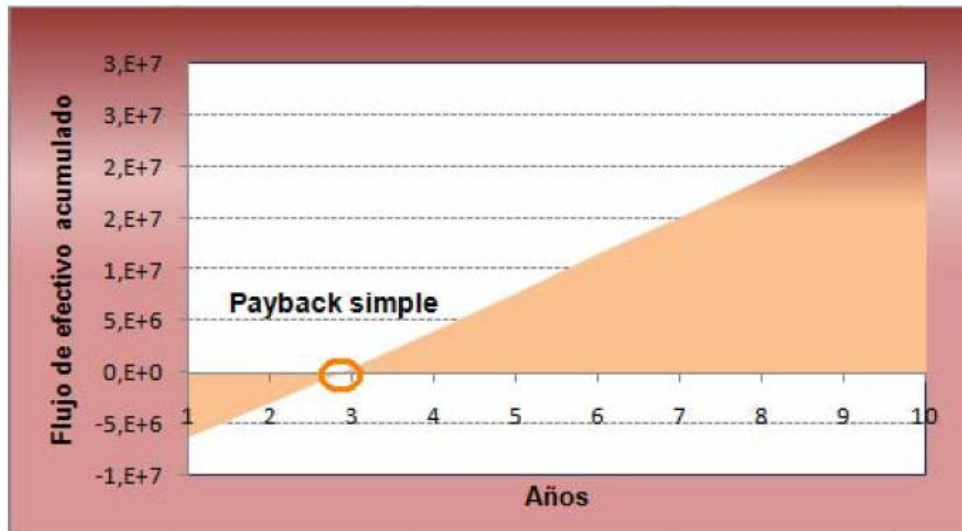
Cuando el inversionista se encuentra analizando un proyecto en forma aislada o independiente, o sea, sin considerar otros posibles proyectos de manera simultánea, el criterio de decisión del Payback Simple es el siguiente: se acepta el proyecto si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, es decir, que el dinero invertido en el proyecto va a ser completamente recuperado antes de que termine la vida económica del mismo. La ecuación para calcular el Payback simple es:

$$\text{Payback simple} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}} \quad (106)$$

La principal ventaja que presenta éste método de evaluación financiera es que es fácil de calcular y da una medida específica, en unidades de tiempo, del riesgo del negocio o del proyecto. No obstante, presenta la desventaja de no considerar el valor del dinero en el tiempo. En la Figura 49 se muestra la representación gráfica del Payback Simple, en función del flujo de efectivo acumulado y el tiempo en años.

Además de lo anterior, el método tampoco considera los flujos de efectivo operativos netos que se presentan después de que la inversión neta ha sido recuperada, ya que únicamente indica cuando se recupera esa inversión. Estos pueden ser de vital importancia a la hora de determinar la rentabilidad de un proyecto, de manera que el proyecto que tenga menor Payback Simple no necesariamente es el más rentable.

FIGURA 49. Representación gráfica del Payback Simple



FUENTE: AFANADOR, Carlos, DELGADO, Luis. Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. Proyecto de grado UIS. Bucaramanga, 2008.

5.1.5.4. Precio del petróleo

Para establecer el precio del crudo y fijar contratos de compra, los crudos se valoran con base en ciertos crudos de referencia que tienen ciertas propiedades específicas. Dichos crudos de referencia son el West Texas Intermediate (WTI), Brent Blend, Dubai y Cesta OPEP. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI, y su valor se toma como un porcentaje del valor base WTI fijado diariamente por la NYMEX, de acuerdo a la comparación de sus propiedades físicas y químicas. En el año 2012, el precio WTI ha fluctuado entre valores de 103 y 85 dólares por barril.

5.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL STAIRCASE LIFTING EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS DEL POZO UIS-L4 DEL CAMPO LISAMA

Como se mencionó, la parte más crítica en el desarrollo de un proyecto de producción es la de tomar la decisión de hacer la inversión. Se plantearon 3 escenarios del pozo UIS L4 en el capítulo 4. Se analizan financieramente con un tiempo de evaluación de 1 año. Se utilizan los métodos de evaluación de Valor Presente Neto (VPN), Tiempo de Repago (Payback Time) y TIR.

Inicialmente, se debe tener en cuenta la Inversión inicial, esta dependerá de la cantidad de elementos necesarios, variando para cada uno de los posibles escenarios. Posterior a esto, conociendo el valor del barril de petróleo y la producción diaria, se deben calcular los egresos e ingresos del proyecto durante el tiempo evaluación (1 año). Cabe destacar, que hasta el momento no se ha pagado el impuesto de renta, por lo tanto al valor de utilidad obtenido hay que descontarle éste impuesto. Finalmente, se obtiene el flujo de caja, con el cual mes a mes se halla el acumulado y con el tiempo, el tiempo de repago (Payback time) que ocurre cuando el flujo de caja acumulado es cero. Teniendo los valores de flujo de caja mensual, se halla el VPN a una tasa de interés específica, y variando esta tasa se encuentra la Tasa Interna de Retorno del proyecto, que es aquella para la cual la inversión inicial y el VPN son iguales.

5.2.1 Inversión Inicial

Conociendo las dimensiones y requerimientos para implementar el sistema Staircase Lifting, se tienen en cuenta los elementos principales utilizados en el montaje del SCL con sus respectivos detalles, el proceso del retiro del sistema de levantamiento artificial actual del pozo (en este caso Bombeo Mecánico para UIS

L4) e instalación del Staircase Lifting y sus costos asociados. El reporte de los costos unitarios de los elementos tanto de superficie como de fondo es producto de un revisión de los precios manejados en la industria petrolera tanto en empresas colombianas como extranjeras. Así mismo, de cada elemento existen varias marcas, variando su costo y vida útil. A continuación se exponen los elementos necesitados por SCL y su respectivo costo para el escenario 2 UIS L4,:

TABLA 25. Costos de Elementos en la Implementación del SCL

LISAMA 28 - UIS - L4 ESCENARIO 2							
	ELEMENTO	DETALLES	CANT	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	
SUBSUELO	Tubería SCL	2,875" ID	2528	FT	\$ 3,30	\$ 8.342,40	
	Válvula de Bola	1"	84	#	\$ 70,00	\$ 5.880,00	
	Válvula de NRV	2,875"	42	#	\$ 250,00	\$ 10.500,00	
	Tubería HP	1 " ID	2528	FT	\$ 1,30	\$ 3.286,40	
	Tubería LP	1 " ID	2528	FT	\$ 1,00	\$ 2.528,00	
	Ensamble E Inspección		2528	FT	\$ 8,00	\$ 20.224,00	
	KIT Compresor Centrifugo	WBS-250AW	1	1	40000	\$ 40.000,00	
SUPERFICIE	Válvula Mariposa	Sei FE / N 2"	1	1	120	\$ 120,00	
	Líneas de Superficie	2"	240	FT	1,1	\$ 264,00	
	Aeroenfriador	ERV-40W	158,73	ft2	20	\$ 3.174,60	
	Generador Nitrógeno - PSA		1	1	25000	\$ 25.000,00	
	Venturi	QINGTIANYIBIAO	1	1	3000	\$ 3.000,00	
	COSTO TOTAL ELEMENTOS LISAMA 28						\$ 122.319,40
	COSTO MONTAJE SCL Y RETIRO UNIDAD DE BM					2,5 DIAS	\$ 30.000,00
	COSTO TOTAL DE INVERSION LISAMA 28						\$ 152.319,40

FUENTE: Autores

Como se puede ver en la tabla anterior, los costos en superficie se mantendrán constante para los 3 escenarios, ya que la caída de presión se genera de igual manera y que los elementos cotizados tienen la capacidad de operación que se necesitan en los 3 escenarios. Por otra parte, la configuración del sistema en

fondo será la que marque la diferencia en las inversiones iniciales, debido a que estarán ajustados a la longitud de tubería requerida, cantidad de Válvulas de Bola y NRV utilizadas (Dependiendo del tamaño del bache de fluido). Aplicado el costo total a los elementos usados en los demás escenarios se tiene:

TABLA 26. Costo total de Inversión para los 3 escenarios

ESCENARIO	COSTO TOTAL DE INVERSIÓN
1	\$158.403,4
2	\$152.319,4
3	\$150.373,0

FUENTE: Autores

5.2.2 Ingresos

Para el cálculo de los ingresos, se tienen en cuenta las regalías que se le pagan al Estado. Como la producción del campo Lisama Central (1310 BOPD) es menor a los 5000 BOPD, las regalías son del 8% (Ley de Regalías del Congreso de la Republica de Colombia). Po tanto, el cálculo de los ingresos se basó en la multiplicación del 92% caudal de aceite producido por el precio del barril de crudo.

5.2.3 Egresos

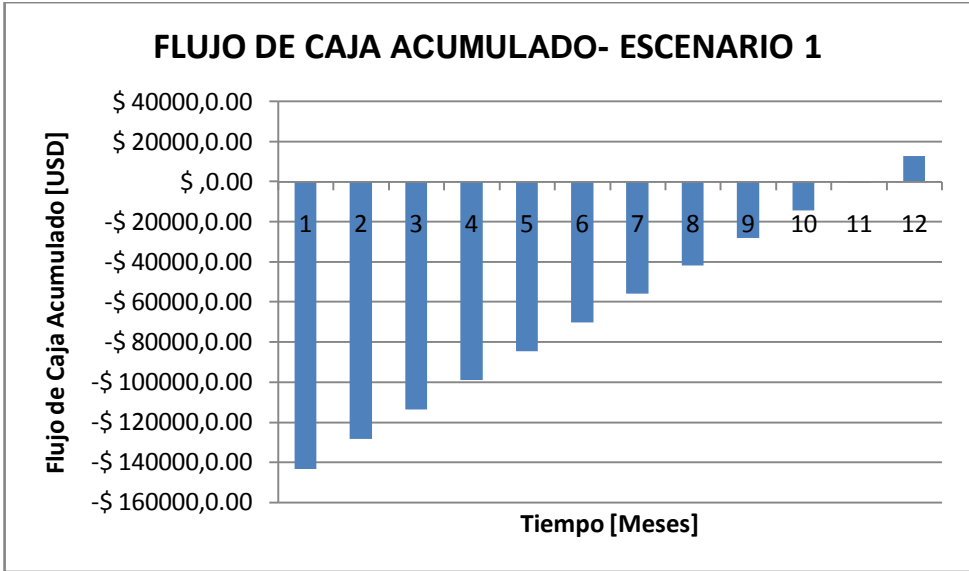
Los egresos hacen referencia el costo de levantamiento (lifting cost), o sea los costos de mantener la operación diaria del pozo, donde se incluye el costo de operación del sistema (Energía requerida por el compresor, el aeroenfriador y generador de nitrógeno, entre otros), mantenimiento de equipos, tratamiento de

los fluidos producidos (Agua, Petróleo y gas) y personal necesario para la vigilancia y control del sistema Staircase Lifting. Para éste proyecto se tomó un valor de 20 dólares por barril de fluido producido.

