



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS DE CÁLCULOS QUE INTERVIENEN EN EL
SISTEMA DE GAS LIFT EN POZOS DE PETRÓLEO DE LA CUENCA ORIENTE DEL
ECUADOR

“TESINA”

AUTOR:

ANDERSON ARIEL ORRALA LAVAYEN

TUTOR:

ING. PAULO CESAR ESCANDON PANCHANA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS DE CÁLCULOS QUE INTERVIENEN EN EL
SISTEMA DE GAS LIFT EN POZOS DE PETRÓLEO DE LA CUENCA ORIENTE DEL

ECUADOR

“TESINA”

AUTOR:

ANDERSON ARIEL ORRALA LAVAYEN

TUTOR:

ING. PAULO CESAR ESCANDON PANCHANA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UPSE



Santa Elena, 28 de septiembre del 2020



CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marllelis Gutierrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa
Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. la tesina titulada
“AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS DE CÁLCULOS QUE INTERVIENEN EN EL SISTEMA DE
GAS LIFT EN POZOS DE PETRÓLEO DE LA CUENCA ORIENTE DEL

ECUADOR”, para que se considere la sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos

Autor: Nombres y Apellidos

Orrala Lavayen Anderson Ariel

Firma:

N° de Cédula: 0923670673

Tutor: Nombres y Apellidos

Escandón Panchana Paulo Cesar

Firma:

N° de Cédula 0921241006

Correo: andersonrrala@hotmail.com

Correo: pescandon@upse.edu.ec

DECLARACIÓN DE PROPIEDAD INTELECTUAL

Yo, Orrala Lavayen Anderson Ariel con cedula de ciudadanía C.I. 0923670673, declaro bajo juramento que el presente trabajo escrito de investigación es de mi autoría, cuyo tema no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que he consultado. Paralelamente, cedo mis derechos de propiedad intelectual sobre este trabajo a la Universidad Estatal Península De Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Orrala Lavayen Anderson Ariel

C.I. 0923670673

DEDICATORIA

El presente trabajo investigativo lo dedico principalmente a Dios, por ser el inspirador y darme fuerzas para continuar en este proceso de obtener uno de los sueños más anhelados.

A mis padres, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ellos he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy. Ha sido el orgullo y el privilegio de ser su hijo, son los mejores padres.

A mis hermanos por estar siempre presentes, acompañándome y por el apoyo moral, que me brindaron a lo largo de esta etapa de mi vida.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por bendecir mi vida, por guiarme a lo largo de mi existencia, ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad.

Gracias a mis padres: **Laurentino y Hermelinda** por ser los principales promotores de mis sueños, por confiar y creer en mis expectativas, por los consejos, valores y principios que me han inculcado.

A mis hermanos **Jefferson, Kleiner, Rommel, Michael y Gardenia** por los momentos brindados a su lado que de manera primordial contribuyeron a la meta alcanzada.

A mi tutor **Ing. Paulo Escandón** gracias a su apoyo académico, sus enseñanzas, y su asesoramiento formo parte en la realización de este proyecto de investigación.

Al **Ministerio del Ambiente** por darme la oportunidad de realizar mis prácticas pre-profesionales y posteriormente ser parte de su equipo de trabajo.

A mis **amigos y compañeros de clases** por los momentos compartidos durante nuestra carrera universitaria.

Y por último a la **Universidad Estatal Península De Santa Elena** que permitió formarme como profesional, en especial a todos los docentes de la carrera de Ingeniería en petróleos que con sus enseñanzas y conocimientos motivaron el desarrollo de mis habilidades.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A_b = área efectiva total de los fuelles, pulg.²

A_p = área del puerto de la válvula (área de contacto de la línea de asiento / bola para asiento de borde afilado), pulg.²

B_{lr} = tasa de carga del conjunto de fuelles, psi / pulg.

C_d = coeficiente de descarga (determinado experimentalmente), adimensional

C_{gT} = factor aproximado de corrección de temperatura y gravedad del gas para gráficos de estranguladores, adimensional

C_T = factor de corrección de temperatura para nitrógeno de P_{bvD} en T_{vuD} a P_b a 60 ° F, adimensional

d_1 = ID del orificio o estrangulador para una tasa de gas volumétrica conocida, pulg.

d_2 = ID del orificio o del estrangulador para una tasa de gas volumétrica desconocida, pulg.

D = profundidad vertical verdadera de la columna de gas, pies

D_{bv} = distancia entre válvulas de elevación por gas, pies

$D_{bv(\min)}$ = distancia mínima entre válvulas de elevación por gas, pies

D_d = profundidad de referencia de referencia (generalmente el extremo inferior del conducto de producción) para temperatura y presiones de fondo de pozo, pies

D_{ov} = profundidad de la válvula operativa, pies

D_v = profundidad de la válvula, pies

D_{v1} = profundidad de la válvula superior, pies

$D_{v(\max)}$ = profundidad máxima para la válvula inferior (más profunda), pies

f_o = aceite cortado, fracción

f_{pt} = factor de presión de transferencia de la línea de diseño de separación de válvulas en la superficie, fracción

f_w = corte de agua, fracción

F_{cf} = relación de presión de flujo crítica, adimensional

F_{du} = relación de presión P_2/ P_1 , unidades absolutas consistentes

F_p = factor de presión de producción, adimensional

F_s = factor de separación de gradiente de presión intermitente, psi / pie

g_{pfa} = presión de flujo en gradiente de profundidad (transversal) por encima de la profundidad de inyección de gas, psi / pie

g_{pfb} = presión de flujo en gradiente de profundidad (transversal) por debajo de la profundidad de inyección de gas,
psi / pie

g_{gio} = presión estática de inyección de gas en gradiente de profundidad, psi / pie

g_{gvc} = presión de cierre de la válvula de elevación de gas en gradiente de profundidad, °F / ft

g_{lc} = gradiente de presión promedio para la producción de líquido en la cámara, psi / ft

g_{ls} = carga estática (matar)-gradiente de presión del fluido, psi / pie

g_{Tv} = temperatura de descarga de la válvula de elevación por gas en el gradiente de profundidad de la válvula, ° F / ft

L_c = longitud de la cámara, pies

P = presión, psig o psia

P_1 = presión de gas aguas arriba de un orificio o estrangulador, psia

P_2 = presión de gas aguas abajo de un orificio o estrangulador, psia

P_{atm} = presión atmosférica, psia

P_b = presión de fuelle cargada con nitrógeno a 60 ° F, psig

P_{bvD} = presión de fuelle cargada con nitrógeno a la temperatura de la válvula, psig

P_{bvs} = presión de fuelle cargada con nitrógeno, psig

P_{iDc} = presión de la tubería a la profundidad de la cámara cuando la válvula de elevación por gas opera en la cámara abre, psig

P_{iDov} = presión de inyección de gas a la profundidad de la cámara para calcular el P_{vo} de la válvula de elevación de gas en funcionamiento de la cámara, psig

P_{io} = presión del gas de inyección en la superficie, psig o psia

P_{iod} = presión estática del gas de inyección en D_d , psig o psia

P_{ioD} = presión del gas de inyección a profundidad (generalmente profundidad de la válvula), psig o psia

P_{ioDc} = presión de gas de inyección para calcular la longitud de la cámara, psig

P_{ko} = presión inicial de superficie o presión de gas de inyección de campo promedio (opcional), psig

P_o = presión de apertura de la válvula inicial de inyección de gas superficial de la válvula de elevación de gas, psig

P_{oD} = presión de apertura inicial del gas de inyección de la válvula de elevación de gas a la profundidad de la válvula, psig

P_{ot} = presión del probador aguas arriba del puerto de la válvula de elevación por gas, psig

P_{pe} = efecto de producción-presión, psi

P_{pfd} = presión de producción de flujo en D_d basado en diseño q_{lt} y R_{glu} , psig

P_{pfd} = presión de producción de flujo a la profundidad de la válvula, psig

$(P_{pfdI})_{max}$ = presión máxima de producción de flujo frente a una válvula de descarga inmediatamente después de que el punto de inyección de gas se haya transferido a la siguiente válvula, psig

$(P_{pfd})_{min}$ = presión de producción de flujo mínima a la profundidad de la válvula, psig

P_{pt} = presión de producción de transferencia de espacio entre válvulas de superficie, psig

P_{ptD} = presión de transferencia (espaciado) de flujo-producción a la profundidad de la válvula, psig

P_{sc} = base de presión estándar, psia

P_{tDc} = presión de la tubería a la profundidad de la cámara basada en P_{wh} cuando la cámara está en funcionamiento la válvula se abre, psig

P_{vc} = presión de cierre de la válvula en la superficie, psig

P_{vcd} = presión de cierre de la válvula en D_d , psig

P_{vcD} = presión de cierre de la válvula a la profundidad de la válvula, psig

P_{wfd} = presión de flujo de fondo de pozo a la profundidad D_d , psig

P_{wh} = presión superficial en boca de pozo, psig

P_{whf} = presión de boca de pozo que fluye en la superficie, psig

P_{whu} = presión de descarga de tubería en U en boca de pozo, psig

P_{wsd} = presión estática de fondo de pozo a la profundidad D_d , psig

PI = índice de productividad, B / D / psi

ΔP_{io} = disminución mínima asignada en la presión de gas de inyección superficial entre válvulas, psi

ΔP_{pe} = efecto de presión de producción, psi

ΔP_{ptd} = diferencia mínima de presión de producción de transferencia ($P_{iod} - P_{ptd}$) en D_d , psi

ΔP_{sD} = diferencia de presión de separación asignada a la profundidad de la válvula, psi

q_l = tasa de producción diaria de líquido (aceite + agua), B / D

q_{lt} = tasa de producción diaria de líquido total (aceite + agua), B / D

q_{lu} = tasa de producción de descarga diaria mínima asignada, B / D

R_{glf} = relación de formación-gas / líquido, scf / STB

R_{gli} = relación operativa gas inyectado / líquido, scf / STB

R_{glu} = relación máxima descarga inyección-gas / líquido, scf / STB

T = temperatura del gas, ° F o ° R

T_{gio} = temperatura del gas de inyección en boca de pozo, ° F

T_{sc} = base de temperatura estándar, ° F o ° R

T_{vD} = temperatura de la válvula en profundidad, ° F

T_{vo} = temperatura de ajuste de la válvula de la gradilla de prueba de 60 ° F

T_{vs} = temperatura de ajuste de la válvula de la rejilla de prueba o del probador (diferente de 60 ° F), ° F

T_{vuD} = temperatura de descarga de la válvula de elevación de gas a profundidad, ° F

T_{wh} = temperatura superficial de la boca del pozo, ° F

T_{whf} = temperatura de la boca de pozo de la superficie de flujo, ° F

T_{whu} = temperatura de boca de pozo de la superficie de flujo de descarga asignada, ° F T_{wsd} = temperatura del pozo de fondo de pozo en D_d , ° F

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS DE CÁLCULOS QUE INTERVIENEN EN EL
SISTEMA DE GAS LIFT EN POZOS DE PETRÓLEO DE LA CUENCA ORIENTE
DEL ECUADOR”**

Autor: Anderson Ariel Orrala Lavayen

Tutor: Ing. Paulo César Escandón Panchana, Mgle.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación cumple el objetivo de dar a conocer la eficacia del sistema de Gas Lift como alternativa para la productividad adecuada de pozos mediante la automatización de procesos de cálculos para determinar la profundidad y el número de válvulas óptimos para la inyección. El sistema de levantamiento artificial por bombeo de Gas Lift es considerado uno de los sistemas más flexibles y de mayor capacidad extractiva en la industria de la explotación de hidrocarburos.

Al realizar el estudio de los pozos, utilizaremos procesos de cálculos que inciden en el sistema de gas lift a través de tablas y graficas representadas por un algoritmo que permite precisar la ubicación de las respectivas válvulas en pozos de altas profundidades optimizando el tiempo de operación y alcanzando datos precisos. Además de adquirir la ubicación de las válvulas en flujo continuo tanto en tasas normales y tasas altas, lograremos también resultados para flujo intermitentes, luego mediante la inyección de gas lift, aumentaremos la producción

de los pozos que se tomaran como modelos y por ende un mayor ingreso económico en la industria.

El proyecto implica un sistema de cálculos inmediatos de profundidades de válvulas a través de un lenguaje de programación mermando el tiempo estimado en los cálculos y reduciendo las iteraciones del cómputo tradicional, con el fin de seleccionar las profundidades adecuadas para la instalación de las válvulas de gas lift, aplicándolos a pozos del campo Libertador de la cuenca oriente del Ecuador.

Palabras claves: Levantamiento Artificial, Java, Válvulas, Gas Lift.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“AUTOMATION OF CALCULATION PROCESSES INVOLVED IN THE GAS LIFT
SYSTEM IN OIL WELLS IN THE EASTERN BASIN OF THE EQUATOR”**

Autor: Anderson Ariel Orrala Lavayen

Tutor: Ing. Paulo César Escandón Panchana, Mgle.

ABSTRACT

This research work fulfills the objective of publicizing the effectiveness of the Gas Lift system as an alternative for adequate well productivity by automating calculation processes to determine the optimal depth and number of Valves for injection. The Gas Lift artificial lift system is considered to be one of the most flexible systems with the highest extration capacity in the hydrocarbon exploitation industry.

When studying the wells, we will use calculation processes that affect the gas lift system through tables and graphs represented by an algorithm through a flow chart that allows to specify the location of the respective valves in deep wells optimizing the operation time and achieving accurate data. Besides acquiring the location of the valves in continous flow in both normal and high rates, we will also achieve results for intermittent flow, then through the injection of gas lift, well will increase the production of the wells that will be taken as models and therefore a greater economic income in the industry.

The project implies a system of immediate calculations of valve depths through a programming language reducing the estimated time in the calculations and reducing the iterations of the traditional calculation, with the purpose of selecting the suitable depths for the installation of the gas lift valves, applying them to oil Wells of the camp Libertador of the east basin of the Equator.

Keywords: Artificial Lift, Java, Valves, Gas Lift.

TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD.....	iii
DECLARACIÓN DE PROPIEDAD INTELECTUAL.....	v
DEDICATORIA.....	vi
AGRADECIMIENTO.....	vii
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	viii
RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT.....	xv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xxi
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema y Descripción del Tema.....	1
1.2 Justificación.....	3
1.3 Objetivo General:.....	4
1.3.1 Objetivos Específicos:.....	4
1.4 Antecedentes.....	4
1.5 Alcance de la Propuesta.....	5
1.6 Metodología.....	6
CAPÍTULO II.....	7
MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Generalidades de Área Libertador en la Cuenca Oriente del Ecuador.....	7
2.1.1 Ubicación y Área de Estudio.....	7
2.1.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	10
2.2. Estratigrafía General de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.....	11
2.2.1 Precámbrico.....	11
2.2.2 Paleozoico.....	11
2.2.3 Triásico-Jurásico.....	12
2.2.4 Jurásico Medio- Cretácico Temprano.....	12
2.2.5 Cretácico.....	13
2.2.6 Cenozoico.....	18
2.2.7 Neógeno y Cuaternario.....	19
2.3 Gas Lift.....	22
2.3.1 Equipos en superficie.....	23
2.3.2 Equipos de subsuelo.....	23
2.4 Tipos de Levantamiento Artificial de Gas Lift.....	23

2.4.1 Elevación de gas continuo.	24
2.4.2. Elevación de gas intermitente.	26
2.4.3 Tipos de instalaciones.	28
2.5 Válvulas De Gas Lift.....	33
2.5.1 Partes de la válvula.	34
2.5.2 Factores para la selección de un equipo de gas lift.	37
2.6. Determinación de las profundidades de las Válvulas de Gas Lift.....	37
2.6.1 Determinación de las profundidades de la válvula para flujo continuo.....	37
2.6.2 Cálculo de presión de apertura de válvulas de elevación de gas.	42
2.6.3 Determinación de las profundidades de la válvula a altas tasas.	45
2.6.4 Determinación de las profundidades de las válvulas de elevación de gas para flujo intermitente.	50
2.7 Selección Del Método Continuo O Intermitente	53
2.7.1 Presiones del yacimiento.....	53
2.7.2 Cuadro para la selección del tipo de método de levantamiento artificial de Gas Lift.	54
CAPÍTULO III.....	55
Descripción del Software “Lag Valve Design” para el cálculo de profundidades de Válvulas de Gas Lift en los pozos del Campo Libertador	
3.1.1 Algoritmo para el cálculo de las profundidades flujo continuo.....	55
3.2.1 Algoritmo para el cálculo de las profundidades flujo continuo a altas tasas.....	56
3.3.1 Algoritmo para el cálculo de las profundidades flujo intermitente.....	57
3.1.2 Diseño del software para el cálculo de profundidades de válvulas de Gas Lift.....	58
3.1.3 Plataforma de Registro e Inicio de Sesión.....	59
3.2.2. Módulo de diseño de instalación para flujo continuo.....	61
3.2.2 Módulo para el diseño de instalación de flujo continuo de tasas altas.	68
3.3.2 Módulo de levantamiento de gas intermitente para cálculos de instalación.....	69
CAPÍTULO IV	72
4.1 Comparación de resultados en 3 pozos del campo Libertador en la Cuenca Oriente del Ecuador.....	72
4.1.1. Cálculo de las profundidades de las válvulas para el pozo “Sec 24”.....	76
4.1.2. Información de pozo para el diseño de instalación de flujo continuo a altas tasas. 78	
4.1.2 Cálculo de las profundidades de las válvulas para el pozo “Pic 02”.	81
4.1.3 Cálculo de las profundidades de las válvulas para el pozo “Sec 2”.....	85
CAPÍTULO V	88
CONCLUSIONES	88

RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	90
ANEXOS.....	92
Tabla 2 Resultados de presión de apertura y del bastidor de prueba del pozo en flujo continuo	92
Tabla 3 Resultados de número de válvulas con sus respectivas profundidades del diseño de instalación en flujo continuo.....	92
Tabla 5 Resultados de número de válvulas con sus respectivas profundidades del diseño de instalación en flujo intermitente.	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Mapa esquemático de la Cuenca Oriente del Ecuador.....	7
Figura 2	Ubicación del área Libertador.....	8
Figura 3	columna estratigráfica de la Cuenca Oriente	10
Figura 4	Sistema de Gas Lift.....	22
Figura 5	válvula de elevación de gas en el tubo de aceite.....	24
Figura 6	El proceso de limpieza continua del levantamiento de gas.....	25
Figura 7	El proceso de limpieza intermitente del levantamiento de gas.	27
Figura 8	Instalación abierta por flujo natural	29
Figura 9	Instalación Semicerradas	30
Figura 10	Instalación cerrada	31
Figura 11	Instalación Típica Para Producción Por Gas.....	33
Figura 12	Válvulas / Mandriles Para El Sistema de Gas lift Fuente: Petroproducción,2000.....	34
Figura 13	Partes de la válvula	35
Figura 14	Válvula de operación de inyección de gas.....	36
Figura 15	Curvas de Gradiente de presión de flujo.....	39
Figura 16	Determinación gráfica de presión / profundidad del efecto de presión de producción adicional para la válvula de elevación por gas superior entre válvulas.....	44
Figura: 17	Factores de espaciado de gradiente de presión intermitente para diferentes tasas de producción diaria y diferentes tamaños de tubería.	51
Figura 18	Formulario de registro de Sección	59
Figura 19	Ventana de Inicio de Sesión.....	59
Figura 20	Pantalla Principal del programa	60
Figura 21	Módulos de la Aplicación	61
Figura 22	Ventana de las características del pozo.....	62
Figura 23	Ventana de ejecución de GLR	63
Figura 24	Interfaz gráfica de -Presión de flujo en curvas de gradiente de profundidad.....	64
Figura 25	Resultado de las profundidades de las válvulas.....	65
Figura 26	Interfaz gráfica de tasa de rendimiento de gas de inyección.....	65
Figura 27	Interfaz gráfica de las especificaciones de la válvula del vástago	66
Figura 28	Interfaz gráfica de especificaciones de la tabla para las temperaturas de las válvulas	67
Figura 29	Resultado de profundidades de las válvulas	67
Figura 30	Ventana de las características del pozo.....	68
Figura 31	Resultados de las profundidades de las válvulas del pozo.....	69
Figura 32	Ventana de las características del pozo.....	70
Figura 33	Interfaz gráfica de factor de espaciado de gradiente de presión intermitente para tasas de producción	71
Figura 34	Resultados de las profundidades de las válvulas del pozo.....	71
Figura 35	Diseño de instalación de válvula de gas lift para flujo continuo	102
Figura 36	Diseño de instalación de válvula de gas lift para flujo continuo a altas tasas.....	103
Figura 37	Diseño de instalación de válvula de gas lift para flujo intermitente	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Selección de método de Levantamiento por Gas Lift a la presión del yacimiento.....	54
Tabla 2 Resultados de presión de apertura y del bastidor de prueba del pozo en flujo continuo	92
Tabla 3 Resultados de número de válvulas con sus respectivas profundidades del diseño de instalación en flujo continuo.....	92
Tabla 4 Resultado de las presiones al inicio de la prueba de pozo.....	93
Tabla 5 Resultado del total de fuelles efectivos y el factor de transferencia de presión en la línea de diseño del pozo.....	93
Tabla 6 Especificaciones de la válvula para vástagos con bola y asiento de bordes afilados	94
Tabla 7 Factor de Temperatura para Nitrógeno para el pozo	95
Tabla 8 Resultados del cálculo de tabulación del diseño de elevacion de gas del pozo.....	97
Tabla 9 Resultados de presiones de transferencia, estática, descarga de temperatura y la relación de gas-líquido del pozo en altas tasas	97
Tabla 10 Resultados de número de válvulas con sus respectivas profundidades del diseño de instalación en flujo continuo a altas tasas del pozo	98
Tabla 11 Resultado de la presión de producción de flujo y datos de rendimiento para las válvulas de elevacion de gas lift en flujo en altas tasas.....	99
Tabla 12 Resultado de la presión de producción de flujo y datos de rendimiento para las válvulas de elevacion de gas lift.....	99
Tabla 13 Resultado de la presión de producción de flujo y datos de rendimiento para las válvulas de elevacion de gas lift en el pozo	100
Tabla 14 Resultado de la presión de producción de flujo y datos de rendimiento para las válvulas de elevacion de gas lift en el pozo	100

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema y Descripción del Tema

El proceso de cálculo que intervienen en el sistema de Gas Lift se efectúan por lo general por ecuaciones matemáticas sin embargo esto toma mucho tiempo e inclusive se realizan varias iteraciones y esto se convierte en un gran problema.