5.2.4 Flujo de Caja Acumulado

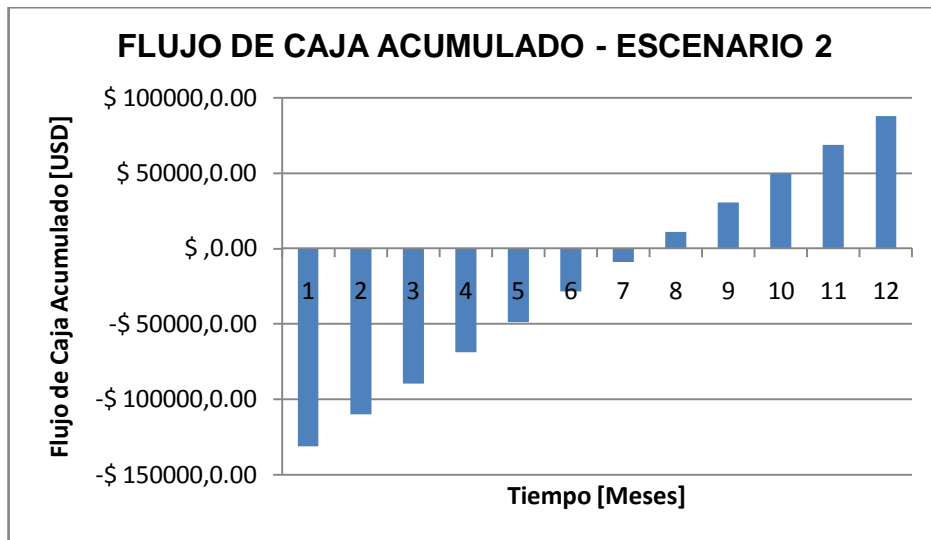
Teniendo el flujo de caja mensual, se calculó el acumulado con el fin de encontrar el tiempo de repago. Los resultados obtenidos fueron: 11 meses, 7,5 meses y 6,5 meses para los escenarios 1,2 y 3, respectivamente. Lo más importante a resaltar en este aspecto, es que el proyecto podrá pagarse en un año en los 3 escenarios. Para ser un piloto de una nueva tecnología, esto es luz verde para continuar con su estudio ya que hasta el momento financieramente se ha puede implementar el sistema.

FIGURA 50. Flujo de Caja Acumulado. Escenario 1



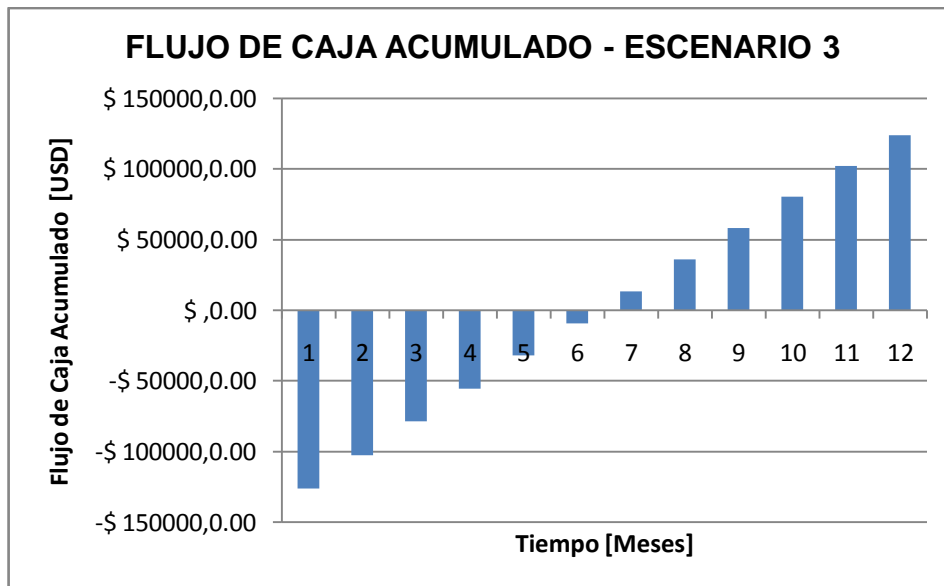
FUENTE: Autores

FIGURA 51. Flujo de Caja Acumulado. Escenario 2



FUENTE: Autores

FIGURA 52. Flujo de Caja Acumulado. Escenario 3



FUENTE: Autores

5.2.5 Valor Presente Neto

Tomando una tasa de interés de 1,33 %. El VPN para cada uno de los tres escenarios es:

TABLA 27. Resultados de VPN de cada escenario

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
MES 1	-\$ 141.672,77	-\$ 129.787,72	-\$ 124.896,71
MES 2	-\$ 127.308,66	-\$ 109.677,97	-\$ 101.934,55
MES 3	-\$ 113.270,69	-\$ 90.024,81	-\$ 79.500,38
MES 4	-\$ 99.551,45	-\$ 70.817,88	-\$ 57.582,07
MES 5	-\$ 86.143,70	-\$ 52.047,03	-\$ 36.167,76
MES 6	-\$ 73.040,38	-\$ 33.702,37	-\$ 15.245,85
MES 7	-\$ 60.234,56	-\$ 15.774,23	\$ 5.194,98
MES 8	-\$ 47.719,50	\$ 1.746,86	\$ 25.165,79
MES 9	-\$ 35.488,59	\$ 18.870,13	\$ 44.677,39
MES 10	-\$ 23.535,38	\$ 35.604,63	\$ 63.740,33
MES 11	-\$ 11.853,56	\$ 51.959,17	\$ 82.364,94
MES 12	-\$ 436,98	\$ 67.942,38	\$ 100.561,29

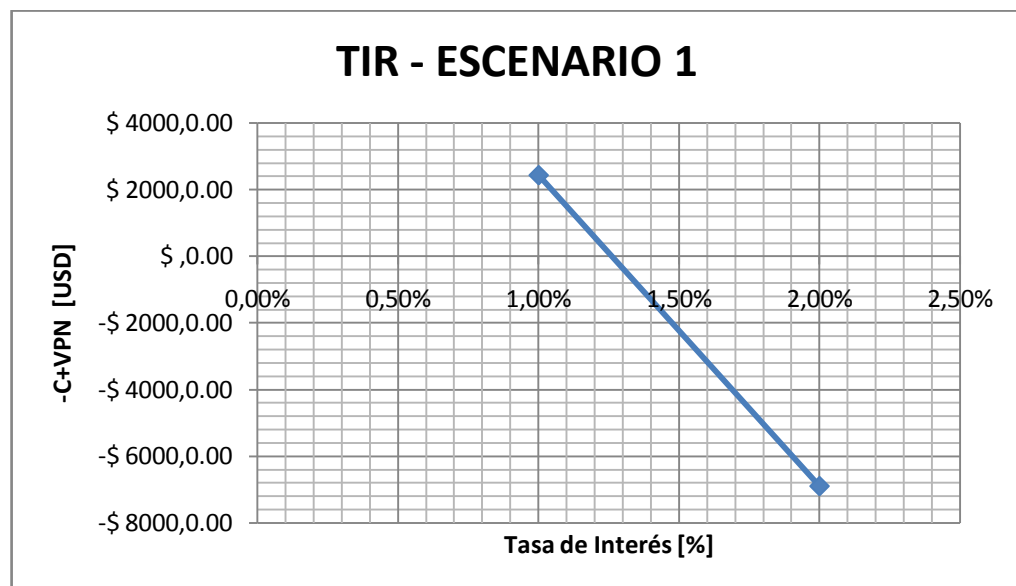
FUENTE: Autores

Utilizando el indicador financiero VPN se determina que el del primer escenario es negativo, esto significa que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Por lo tanto, el escenario 1 se descarta como una opción. De esta manera, el caudal incremental de 10 BOPD, no alcanza a pagar el proyecto. Se necesita una mayor producción, la cual se plantea en los escenarios siguientes 2 y 3.