La sistematización y la creación de aplicaciones informáticas o simuladores en general que son encargados de construir modelos estáticos, dinámicos, cálculos de diseño, cálculos matemáticos etc., la mayoría de estos presentan inconvenientes cuando carecen de datos específicos al correr un programa en busca de solución si no se lleva un patrono de referencia como el cálculo del diseño por bombeo neumático (Gas Lift).

Por otro lado, se debe de considerar la geología de los campos petroleros, de tal manera que se conozcan sus propiedades físicas tanto del pozo, del yacimiento y de los fluidos además de análisis de costo que implica realizar este diseño.

Actualmente hay factores que afectan la instalación de gas lift, aunque es poco común, sin embargo, deben considerarse al momento de instalación del equipo debido a que es importante conocer ciertas características del yacimiento que pueden alterar la eficiencia y productividad del pozo.

Boyun Gou en el 2007 menciona que la selección adecuada de un método de levantamiento artificial para un sistema de productividad establecido (propiedades del yacimiento y del fluido, configuración del pozo y restricciones de las instalaciones de superficie) requiere un análisis profundo del sistema. Además, acota que las ventajas y desventajas relativas de los sistemas de levantamiento artificial se analizan para que los ingenieros puedan realizar una proyección exhaustiva para conocer el método artificial más adecuado en la productividad de un pozo.

Hay una serie de factores que afectan las características de la productividad de un pozo de petróleo, estos factores pueden contener problemáticas como propiedades fluidas del aceite, cantidad de gas, agua mezclado con el aceite, propiedades del depósito, tamaño de la producción de la tubería, etc.

Todos estos factores sin duda alguna juegan un rol muy importante al momento del diseño de gas lift, la instalación de gas lift prevalece al máximo la energía natural disponible en el reservorio. El levantamiento de gas es el método que más se asimila a proceso de flujo natural, existen fundamentalmente dos tipos de sistema de elevación de gas empleados en la industria petrolera, son: flujo continuo y flujo intermitente.

No se puede dejar de considerar en otros procesos de ingeniería en petróleo que también necesitan otro tipo de levantamiento artificial dependiendo de los factores que intervienen en las características del yacimiento para la toma de decisiones técnicas y económicas en un determinado sistema de producción quien lo ratifica Talib A en el 2008.

James F. en el 2008 establece que los modos de elevación de gas continuo son apropiados para pozos de petróleo con alta cabida de entrega de yacimiento y alta tasa de productividad. El método de gas por flujo intermitente es adecuado para pozos de petróleo con baja capacidad de entrega y baja tasa de producción, por otro lado, el otro procedimiento de levantamiento de gas por émbolo en una manera de levantamiento de gas intermitente y adecuado primordialmente para pozos con baja presión de fondo y baja capacidad de producción de líquido o pozos con alta presión de fondo de pozo y baja capacidad de producción de líquido. Por último, el levantamiento artificial por cámara es un levantamiento de gas similar al levantamiento artificial por émbolo debido a que ambos trabajan para flujo intermitente considerando que este trabaja de manera cerrada y es apropiado particularmente para pozos de baja producción y pozos de baja presión y alta profundidad.

Entonces con lo antes mencionado para un buen diseño de instalación de pozos se desarrollará un lenguaje de programación en “Java”. Este software compone de forma práctica las diferentes ecuaciones y/o fórmulas de las adecuaciones matemáticas, calcula y proporciona las gráficas de los cálculos tradicionales, de tal forma que genere las profundidades adaptables donde se insertará cada válvula de gas lift.

Con el propósito de aplicar un sistema de cálculos de válvulas de gas lift a través de un lenguaje de programación reduciendo tiempo estimado en los cálculos y reduciendo las iteraciones del cálculo tradicional, para seleccionar la profundidad adecuada para la instalación de la válvula de gas lift, aplicándolos a pozos petroleros de la cuenca oriente ecuatoriana donde aumentaremos la producción de los pozos que se tomarán como modelos.

1.2 Justificación

Nagham & Zoltan en el 2020 determinan que se debe realizar estudios del yacimiento donde se necesita conocer las propiedades tanto del pozo, de los fluidos y del yacimiento para poder determinar un correcto diseño al momento de instalación, debido que el levantamiento de gas es una técnica de levantamiento artificial que se ha utilizado ampliamente para mejorar la productividad del pozo de petróleo especialmente en la industria petrolera, cuando estos pozos producen bajos volúmenes de líquido.

Por tal razón se requiere de una herramienta automatizada que permita de manera fácil y con una interfaz amigable poder determinar las profundidades convenientes de las válvulas de gas

lift a partir de las condiciones generales del pozo y que muestre una mayor confiabilidad en los resultados.

A su vez la herramienta que comprende la colocación de los datos arroje datos precisos y resultados favorables y puedan ser utilizados en diferentes pozos con características similares de producción de gas

1.3 Objetivo General:

- Conocer la eficacia del sistema de gas lift como alternativa para la productividad óptima de pozos mediante la automatización de procesos de cálculos para determinar la profundidad y el número de válvulas óptimos para la inyección.

1.3.1 Objetivos Específicos:

- Crear un algoritmo basado en el proceso de cálculo de instalación del sistema Gas Lift.
- Reducir el tiempo estimado de los cálculos e iteraciones del cómputo tradicional con la ayuda del programa.

1.4 Antecedentes

Hoy en día existen diferentes trabajos, métodos e investigaciones que están encaminados al diseño de instalación por Gas Lift con una finalidad de conocer a que profundidades son adecuadas las instalaciones de las válvulas del diseño y el aumento de la productividad.

Afshin & Behnam en el 2018 consideraron que la elevación de gas a través de pozos se puede realizar con la elevación de gas con flujo de tubería al utilizar esta metodología el gas se inyecta por intermedio del pozo entre los espacios anulares mientras que el gas ingresa al tubo a una profundidad específica, y el fluido del depósito dentro del gas se produce a partir de los tubos.

Nagham & Zoltan en el 2020 aportan que para que existan una mayor producción por medio de la elevación por flujo neumático es aumentar la presión de extracción disminuyendo la presión de fondo fluyente. Estima que los principales metas o propósitos es establecer las profundidades apropiadas y la ubicación de la instalación de la válvula donde se debe seleccionar un régimen de flujo adecuado durante la tubería y calibrar las presiones de válvula de descarga para una mayor eficiencia de productividad es uno de los propósitos de un sistema de elevación de gas en los pozos petroleros ecuatoriano.

Hernández, en el 2016 explica que existen 3 procedimientos para calcular la profundidad del punto de inyección de operación de un sistema de instalación de gas lift, la primera se basa en las iteraciones del análisis nodal, la segunda se calcula para una tasa de flujo de gas de inyección dada por el usuario donde la profundidad del punto de inyección se cruce con las curvas de IPR (Inflow Performance Relationship) en el momento deseado dando una producción fija del líquido y la tercera se basa en un programa donde se calcula las profundidades del mandril de descarga y la profundidad del punto final de inyección.

Finalmente, el diseño de instalación de gas lift se puede adquirir mediante diferentes metodologías sean el uso ecuaciones matemáticas o modelos de software matemáticos descritas por diferentes autores a lo largo de las investigaciones previas.

1.5 Alcance de la Propuesta

Este proyecto se centra en la automatización de procesos de cálculos que intervienen en el sistema de gas lift a partir de los cálculos matemáticos llevados en un lenguaje de programación. Todo esto será analizado y llevado de manera exhaustiva debido a las diferentes variables con las que cuentan estas ecuaciones, logrando la construcción del programa con una interfaz apropiada, además de identificar la ubicación de las válvulas en flujo continuo tanto en tasas

normales y tasas altas, lograremos también resultados para flujo intermitentes. Se hace necesario el uso de gráficas, tablas, ecuaciones y datos dados en cada pozo.

Con el propósito de aplicar un sistema de cálculos de válvulas de gas lift a través de un lenguaje de programación reduciendo tiempo estimado en los cálculos y reduciendo las iteraciones del cálculo tradicional, para seleccionar la profundidad adecuada para la instalación de la válvula de gas lift, aplicándolos a pozos petroleros de la cuenca oriente ecuatoriana donde aumentaremos la producción de los pozos que se tomarán como modelos.

1.6 Metodología

El proyecto se llevará a cabo por medio del estudio de pozos de la Cuenca Oriente del Ecuador principalmente de los pozos del campo Libertador donde se obtendrá que campo será apto para aplicar un diseño de sistema de levantamiento artificial por Gas Lift, se identificarán las variables que intervienen en cada ecuación y/o fórmula.

Posteriormente en la etapa del análisis de las características del pozo, el proyecto se centrará en la creación de la aplicación informática LAG VALVE DESIGN en Java y en el diseño del algoritmo donde se insertarán las diferentes propiedades que tiene el yacimiento para el cálculo de las profundidades de las válvulas, una vez concluida la aplicación se realizará un estudio de los resultados obtenidos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades de Área Libertador en la Cuenca Oriente del Ecuador

2.1.1 Ubicación y Área de Estudio.

El área Libertador se encuentra operada por la empresa EP Petroecuador, es una de las de las más importantes del Distrito Amazónico.

La Cuenca Oriente encubre aproximadamente un área de 100.000 Km² se localiza entre los Andes al Oeste y el Escudo Guayanés en el Este. La cuenca prolifera hacia el Norte en Colombia. (Cuenca de Putumayo) y en el sur de Perú (Cuenca de Marañón).

Está ubicada en la Región Amazónica, provincia de Sucumbíos a unos 250 Km al este del Distrito Metropolitano de Quito y alrededor de 25 Km al sur de la frontera con Colombia.



Figura 1 Mapa esquemático de la Cuenca Oriente del Ecuador.

Fuente: Roddaz et al.,2003



Figura 2 Ubicación del área Libertador

Fuente: EP Petroecuador, elaborado por: EP Petroecuador, 2015

La cuenca oriente se determina por relieves importantes y está relacionada a otras cuencas de antepaís andino. Los relieves subandinos del levantamiento Napo conectan al Noroeste con la Cordillera de Cutucú, al Suroeste aflúa el mega-cono aluvial del Pastaza que se desarrolla hacia la Cuenca Marañón de Perú. (Ramirez, 2007).

Baby & Barrajan en el 2004 mencionan que la Cuenca Oriente se forma de esfuerzos transpresivos a partir del Cretácico, lo que desarrolla la aparición de la Cordillera Real y propiamente la formación de la cuenca. La evolución de los campos petroleros son el resultado del movimiento tectónico de antiguas fallas de la edad del triásico y/o jurásico inferior. Posteriormente el análisis de estas estructuras petrolíferas ha ayudado a identificar inmersiones tectónicas, presentes del periodo Turoniano, es allí donde comienza el desarrollo y la totalidad de las estructuras petrolíferas de la Cuenca Oriente.

Las rocas precretácicas del repleto sedimentario yacen al Cratón guayanés y fueron depositadas en distintos ambientes que van desde la Formación Pumbuiza, formación Macuma, formación Yaupi y la formación Misahualli.

El área Libertador se encuentra conformada por los siguientes campos: Shuara, Pichincha, Secoya, Shushuqui, Atacapi, Tetete, Tapi, Frontera, Pacayacu.

La sección del periodo cretácico de la formación Hollín, Basal, Napo y Tena de la cuenca ecuatoriana tienen características bien similares de un modo de estratigrafía de secuencia. Esta cuenca, según en los estudios sedimentológicos demuestra que su sistema fluvial ha evolucionado al mismo tiempo su drenaje también cambió durante todo el periodo del Eoceno al Oligoceno. (Díaz, 2004).

2.1.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.

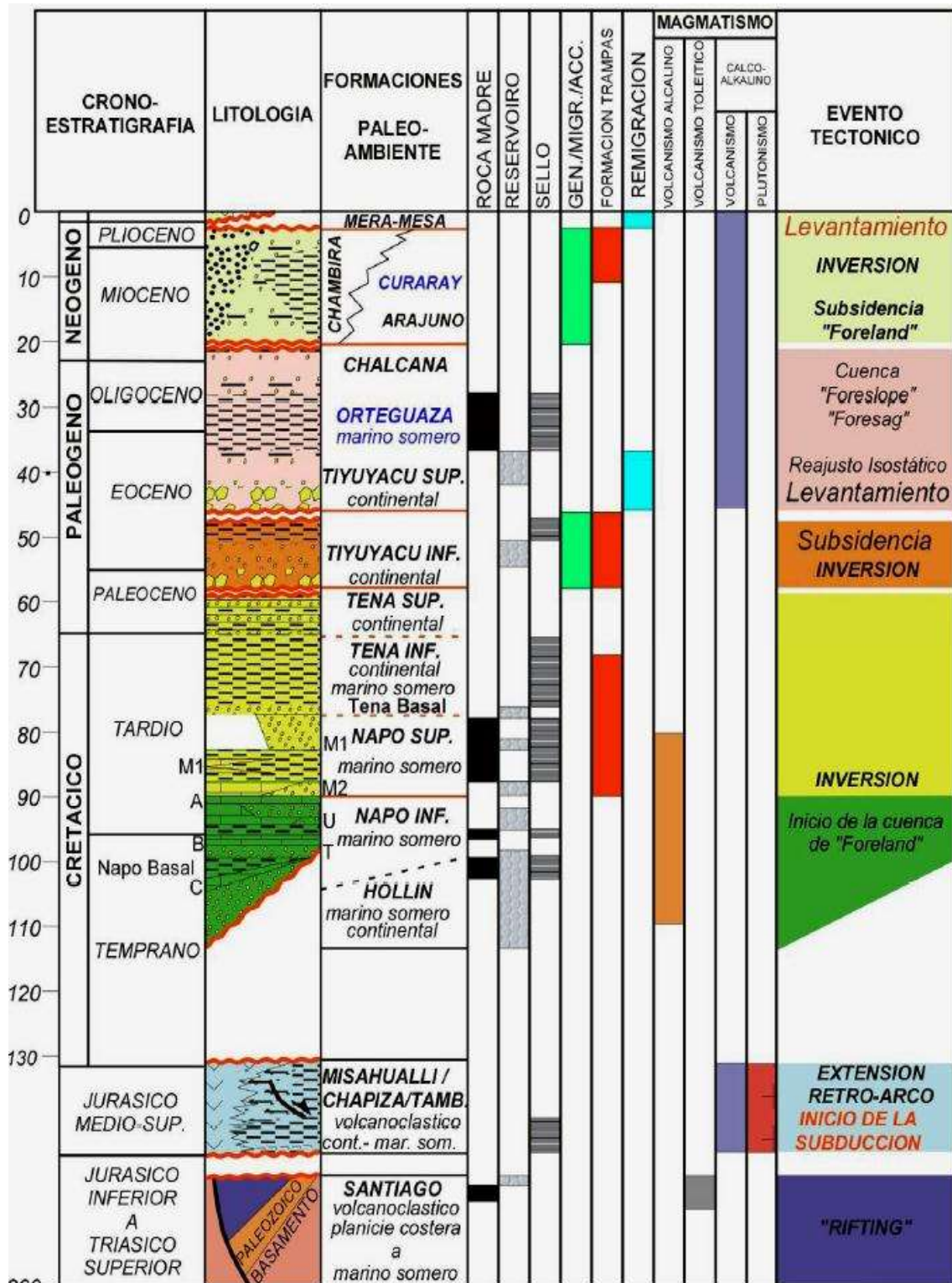


Figura 3 columna estratigráfica de la Cuenca Oriente

Fuente: Petroproducción, Baby Rivadenerira,1999

2.2. Estratigrafía General de la Cuenca Oriente Ecuatoriana

2.2.1 Precámbrico.

Rivadeneira en 1999 menciona que el periodo precámbrico está formado por rocas ígneas y metamórficas, estas rocas constituyen, en ser las más antiguas que se han encontrado en la Cuenca Oriente.

2.2.2 Paleozoico.

2.2.2.1 Formación Pumbuiza.

Ha sido delimitado por Goldschmidt en el 1940. La formación Pumbuiza aparece al Noroeste del cerro Macuma en el Rio Lausín y en la cordillera de Tiririco, contiene rocas grises y negras muchas de ellas en especie de grafito con intercalaciones de areniscas de cuarzo que son duras de grano fino y con conglomerados de grano fino de color gris oscuro. Su espesor es totalmente desconocido, yace por la formación Macuma y son rocas que fueron formadas en ambientes marinos en la edad Paleozoica Pre-Carbonífero.

2.2.2.2 Formación Macuma.

Goldschmidt en 1940 alude que la formación Macuma está formada de calizas bioclásticas y de lutitas negras, en el cual, aflora en núcleos anticlinales conformada de la formación Pumbuiza. Esta formación tiene un espesor desconocido como la formación Pumbuiza en el norte del levantamiento Cutucú la formación tiene una discordancia angular de la formación Pumbuiza.

2.2.3 Triásico-Jurásico.

Rivadeneira en 1999 alega que en este periodo se formaron zonas productoras petrolíferas de la Cuenca Oriente.

2.2.3.1 Formación Santiago y Sacha.

Fue definida por Goldschmidt en 1940 aportando que la formación Sacha fue descubierta sobre los estudios palinológicos que se dan en una era triásica localizadas sobre los sedimentos de la formación Macuma. Esta formación está constituida en el continente lateral al sur de la formación Santiago, en el levantamiento Cutucú.