5.2.6 Tasa interna de Retorno

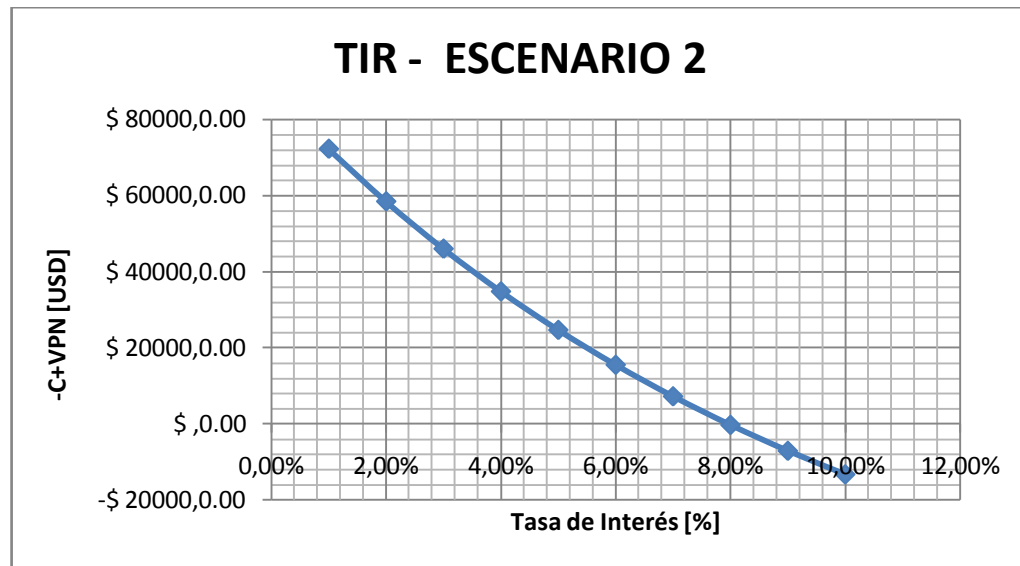
Se determinan las tasas internas de Retorno para compararlas con la tasa interna de oportunidad de las empresas, para el caso específico de ECOPETROL, esta empresa maneja un 12% de Tasa Interna de Oportunidad (TIO). En los tres escenarios la TIR no da mayor que 12 %, pero esto no significa que la inversión o el proyecto no sean rentable, ya que se deben tener en cuenta el resto de indicadores financieros. Se debe resaltar que el período de evaluación es 1 año, y que en el momento en que éste se extienda, se encontrarán resultados más favorables y más atractivos para las empresas. Los resultados fueron 1,25%, 8% y 11% respectivamente para cada escenario.

FIGURA 53. Tasa interna de Retorno - Escenario 1



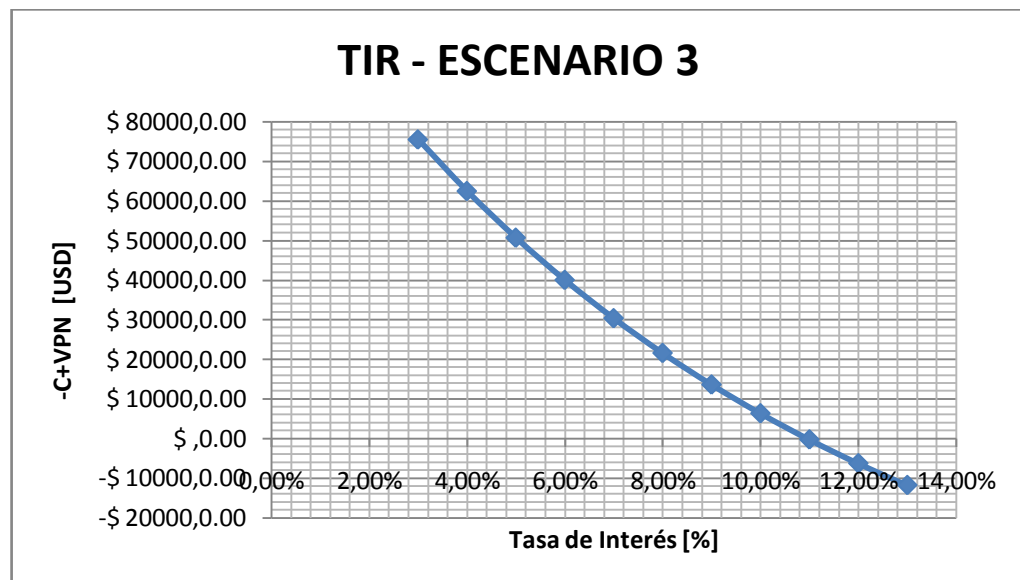
FUENTE: Autores

FIGURA 54. Tasa interna de Retorno - Escenario 2



FUENTE: Autores

FIGURA 55. Tasa Interna de Retorno - Escenario 3



FUENTE: Autores

5.2.7 Resultados Indicadores Financieros

Finalmente, los escenarios 2 y 3 son muy atractivos para poder realizar la implementación del SCL. Se recomienda tomar la opción 2 debido a varias consideraciones: Primero, se tiene mayor cantidad de presión en la líneas de alta y baja presión, transmitiendo de mejor manera el diferencial de presión a fondo. Segundo, se puede aprovechar de mejor manera la capacidad de los equipos de superficie, en especial del compresor. Por último, el bache de fluido en el escenario 2, al ser más pequeño, puede viajar de mejor manera entre sección y sección, ya que al aumentar la altura del bache, se puede correr el riesgo de que no pueda subir completamente y tener problemas operacionales como se mencionó en el análisis de resultado del capítulo 4. Es cierto que la opción 2 tiene una TIR de 8%, pero siendo un trabajo investigativo puede seguirse trabajando en él.

TABLA 28. Resultados Indicadores financieros

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
VPN	-436,98	67.942,38	100.561,29
TIR	1,25%	8%	11%
PAYBACK	11 MESES	7,5 MESES	6,5 MESES

FUENTE: Autores

Los cálculos y cotizaciones del análisis financiero de los 3 escenarios se encuentran en el **ANEXO G**.

6. CONCLUSIONES

- El Índice de Productividad y la Relación de Rendimiento de Influjos (IPR) son las propiedades más dicientes asociadas a la productividad de las formaciones productoras y su capacidad de aportar fluidos hacia la cara del pozo. Partiendo de que de estas propiedades depende el potencial de producción de los yacimientos, es de vital importancia tener pleno conocimiento de las mismas para estudiar la viabilidad técnica de cualquier proyecto de producción y conocer las tasas de flujo que pueden aportar los pozos bajo diferentes condiciones operacionales.
- Una vez fue descrito en detalle el nuevo sistema de levantamiento artificial Staircase Lifting, su funcionamiento y su división en dos secciones para estudiar el flujo en la tubería de producción, se acertó en considerar que la correlación empírica de Poettman y Carpenter modelaba el flujo en dos fases desde fondo de pozo hasta la profundidad de la presión de contacto, y se adaptaba a uno de los principales requerimientos del proyecto, el cual era no considerar el patrón de flujo. En la segunda sección, correspondiente a la tubería especial de producción, se trabajó con la ecuación de conservación de energía y el factor de fricción de Moody, debido a la forma y cantidad del fluido que se mueve a lo largo de la tubería de producción.
- Partiendo de un criterio preliminar de selección y mediante el desarrollo de las metodologías de diseño en superficie y subsuelo y sus respectivos cálculos, se determinaron los criterios de selección del campo y sus pozos. Con base en la implementación exitosa del SCL en el pozo UIS-L4 del campo Lisama Central, se establecieron los rangos técnicos de operación del SCL.
- Para modelar de manera más exacta el comportamiento IPR de un pozo, debe considerarse el hecho de que no todo el intervalo productor aporta fluidos a la

cara del pozo, ya que la presencia de las perforaciones restringe en gran medida el paso de los fluidos desde la formación hacia la cara del pozo. Por tal razón, en éste trabajo se aplicó el método expuesto en el Paper SPE 29312, ya que es una metodología que considera el efecto radio de las perforaciones y de la densidad de tiros (TPP) del intervalo cañoneado sobre el potencial de producción del pozo.

- Dado que el funcionamiento del SCL está basado en un balance de masa, la capacidad de operación del sistema está limitada por la producción de masa del pozo (agua, petróleo y gas). En éste sentido, las variables de producción tales como la tasa de producción de aceite, la relación gas – aceite (GOR) y la relación agua – aceite (WOR) son muy sensitivas a la producción diaria de masa W (lb/D). Es por esto que los pozos catalogados como mejores candidatos para la implementación del SCL son aquellos que exhiben bajas tasas de producción de aceite y bajas relaciones GOR y WOR.
- Para la selección de los pozos, deben tenerse adicionalmente en cuenta dos parámetros de vital importancia, que son el estado mecánico del pozo y su comportamiento IPR. El primero es para determinar si es posible la instalación de la sarta especial de producción del SCL en el mismo, y el segundo, desde luego, para tener una idea de hasta qué tasa de flujo es posible aumentar la producción de fluidos del pozo.
- La capacidad del SCL debe aprovecharse de forma óptima, pues esta es sensible a varios parámetros, de manera que para determinar la mejor configuración del sistema, debe encontrarse la combinación adecuada de sus componentes. Por ejemplo, si se trabaja con una altura de bache de fluido muy grande, el espaciamiento entre las NRV's va a ser tan grande que puede que el sistema falle en el levantamiento del mismo. Por otra parte, si la altura del bache de fluido es muy pequeña, la producción de masa W puede no llegar a

igualar o superar a la que el pozo aporta actualmente. El diámetro de la tubería de producción también es un factor a considerar, pues repercute directamente en el volumen del bache de fluido.

- Con base en el análisis financiero desarrollado aplicando los métodos clásicos de evaluación financiera, la implementación del Sistema de levantamiento Staircase Lifting es rentable y tiene la capacidad de pagarse antes de un año en el pozo UIS-L4, bajo los escenarios 2 y 3, tal como lo demostraron los indicadores financieros del VPN y el Tiempo de Repago. Por lo tanto, el proyecto es viable financieramente.
- Los resultados de la evaluación del proyecto obtenidos a partir del indicador financiero de la Tasa Interna de Retorno (1,25 %, 8% y 11% para los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente) demostraron que ésta es, en los tres escenarios, menor a la Tasa Interna de Oportunidad de ECOPETROL S.A. (12%). Sin embargo, los hechos de que es una nueva tecnología, y que los indicadores financieros del VPN y el Payback señalan que es rentable implementarlo con tiempo de evaluación de 1 año, son una fuerte señal e incentivo para continuar con éste estudio.