La formación Santiago es consecuente de una cadena de calizas marinas del Jurásico inferior, con intercalaciones de piroclastos, areniscas y lutitas y ronda una gran parte de la cordillera de Cutucú. La formación se extiende hacia el sur del Ecuador sin embargo no es conocida en el resto de la una ecuatoriana y es pobre en fósiles (Baby & Rivadeneira , 1999).

2.2.4 Jurásico Medio- Cretácico Temprano.

2.2.4.1 Formación Chapiza / Yaupi / Misahualli.

La formación Chapiza y Yaupi fue definida por Goldschmidt en 1940 aportando que la formación conecta al sur con la cordillera de Cutucú es una sucesión de sedimentos clásticos continentales, que fueron sedimentados en un ambiente de clima seco o desértico, el espesor varía de 600 a 450 metros. Se lo estima de la edad jurásica medio o terminal.

Su afloramiento esta entre el rio Chapiza y Yaupi, con extensión de 25 a 31 Km. Al Noroeste del pueblo de Yaupi.

Dividió en 3 etapas esta formación:

Chapiza Superior: Constituidas de lutitas, areniscas feldespáticas y conglomerados interestratificados con tobas violáceas de color verde y gris.

Chapiza Medio: Discierne de intercalaciones de lutitas y areniscas sin intercalaciones de lutitas.

Chapiza Inferior: Son intercalaciones de lutitas, areniscas, evaporitas y dolomitas.

La **formación Yaupi** comprende la parte norte de la cuenca, son los depósitos de la parte superior de la Formación Chapiza del Jurásico Superior. Está formado por intercalaciones de limolitas y arcillolitas de multicolores, es totalmente erosiva sobre la formación Sacha o sobre el Paleozoico.

Formación Misahualli aflora en el subandino lateralmente de la formación Chapiza y la Formación Yaupi. Constituyen rocas volcánicas masivas y gruesas, que comprende a un potente sistema magmático en el norte de Perú. (Rivadeneira & Baby, 1999).

2.2.5 Cretácico.

2.2.5.1 Formación Hollín.

Watson & Sinclair en 1927 mencionan que la formación comprende de areniscas cuarzosas, con un espesor de 80 a 240 metros incluidas lutitas fracturadas. La cuarcita Hollín aflora la zona subandino presentándose ampliamente en algunas partes del levantamiento Napo. Esta formación forma gran parte de los reservorios de los campos petroleros del nororiente del Ecuador.

Después de un periodo de sedimentación de la edad del jurásico y paleozoico, la formación Hollín comprende 3 ambiente deposicionales. La parte basal es analizada como depósitos fluviales seguidos de depósitos de ríos entrelazados progradantes y diacrónicos de planicies aluviales, estas se desarrollan al oeste de la cuenca.

Este sistema de ambientes distales son afluencias de ambientes fluviales donde progresivamente se denota un cambio de un sistema detrítico. (Baldock, 1982)

2.2.5.2 Grupo Napo.

Watson & Sinclair en 1927 mencionan que el grupo Napo es el consecuente más primordial del oriente ecuatoriano, conlleva una serie de sucesiones de lutitas negras, calizas negras y areniscas calcáreas. Su espesor varía entre los 200 metros a los 700 metros, yace sobre la formación Hollín en todo el Oriente.

Este grupo se encuentra dividido en las siguientes formaciones:

2.2.5.2.1 Formación Napo Basal.

(Ordoñez et al, 2006) definió que la formación es una secuencia de trasgresión de los mayores trasgresores de lutitas Napo basal, es el último taburete arenoso de la formación Hollín, areniscas T y calizas C y T.

Las areniscas basales y calizas C no pueden ser utilizadas como línea de tiempo debido que desaparecen en el periodo Albiano Temprano y Albiano Tardío.

La **Arena basal** de la formación Napo está asociada a un incremento de bioturbación y disminución de depósito, la parte inferior son depósitos finos y débiles y sin fauna marina, pueden ser depósitos de pantano.

La **Caliza C** son de ambiente marino confinado, en su estudio se ha caracterizado por 2 ejemplares, la parte superior son de una anomalía de Rayos Gamma, muy comprendido de estos por presencia de calizas y lutitas negras ricas en materia orgánica.

Las **Lutitas Napo Basal** de la edad Albiano Tardío según (Ordoñez et al, 2006), son de evolución regresiva y presentan una secuencia de transgresión que alcanza una rápida inundación, su contacto basal es muy diacrónico. Por otra parte, su parte superior con una trasgresión superior constituye una excelente línea de tiempo de las cuales se dividen en 3 etapas:

La parte inferior, su base es superficialmente endurecida que indica un ambiente marino mucho más abierto. La microfauna es más numerosa en la base lo que insinúa una tendencia regresiva.

La parte media su apilamiento de margas es más notoria que en la parte anterior, cuya consecuencia empieza por un banco de calizas bioturbadas (fauna de ambiente marino somero), las que presentan superficies endurecidas.

La parte superior poseen lutitas decrecientes y representa una secuencia regresiva de rocas carbonatadas. Consecuentemente es un ambiente más abierto y denso que el anterior. Es rica en pirina, estas rocas contienen una fauna de medio abierto.

Las **Calizas T** de la edad Albiano Tardío según Ordoñez et al, 2006 son intercalaciones de margas y lutitas arenosas, en la parte superior se encuentra el cuarzo detrítico. Las calizas, la fauna diversificada y las bioturbaciones indican un ambiente carbonatado somero y abierto.

Las **Areniscas T** son las más conocidas en toda la cuenca, su base parece ser una buena línea de tiempo. Sin embargo, el tope no parece ser una buena línea de tiempo ya que las areniscas T como T principal, T superior, etc. no son correlacionables de campo a campo (White et al., 1995).

2.2.5.2.2. Formación Napo Inferior.

Está constituida por las Calizas B, las Lutitas U y las areniscas U.

Según Ordoñez et al, 2006, menciona que las **Calizas B** son de la era Albiano superior medio, son conocidos en el Noroeste de la cuenca también en la parte Sur y Oeste de la cuenca con diferente facies, hacia el este se confunden con la arenisca T, son de abundante grano de glauconita con intercalaciones de areniscas con calizas muy masivas y fosilíferas con ciertos afloramientos. Presentan un ambiente somero y abierto de mucha energía y de un ambiente transgresivo.

Jaillard en 1997 atribuyó que las **Lutitas U** son de la edad del Cenomaniano inferior. Al igual que las calizas B son conocidas en toda la cuenca, comprenden de lutitas negras ligeramente calcáreas, con someraciones hacia arriba. Su ambiente es marino muy profundo y de muy baja energía.

La **Arenisca U** es de la edad del Cenomaniano Temprano son de secuencia decreciente comprende grano y estratos de areniscas cuarzosas, areniscas bioturbadas, lutitas y calizas. (White et al., 1995)

2.2.5.2.3 Formación Napo Medio.

Sus calizas comprenden una gran secuencia de depósito.

Jaillard en 1997 & Vallejo en el 2002 atribuyeron que las **Calizas A** de la edad del Turoniano Medio en la parte inferior comprende una potente sección de calizas masivas y laminadas que localmente son abundantes, en la parte superior esta constituidas por calizas fosilíferas so de ambiente abierto y de muy poca energía.

Según Ordoñez et al., en el 2006, de la edad del Turoniano Superior afirma que la **Arenisca M-2** son intercalaciones de lutitas con sucesiones de secuencia de areniscas muy finas separadas que están situado al Este de la cuenca.

White et al., en 1995 acotan que las Calizas **M-2** son de la era Turoniano Tardío compuesta de intercalaciones de lutitas con calizas fosilíferas.

2.2.5.2.4 Formación Napo Superior.

Ordoñez et al., en el 2006 alude que la formación Napo Superior son ricas en materia orgánica y las lutitas ricas en organismos planctónicos que representan un nivel máximo de inundación.

La **Caliza M-1** del periodo Coniciano Temprano según Ordoñez et al., en el 2006 acota que contienen calizas, lutitas y margas con un ambiente de anoxia muy restringida.

La **Lutita M-1** del periodo Santoniano Tardío constituyen a lutitas negras grises muy oscuras que son ricas en materia orgánicas y comprenden de un ambiente marino somero según Jaillard en 1997.

Ordoñez et al., en el 2006 menciona que las **Limolita M-1** del periodo Campaniano Temprano Medio son depósitos con intercalaciones arenosos y carbonatados con ambiente marino somero y de muy baja energía.

La **Arenisca M-1 Inferior** del periodo Campaniano Medio constituidas de areniscas gruesas y masivas pertenecientes a un ambiente fluvial marino definido por Jaillard en 1997.

La **Arenisca M-1 Superior** del periodo Campaniano Medio según Raynaud et al., en 1993 menciona que constituidas de areniscas con lutitas intercaladas y yacen en yacimientos pantanosos.

Jaillard en 1997 acota que el **Miembro Arenisca Tena Basal** del periodo Maastrichthiano Temprano comprende areniscas calcáreas y cuarzo, comprenden de microconglomerados, brechas calcáreas y areniscas cuarzosas.

2.2.6 Cenozoico.

2.2.6.1 Formación Tiyuyacu.

Consta de 2 miembros el Tiyuyacu superior y el Tiyuyacu Inferior.

El **Miembro Tiyuyacu Inferior** son conglomerados en proporciones menores de areniscas gruesas y lutitas. Los conglomerados comprenden el 90% de cherts rojos y ángulos y 10% de cuarzo lechoso con rocas metamórficas.

El **Miembro Tiyuyacu Superior** son conglomerados en proporciones menores de areniscas y lutitas. La parte superior en ciertos lugares esta erosionado y la parte inferior está completamente erosionado, por la que la formación Tena sobreyace el Miembro Tiyuyacu superior. (Baldock, 1982)

2.2.6.2 Formación Orteguaza.

La edad que se le otorga a esta formación es el Oligoceno según Ordoñez et al., en el 2006 donde menciona que la formación Orteguaza comprende la parte superior de la formación del Tiyuyacu Superior y está por debajo de la formación Chalcana. Contiene de areniscas grises y verdosas, con lutitas negras y verdosas, son de ambiente marinos someros.

2.2.7 Neógeno y Cuaternario.

2.2.7.1 Formación Chalcana.

Comprende las facies continentales de la formación Orteguaza y están constituidas de arcillolitas rojas con rocas calcáreas y esporádicas con intercalaciones de lutitas conglomeradas. (Baby & Rivadeneira , 1999)

2.2.7.2 Formación Arajuno.

Son intercalaciones de arcillolitas y limolitas constituidas primordialmente de areniscas finas y gruesas, la formación está separada de la formación Chalcana debido a un contacto bien definido. Su potente secuencial es de más de 1000 metros con ciertas variaciones litológicas. (Baldock, 1982)

2.2.7.3 Formación Chambira.

Baldock en 1982 define que la formación Chambira tiene un espesor que oscila entre los 1000 a 1500 metros comprende de sedimentos clásticos gruesos, yace la Formación Arajuno infringiendo a la formación Curacay.

2.2.7.4. Formación Curacay.

Comprendida por la jungla bajo capas aluviales y confinada al Este del Oriente según Rivadeneira & Baby en 1999, está comprendida de arcillas rojas verdosas y azuladas bien estratificadas, ocasionalmente se hayan yeso con intercalaciones de arenisca de grano fino.

2.2.7.5 Formación Mesa.

La edad que le atribuye Baldock en 1982 es el Plioceno – Pleistoceno y comprende una serie de depósitos clásticos de medio a gruesos, su formación más gruesa es en la parte Oeste de la

Cordillera aproximadamente de 1000 metros, por otro lado, al Este en la zona subandino es de 100 metros de espesor.

2.2.7.6 Formación Mera.

Baldock en 1982 atribuye la era Cuaternaria a esta formación y acota que la formación Mera esta conformadas por areniscas tobaceas y arcillas, la formación hacia el este disminuye su espesor, tamaño del grano y su altitud.

2.2.7.7. Estructuras y Arenas Productoras.

La estructura o columna estratigráfica del área tiene una litología interna en el subsuelo formada por capas o arenas productoras de diferentes espesores y composiciones las cuales se detallan a continuación.

2.2.7.7.1 “U Superior”

En 2 pozos Labogeo (1995) detalla areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones con intercalaciones de lutitas. La presión del reservorio supera los 1400 psi.

2.2.7.7.2 “U media”

Es una arenisca de poco espesor, cuarzosa, con estratificaciones cruzadas, onduladas y en partes masivas la base (Shuara 26), con delgadas intercalaciones de lutitas. En el tope se encuentra con una bioturbación.

2.2.7.7.3 “U Inferior”

Comprende una arena cuarzosa, en partes algo de micáceo (Laboceo,1995), grano decreciente, limpia, masiva y con estratificaciones cruzadas a la base laminada al techo. La presión del reservorio supera los 1600 psi.

2.2.7.7.4 “Basal Tena”

Su estructura litológica comprende de relleno de canales erosionados, tienen un ancho de 140 ft a 250 ft, y un rango de presión de reservorio de 1100 a 2900 psi.

2.2.7.7.5 “T Superior”

Define areniscas cuarzo-glaucónitas de grano muy fino, masivas o onduladas, con bioturbaciones. Tiene importante de presencia de cemento calcáreo, además la presión del reservorio supera los 1450 psi.

2.2.7.7.6 “T Inferior”

Es de arenisca cuarzosa de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas. Tienen un importante contenido de glaucocina, la presión del reservorio de esta arenisca supera los 3400 psi.

Las areniscas presentes en las areniscas se describen a continuación por reservorios y en orden de importancia:

- Arenisca “T “: caolinita, illita, clorita y esmectita
- Arenisca “U” Inf.: caolinita, enectita, clorita e illita
- Arenisca “U” Sup.: caolinita, esmectita, illita y clorita.

La producción de este campo proviene de los reservorios “U”, “T” y marginalmente de Basal Tena. El crudo tiene en promedio 30° API.

2.3 Gas Lift

En primer lugar, se inyecta gas comprimido en la parte baja del tubo, donde se combina con el fluido que producen las capas de petróleo. En el cual, tanto la densidad del fluido como el peso de la columna del fluido en el tubo del aceite disminuyen, lo que hace que merme el gradiente de presión del flujo del tubo. Luego, incrementa la diferencia de presión entre el fondo del pozo y la capa, que es la potencia que fluye el fluido por la tubería. Por consiguiente, el método de levantamiento artificial por gas lift es igual que el de producción por flujo natural. Y la diferencia entre los dos es que el método de gas lift sale por el método artificial. (Maggiolo, 2004)

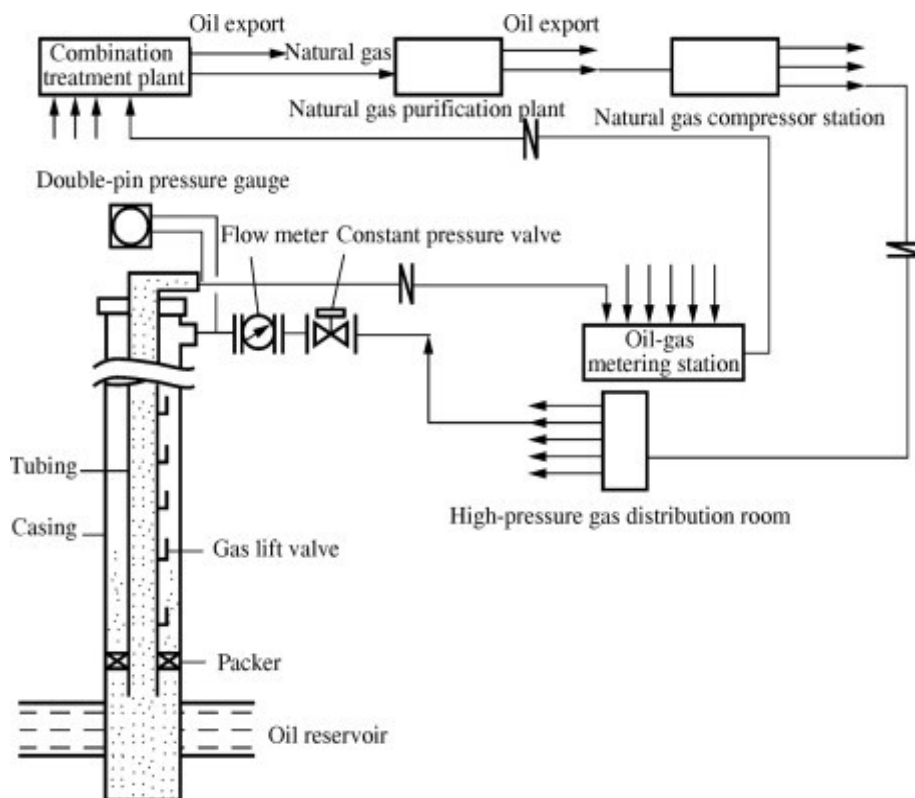


Figura 4 Sistema de Gas Lift.

Fuente: Wan Renpu, in *Advanced Well Completion Engineering*

2.3.1 Equipos en superficie.

- Ensamblaje de la cabeza del pozo
- Choque (para flujo continuo)
- Choque con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente)
- Compresores
- Separador

2.3.2 Equipos de subsuelo.

- Mandriles de gas lift
- Válvulas de gas lift
- Empaque de subsuelo

2.4 Tipos de Levantamiento Artificial de Gas Lift

La clave para que exista un buen levantamiento artificial son las válvulas de elevación por gas instaladas en la tubería, estas válvulas se instalan a lo largo de la tubería y proporcionan vías para el gas inyectado desde la carcasa hasta la tubería.

Existen varios tipos de levantamiento de gas, en los principales existen 2: elevación de gas continua y elevación de gas intermitente. (Renpu, 2011)

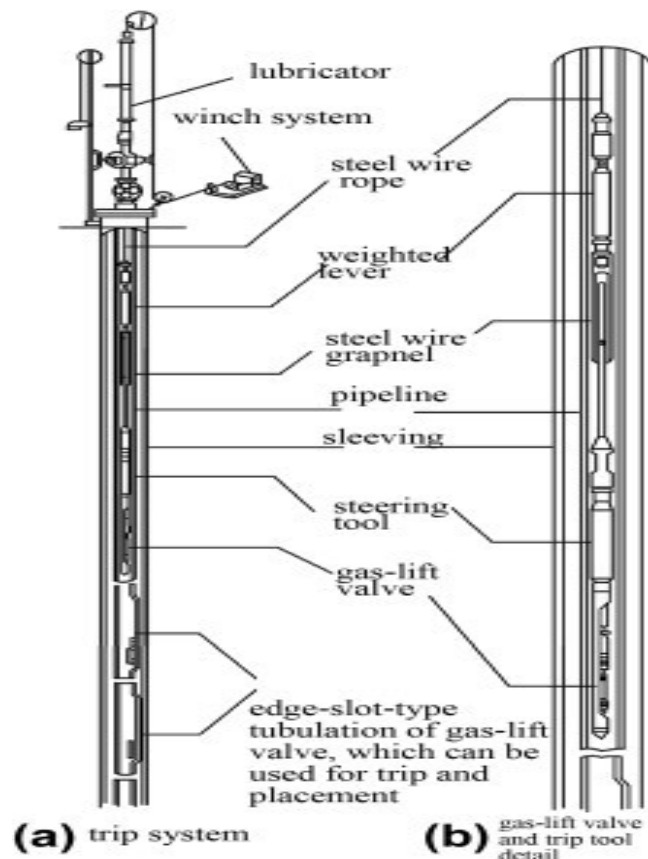


Figura 5 válvula de elevación de gas en el tubo de aceite.

Fuente: Wan Renpu, in *Advanced Well Completion Engineering* (Third Edition), 2011

2.4.1 Elevación de gas continuo.

Duan en el 2014 acoto que el sistema de elevación por flujo continuo se inyecta gas con un poco de presión en la tubería abriendo la válvula de elevación de gas, y el fluido de la válvula de elevación de gas se combina con el gas, esto hace que se vuelva más denso a medida que el gas se sigue combinando y se eleva al suelo por la expansión continua de gas, mencionando también sus aplicaciones, ventajas y desventajas. La figura 5 muestra todo el proceso de drenaje de un levantamiento de gas continuo.