RECOMENDACIONES

- Buscar la manera de obtener la mayor cantidad de datos posibles del sistema de producción actual del pozo (presión del separador, diámetro de las líneas de superficie, entre otros) y de la presión de fondo fluyendo con la toma de pruebas Echometer, para poder generar el comportamiento IPR de los pozos de forma más exacta y así modelar de mejor manera la entregabilidad ó capacidad de aporte de fluidos de la formación hacia el pozo.
- El estudio y análisis del Staircase Lifting integra diferentes ramas de la ingeniería: ingeniería de producción, ingeniería de yacimientos, propiedades de los fluidos, termodinámica, mecánica de fluidos, entre otras. Se puede profundizar en cada una de ellas generando diseños más exactos de cada uno de los componentes del SCL, optimizando su funcionamiento y disminuyendo costos.
- A pesar de que la correlación empírica de flujo multifásico de Poettman y Carpenter se ajusta de manera idónea a los objetivos del proyecto de investigación, se recomienda estudiar el fenómeno de flujo en la tubería vertical utilizando algún otro modelo que tampoco considere el patrón de flujo, pero que sí considere ciertos parámetros, como por ejemplo el colgamiento o holdup del líquido (modelo de Hageldorn y Brown), de tal manera que se disponga de un punto de comparación entre los resultados obtenidos al aplicar ambas metodologías.
- Desarrollar una herramienta software que permita realizar todos los cálculos involucrados en el diseño de los equipos de superficie y de subsuelo del SCL, y que de igual manera, arroje las especificaciones técnicas de cada uno de los componentes.

- Considerar la posibilidad de extender el estudio de viabilidad de implementación del SCL en otros campos, con el fin de recopilar más información basada en los resultados obtenidos, que permita afinar los rangos técnicos de operación del SCL que fueron establecidos en éste trabajo.
- Como todo sistema de levantamiento artificial, el SCL tendrá sus problemas operacionales. Aún cuando la implementación del nuevo sistema en un pozo sea viable técnica y financieramente, en futuros estudios deben considerarse los problemas operacionales que ocurren a menudo en los pozos, tales como la precipitación de orgánicos, inorgánicos ó el arenamiento, por lo que se deben tener en cuenta los cuidados y tratamientos adecuados y en lo posible ejecutarlos antes de la implementación del Staircase Lifting.
- Implementar una metodología de manejo y seguimiento de la integridad de los pozos y de los equipos del SCL, con el fin de identificar con antelación los posibles riesgos que puedan ocurrir en la operación del sistema de levantamiento artificial debido a fallas que puedan presentarse en algunos de sus componentes.
- Se hace la invitación a continuar con la investigación del Sistema de Levantamiento Staircase Lifting. El objetivo de éste trabajo era establecer la ingeniería conceptual del nuevo sistema, lo que demostró que su implementación es viable tanto técnica como financieramente. Sin embargo, visto que el SCL es un sistema que aún no ha sido probado en la realidad, se deben afinar cada vez más todas las implicaciones de ingeniería involucradas en su operación, lo cual sólo se logra con trabajo investigativo.

BIBLIOGRAFÍA

1. AFANADOR, Carlos. DELGADO, Luis. Viabilidad técnica y económica de la perforación under balance aplicada al campo escuela colorado. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga.. 2008 p. 153-157.
2. ALIBABA. Global. Global Trade Starts Here. Cotización compresor, aereoenfriador y generador de Nitrógeno. Consultado 25 de Octubre de 2012. Disponible en Internet [www.alibaba.com].
3. ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations, Vol. 2. Design of Gas Handling System and Facilities. Editorial Elsevier. Estados Unidos, 1999 p. 425 – 441. ISBN 0-88415-822-5.
4. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe Estadístico Petrolero, IEP – ACP. Septiembre 4 del 2012. Consultado 20 de Octubre de 2012. Disponible en Internet [www.acp.com.co/assets/documents/asuntos%20economicos/IEP.xls]
5. BLANK, Leland T. y TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. Traducido por Gladys Arango Medina. Cuarta edición. Colombia. Editorial McGrawHill. 1999 p. 20-30. ISBN 958-600-966-1.
6. BRILL, James. MUKHERJEE, Hemanta. Multiphase Flow in Wells. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. USA. 1999 p 19-67. ISBN 9781555630805.
7. BROWN K. y BEGGS H. The Technology of Artificial Lift Methods. Estados Unidos. Editorial Pennwell Books, 1980. Volumen 2b. ISBN 0-87814-031-X.

- 8.** CENGEL, Yunus. BOLES, Michael. Termodinámica. Traducido por Gabriel Nagore Cázares. Segunda Edición Mexico Editorial McGrawHill. 1996. p. 177-216. ISBN 970-10-0909-6.
- 9.** ENBRIDGE TECHNOLOGY INC. Compresión del Gas Natural. Programa de Entrenamiento para Controladores de Gas Natural, 1998, p 6-32.
- 10.** GARAICOCHEA, Francisco. BERNAL, César. LOPEZ, Oscar. Transporte de Hidrocarburos por ductos. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. México. División editorial Instituto Mexicano del Petróleo. 1991. p 39-73.
- 11.** GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. Engineering Data Book. Volumen 1 y 2. Doceava edicion. Tulsa, Oklahoma. USA. 2004 ISBN B0006KFVO.
- 12.** GONZÁLEZ, LESLY. ROMERO, IVAN. Implementación de la metodología para el manejo de la integridad de pozos productores de las aéreas de Lisama y Llanito de la Superintendencia de Operaciones de Mares, de la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL. SA. Tesis de Especialización de Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011. p. 38-42.
- 13.** GONZÁLEZ, Mahuli. Flujo de Fluidos en Fase Gaseosa. Universidad Nacional Experimental Francisco Miranda. UNEFM Programa Ingeniera Química. Operaciones unitarias. Venezuela. 2010.
- 14.** GONZÁLEZ, Pilar. VARGAS, Diana. Optimización de la producción en pozos con Bombeo Mecánico del Sector M-14 del Campo Tibú usando herramientas Echometer. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2012 p. 109-165.

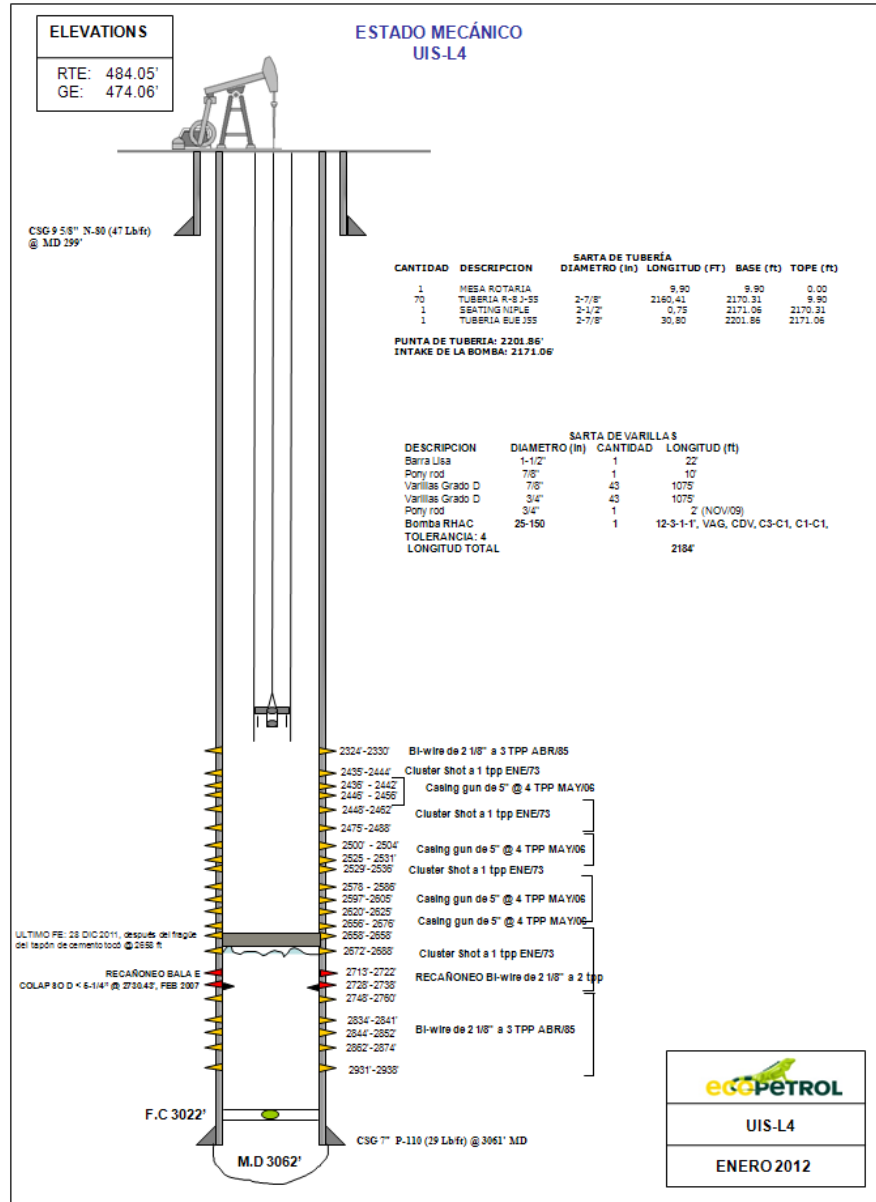
15. GUPTA, Siddartha. SPE 106092 Staircase Lifting of Oil Using Venturi Principle: A new Artificial- Lift Technique. En: SPE Production and Operations Symposium (31 March – 4 April 2007 Oklahoma City, Oklahoma). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineer. 2007. 1-9.
16. JAUREGUI, Juan. GALVIS, Silvia. Evaluación Técnica y económica de la aplicación del método de bombeo multifásico en campos marginales de petróleo. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2011. p 121-136.
17. KAMKOM, Rungtip. Analysis of Two-phase Inflow Performance in Horizontal Wells. Requirement for the degree of Master of Science in Engineering. The University of Texas at Austin. 2004 p. 2.
18. LEA, James. NICKENS, Henrt. SPE 52157 Selection of Artificial Lift.. En: Mid-Continent Operations Symposium (28-31 March, 1999, Oklahoma City, Oklahoma). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineer. 1999. p. 1-15.
19. NIND, T. E. W. Fundamentos de Producción y Mantenimientos de Pozos Petroleros. Traducción. Editorial Limusa. Impreso en México. 1987. Cap 2,3,4. ISBN 968-18-2113-0.
20. POTTER, Merle. WIGGERT, David. Mecánica de Fluidos. Traducido por Rodolfo Navarro Salas. Tercera edición. Mexico Editorial Thomson. 2002. p. 77-103, p.479-572. ISBN 970-686-205-6.
21. RIVAS, Ivan. Tubos Venturi, Dall y Tobera. Coordinación de Tecnología Hidráulica. Instituto Mexicano del Agua. Editorial y Grafica IMTA. 2001. p 10-31. ISBN 968-5536-03-1.