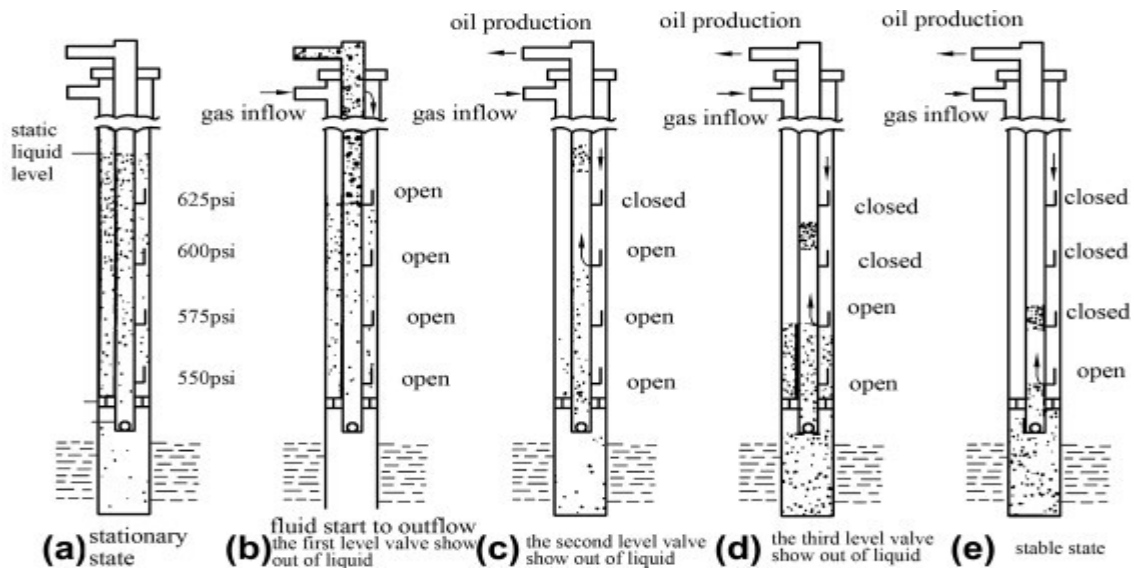


Figura 6 El proceso de limpieza continua del levantamiento de gas

Fuente: Ingeniería avanzada de términos de pozos Elaborado por Boyun Gou,2007

2.4.1.1 Aplicación del flujo continuo.

- Altas tasas de producción.
- Bajas o altas RGL de yacimiento.
- Alta producción de agua.
- Alta presión de fondo.

Ventajas

- Los costos de mantenimiento y operación son bajos.
- Los costos al inicio de operaciones son muy bajos a diferencia de otros métodos de levantamiento artificial.
- En las desviaciones de pozo su eficiencia es poco alterada.
- Son aplicables en pozos profundos de más de 10000 ft.
- No sufre alteraciones por producción de arena.

Desventajas

- Su principal desventaja es tener una presión de yacimiento y de gas de inyección muy elevados en el fondo del pozo.
- Se adapta más a los yacimientos donde existe un acuífero de por medio.
- No se aplica a pozos con baja presión de fondo.
- Bajas tasa de producción.

2.4.2. Elevación de gas intermitente.

Si la inyección de gas se elabora en un tiempo prediseñado y el petróleo crudo se produce en un determinado ciclo intermitente se denomina elevación de gas por flujo intermitente. El mecanismo de elevación de gas intermitente contiene una válvula de control de tierra y un controlador de tiempo de ciclo de la tubería de inyección de gas para manejar y poder controlar el tiempo de inyección de gas y el de cierre. Este tipo de levantamiento tiene algunas válvulas de levantamiento de gas en el fondo del pozo. Las válvulas superiores se denominan válvulas de drenaje y solo la válvula inferior se denomina válvula de inyección de gas. Es muy similar el proceso de drenaje de la elevación de gas intermitente al de elevación de gas continuo. Al inicio todas las válvulas de elevación de gas están abiertas y luego se apagan gradualmente en cada sección de nivel, hasta que se abra la válvula de inyección inferior. (Renpu, 2011)

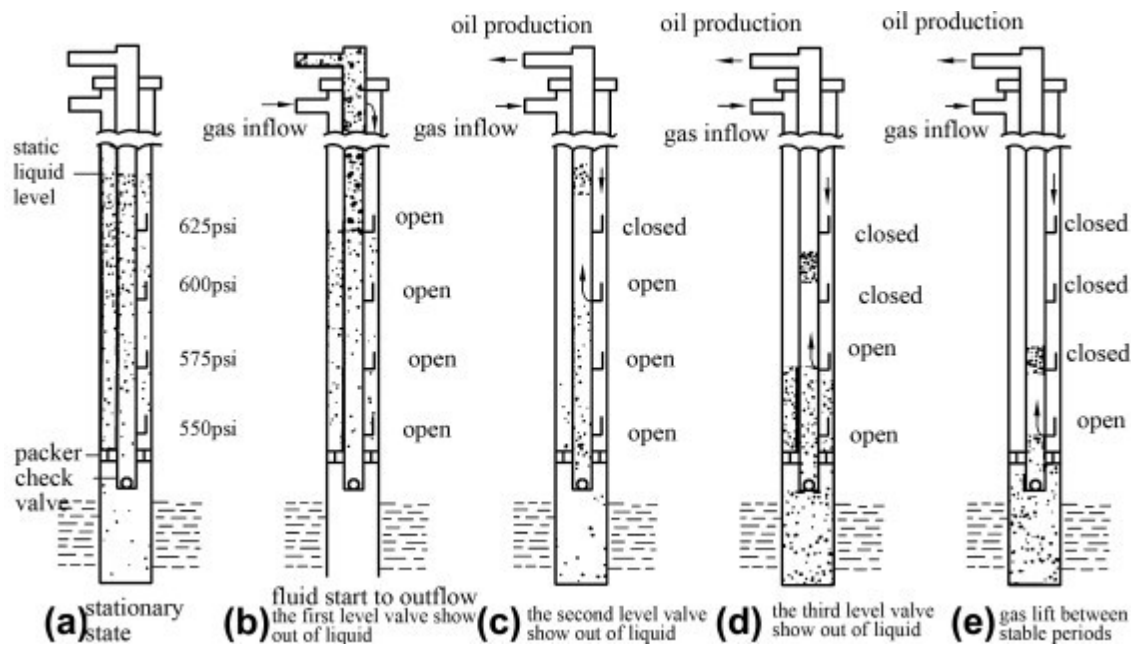


Figura 7 El proceso de limpieza intermitente del levantamiento de gas.

Fuente: Ingeniería avanzada de terminación de pozos, Elaborado por Boyun Gou, 2007

2.4.2.1 Aplicaciones de levantamiento de Gas Intermitente.

- Bajas tasas de producción.
- Bajo RGL de yacimiento.
- Bajo presión de fondo
- Bajo índice de productividad.
- Pozos sin arenamiento.

Ventajas

- Son aplicables a pozos de baja producción.
- No necesita la energía del yacimiento.

Desventajas

- Necesita de un separador de alto caudal.

2.4.3 Tipos de instalaciones.

Michelena en el 2008 explica concernientemente a las características del yacimiento, completaciones de pozos, fluidos ya producidos, el futuro comportamiento del pozo, etc.

De los cuales menciona las 3 más importantes:

- Instalaciones abiertas por flujo anular.
- Instalaciones semicerradas.
- Instalaciones cerradas.

Otros tipos de Instalaciones:

- Instalación de cámara.
- Instalación Macarroni.
- Instalación packer.

2.4.3.1 Instalaciones abiertas por flujo natural.

El tubing esta pendido sin obturador ni válvula fija esto hace que la presión que se inyecta en el casing proceda contra la formación y se cree con el tubing

Características

- Se utiliza levantamiento por gas continuo.
- La falta de obturador hace que tenga un nivel de fluido elevado.
- La alteración de presión en la línea de flujo (lo que hace que el fluido ascienda y descienda por el anular).

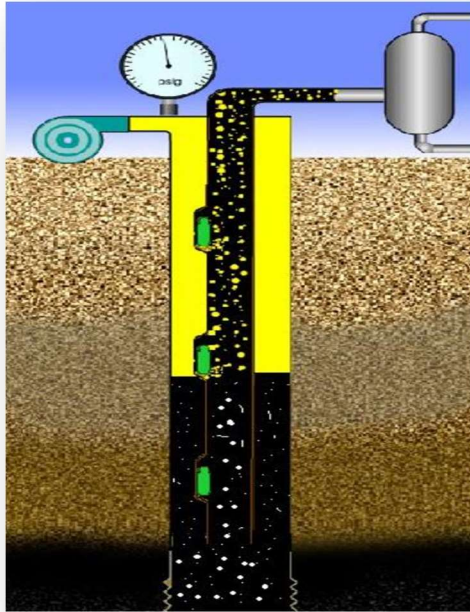


Figura 8 Instalación abierta por flujo natural
Fuente: Gas Lift Basico,2004 Elaborado por Ricardo Maggiolo

2.4.3.2 Instalaciones semicerradas.

En las instalaciones se utiliza un packer y obturador, pero sin válvula fija (standing valve) lo que ocasiona un sello entre el tubing y el casing.

Características

- Se utiliza para flujos continuo e intermitente.
- El obturador realiza la acción de que ningún fluido vaya al casing
- Las válvulas deben tener un choque para que no tengan o no haya fluido del tubing al casing.

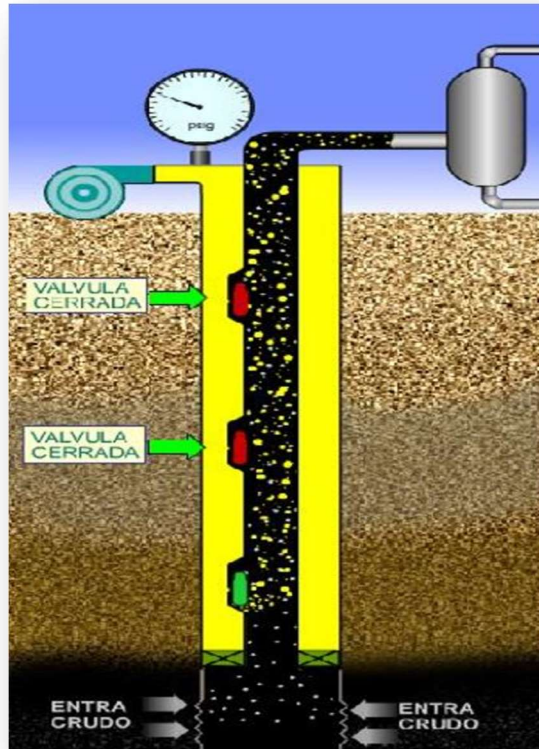


Figura 9 Instalación Semicerradas

Fuente: Gas Lift Basico,2004 Elaborado por Ricardo Maggiolo

2.4.3.3. Instalaciones cerradas.

Se adoptan un obturador u una válvula fija. La empacadora sella el anular que enlazan la tubería de producción con el casing y la válvula fija; permite el flujo de la tubería vaya únicamente en una sola dirección en la cual es una necesidad en pozos de un índice de producción alto o medio.

Estas características del pozo ayudan que el fluido vaya hacia interior y exterior de la formación con poca resistencia

Características

- La válvula cerrada elude que la presión del gas inyectado actúe por encima de la formación.
- La válvula cerrada se considera ser colocado al final del tubing o por debajo de la última válvula de gas lift.

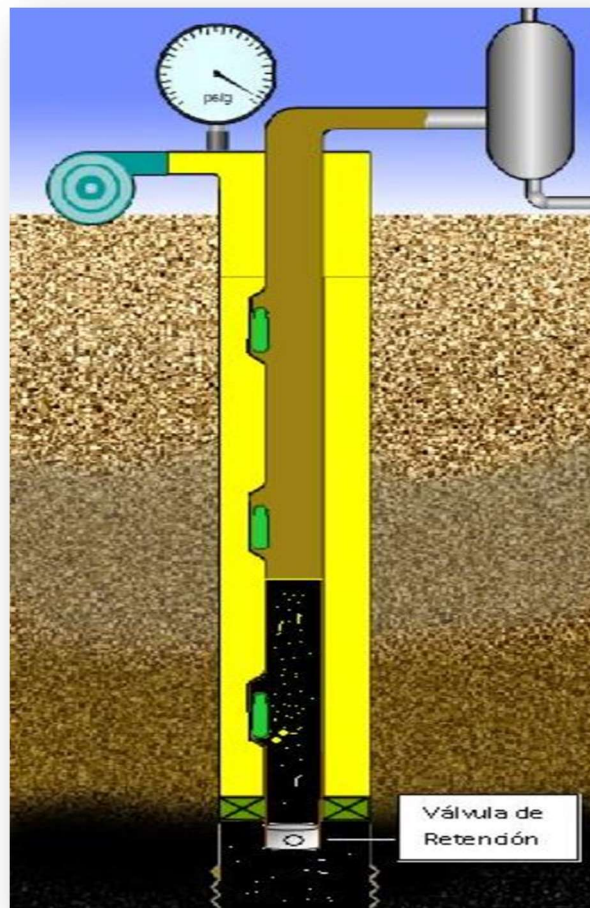


Figura 10 Instalación cerrada

Fuente: Gas Lift Basico,2004 Elaborado por Ricardo Maggiolo

2.4.3.4 Instalación de cámara.

Se utilizan en pozos en donde la presión es baja con índice de producción altos o intermedios. La producción se acumula en la cámara que es instalada para la tubería con la finalidad de inyectar el gas adentro de esta cámara, por medio de una válvula, el fluido se forsa hacia arriba dentro de la tubería del pozo.

2.4.3.5 Instalación Macarroni.

Es considerada así, porque posee un diámetro de producción muy pequeño haciendo combinaciones de casing y tubería de producción.

2.4.3.6 Instalación packer.

Es de una sola tubería cuya función principal es aislar la zona de producción del pozo y encauzar la energía para que la cantidad de gas inyectado opere abriendo la válvula operadora y ayude empujando al petróleo desde la caja de acumulación a la superficie. Otra de las utilidades de un packer es para que el petróleo producido dentro ascienda de la tubería de producción y no llene el espacio anular por donde se inyecta el gas a alta presión.

2.4.3.7 Instalación típica para la producción de gas.

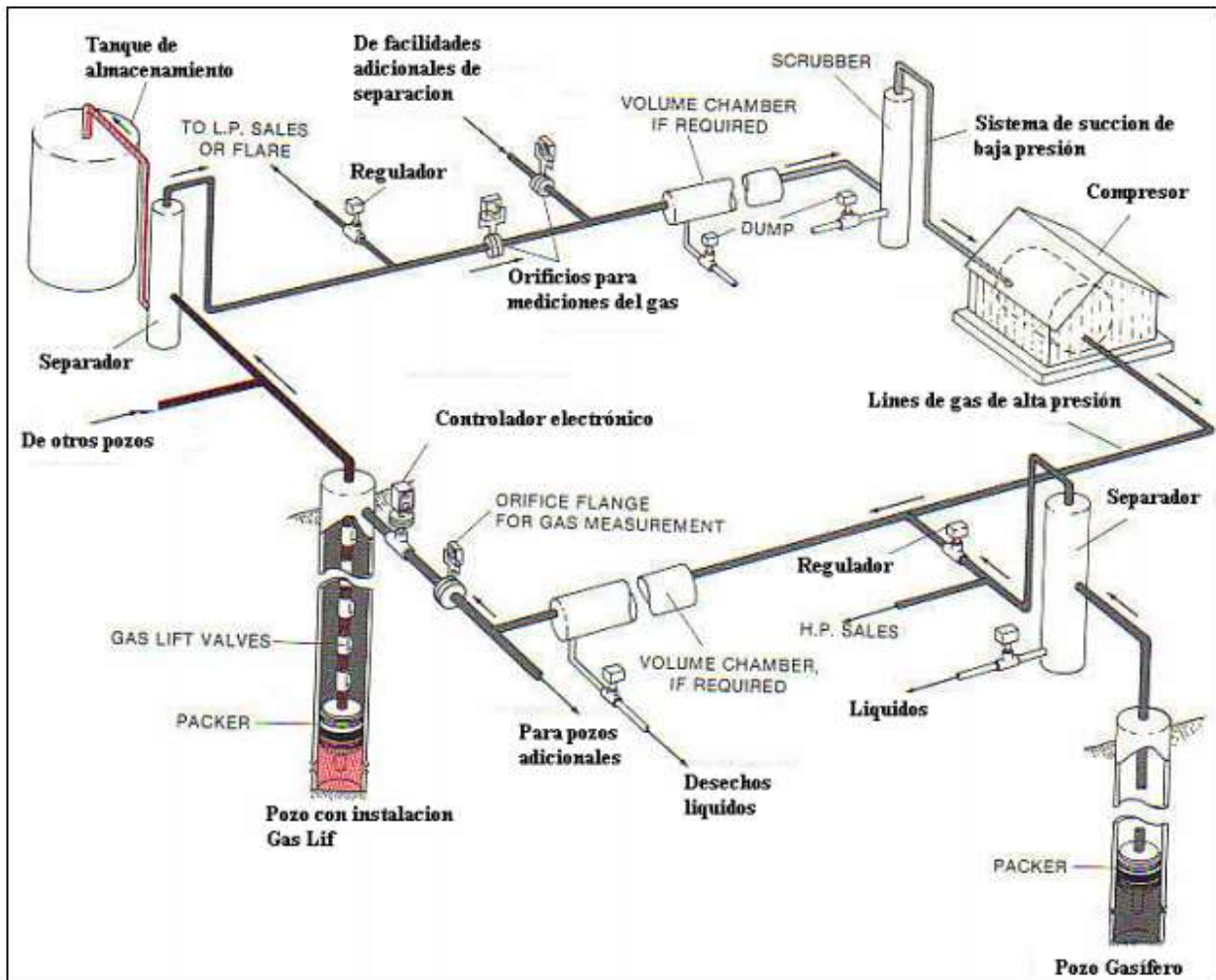


Figura 11 Instalación Típica Para Producción Por Gas
Fuente: Mc Murray.Hughes Manual, 2004

2.5 Válvulas De Gas Lift

En el sistema de levantamiento por gas lift, tiene como componente principal la válvula de gas, la cual va insertada en el tubing de producción, todas las válvulas accionadas por presión funcionan de acuerdo con a las configuraciones de superficie de la presión de inyección y a las condiciones del pozo.

Moderadamente se utilizan como un regulador de presiones en la instalación de fondo de un pozo siendo su presión normaliza y controlada por otra válvula de fuelle el resorte o la combinación de ambos. (Hernández, 2016)



Figura 12 Válvulas / Mandriles Para El Sistema de Gas lift
Fuente: Petroproducción,2000

2.5.1 Partes de la válvula.

- Cuerpo de la válvula
- Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos)
- Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule).
- Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal).
- Elemento medidor (orificio o asiento)

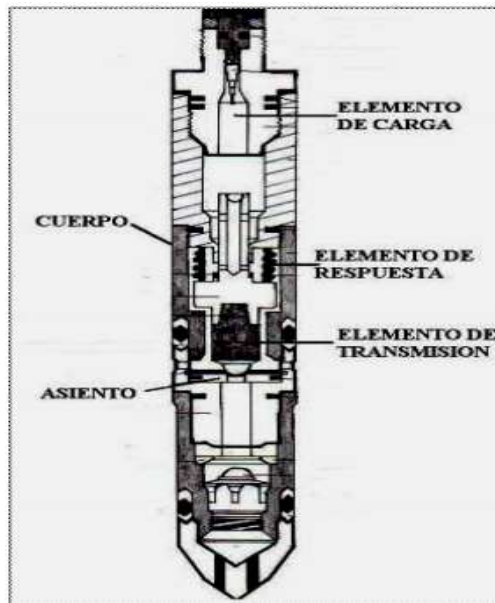


Figura 13 Partes de la válvula

Fuente: Petroproducción,2000

2.5.1.1 Operaciones de una válvula de inyección de gas.

Las partes que componen una válvula de bombeo neumático son:

- Cuerpo de la válvula (fuelle)
- Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos)
- Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule).
- Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal)
- Elemento medidor (orificio o asiento).

2.5.2.2 Válvula de inyección de gas.

Hernández en el 2016 menciona que las válvulas de inyección de gas deben ser diseñadas para operar en condiciones de fondo y que sean capaces de inyectar el gas a la presión y volumen requeridos, cuyos propósitos son de descargar el pozo a una profundidad de inyección requerida y de levantar el gasto de producción con la presión disponible. Además, clasificó las válvulas de inyección de gas en:

Válvulas operadas por presión de gas

Es aquella válvula donde la presión de gas actúa sobre el área de fuelle por lo que abre preeminente dicha presión.

Válvulas operadas por presión de fluido:

Es aquella donde la presión del fluido del pozo procede sobre el área del fuelle por lo que abre preeminente dicha presión.

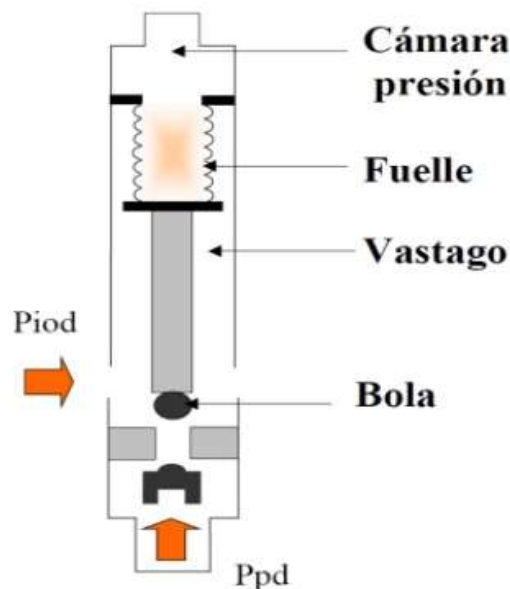


Figura 14 Válvula de operación de inyección de gas

Fuente: Ingeniería de Gas,2016

2.5.2 Factores para la selección de un equipo de gas lift.

- Profundidad Vertical verdadera del pozo
- Tamaño y peso de la tubería de revestimiento
- Tamaño de la tubería de producción
- Terminación del pozo perforaciones, revestimiento, pozos sin revestimiento, asiento del revestimiento, etc.
- Presión estática del yacimiento.
- Gradiente estático del fluido.
- Índice de productividad.
- Productividad total del fluido por día.
- Porcentaje del petróleo y agua a producirse.
- Tamaño y longitud de la línea de fluido.
- Arena, cantidad de parafina o corrosión potencial.
- Restricciones en la superficie.
- Temperatura del yacimiento.

2.6. Determinación de las profundidades de las Válvulas de Gas Lift

2.6.1 Determinación de las profundidades de la válvula para flujo continuo.

Larry en el 2007 estipulo en su libro los pasos para la determinación de las válvulas de gas lift donde se menciona lo siguiente. Debido a que la presión final de inyección-gas es desconocida hasta que se diseña la instalación de las válvulas, una diferencia de presión de por lo menos de 100 a 200 psi entre la descarga de P_{iod} y P_{pfd} esta suposición debe de garantizar el cálculo de las profundidades de la válvula de funcionamiento. Las presiones estáticas del

agujero inferior, P_{wsd} , y la temperatura, T_{wsd} , generalmente se hace referencia a la misma profundidad.

Acota pasos para un buen diseño de instalación de válvula de gas lift tanto para flujo normal como para flujo intermitente, las cuales se mencionarán a continuación:

Se sigue los pasos para establecer las profundidades de la válvula de elevación de gas.

1. Se calcula el GLR de descarga máxima en función de la velocidad máxima de inyección-gas disponible para la descarga y la velocidad máxima de fluido total del diseño diario donde:

$$R_{glu} = \frac{Q_{giu}}{Q_{lt}} \dots \dots \dots (Ec. 1)$$

Donde:

Q_{giu} = velocidad máxima de descarga de gas de inyección, Mscf/D.

Q_{lt} = tasa de producción diaria total de líquidos (aceite + agua), B/D.

R_{gi} = descarga máxima GLR, scf/STB.

R_{glu} = descarga máxima GLR, scf/STB.

2. Luego se considera realizar un programa informático de flujo multifásico o determinar a partir de una curva de gradiente apropiada la presión de descarga de producción de flujo en el extremo inferior del conducto de producción, P_{pfd} en Dd, basado en el diseño de instalación.

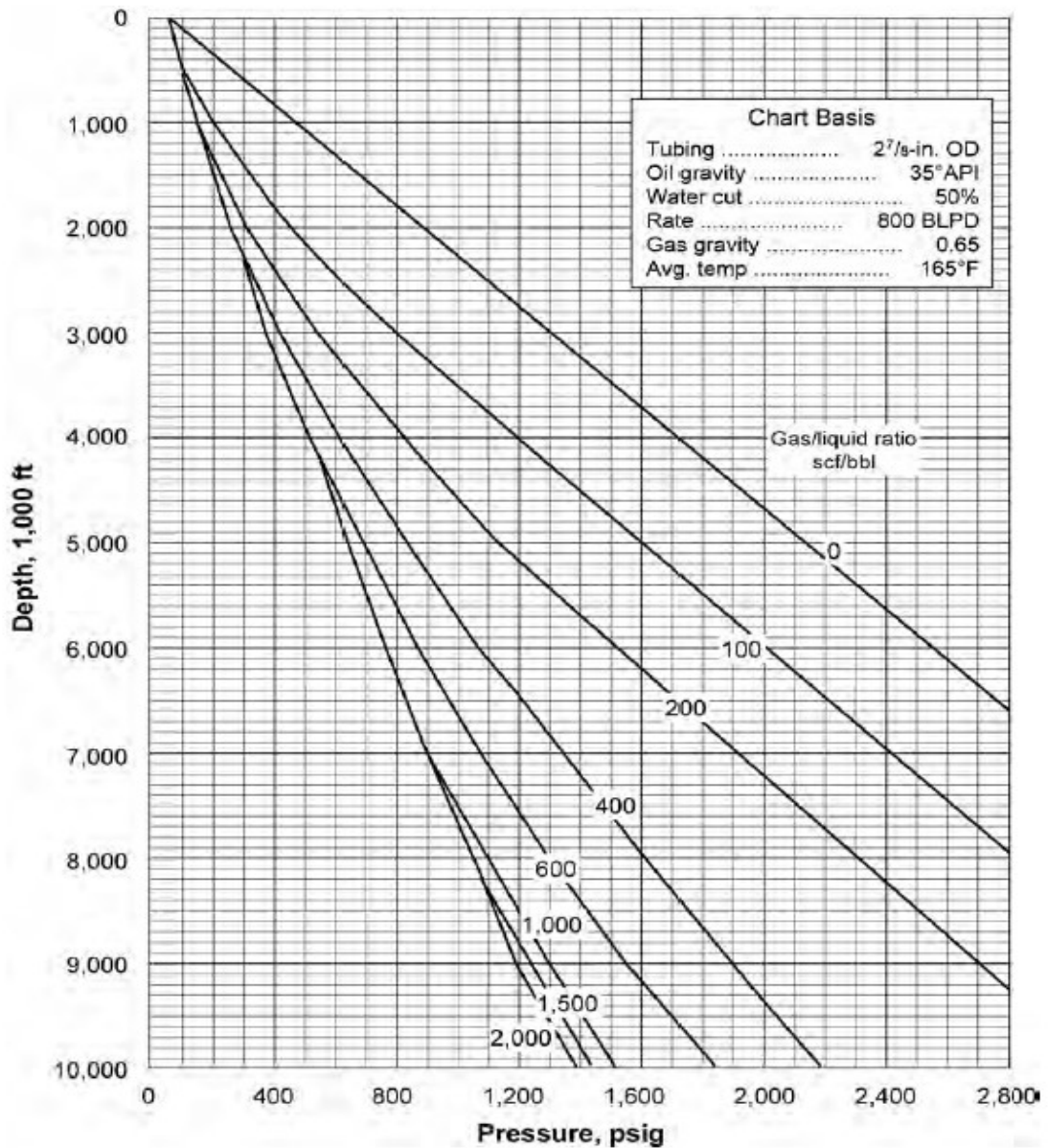


Figura 15 Curvas de Gradiente de presión de flujo

Fuente: petroleum-engineering-handbook-vol-4, 2004

- Después se realiza el cálculo del gradiente de flujo de descarga-presión a profundidad por encima del punto de inyección de gas, G_{pf} , restando la presión del cabezal de pozo, P_{whu} , de la presión de la producción fluida, P_{pfd} , en D_d , y la división por la profundidad de referencia

$$g_{pfa} = \frac{(P_{pfd} - P_{whu})}{D_d} \dots\dots\dots (Ec. 2)$$

4. Además, se obtiene a realizar la presión estática de gas de inyección en el extremo inferior del conducto de producción P_{yod} , en D_d , y el gradiente estático de presión de gas de inyección en profundidad, G_{gio} , restando la presión de la superficie de referencia, y dividiendo D_d .

$$g_{gio} = \frac{(P_{iod} - P_{io})}{D_d} \dots\dots\dots (Ec. 3)$$

5. Calculamos la temperatura de la válvula de elevación de gas de descarga temperatura en profundidad gradiente, G_{Tvu} , y restando la temperatura de la cabeza del pozo de descarga de superficie, T_{whu} , desde la temperatura del agujero interior, T_{wsd} en D_d , y dividiendo por la profundidad de referencia.

$$g_{Tvu} = \frac{(T_{wsd} - T_{whu})}{D_d} \dots\dots\dots (Ec. 4)$$

6. Después calculamos la profundidad de la válvula superior de elevación de gas D_{v1} , sobre la base del inicio de la superficie o presión medida de inyección, P_{kd} , gradiente del fluido de carga estática G_{ls} , y la presión de descarga del tubo del cabezal del pozo, P_{whu} .

$$D_{v1} = \frac{(P_{ko} - P_{whu} - \Delta P_{sD})}{(g_{ls} - g_{gio})} \dots\dots\dots (Ec. 5)$$

7. Además, obtendremos el cálculo de la presión mínima de producción de flujo $P_{pfd1(min)}$, la presión de inyección de gas, P_{ioD1} , y la elevación de gas de descarga temperatura de la válvula, D_{v1} .

$$[P_{pfd(n)}]_{min} = P_{whu} + g_{pfa}[D_{v(n)}] \dots \dots \dots (Ec. 6)$$

$$P_{ioD(n)} = P_{io} + g_{gio}[D_{v(n)}] \dots \dots \dots (Ec. 7)$$

$$T_{vuD(n)} = T_{whu} + g_{Tvu}[D_{v(n)}] \dots \dots \dots (Ec. 8)$$

8. Posteriormente, D_{v2} , donde $n=2$, sobre la base de la disminución mínima asignada de la presión de inyección superficial del gas, P_{io} , para espaciar las válvulas de gas y la P_{iod} , travesía. Después de calcular las profundidades del valor asignado. La distancia entre las válvulas y la profundidad de la válvula se calcula de la siguiente manera.

$$D_{bv} = \frac{P_{ioD(n-1)} - [(n-1)\Delta P_{io}] - [P_{pfd(n-1)}]_{min} - \Delta P_{sD}}{(g_{ls} - g_{gio})} \dots \dots \dots (Ec. 9)$$

$$D_{v(n)} = D_{v(n-1)} + D_{bv} \dots \dots \dots (Ec. 10)$$

9. Por último, se repite los cálculos en el paso 7 a la segunda profundidad de la válvula calculando $(P_{fD2})_{\min}$, P_{ioD2} y T_{vuD2} repetir en los pasos 8 para D_{bv} y D_{v3} luego seguir iterando hasta alcanzar la profundidad máxima deseada de la válvula.

10. Como consecuencia si $D_{v(\text{máx.})}$, cuando la distancia calculada entre las válvulas de elevación de gas, D_{bv} , es inferior a una distancia mínima asignada entre válvulas, $D_{bv(\text{min})}$, se utiliza $D_{bv(\text{min})}$.

2.6.2 Cálculo de presión de apertura de válvulas de elevación de gas.

La selección del tamaño del puerto se basa en la profundidad máxima de elevación y la presión final de inyección para espaciar la válvula más profunda. El tamaño del puerto y de las presiones del bastidor de prueba de las válvulas de elevación de gas se calcula de la siguiente manera:

1. Se determina el tamaño del puerto para el tipo de válvulas elevadoras de gas que se instalaran en la instalación sobre la base y operación de gas de inyección, a su vez se corregirá la velocidad de inyección para la gravedad y la temperatura real del gas a la profundidad de cada válvula.
2. Se registra las especificaciones de las válvulas de gas lift, que incluyen el área de fuelle efectiva, área portuaria A_p , (A_p/A_b) , $(1-A_p/A_b)$ y el factor de presión de producción, F_p .
3. Se calcula la presión de apertura inicial del gas de inyección a la profundidad de la válvula de elevación de gas superior donde:

$$P_{oD1} = P_{ioD1} \dots\dots\dots (Ec. 11)$$

P_{ioD1} = presión de gas de inyección a profundidad de válvula, psig

P_{oD1} = presión inicial de apertura de la válvula de elevación de gas de gas por inyección-gas a la profundidad de la válvula, psig.

4. Se calcula la presión de apertura del conjunto del bastidor es de prueba de la primera válvula (n-1), P_{vD1} , donde:

$$P_{bvD(n)} = P_{oD(n)}(1 - A_p/A_b) + P_{pfD(n)_{min}}(A_p/A_b) \dots \dots \dots (Ec. 12)$$

$$P_{vo(n)} = \frac{C_{T(n)}(P_{bvD(n)})}{(1 - A_p/A_b)} \dots \dots \dots (Ec. 13)$$

$$P_{vo(n)} = C_{T(n)}\{F_p[P_{pfD(n)}] + P_{oD(n)}\} \dots \dots \dots (Ec. 14)$$

C_T = factor de corrección de la temperatura para el nitrógeno de P_{bvD} a P_b a 60 °F, sin dimensiones

P_{bvD} = presión de fuelle cargada de nitrógeno a temperatura de la válvula, psig,

$(P_{pfD})_{min}$ = presión mínima de flujo-producción a profundidad de válvula, psig, P_{vo} = presión de apertura de la válvula del bastidor de prueba a 60 °F, psig.

5. Se calcula la presión de apertura inicial de gas de inyección de la segunda válvula de elevación de gas a profundidad (n=2).
6. Después se calcula la presión máxima de producción de flujo opuesta a la válvula de descarga superior inmediata después de que el punto de inyección de gas se haya transferido a la segunda válvula.

$$P_{oD(n)} = P_{ioD(n)} - (n - 1)\Delta[P_{io}] \dots \dots \dots (Ec. 15)$$

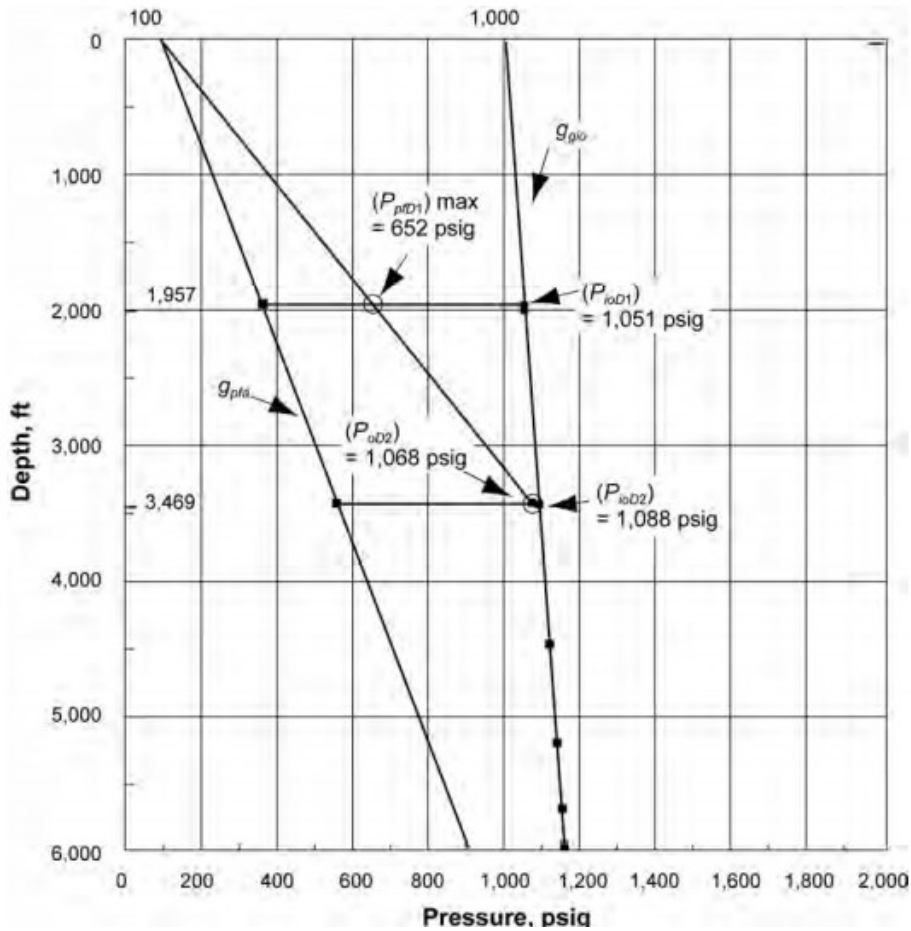


Figura 16 Determinación gráfica de presión / profundidad del efecto de presión de producción adicional para la válvula de elevación por gas superior entre válvulas
Fuente: petroleum-engineering-handbook-vol-4,2004

$$(P_{pfD1})_{max} = P_{whf} + D_{v1} \left(\frac{P_{oD2} - P_{whf}}{D_{v2}} \right) \dots \dots \dots (Ec. 16)$$

7. Determinamos si la supuesta disminución de presión de inyección superficial es suficiente para el tamaño de puerto de la válvula de elevación de gas requerido calculando el efecto de presión de producción adicional P_{pe1} , en la válvula superior.

$$\Delta P_{pe1} = F_p \{ [P_{(pfD1)max} - P_{(pfD1)min}] \} \dots \dots \dots (Ec. 17)$$

P_{pe1} es menor o igual que el supuesto P_{io} , proceda con el diseño. Si P_{pe1} es mayor que el supuesto ajuste el valor de P_{io} a P_{pe1} y vuelva a calcular el espaciado. Se repite los cálculos de los pasos 3 y 4 para la segunda válvula elevadora de gas y seguir así hasta alcanzar la profundidad deseada.

2.6.3 Determinación de las profundidades de la válvula a altas tasas.

El procedimiento para hacer referencia a la presión estática del agujero inferior, P_{wsd} , y la temperatura, T_{wsd} , en el extremo inferior del conducto de producción, D_d , es el mismo que para el anterior diseño de instalación de flujo continuo de baja inyección-gas-velocidad.