- 22.** SAAVEDRA, Néstor. ORDOÑEZ, Aníbal. ECOPETROL-ICP. Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos de Petróleo Maduros de las Cuencas del Valle medio del Magdalena y Catatumbo. Informe Técnico de Proyectos. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga. 2006 p. 130-137.
- 23.** SUKAMO, Pudjo. TOBING, Edward. SPE 29312 Inflow Performance Relationship For Perforated Wells Producing From Solution gas Drive Reservoir. En: Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. (Kualalumpur March 20-22, 1995). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineer. 1995 p. 1-6.

ANEXOS

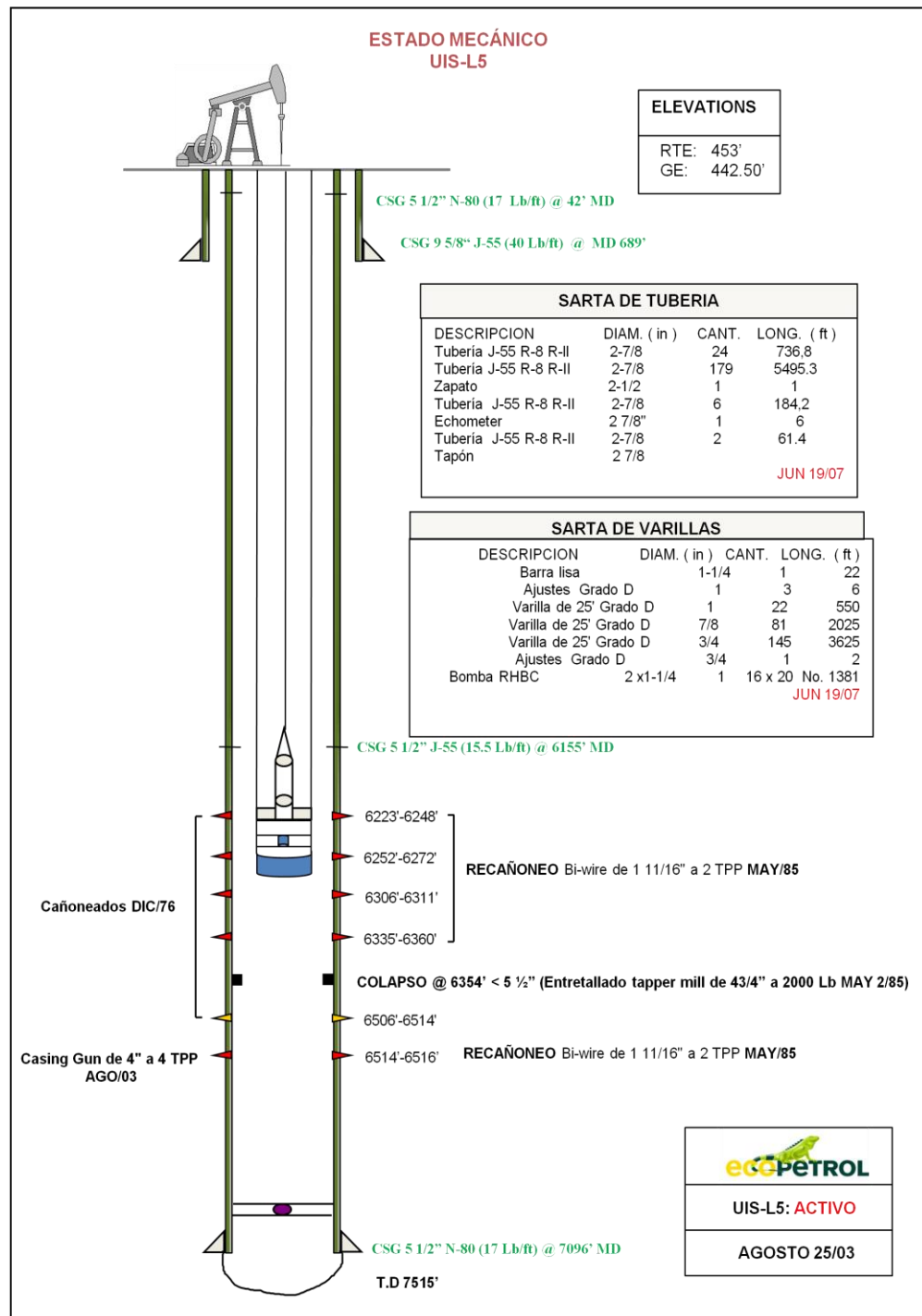
ANEXO A. ESTADO MECÁNICO - POZOS UIS-L4, UIS-L5 Y UIS-L12

ANEXO A.1. ESTADO MECÁNICO – POZO UIS-L4



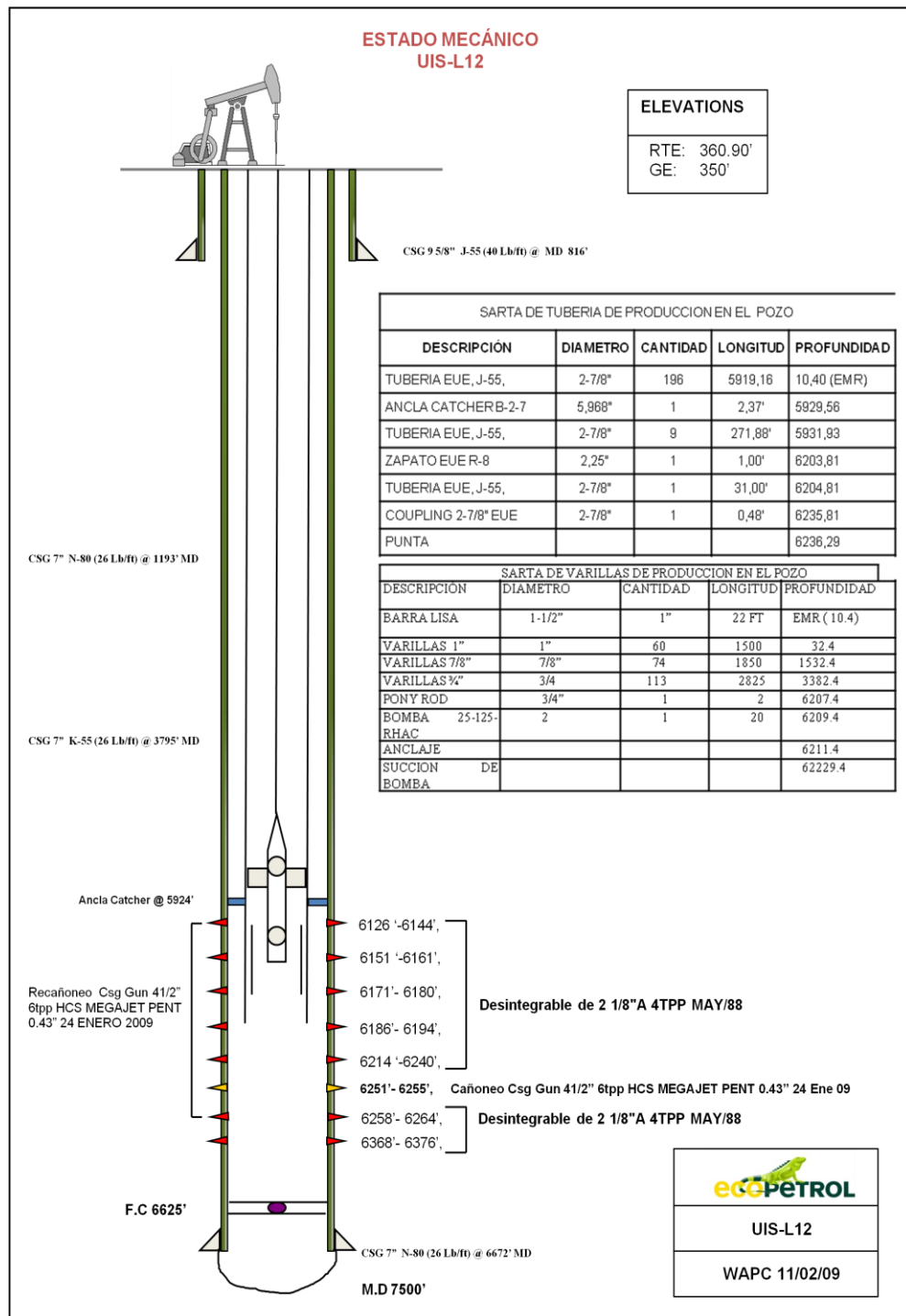
FUENTE: ECOPETROL S.A., Gerencia Centro Oriente

ANEXO A.2. ESTADO MECÁNICO – POZO UIS-L5



FUENTE: ECOPEPETROL S.A., Gerencia Centro Oriente

ANEXO A.3. ESTADO MECÁNICO - POZO UIS L-12



FUENTE: ECOPETROL S.A., Gerencia Centro Oriente

ANEXO B. TABLAS PAPER SPE 29312

ANEXO B.1. Coeficientes del IPR para técnica de cañoneo overbalanced

Rp (inches)	SPF	a ₀	a ₁	a ₂
>0.3	2	0,61710	0,26632	-0,86983
>0.3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
>0.3	8	0,87333	0,10715	-0,98364
>0.3	12	0,90482	0,08881	-0,96534
>0.3	16	0,91995	0,08072	-0,97117
<=0.3	2	0,33247	0,20784	-0,52487
<=0.3	4	0,57857	0,09956	-0,65332
<=0.3	8	0,73507	0,11547	-0,82687
<=0.3	12	0,79505	0,14935	-0,91988
<=0.3	16	0,83925	0,12038	-0,93283

FUENTE: SUKAMO, P., TOBING, E. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs. Paper SPE 29312, 1995.