Los siguientes pasos para determinar las profundidades de las válvulas son los siguientes:

1. Se determina y se calcula la inyección-gas en el extremo inferior del conducto de producción, P_{iod} , y se calcula la presión estática de inyección-gas en gradiente de profundidad, g_{gio} g_{io} . La misma presión de inyección-gas de funcionamiento en gradiente de profundidad, g_{gio} , se utiliza para todos los cálculos independientemente de la presión de inyección de superficie-gas. Este no es un procedimiento recomendado; particularmente, para altas presiones de gas de inyección en pozos profundos. Las presiones de gas de inyección a profundidad deben calcularse sobre la base de las presiones reales de la superficie, las propiedades del gas y la temperatura.

$$g_{gio} = \frac{(P_{iod} - P_{io})}{D_d} \dots\dots\dots (Ec. 18)$$

2. Se calcula la válvula de descarga de gas de la temperatura en profundidad gradiente, g_{Tvu} , sobre la base de la temperatura de descarga de cabezal de flujo asignado, T_{whu} , y la estática temperatura del agujero inferior, T_{wsd} , en el pozo. La temperatura de descarga de cabeza de pozo de descarga asignada debe estar entre la temperatura de la superficie ambiente y la temperatura de fluidos de pozos de flujo a la velocidad de producción diaria máxima del pozo de diseño.

$$g_{tvu} = \frac{(T_{wsd} - T_{whu})}{D_d} \dots \dots \dots \text{(Ec. 19)}$$

3. Se calcula la presión de transferencia de flujo-producción de superficie, P_{pt} , sobre la base del factor de espaciado de válvula de transferencia-presión de flujo y la producción asignado en la superficie, f_{pt} . El f_{pt} asignado generalmente oscilará entre 0,15 y 0,25 (15 a 25%) para todos los casos de flujos.

4. Se calcula la presión de transferencia de producción de flujo en el extremo inferior del conducto de producción

$$P_{pt} = P_{whf} + f_{pt}(P_{io} - P_{whf}) \dots \dots \dots \text{(Ec. 20)}$$

5. Se determina a partir del conjunto adecuado de curvas de gradiente a calcular utilizando un programa informático de flujo multifásico confiable, la presión de producción de flujo en el extremo inferior del conducto de producción,

$$\Delta P_{ptd} = P_{ioD} - P_{ptd} \dots \dots \dots \text{(Ec. 21)}$$

$$g_{pt} = \frac{(P_{ptd} - P_{pt})}{D_d} \dots \dots \dots \text{(Ec. 22)}$$

P_{pfd} en D_d , sobre la base del GLR total de funcionamiento máximo, R_{gli} (que opera diariamente las tasas de gas producido por inyección más formación), y la tasa líquida diaria total de diseño de instalación (petróleo + agua), q_{lt}

$$R_{gli} = \frac{q_{gi}}{q_{lt}} \dots \dots \dots \text{(Ec. 23)}$$

$$R_{glt} = R_{glf} - R_{gli} \dots \dots \dots \text{(Ec. 24)}$$

El cálculo de P_{pfd} (o determinación a partir de curvas de gradiente) determina si el tamaño del tubo restringe la tasa de producción diaria máxima de diseño y si se recomienda una mayor presión de gas de inyección. Si P_{pfd} es menor que P_{ptd} , el tamaño del tubo no parece restringir la tasa de producción de diseño y la presión de línea de gas de inyección disponible parece ser adecuada. La tasa máxima de producción diaria final será controlada por la productividad del pozo. Si P_{pfd} es mayor que P_{ptd} , es necesaria una mayor presión de inyección-gas para alcanzar la profundidad máxima asignada de elevación para este método de diseño.

6. Se determina la profundidad de la válvula de elevación de gas superior

$$D_{v1} = \frac{P_{ko} - P_{whu}}{g_{ls}} \dots \dots \dots \text{(Ec. 25)}$$

7. Se calcula la presión de transferencia de producción de flujo, $P_{ptD(n)}$, la presión de inyección-gas de funcionamiento, $P_{ioD(n)}$, y la temperatura de la válvula de descarga, $T_{vuD(n)}$, a la profundidad de la válvula de elevación de gas.

$$P_{ptD(n)} = P_{pt} + g_{pt}(D_{v(n)}) \dots \dots \dots \text{(Ec. 26)}$$

$$P_{ioD(n)} = P_{ko} + g_{gio}(D_{v(n)}) \dots \dots \dots \text{(Ec. 27)}$$

$$T_{vuD(n)} = T_{whu} + g_{tuv}(D_{v(n)}) \dots\dots\dots (Ec. 28)$$

8. Se calcula la presión del agujero inferior que fluye,

$$P_{ptD(n)} = P_{pt} + g_{pt}(D_{v(n)}) \dots\dots\dots (Ec. 29)$$

mientras que la elevación de la válvula de elevación de gas a profundidad, $D_{v(n)}$, en función de la presión de transferencia de producción fluida, $P_{ptD(n)}$, y el gradiente de presión de fluido de carga estática, g_{ls} , para determinar si la tasa de líquido diaria calculada, $q_{lc(n)}$, basada en el índice de productividad, IP, supera la tasa de líquido diaria de descarga asignada.

$$P_{wfd(n)} = P_{ptD(n)} + g_{ls}(D_d - D_{v(n)}) \dots\dots\dots (Ec. 30)$$

Cuando los fluidos del depósito comienzan a volver a entrar en el pozo, el gradiente de presión en profundidad que fluye por debajo de una válvula de descarga en funcionamiento normalmente disminuirá y la producción de gas libre de formación reducirá el requisito de inyección-gas.

9. Se calcula las tasas diarias de gas de inyección $q_{gi(n)}$, sobre la base de la descarga asignada o la tasa de líquido de producción diaria calculada en el paso 8 si $q_{lc(n)} > q_{lu(n)}$. Asumir relaciones inyección-gas/líquido, $R_{gli(n)}$, que dan lugar a presiones de producción deflujo, $P_{pFD(n)}$, a la profundidad de la válvula, $D_{v(n)}$.

$$q_{lc(n)} = IP(P_{wsd} - P_{wfd(n)}) \dots \dots \dots (Ec. 31)$$

10. Se calcula el aumento de la presión inyección-gas, $P_{ioc(n)}$, por encima de la presión de apertura inicial de la válvula de gas de inyección, $P_{oD(n)}$, para la válvula para pasar la tasa diaria de inyección-gas requerida, $Q_{gi(n)}$, para establecer el $P_{tDP(n)}$.

11. Se compara la disminución de la presión mínima de inyección de superficie-gas asignada entre válvulas, P_{ioa} .

12. Por último, se calcula la profundidad de la siguiente válvula inferior, $D_{v(n+1)}$, por debajo de la válvula de descarga de funcionamiento con una carga. La siguiente ecuación se utiliza para calcular las profundidades de las válvulas segunda e inferior hasta alcanzar la profundidad máxima de la válvula asignada o la distancia mínima entre las válvulas.

$$D_{bv} = \frac{P_{ioD(n-1)} - [\sum \Delta P_{io(n-1)} - \Delta P_{io}] - P_{ptD(n)} - \Delta P_{sd}}{(g_{ls} - g_{gio})} \dots \dots \dots (Ec. 32)$$

$$D_{v5} = D_{v(n+1)} + D_{bv} \dots \dots \dots (Ec. 33)$$

2.6.4 Determinación de las profundidades de las válvulas de elevación de gas para flujo intermitente.

En la utilización de las adecuaciones del cálculo de elevación de gas por flujo intermitente se realiza de manera similar al de flujo continuo teniendo las siguientes especificaciones y pasos a seguir:

1. Se determina el factor de espaciado intermitente, F_s , para la tasa de producción diaria de diseño y el tamaño del tubo. Utilizando el factor de espaciado intermitente como gradiente de presión de descarga por encima de la profundidad de la inyección de gas, G_{pfa} , calcular la presión de descarga deflujo-producción en el extremo inferior del conducto de producción, P_{pfd} .

$$P_{psd} = P_{whu} + G_{pfa}(Dd) \dots \dots \dots (Ec. 34)$$

2. Se traza la presión mínima del cabezal de pozo entre las inyecciones de gas, P_{wh} , y el P_{pfd} en el gráfico de presión/profundidad y conectar estas dos presiones con una línea recta. Esto

representa la travesía mínima de descarga de flujo-tubo-presión-a profundidad (P_{pfd}) por encima de la profundidad de la inyección de gas.

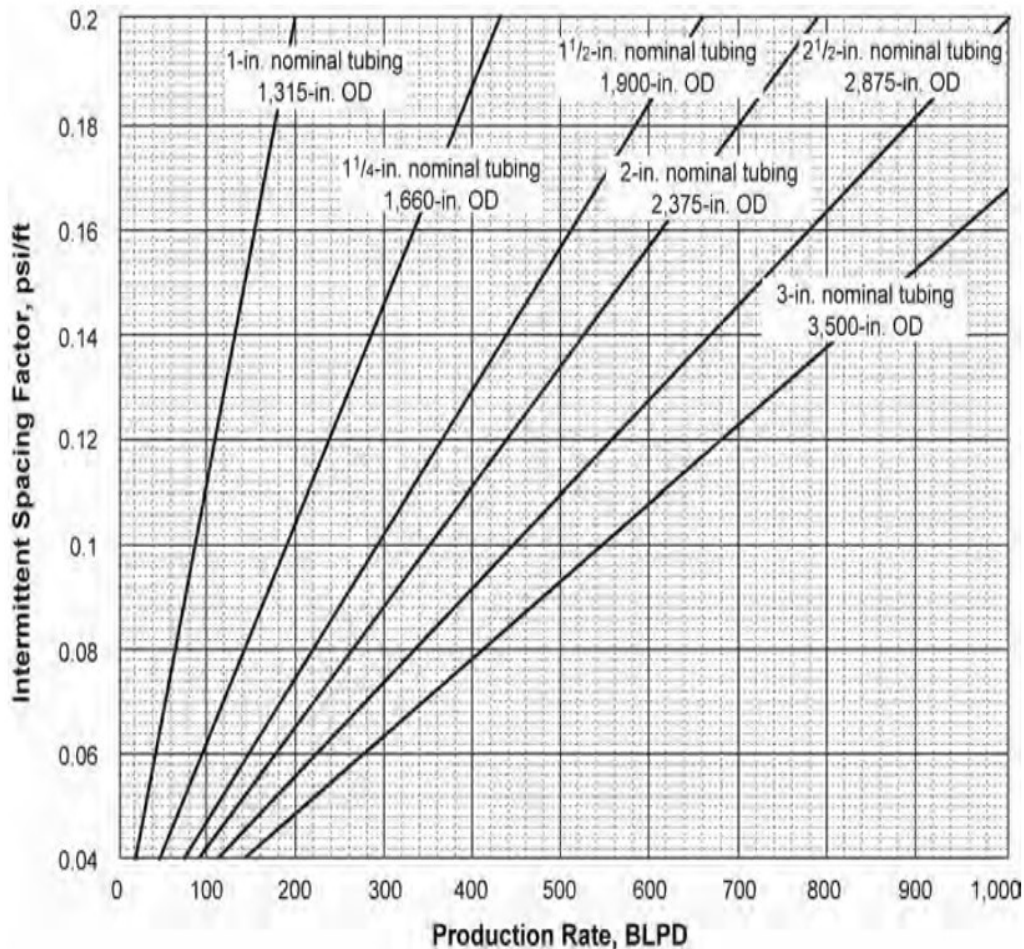


Figura: 17 Factores de espaciado de gradiente de presión intermitente para diferentes tasas de producción diaria y diferentes tamaños de tubería.

Fuente: petroleum-engineering-handbook-vol-4,2004

- Se agrega una escala de temperatura al gráfico de presión/profundidad y se traza la temperatura del cabezal de descarga de superficie, T_{whu} , y la temperatura del agujero inferior, T_{wsd} , a D_d . Dibuje la temperatura de la válvula de elevación de gas de descarga a profundidad (T_{vud}) atravesando, suponiendo una travesía en línea recta entre T_{whu} y T_{wsd} . Y se calcula la temperatura de la válvula de elevación de gas de descarga en gradiente de profundidad, g_{Tvu} ,

$$g_{tvu} = \frac{T_{wsd} - T_{vud}}{D_d} \dots \dots \dots \text{(Ec. 35)}$$

4. Se calcula una presión de cierre de superficie para las válvulas de elevación de gas, P_{vc} .y también se calcular la presión del gas de cierre de la válvula en gradiente de profundidad, G_{gvc} ,

$$P_{vc} = 0,85(P_{io}) \dots\dots\dots (Ec. 36)$$

$$G_{gvc} = \frac{P_{vc}-P_{vcd}}{D_d} \dots\dots\dots (Ec. 37)$$

5. Luego se calcula la profundidad de la válvula superior de elevación de gas, D_{v1} , sobre la base de la presión de inyección-línea de gas disponible, P_{io} , gradiente de presión de fluido de carga, g_{ls} , y la presión de tubo de cabeza de pozo, P_{whu} , se calcula estas presiones y temperatura utilizando los gradientes y la profundidad apropiados D_{v1} para la primera válvula.

$$D_{v1} = \frac{P_{ko}-P_{whu}}{G_{ls}} \dots\dots\dots (Ec. 38)$$

6. Se localiza gráficamente la segunda profundidad de la válvula de elevación de gas y se vuelve a iterar calculando D_{bv} , D_v y $P_{pfd2(min)}$.

$$D_{bv} = \frac{P_{vcd1} - (P_{pfd1})_{min}}{G_{ls}-G_{gvc}} \dots\dots\dots (Ec. 39)$$

$$D_{v(n)} = D_{v1} + D_{bv} \dots\dots\dots (Ec. 40)$$

$$(P_{pfd2})_{min} = P_{whu} + G_{pfa}(D_{v(n)}) \dots\dots\dots (Ec. 41)$$

$$P_{vcd1} = P_{vc} + G_{gvc}(D_{v1}) \dots\dots\dots (Ec.42)$$

$$T_{vud1} = T_{vud} + G_{tvu}(D_{v1}) \dots\dots\dots (Ec.43)$$

7. Se repite los pasos hasta que se alcance la profundidad máxima deseada de la válvula de elevación de gas o la distancia calculada entre las válvulas sea inferior a la distancia mínima

asignada entre las válvulas. La distancia mínima se utiliza para calcular las profundidades restantes de la válvula hasta alcanzar la profundidad máxima de la válvula.

2.7 Selección Del Método Continuo O Intermitente

Sandoval et al., en el 2006 menciona que el tipo de selección de método de gas lift se basan en 2 tipos de operaciones: separados y distintos. No obstante, estas operaciones tienen un precedente definido en las operaciones de bombeo neumático. Dado un ejemplo, que el gas de formación puede o no ofrecer ayuda en las operaciones de flujo intermitente, sin embargo, es útil en el flujo continuo.

2.7.1 Presiones del yacimiento.

Alta: Si es bastante para sostener la columna de fluido del 70 % o más la profundidad total del pozo.

Intermedia: Si es suficiente para sostener la columna de fluido entre el 40 y 70% de la profundidad total del pozo.

Baja: Si es suficiente para sostener una columna de fluido menor al 40%.

Índice de productividad

Alto: Cuando el IP es mayor a 1.

Intermedio: Cuando el IP oscila entre 0.3 y 1.

Bajo: Cuando el IP es menor a 0.3.

2.7.2 Cuadro para la selección del tipo de método de levantamiento artificial de Gas Lift.

Presión del yacimiento	Índice de Productividad	Método
Alta	Bajo	Intermitente
Alta	Intermedio	Continuo/Intermitente
Alta	Alto	Continuo
Intermedia	Bajo	Intermitente
Intermedia	Intermedio	Continuo/Intermitente
Intermedia	Alto	Continuo
Baja	Bajo	Intermitente
Baja	Intermedio	Intermitente
Baja	Alto	Intermitente

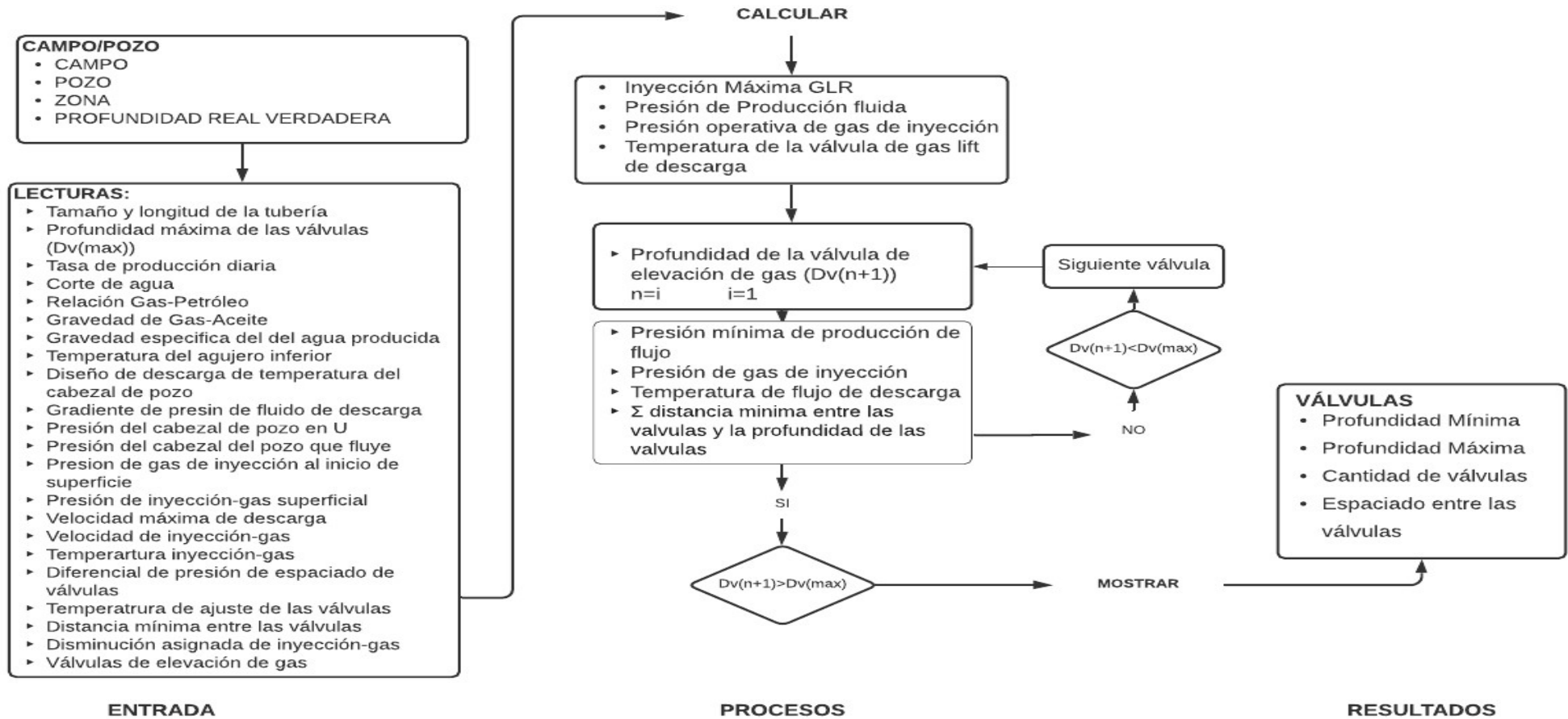
Tabla 1 Selección de método de Levantamiento por Gas Lift a la presión del yacimiento