ANEXO B.2. Coeficientes de IPR para técnica de cañoneo underbalanced

Rp (inches)	SPF	a ₀	a ₁	a ₂
<=0.3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
<=0.3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
>=0.19	8	0,92006	0,05473	-0,94102
>=0.19	12	0,93806	0,05464	-0,95875
>=0.19	16	0,95146	0,06546	-0,98175
>0.3	2	0,85540	0,06302	-0,88678
>0.3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

FUENTE: SUKAMO, P., TOBING, E. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs. Paper SPE 29312, 1995.

Rp: Radio de las perforaciones, pulgadas

SPF: Tiros por pie (Shoots per foot)

a₀, a₁, a₂: coeficientes de la ecuación IPR

ANEXO C. INFORMACIÓN IPR POZOS UIS-L4 Y UIS-L12

ANEXO C.1. INFORMACIÓN IPR POZO UIS L-4

Pwf (psi)	Qo (STB/D)
0,00	31,26
100,00	31,25
200,00	29,79
300,00	26,87
400,00	22,50
500,00	16,66
600,00	9,37
697,00	0,00

FUENTE: SUKAMO, P., TOBING, E. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs. Paper SPE 29312, 1995. Adaptada por Autores.

ANEXO C.2. INFORMACIÓN IPR POZO UIS L-12

Pwf (psi)	Qo (STB/D)
0,00	19,06
100,00	19,06
200,00	18,17
300,00	16,39
400,00	13,72
500,00	10,16
600,00	5,72
697,00	0,00

FUENTE: SUKAMO, P., TOBING, E. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs. Paper SPE 29312, 1995. Adaptada por Autores.

**ANEXO D. INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL POZO UIS-L4 (Actualizada
a Septiembre de 2012)**

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Producción de aceite	Qo	16	STB/D
Relación agua/aceite	WOR	0,357	STB/STB
Relación gas/aceite	GOR	214,3	SCF/STB
Gravedad específica del gas	Yg	0,602	-
Gravedad específica del agua	Yw	1,01	-
Gravedad API del aceite	API	27	° API
Temperatura en superficie	T _{sup}	80	° F
Temperatura en fondo de pozo	T _f	140	° F
Profundidad total del pozo	h	3062	ft
Profundidad del pozo a nivel de perforados	h _{perf}	2656	ft
Presión de fondo fluyendo actual	P _{wf}	510	psi
Díámetro de casing de producción	ID casing	7	pulgadas
Díámetro del tubing	ID tubing	2,875	pulgadas

FUENTE: ECOPETROL S.A., Gerencia Centro Oriente.

ANEXO E. INFORMACIÓN PVT (Bo, Rs) FORMACIÓN COLORADO A

Presión	FVF del aceite	Gas en solución
P	Bo	Rs
psia	RB/STB	SCF/STB
14,6959	1,0365	2,79872
65,2076	1,03814	7,46269
115,719	1,04	12,7217
166,231	1,042	18,3888
216,743	1,04414	24,3736
267,254	1,04637	30,6212
317,766	1,0487	37,0947
368,278	1,05111	43,7669
418,789	1,05359	50,6171
469,301	1,05615	57,6291
519,812	1,05877	64,7894
570,324	1,06145	72,0871
620,836	1,06419	79,5128
671,347	1,06699	87,0584
721,859	1,06985	94,7169
772,371	1,07275	102,482
822,882	1,07571	110,349
873,394	1,07872	118,312
923,906	1,08177	126,368
974,417	1,08487	134,512
1024,93	1,08802	142,74
1075,44	1,09121	151,05
1125,95	1,09444	159,439
1176,46	1,09772	167,903
1226,98	1,10104	176,441
1277,49	1,10439	185,049
1328	1,10779	193,726
1378,51	1,11122	202,47
1429,02	1,1147	211,278
1479,53	1,11821	220,149
1530,05	1,12176	229,081
1580,56	1,12534	238,073
1631,07	1,12896	247,123
1681,58	1,13262	256,23

Presión	FVF del aceite	Gas en solución
P	Bo	Rs
psia	RB/STB	SCF/STB
1833,12	1,14379	283,878
1883,63	1,14759	293,198
1934,14	1,15141	302,57
1984,65	1,15527	311,991
2035,16	1,15916	321,461
2085,67	1,16308	330,978
2136,19	1,16703	340,542
2186,7	1,17102	350,152
2237,21	1,17503	359,808
2287,72	1,17907	369,507
2338,23	1,18315	379,25
2388,74	1,18725	389,035
2439,26	1,19139	398,863
2489,77	1,19555	408,732
2540,28	1,19974	418,642
2590,79	1,20396	428,591
2641,3	1,20821	438,58
2691,81	1,21249	448,608
2742,33	1,21679	458,674
2792,84	1,22112	468,778
2843,35	1,22548	478,919
2893,86	1,22987	489,097
2944,37	1,23428	499,311
2994,88	1,23398	500
3045,4	1,23335	500
3095,91	1,23275	500
3146,42	1,23216	500

FUENTE: KAPPA PVT®. Adaptada por Autores

**ANEXO F. HOJA DE CÁLCULO EN MICROSOFT EXCEL PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN
MEDIANTE EL SCL DEL POZO UIS-L4. ESCENARIOS 1, 2 Y 3**

ANEXO F.1. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN - POZO UIS-L4 - ESCENARIO 1

INFORMACIÓN POZO - FLUIDOS			
PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Producción de aceite	Q _o	26	STB/D
Relación agua/aceite	WOR	0,357	STB/STB
Relación gas/aceite	GOR	300	SCF/STB
Gravedad específica del gas	Y _g	0,602	-
Gravedad específica del agua	Y _w	1,01	-
Gravedad API del aceite	API	27	° API
Temperatura en superficie	T _{sup}	80	° F
Temperatura en fondo de pozo	T _f	140	° F
Profundidad total del pozo	h	3062	ft
Profundidad del pozo a nivel de perforados	h	2656	ft
Presión de fondo fluyendo actual	P _{wf}	320	psia
Diámetro de csg de producción	ID casing	7	pulgadas
Diámetro del tubing	ID tubing	2,875	pulgadas

INFORMACIÓN CALCULADA			
PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Gravedad específica del aceite	Y _o	0,893	STB/D
Gradiente de temperatura	G _T	0,023	° R/ft

ALGORITMO PARA CALCULAR EL CAÍDA DE PRESIÓN Y EL ESPACIAMIENTO ENTRE LAS NRV's NECESARIO PARA REEMPLAZAR EL SISTEMA ACTUAL POR EL SCL

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Presión en la sección 1 del Venturi	P1	125	psia
Presión en la garganta de Venturi	P2	100	psia
Delta de presión de levantamiento	ΔP	25	psia
Masa de mezcla	m	452,458	lb/STB aceite
Producción de masa	W	11763,906	lb/D
Factor de fricción (Moody)	f	0,0095	-

Densidad promedio de la mezcla, ρ , lb/ft ³	9,348
Delta de presión lifting, ΔP , psia	25
Profundidad de asent. Sarta SCL, h_{SCL} , ft	1943

Espaciamiento entre las NRV's	Gradiente de presión	Velocidad media de la mezcla	Tiempo 1 NRV	Número de NRV's	Tiempo total	Caudal de mezcla	Producción de masa	Diferencia entre W y W'
Δy , ft	(dp/dh), psi/ft	v, ft/s	t, segs	N	t _{total} , segs.	ft ³ /D	W', lb/D	(W-W'), lb/D
25	0,8929	143,920	0,17	78	13,501	1442,552	13485,5639	-1721,658
30	0,7576	131,638	0,23	65	14,760	1649,307	15418,3958	-3654,490
35	0,6579	121,798	0,29	56	15,953	1831,227	17119,0569	-5355,151
40	0,5814	113,670	0,35	49	17,093	1993,865	18639,4612	-6875,556
45	0,5208	106,798	0,42	43	18,193	2140,938	20014,3586	-8250,453
50	0,4717	100,879	0,50	39	19,261	2275,067	21268,2556	-9504,350
55	0,4310	95,704	0,57	35	20,302	2398,178	22419,1455	-10655,240
60	0,3968	91,123	0,66	32	21,323	2511,729	23480,6694	-11716,764

FUENTE: Autores

ANEXO F.2. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN - POZO UIS-L4 - ESCENARIO 2

INFORMACIÓN POZO - FLUIDOS			
PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Producción de aceite	Qo	30	STB/D
Relación agua/aceite	WOR	0,357	STB/STB
Relación gas/aceite	GOR	434	SCF/STB
Gravedad específica del gas	γ_g	0,602	-
Gravedad específica del agua	γ_w	1,01	-
Gravedad API del aceite	API	27	° API
Temperatura en superficie	T _{sup}	80	° F
Temperatura en fondo de pozo	T _f	140	° F
Profundidad total del pozo	h	3062	ft
Profundidad del pozo a nivel de perforados	h	2656	ft
Presión de fondo fluyendo actual	Pwf	200	psia
Diámetro del casing de producción	ID casing	7	pulgadas
Diámetro del tubing	ID tubing	2,875	pulgadas

INFORMACIÓN CALCULADA			
PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Gravedad específica del aceite	γ_o	0,893	STB/D
Gradiente de temperatura	G _T	0,023	° R/ft

ALGORITMO PARA CALCULAR EL CAÍDA DE PRESIÓN Y EL ESPACIAMIENTO ENTRE LAS NRV's NECESARIO PARA REEMPLAZAR EL SISTEMA ACTUAL POR EL SCL

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Presión en la sección 1 del Venturi	P1	125	psia
Presión en la garganta de Venturi	P2	100	psia
Delta de presión de levantamiento	ΔP	25	psia
Masa de mezcla	m	458,621	lb/STB aceite
Producción de masa	W	13758,628	lb/D
Factor de fricción (Moody)	f	0,0095	-

Densidad promedio de la mezcla, ρ , lb/ft ³	6,626
Delta de presión lifting, ΔP , psia	25
Profundidad de asent. Sarta SCL, h_{SCL} , ft	2528

Espaciamiento entre las NRV's	Gradiente de presión	Velocidad media de la mezcla	Tiempo 1 NRV	Número de NRV's	Tiempo total	Caudal de mezcla	Producción de masa	Diferencia entre W y W'
Δy , ft	(dp/dh), psi/ft	v, ft/s	t, segs	N	t_{total} , segs.	ft ³ /D	W', lb/D	(W-W'), lb/D
25	0,8929	172,888	0,14	101	14,620	1332,079	8826,4444	4932,184
30	0,7576	158,478	0,19	84	15,950	1526,318	10113,4795	3645,149
35	0,6579	146,959	0,24	72	17,200	1698,452	11254,0520	2504,576
40	0,5814	137,466	0,29	63	18,388	1853,524	12281,5709	1477,057
45	0,5208	129,457	0,35	56	19,525	1994,908	13218,3859	540,242
50	0,4717	122,576	0,41	51	20,621	2124,980	14080,2529	-321,625
55	0,4310	116,575	0,47	46	21,683	2245,487	14878,7389	-1120,111

FUENTE: Autores

ANEXO F.3. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN - POZO UIS-L4 - ESCENARIO 3

INFORMACIÓN POZO - FLUIDOS			
PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Producción de aceite	Qo	31	STB/D
Relación agua/aceite	WOR	0,357	STB/STB
Relación gas/aceite	GOR	450	SCF/STB
Gravedad específica del gas	γ_g	0,602	-
Gravedad específica del agua	γ_w	1,01	-
Gravedad API del aceite	API	27	° API
Temperatura en superficie	T _{sup}	80	° F
Temperatura en fondo de pozo	T _f	140	° F
Profundidad total del pozo	h	3062	ft
Profundidad del pozo a nivel de perforados	h	2656	ft
Presión de fondo fluyendo actual	Pwf	105	psia
Diámetro de casing de producción	ID casing	7	pulgadas
Diámetro del tubing	ID tubing	2,875	pulgadas

INFORMACIÓN CALCULADA			
PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Gravedad específica del aceite	γ_o	0,893	STB/D
Gradiente de temperatura	G _T	0,023	° R/ft

ALGORITMO PARA CALCULAR EL CAÍDA DE PRESIÓN Y EL ESPACIAMIENTO ENTRE LAS NRV's NECESARIO PARA REEMPLAZAR EL SISTEMA ACTUAL POR EL SCL

PARÁMETRO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDADES
Presión en la sección 1 del Venturi	P1	100	psia
Presión en la garganta de Venturi	P2	75	psia
Delta de presión de levantamiento	ΔP	25	psia
Masa de mezcla	m	459,357	lb/STB aceite
Producción de masa	W	14240,062	lb/D
Factor de fricción (Moody)	f	0,0096	-

Densidad promedio de la mezcla, ρ , lb/ft ³	5,014
Delta de presión lifting, ΔP , psia	25
Profundidad de asent. Sarta SCL, h_{SCL} , ft	2669

Espaciamiento entre las NRV's	Gradiente de presión	Velocidad media de la mezcla	Tiempo 1 NRV	Número de NRV's	Tiempo total	Caudal de mezcla	Producción de masa	Diferencia entre W y W'
Δy , ft	(dp/dh), psi/ft	v, ft/s	t, segs	N	t_{total} , segs.	ft ³ /D	W', lb/D	(W-W'), lb/D
25	0,8929	199,015	0,13	107	13,413	1451,941	7279,8032	6960,258
40	0,5814	158,839	0,25	67	16,806	2027,960	10167,8680	4072,194
60	0,3968	129,268	0,46	44	20,651	2593,504	13003,4139	1236,648
70	0,3425	119,168	0,59	38	22,401	2825,567	14166,9437	73,118
80	0,3012	110,889	0,72	33	24,073	3033,772	15210,8516	-970,790
85	0,2841	107,268	0,79	31	24,886	3130,350	15695,0755	-1455,014

FUENTE: Autores

ANEXO G. INFORMACIÓN DEL ANÁLISIS FINANCIERO

ANEXO G.1. ANÁLISIS FINANCIERO IMPLEMENTACIÓN SCL – POZO UIS-L4 – ESCENARIO 1

LISAMA 28 - UIS - L4 ESCENARIO 1							
	ELEMENTO	DETALLES	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	
SUBSUELO	Tubería SCL	2,875" ID	1943	FT	\$ 3,30	\$ 6,411,90	
	Válvula de Bola	1"	156	#	\$ 70,00	\$ 10,920,00	
	Válvula de NRV	2,875"	78	#	\$ 250,00	\$ 19,500,00	
	Tubería HP	1 " ID	1943	FT	\$ 1,30	\$ 2,525,90	
	Tubería LP	1 " ID	1943	FT	\$ 1,00	\$ 1,943,00	
	Ensamble E Inspección		1943	FT	\$ 8,00	\$ 15,544,00	
	SUPERFICIE	KIT Compresor Centrifugo	WBS-250AW	1	#	40000	\$ 40,000,00
Válvula Mariposa		Sei FE / FE / N 2"	1	#	120	\$ 120,00	
Líneas de Superficie		2"	240	FT	1,1	\$ 264,00	
Aeroenfriador		ERV-40W	158,73	ft2	20	\$ 3,174,60	
Generador Nitrógeno - PSA			1	#	25000	\$ 25,000,00	
Venturi		QINGTIANYIBIAO	1	#	3000	\$ 3,000,00	
COSTO TOTAL ELEMENTOS UIS-L4						\$ 128,403,40	
COSTO MONTAJE SCL Y RETIRO UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO					2,5 DIAS	\$ 30,000,00	
COSTO TOTAL DE INVERSIÓN UIS-L4						\$ 158,403,40	

PRODUCCIÓN CRUDO INCREMENTAL	10	BOPD
PRODUCCIÓN AGUA	3,57	BWPD

	Producción de Fluidos	Producción Petróleo	Prod. Petróleo con Regalías	INGRESOS	Costos de Levantamiento	EGRESOS	UTILIDAD NETA	IMPUESTO DE RENTA	FLUJO DE CAJA	VPN	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
					20 Por BFP				-\$ 158,403,40		
MES 1	412,53	304,00	279,68	\$ 23,772,80	\$ 8,250,56	\$ 8,250,56	\$ 15,522,24	\$ 439,80	\$ 15,082,44	-\$ 141,672,77	-\$ 143,320,96
MES 2	408,40	300,96	276,88	\$ 23,535,07	\$ 8,168,05	\$ 8,168,05	\$ 15,367,02	\$ 435,40	\$ 14,931,62	-\$ 127,308,66	-\$ 128,389,34
MES 3	404,32	297,95	274,11	\$ 23,299,72	\$ 8,086,37	\$ 8,086,37	\$ 15,213,35	\$ 431,04	\$ 14,782,30	-\$ 113,270,69	-\$ 113,607,04
MES 4	400,28	294,97	271,37	\$ 23,066,72	\$ 8,005,51	\$ 8,005,51	\$ 15,061,21	\$ 426,73	\$ 14,634,48	-\$ 99,551,45	-\$ 98,972,56
MES 5	396,27	292,02	268,66	\$ 22,836,06	\$ 7,925,46	\$ 7,925,46	\$ 14,910,60	\$ 422,47	\$ 14,488,13	-\$ 86,143,70	-\$ 84,484,42
MES 6	392,31	289,10	265,97	\$ 22,607,70	\$ 7,846,20	\$ 7,846,20	\$ 14,761,50	\$ 418,24	\$ 14,343,25	-\$ 73,040,38	-\$ 70,141,17
MES 7	388,39	286,21	263,31	\$ 22,381,62	\$ 7,767,74	\$ 7,767,74	\$ 14,613,88	\$ 414,06	\$ 14,199,82	-\$ 60,234,56	-\$ 55,941,35
MES 8	384,50	283,35	260,68	\$ 22,157,80	\$ 7,690,06	\$ 7,690,06	\$ 14,467,74	\$ 409,92	\$ 14,057,82	-\$ 47,719,50	-\$ 41,883,52
MES 9	380,66	280,51	258,07	\$ 21,936,23	\$ 7,613,16	\$ 7,613,16	\$ 14,323,06	\$ 405,82	\$ 13,917,24	-\$ 35,488,59	-\$ 27,966,28
MES 10	376,85	277,71	255,49	\$ 21,716,86	\$ 7,537,03	\$ 7,537,03	\$ 14,179,83	\$ 401,76	\$ 13,778,07	-\$ 23,535,38	-\$ 14,188,21
MES 11	373,08	274,93	252,94	\$ 21,499,69	\$ 7,461,66	\$ 7,461,66	\$ 14,038,04	\$ 397,74	\$ 13,640,29	-\$ 11,853,56	-\$ 547,92
MES 12	369,35	272,18	250,41	\$ 21,284,70	\$ 7,387,04	\$ 7,387,04	\$ 13,897,66	\$ 393,77	\$ 13,503,89	-\$ 436,98	\$ 12,955,97