Fuente: Presentación Gas Lift, Elaborado por Anderson Orrala,2020

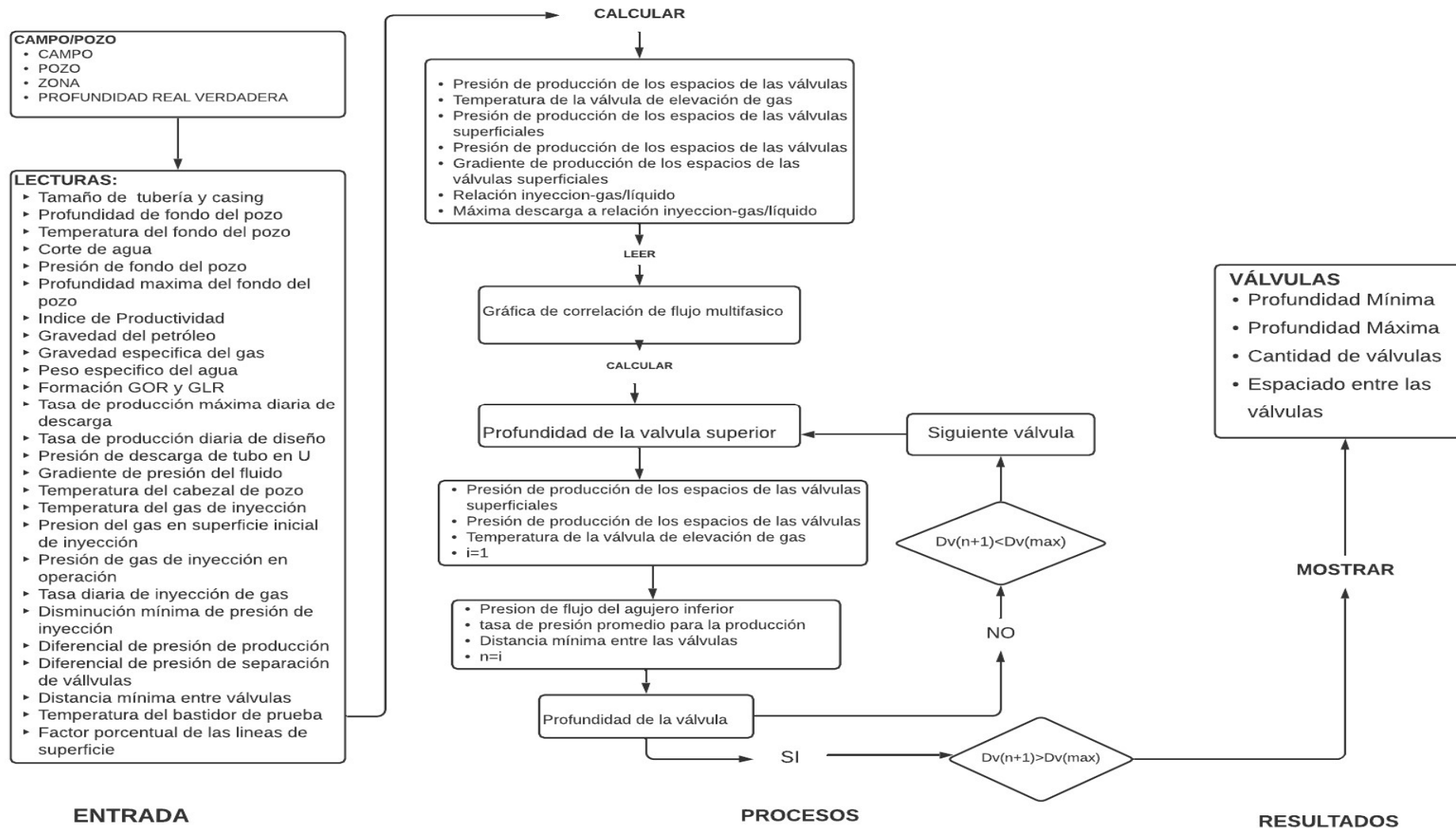
CAPÍTULO III

Descripción del Software “Lag Valve Design” para el cálculo de profundidades de Válvulas de Gas Lift en los pozos del Campo

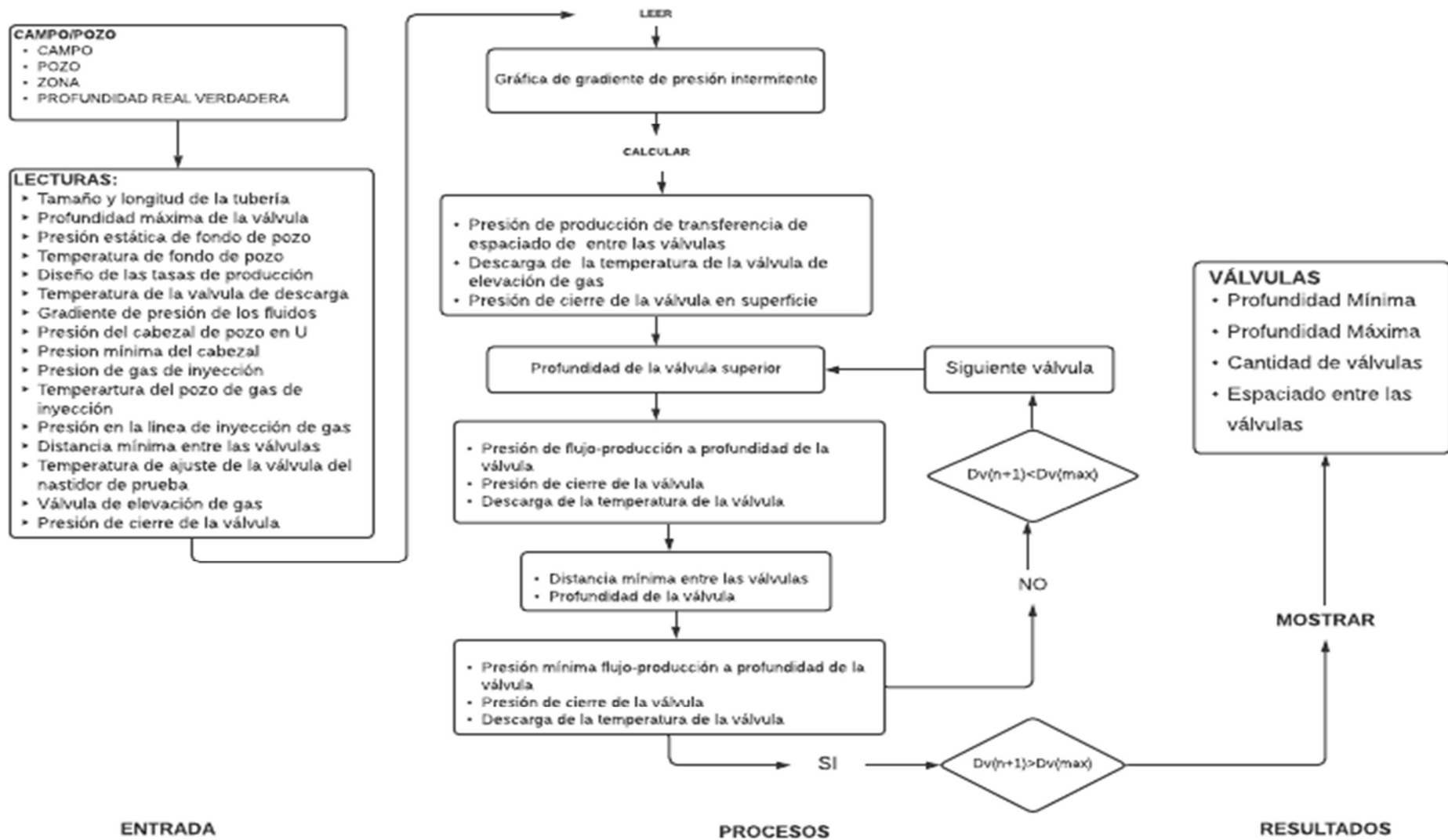
Libertador3.1.1 Algoritmo para el cálculo de las profundidades flujo continuo.



3.2.1 Algoritmo para el cálculo de las profundidades flujo continuo a altas tasas



3.3.1 Algoritmo para el cálculo de las profundidades flujo intermitente



3.1.2 Diseño del software para el cálculo de profundidades de válvulas de Gas Lift.

El programa para el cálculo de profundidades de GAS LIFT mediante el software “LAG VALVE DESIGN” el cual permitió crear las diferentes interfaces interactivas para el usuario y desarrollar los distintos algoritmos en base a las profundidades de colocación de cada válvula de acuerdo con las características del campo y del pozo.

Las formulaciones matemáticas de cómo se desarrollan de manera tradicional se detallan en el capítulo II, las características del campo fueron seleccionadas conforme a una selección exhaustiva de cada propiedad cumpliendo con el propósito de que se ajuste al comportamiento real del yacimiento.

Por lo tanto, el software “LAG VALVE DESIGN” para el cálculo de profundidades de válvulas de gas lift cuenta con una plataforma que permite ingresar datos del campo, datos iniciales del pozo, cálculos matemáticos directos para cada formulación y generar resultados. Se utilizó la plataforma NetBeans debido que es un programa que sirve como IDE (entorno de desarrollo integrado) que nos permite programar en diversos lenguajes, por consiguiente, es ideal para trabajar con el lenguaje de desarrollo JAVA (y todos sus derivados).

A continuación, se detalla el funcionamiento del programa:

3.1.3 Plataforma de Registro e Inicio de Sesión.

El usuario para la utilización de la aplicación deberá registrarse llenando los datos que se muestran en el formulario desplegado.



Registro de Usuario

NOMBRE: E-MAIL:

APELLIDO: USUARIO:

CEDULA: DIRECCIÓN:

TELÉFONO: CONTRASEÑA:

VERIFICAR CONTRASEÑA:

GUARDAR SALIR

Figura 18 Formulario de registro de Sección

Consecutivamente al registrar se podrá acceder iniciando sesión con el usuario creado y contraseña.



Iniciar Sesión

USUARIO:

CONTRASEÑA:

INGRESAR SALIR

Figura 19 Ventana de Inicio de Sesión

Sucesivamente iniciada la sesión instantáneamente se ingresará a la interfaz principal del LAG VALVE DESIGN, en el cual muestra 3 módulos principales y operaciones de la aplicación que servirán para el cálculo de los 3 tipos de flujo. (Ver Figura 18 y 19)

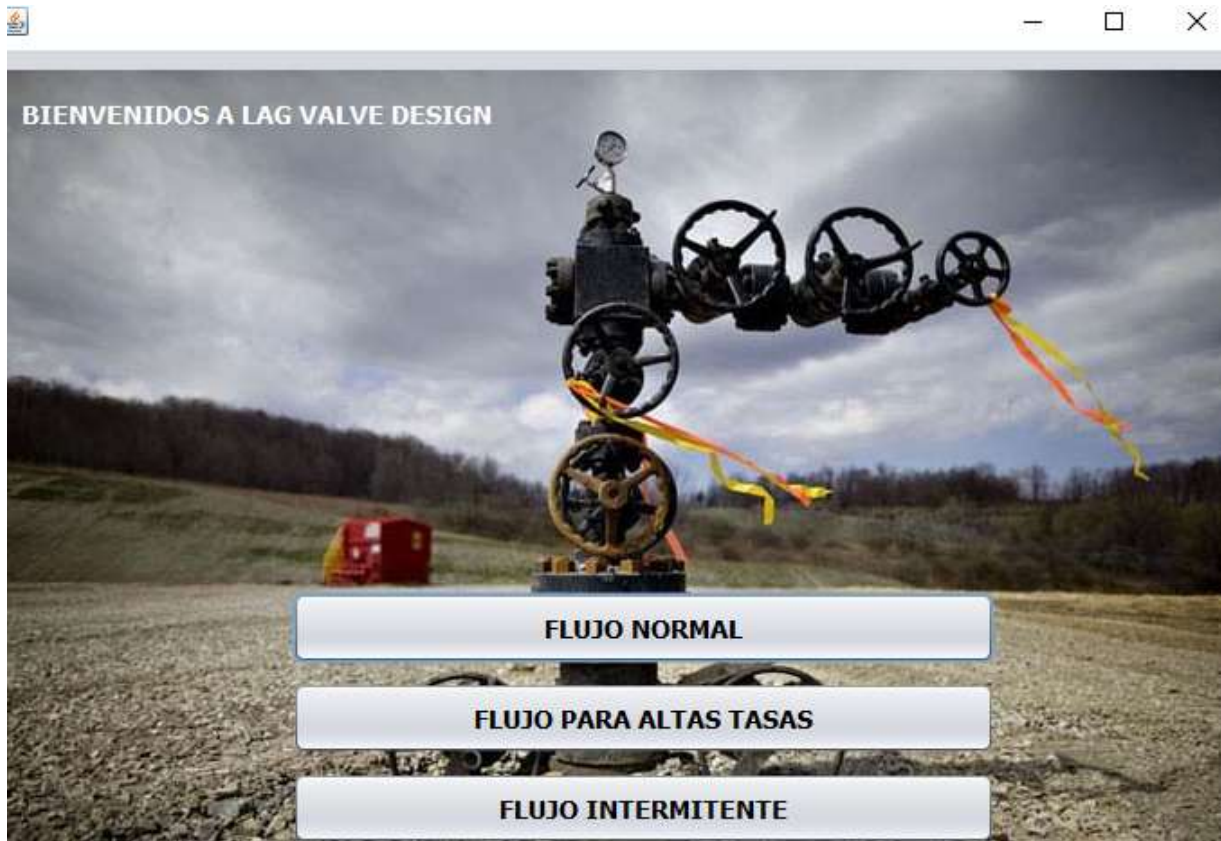


Figura 20 Pantalla Principal del programa

Estos botones muestran los 3 módulos con los que se trabajará el diseño a los pozos estos difieren en flujo normal, flujos en altas tasas y flujos intermitentes.



Figura 21 Módulos de la Aplicación

3.2.2. Módulo de diseño de instalación para flujo continuo.



Se procede a abrir la ventana que permite ingresar los datos característicos del campo.

El usuario procederá a introducir los datos propios que son las características de campo y del pozo.

Figura 22 Ventana de las características del pozo

Una vez expuestos las características del pozo se procede a seleccionar los botones **Ppfd**, **Valve Values** y **Valve Depths** donde muestran los cálculos correspondientes al momento de ejecutarlos. (ver figura 22)



En **Ppfd** se determina de manera rápida la relación gas-líquido, este GLR nos sirve para determinar mediante una interfaz gráfica la presión de producción.

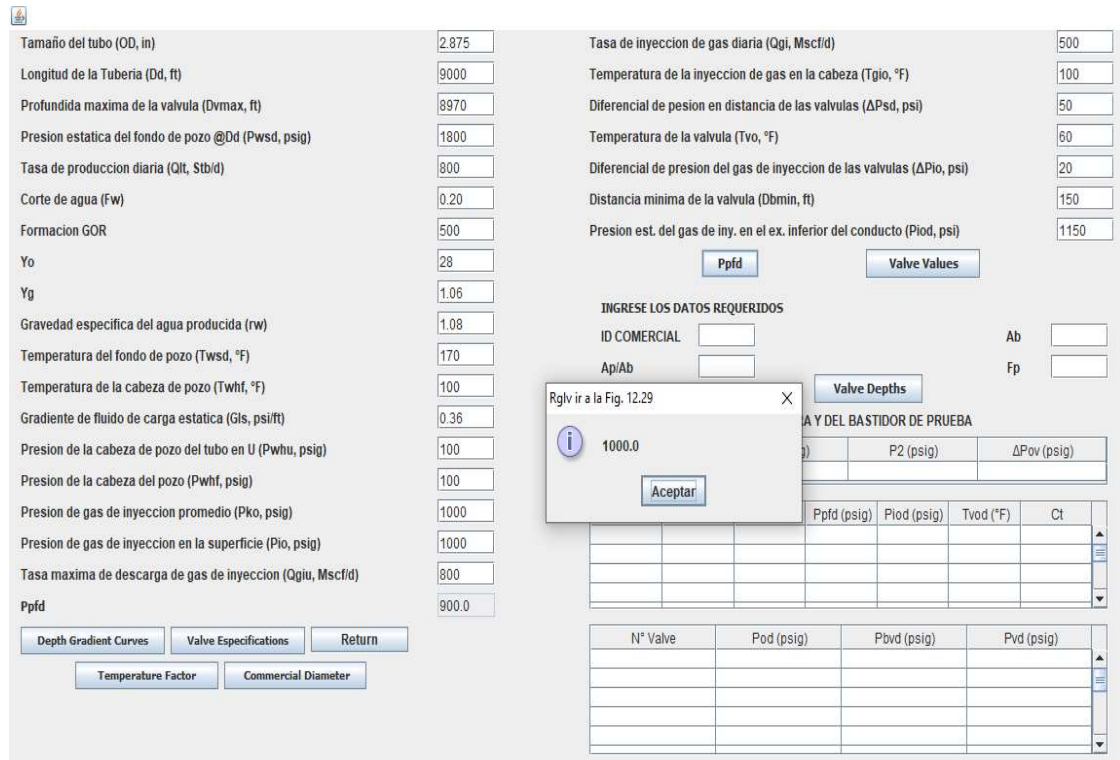


Figura 23 Ventana de ejecución de GLR

Los botones que se muestran son interfaces gráficas y tablas específicas para la ejecución del cálculo matemático de las profundidades de cada válvula. (ver figura 23)



Este botón muestra el retorno a la sección anterior. (ver figura 23)



Mediante la interfaz gráfica de las curvas de gradiente de presión de flujo se calcula P_{pfd} (presión de producción en movimiento en el extremo inferior del conducto de producción).

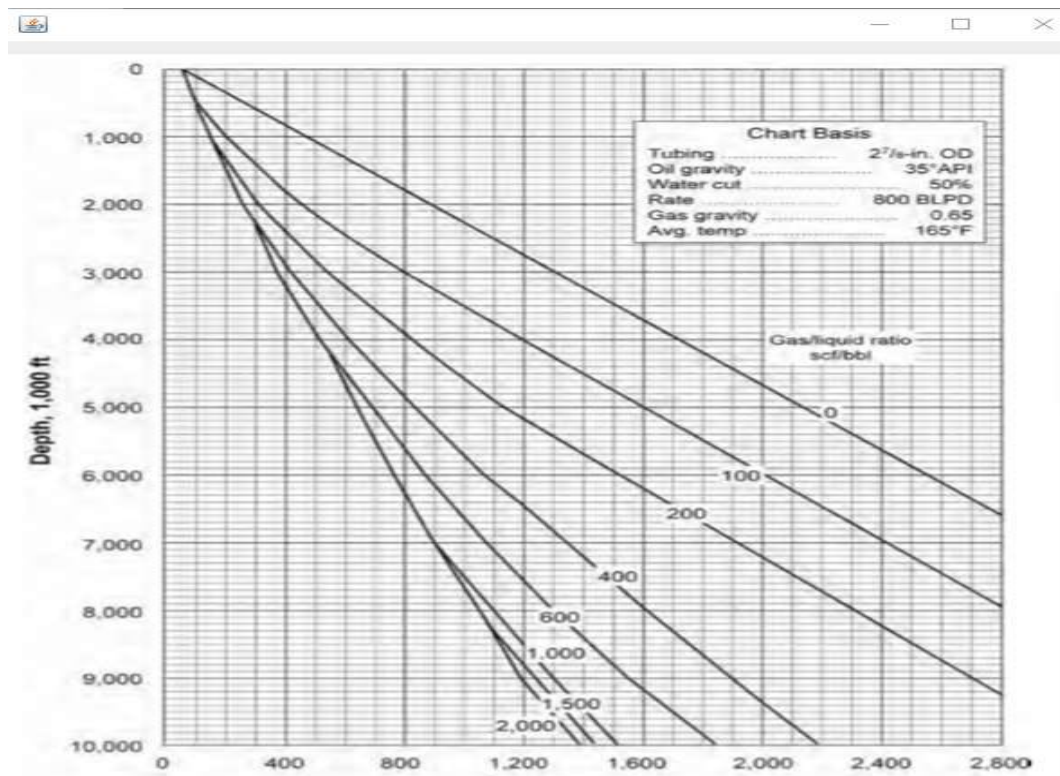


Figura 24 Interfaz gráfica de -Presión de flujo en curvas de gradiente de profundidad

En el botón **Valve Values** se obtienen los valores de la presión operativa del gas de inyección en el extremo inferior del conducto de producción, la temperatura de la válvula de elevación de gas de descarga en gradiente de profundidad, la profundidad de la válvula de elevación de gas superior, la presión del gas de inyección, la temperatura de flujo de descarga de manera rápida para cada válvula.

CALCULO DE LA PRESION DE APERTURA Y DEL BASTIDOR DE PRUEBA			
Pod(n) (psig)	P1 (psig)	P2 (psig)	ΔP_{ov} (psig)
1027,533	1029,500	897,333	132,167

N° Valve	Dbvn (ft)	Dv (ft)	Ppfd (psig)	Piod (psig)	Tvod (°F)	Ct
1		2475.72...	320.064...	1041.26...	119.255...	
2	1954.94...	4430.67...	493.837...	1073.84...	134.460...	
3	1485.45...	5916.12...	625.878...	1098.60...	146.014...	
4	1114.73...	7030.85...	724.965...	1117.18...	154.684...	