Precio final de venta del crudo: 55,5 USD/BBL; Tasa de interés: 1,3% mensual

CÁLCULO DE LA TIR	
i	VPN - C
1,0%	\$ 2,435,15
2,0%	-\$ 6,892,33

FUENTE: Autores

ANEXO G.2. ANÁLISIS FINANCIERO IMPLEMENTACIÓN SCL – POZO UIS-L4 – ESCENARIO 2

LISAMA 28 - UIS - L4 ESCENARIO 2							
	ELEMENTO	DETALLES	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL	
SUBSUELO	Tubería SCL	2,875" ID	2528	FT	\$ 3,30	\$ 8,342,40	
	Válvula de Bola	1"	84	#	\$ 70,00	\$ 5,880,00	
	Válvula de NRV	2,875"	42	#	\$ 250,00	\$ 10,500,00	
	Tubería HP	1 " ID	2528	FT	\$ 1,30	\$ 3,286,40	
	Tubería LP	1 " ID	2528	FT	\$ 1,00	\$ 2,528,00	
	Ensamble E Inspección		2528	FT	\$ 8,00	\$ 20,224,00	
SUPERFICIE	KIT Compresor Centrífugo	WBS-250AW	1	1	40000	\$ 40,000,00	
	Válvula Mariposa	Sei FE / FE / N 2"	1	1	120	\$ 120,00	
	Lineas de Superficie	2"	240	FT	1,1	\$ 264,00	
	Aeroenfriador	ERV-40W	158,73	ft2	20	\$ 3,174,60	
	Generador Nitrógeno - PSA		1	1	25000	\$ 25,000,00	
	Venturi	QINGTIANYIBIAO	1	1	3000	\$ 3,000,00	
	COSTO TOTAL ELEMENTOS UIS-L4						\$ 122,319,40
	COSTO MONTAJE SCL Y RETIRO UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO					2,5 DIAS	\$ 30,000,00
COSTO TOTAL DE INVERSIÓN UIS-L4						\$ 152,319,40	

PRODUCCIÓN CRUDO INCREMENTAL	14	BOPD
PRODUCCIÓN AGUA	4,998	BWPD

	Producción de Fluidos	Producción Petróleo	Prod. Petróleo con Regalías	INGRESOS	Costos de Levantamiento	EGRESOS	UTILIDAD NETA	IMPUESTO DE RENTA	FLUJO DE CAJA	VPN	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
					20 Por BFP				-\$ 152,319,40		
MES 1	577,54	425,60	391,55	\$ 33,281,92	\$ 11,550,78	\$ 11,550,78	\$ 21,731,14	\$ 615,72	\$ 21,115,42	-\$ 129,787,72	-\$ 131,203,98
MES 2	571,76	421,34	387,64	\$ 32,949,10	\$ 11,435,28	\$ 11,435,28	\$ 21,513,82	\$ 609,56	\$ 20,904,27	-\$ 109,677,97	-\$ 110,299,71
MES 3	566,05	417,13	383,76	\$ 32,619,61	\$ 11,320,92	\$ 11,320,92	\$ 21,298,69	\$ 603,46	\$ 20,695,22	-\$ 90,024,81	-\$ 89,604,49
MES 4	560,39	412,96	379,92	\$ 32,293,41	\$ 11,207,71	\$ 11,207,71	\$ 21,085,70	\$ 597,43	\$ 20,488,27	-\$ 70,817,88	-\$ 69,116,22
MES 5	554,78	408,83	376,12	\$ 31,970,48	\$ 11,095,64	\$ 11,095,64	\$ 20,874,84	\$ 591,45	\$ 20,283,39	-\$ 52,047,03	-\$ 48,832,83
MES 6	549,23	404,74	372,36	\$ 31,650,77	\$ 10,984,68	\$ 10,984,68	\$ 20,666,09	\$ 585,54	\$ 20,080,55	-\$ 33,702,37	-\$ 28,752,27
MES 7	543,74	400,69	368,64	\$ 31,334,27	\$ 10,874,83	\$ 10,874,83	\$ 20,459,43	\$ 579,68	\$ 19,879,75	-\$ 15,774,23	-\$ 8,872,53
MES 8	538,30	396,69	364,95	\$ 31,020,92	\$ 10,766,09	\$ 10,766,09	\$ 20,254,84	\$ 573,89	\$ 19,680,95	\$ 1,746,86	\$ 10,808,43
MES 9	532,92	392,72	361,30	\$ 30,710,72	\$ 10,658,42	\$ 10,658,42	\$ 20,052,29	\$ 568,15	\$ 19,484,14	\$ 18,870,13	\$ 30,292,57
MES 10	527,59	388,79	357,69	\$ 30,403,61	\$ 10,551,84	\$ 10,551,84	\$ 19,851,77	\$ 562,47	\$ 19,289,30	\$ 35,604,63	\$ 49,581,87
MES 11	522,32	384,91	354,11	\$ 30,099,57	\$ 10,446,32	\$ 10,446,32	\$ 19,653,25	\$ 556,84	\$ 19,096,41	\$ 51,959,17	\$ 68,678,28
MES 12	517,09	381,06	350,57	\$ 29,798,58	\$ 10,341,86	\$ 10,341,86	\$ 19,456,72	\$ 551,27	\$ 18,905,44	\$ 67,942,38	\$ 87,583,72

Precio final de venta del crudo: 55,5 USD/BBL; Tasa de interés: 1,3% mensual

CÁLCULO DE LA TIR	
i	VPN - C
1,0%	\$ 72,237,00
3,0%	\$ 46,003,53
7,0%	\$ 7,237,94
8,0%	-\$ 266,06
9,0%	-\$ 7,071,98

FUENTE: Autores

ANEXO G.3. ANÁLISIS FINANCIERO IMPLEMENTACIÓN SCL – POZO UIS-L4 – ESCENARIO 3

LISAMA 28 - UIS - L4 ESCENARIO 3						
	ELEMENTO	DETALLES	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
SUBSUELO	Tubería SCL	2,875" ID	2729	FT	\$ 3,30	\$ 9,005,70
	Válvula de Bola	1"	60	#	\$ 70,00	\$ 4,200,00
	Válvula de NRV	2,875"	30	#	\$ 250,00	\$ 7,500,00
	Tubería HP	1 " ID	2729	FT	\$ 1,30	\$ 3,547,70
	Tubería LP	1 " ID	2729	FT	\$ 1,00	\$ 2,729,00
	Ensamble E Inspección		2729	FT	\$ 8,00	\$ 21,832,00
	SUPERFICIE	KIT Compresor Centrífugo	WBS-250AW	1	1	40000
Válvula Mariposa		Sei FE / FE / N 2"	1	1	120	\$ 120,00
Lineas de Superficie		2"	240	FT	1,1	\$ 264,00
Aeroenfriador		ERV-40W	158,73	ft2	20	\$ 3,174,60
Generador Nitrógeno - PSA			1	1	25000	\$ 25,000,00
Venturi		QINGTIANYIBIAO	1	1	3000	\$ 3,000,00
COSTO TOTAL ELEMENTOS UIS-L4						\$ 120,373,00
COSTO MONTAJE SCL Y RETIRO UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO					2,5 DIAS	\$ 30,000,00
COSTO TOTAL DE INVERSION UIS-L4						\$ 150,373,00

PRODUCCIÓN CRUDO INCREMENTAL	16	BOPD
PRODUCCIÓN AGUA	5,712	BWPD

	Producción de Fluidos	Producción Petróleo	Prod. Petróleo con Regalías	INGRESOS	Costos de Levantamiento	EGRESOS	UTILIDAD NETA	IMPUESTO DE RENTA	FLUJO DE CAJA	VPN	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
					20 Por BFP				-\$ 150,373,00		
MES 1	660,04	486,40	447,49	\$ 38,036,48	\$ 13,200,90	\$ 13,200,90	\$ 24,835,58	\$ 703,67	\$ 24,131,91	-\$ 124,896,71	-\$ 126,241,09
MES 2	653,44	481,54	443,01	\$ 37,656,12	\$ 13,068,89	\$ 13,068,89	\$ 24,587,23	\$ 696,64	\$ 23,890,59	-\$ 101,934,55	-\$ 102,350,50
MES 3	646,91	476,72	438,58	\$ 37,279,55	\$ 12,938,20	\$ 12,938,20	\$ 24,341,36	\$ 689,67	\$ 23,651,68	-\$ 79,500,38	-\$ 78,698,82
MES 4	640,44	471,95	434,20	\$ 36,906,76	\$ 12,808,82	\$ 12,808,82	\$ 24,097,94	\$ 682,78	\$ 23,415,17	-\$ 57,582,07	-\$ 55,283,65
MES 5	634,04	467,23	429,86	\$ 36,537,69	\$ 12,680,73	\$ 12,680,73	\$ 23,856,96	\$ 675,95	\$ 23,181,02	-\$ 36,167,76	-\$ 32,102,63
MES 6	627,70	462,56	425,56	\$ 36,172,31	\$ 12,553,92	\$ 12,553,92	\$ 23,618,39	\$ 669,19	\$ 22,949,21	-\$ 15,245,85	-\$ 9,153,43
MES 7	621,42	457,94	421,30	\$ 35,810,59	\$ 12,428,38	\$ 12,428,38	\$ 23,382,21	\$ 662,50	\$ 22,719,71	\$ 5,194,98	\$ 13,566,29
MES 8	615,20	453,36	417,09	\$ 35,452,48	\$ 12,304,10	\$ 12,304,10	\$ 23,148,39	\$ 655,87	\$ 22,492,52	\$ 25,165,79	\$ 36,058,80
MES 9	609,05	448,82	412,92	\$ 35,097,96	\$ 12,181,06	\$ 12,181,06	\$ 22,916,90	\$ 649,31	\$ 22,267,59	\$ 44,677,39	\$ 58,326,39
MES 10	602,96	444,33	408,79	\$ 34,746,98	\$ 12,059,25	\$ 12,059,25	\$ 22,687,73	\$ 642,82	\$ 22,044,92	\$ 63,740,33	\$ 80,371,31
MES 11	596,93	439,89	404,70	\$ 34,399,51	\$ 11,938,65	\$ 11,938,65	\$ 22,460,86	\$ 636,39	\$ 21,824,47	\$ 82,364,94	\$ 102,195,77
MES 12	590,96	435,49	400,65	\$ 34,055,52	\$ 11,819,27	\$ 11,819,27	\$ 22,236,25	\$ 630,03	\$ 21,606,22	\$ 100,561,29	\$ 123,802,00

Precio final de venta del crudo: 55,5 USD/BBL; Tasa de interés: 1,3% mensual

i	VPN - C
7,0%	\$ 30,427,37
8,0%	\$ 21,646,22
10,0%	\$ 6,407,56
11,0%	-\$ 202,94
12,0%	-\$ 6,228,72
13,0%	-\$ 11,726,59

FUENTE: Autores