Figura 25 Resultado de las profundidades de las válvulas

En la siguiente interfaz gráfica, de la tasa de rendimiento de gas de inyección se interpreta el diámetro comercial de las válvulas mediante su lectura.

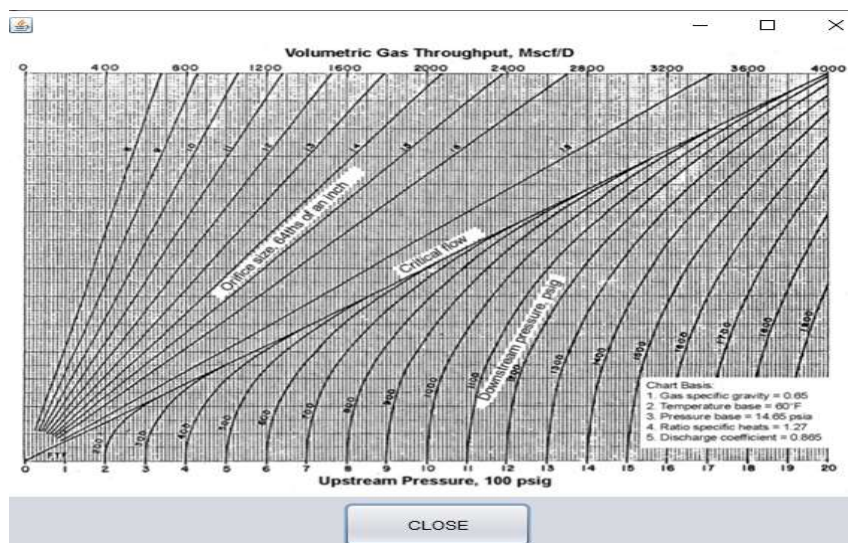
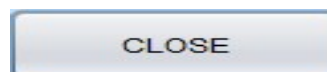


Figura 26 Interfaz gráfica de tasa de rendimiento de gas de inyección

Permite regresar a la sección anterior de la interfaz gráfica. (ver figura 26)



Con la interpretación del diámetro comercial se calcula de manera directa F_p (Factor de producción), A_b (total de los fuelles efectivos), A_b (zona del puerto de la válvula) y F_p/A_b (la

fracción entre el factor de producción y el total de fuelles efectivos mediante la tabla de especificaciones de la válvula del vástago con asiento de bola y borde definidos, de igual manera se obtiene el cálculo de la presión de apertura y la presión del bastidor de prueba. (ver tabla 6)

TABLE 12.2—VALVE SPECIFICATIONS FOR STEM WITH BALL AND SHARP-EDGED SEAT

Port Size (ID), in.	Area of Port, A_p -in. ²	A_p/A_b	$1-A_p/A_b$	Production Pressure Factor, F_p	Full-Open Stem Travel*, in.
1-in.-OD Gas Lift Valves With $A_b = 0.31$ in. ²					
1/8	0.0123	0.040	0.960	0.041	0.0440
3/16	0.0276	0.089	0.911	0.098	0.0714
1/4	0.0491	0.158	0.842	0.168	0.1002
5/16	0.0767	0.247	0.753	0.329	0.1302
3/8	0.1104	0.356	0.644	0.553	0.1610
1 1/2-in.-OD Gas Lift Valves With $A_b = 0.77$ in. ²					
3/16	0.0276	0.036	0.964	0.037	0.0714
1/4	0.0491	0.064	0.936	0.066	0.1002
5/16	0.0767	0.100	0.900	0.111	0.1302
3/8	0.1104	0.143	0.857	0.167	0.1610
7/16	0.1503	0.195	0.805	0.243	0.1925
1/2	0.1963	0.255	0.745	0.342	0.2246

*Full-open stem travel is on the basis of a stem-ball OD that is 1/16 in. larger than the port ID.

Figura 27 Interfaz gráfica de las especificaciones de la válvula del vástago

Luego se interpreta CT (factor de corrección de temperatura para el nitrógeno) basados en las especificaciones de la tabla para las temperaturas de cada válvula. (ver tabla 7) Después se debe asignar las interpretaciones de la temperatura para cada válvula y se selecciona en **Valves Depths** para el cálculo de P_{od} (Presión de apertura inicial de gas de inyección elevadora de gas a la profundidad de la válvula), P_{bvd} (Presión de fuelle cargada de nitrógeno a temperatura de la válvula) y P_{vd} (Presión de apertura de la válvula del bastidor de prueba a 60 °F).

- □ X

TABLE 12.1—TEMPERATURE FACTOR, C_T , FOR NITROGEN BASED ON 60°F AND $P_b = 1,000$ PSIG²

°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T		
61	0.998	101	0.916	141	0.847	181	0.787	221	0.735	261	0.690	81	0.955	121	0.880	161	0.816	201	0.760	241	0.712	281	0.669
62	0.996	102	0.914	142	0.845	182	0.786	222	0.734	262	0.689	82	0.953	122	0.878	162	0.814	202	0.759	242	0.711	282	0.668
63	0.993	103	0.912	143	0.843	183	0.784	223	0.733	263	0.688	83	0.951	123	0.876	163	0.813	203	0.758	243	0.710	283	0.667
64	0.991	104	0.910	144	0.842	184	0.783	224	0.732	264	0.687	84	0.949	124	0.875	164	0.811	204	0.756	244	0.708	284	0.666
65	0.989	105	0.909	145	0.840	185	0.781	225	0.730	265	0.686	85	0.947	125	0.873	165	0.810	205	0.755	245	0.707	285	0.665
66	0.987	106	0.907	146	0.839	186	0.780	226	0.729	266	0.685	86	0.945	126	0.871	166	0.808	206	0.754	246	0.706	286	0.664
67	0.985	107	0.905	147	0.837	187	0.779	227	0.728	267	0.683	87	0.943	127	0.870	167	0.807	207	0.753	247	0.705	287	0.663
68	0.982	108	0.903	148	0.836	188	0.777	228	0.727	268	0.682	88	0.941	128	0.868	168	0.805	208	0.751	248	0.704	288	0.662
69	0.980	109	0.901	149	0.834	189	0.776	229	0.726	269	0.681	89	0.939	129	0.866	169	0.804	209	0.750	249	0.703	289	0.661
70	0.978	110	0.899	150	0.832	190	0.775	230	0.724	270	0.680	90	0.937	130	0.865	170	0.803	210	0.749	250	0.702	290	0.660
71	0.976	111	0.898	151	0.831	191	0.773	231	0.723	271	0.679	91	0.935	131	0.863	171	0.801	211	0.747	251	0.701	291	0.659
72	0.974	112	0.896	152	0.829	192	0.772	232	0.722	272	0.678	92	0.933	132	0.861	172	0.800	212	0.746	252	0.700	292	0.658
73	0.972	113	0.894	153	0.828	193	0.771	233	0.721	273	0.677	93	0.931	133	0.860	173	0.798	213	0.745	253	0.698	293	0.657
74	0.970	114	0.892	154	0.826	194	0.769	234	0.720	274	0.676	94	0.929	134	0.858	174	0.797	214	0.744	254	0.697	294	0.656
75	0.968	115	0.890	155	0.825	195	0.768	235	0.719	275	0.675	95	0.927	135	0.856	175	0.795	215	0.743	255	0.696	295	0.655
76	0.965	116	0.889	156	0.823	196	0.767	236	0.717	276	0.674	96	0.925	136	0.855	176	0.794	216	0.741	256	0.695	296	0.654
77	0.963	117	0.887	157	0.822	197	0.765	237	0.716	277	0.673	97	0.924	137	0.853	177	0.793	217	0.740	257	0.694	297	0.654
78	0.961	118	0.885	158	0.820	198	0.764	238	0.715	278	0.672	98	0.922	138	0.851	178	0.791	218	0.739	258	0.693	298	0.653
79	0.959	119	0.883	159	0.819	199	0.763	239	0.714	279	0.671	99	0.920	139	0.850	179	0.790	219	0.738	259	0.692	299	0.652
80	0.957	120	0.882	160	0.817	200	0.761	240	0.713	280	0.670	100	0.918	140	0.848	180	0.788	220	0.736	260	0.691	300	0.651

Figura 28 Interfaz gráfica de especificaciones de la tabla para las temperaturas de las válvulas

INGRESE LOS DATOS REQUERIDOS

ID COMERCIAL Ab

Ap/Ab **Valve Depths** Fp

CALCULO DE LA PRESION DE APERTURA Y DEL BASTIDOR DE PRUEBA

Pod(n) (psig)	P1 (psig)	P2 (psig)	ΔPov (psig)
1027.533	1029.500	897.333	132.167

N° Valve	Dbvn (ft)	Dv (ft)	Ppfd (p...)	Plod (p...)	Tvod (°F)	Ct
5	821.98...	7852.8...	798.03...	1130.8...	161.07...	0.816
6	590.82...	8443.6...	850.54...	1140.7...	165.67...	0.81
7	408.28...	8851.9...	886.84...	1147.5...	168.84...	0.805

N° Valve	Pod (psig)	Pbvd (psig)	Pvd (psig)
1	1041.2621359...	995.10550161...	938.75871573...
2	1053.8445345...	1018.0040854...	933.17041163...
3	1058.6021567...	1030.9078214...	924.07228871...
4	1057.1809910...	1035.9191859...	914.17654653...
5	1050.8807825...	1034.6983862...	902.04474701...

Figura 29 Resultado de profundidades de las válvulas

Permite salir de esta ventana de resultados y volver al menú principal. (ver figura 28)



3.2.2 Módulo para el diseño de instalación de flujo continuo de tasas altas.

En la plataforma principal se enfoca en módulo del flujo a altas tasas del pozo asignado para su proceso de diseño de instalación de válvulas donde el usuario podrá ingresar las características propias del pozo. (ver figura 19)



Se introducen los datos propios que son las características de campo y del pozo como se lo realizó en el pozo anterior.

Profundidad de referencia para presión y temperatura del fondo del pozo (Dd ft)	9000	Tasa diaria de inyección de gas asignada (Qqi, Mscfd)	500												
Temperatura del fondo del pozo @ Dd (Twsd, °F)	170	Disminución mínima de la presión de inyección de gas (ΔPio, psi)	20												
Presión de fondo de pozo estática en Dd (Pwsd, psig)	1800	Transferencia mínima de diferencia de presión de producción (ΔPpdt, psi)	200												
Profundidad Máxima de l Valcula de fondo (Dvmax ft)	8970	Presión diferencial de separación de válvulas a la profundidad de la válvula (ΔPsd, psi)	50												
Índice de Profundidad, PI	6.3	Distancia mínima entre válvulas (Dbvmin, ft)	150												
Gravedad específica del petróleo (Yo)	30	Temperatura de ajuste del bastidor de prueba de la válvula de gas (Tvo, °F)	60												
Gravedad específica del gas (Yg)	1.06	OD (tubería) <input type="text"/> ID <input type="text"/> Longitud <input type="text"/>													
Peso específico del agua (Yw)	1.08	OD (Casing) <input type="text"/> ID <input type="text"/>													
Fracción de agua (FW)	0.20	Ab (in2)	<input type="text"/>												
Formación GOR, (Rgo)	500	Fpr (%)	<input type="text"/>												
Formación GIR, (Rgfi)	400	Plodn (psig)	<input type="text"/>												
Tasa de producción máxima diaria de descarga asignada (Qlu, bbl/d)	2000	<input type="button" value="VALVES DEPTH"/> <input type="button" value="RETURN"/>													
Tasa de producción diaria de diseño (Qlt, bbl/d)	1000	<table border="1"> <tr> <td>Ggio (psi/ft)</td> <td>Gtvu (*Fft)</td> <td>Gpt (psi/ft)</td> <td>Rglt (scf/stb)</td> </tr> <tr> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> </tr> </table>		Ggio (psi/ft)	Gtvu (*Fft)	Gpt (psi/ft)	Rglt (scf/stb)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>				
Ggio (psi/ft)	Gtvu (*Fft)	Gpt (psi/ft)	Rglt (scf/stb)												
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>												
Presión de descarga del tubo en U de la cabeza del pozo (Pwhu, psi)	100	<table border="1"> <tr> <td>N° Valve</td> <td>Dvn (ft)</td> <td>Ppdtn (Psig)</td> <td>Plodn (psig)</td> <td>Tvuđn (°F)</td> <td>Qlcn (Stb/d)</td> </tr> <tr> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> <td><input type="text"/></td> </tr> </table>		N° Valve	Dvn (ft)	Ppdtn (Psig)	Plodn (psig)	Tvuđn (°F)	Qlcn (Stb/d)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
N° Valve	Dvn (ft)	Ppdtn (Psig)	Plodn (psig)	Tvuđn (°F)	Qlcn (Stb/d)										
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>										
Presión de superficie fluyente de la cabeza del pozo (Pwhf, psi)	100														
Gradiente de Presión del fluido de carga estática (Gls, psi/ft)	0.36														
Temperatura del cabezal del pozo (Twhu, °F)	100														
Temperatura del gas de inyección en el cabezal del pozo (Tgio, °F)	100														
Presión del gas en superficie al inicio de la inyección (Pko, psig)	1000														
Presión del gas de inyección en la superficie de operación (Pio, psig)	1000														

Figura 30 Ventana de las características del pozo

Se aplica en el botón **Valves Depths** dándonos los valores de manera sistematizada de R_{glt} (inyección máxima), G_{gio} (Presión de apertura de gas de inyección), D_v (profundidad de la válvula superior), P_{pfd} (Presión mínima de producción de flujo), P_{ioD} (Presión de gas de inyección), T_{vud} (Temperatura de flujo de descarga), P_{wfd} (Presión de flujo del agujero inferior de la válvula), P_{wsd} (Presión estática del punto inferior de la válvula), la profundidad y el número de válvulas para el diseño.

VALVES DEPTH		RETURN			
G_{gio} (psi/ft)	G_{tvu} ($^{\circ}$ F/ft)	G_{pt} (psi/ft)	R_{glt} (scf/stb)		
0.07222222222222222	0.0077777777777777...	0.13	900.0		
N° Valve	Dvn (ft)	Pptdn (Psig)	Piodn (psig)	Tvudn ($^{\circ}$ F)	Qlcn (Stb/d)
1	2571.428571...	614.2857142...	1185.714285...	120.0	0.0
2	4448.571428...	858.3142857...	1321.285714...	134.6	0.0
3	5863.268571...	1042.224914...	1423.458285...	145.6032	0.0
4	6911.708708...	1178.522132...	1499.178962...	153.7577344	0.0
5	7670.073297...	1277.109528...	1553.949738...	159.6561256...	0.0
6	8198.698051...	1345.830746...	1592.128192...	163.7676515...	361.7215899...

Figura 31 Resultados de las profundidades de las válvulas del pozo

3.3.2 Módulo de levantamiento de gas intermitente para cálculos de instalación.

En la plataforma principal el usuario se enfocará en el módulo del flujo intermitente del pozo asignado para su proceso de diseño de instalación de válvulas donde procede a ingresar las características propias del pozo. (ver figura 19)



Se ingresa los datos que son características propias del yacimiento.

Tamaño de la tubería (OD, in)	2.875
Longitud del tubo (Dd, ft)	9000
Profundidad max de la valvula (Dvmax, ft)	8970
Presion estatica del fondo del pozo (Pwsd, psig)	1800
Temperatura del fondo del pozo (Twsd, °F)	170
Tasa de Produccion diaria (Qlt, STb/d)	100
Tvud	80
Gradiente de fluido de carga estatica (Gls, psi/ft)	0.36
Presion de la cabeza del pozo del tubo en U (Pwhu, psig)	100
Presion de la cabeza del pozo (Pwh, psig)	100
Presion de gas de inyeccion promedio (Pko, psig)	700
Yg	1.06
Temperatura de la inyeccion del gas en la cabeza (Tgio, °F)	70
Presion de gas de inyeccion en la superficie (Pio, psig)	600
Distancia minima de la valvula (Dbvmin, ft)	400
Temperatura de la valvula (Tvo, °F)	60
Pvcd	700
Fs	0.042

Figura 32 Ventana de las características del pozo

Se aplica en el botón **FS** para calcular P_f (presión fluida a un gradiente de profundidad) mediante la interfaz gráfica de factor de espaciado de gradiente de presión intermitente para tasas de producción mediante la lectura del diámetro externo del tubing seguido de la tasa de producción. (ver figura 33)



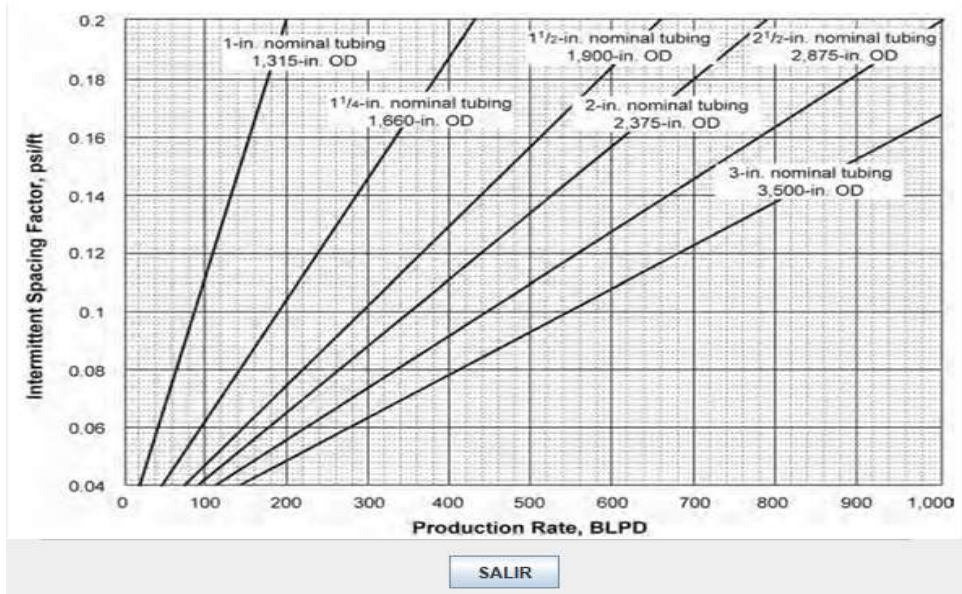


Figura 33 Interfaz gráfica de factor de espaciado de gradiente de presión intermitente para tasas de producción

El siguiente botón de **Valves Depths** se procede a aplicar dándonos valores de presión y temperatura, precedentemente obtenemos el número y las profundidades de cada válvula. (Ver Figura 34)

N° Valve	Dvn (ft)	Ppfdn min (psig)	Pvcd (psig)	Tvud (°F)
1	1000.000000000...	170.0	340.183183183...	90.000000000...
2	2773.77049180...	216.498360655...	568.557377049...	107.737704918...
3	3812.63316312...	260.130592851...	590.488922332...	118.126331631...
4	4787.46102061...	301.073362865...	611.068621546...	127.874610206...
5	5702.20112819...	339.492447384...	630.379801595...	137.022011281...
6	6560.55725537...	375.543404725...	648.500653169...	145.605572553...
7	7366.00487373...	409.372204696...	665.504547334...	153.660048737...
8	8121.80522905...	441.115819620...	681.460332613...	161.218052290...

Figura 34 Resultados de las profundidades de las válvulas del pozo

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Comparación de resultados en 3 pozos del campo Libertador en la Cuenca Oriente del Ecuador

Se realizó un estudio de la funcionalidad con el levantamiento artificial por bombeo neumático para poder incrementar la productividad de los pozos debido a que tienen una alta producción de gas asociado al petróleo y buenas presiones de fondo, sin embargo, debido al corte de agua el número de pozos que funcionaban por gas lift han ido disminuyendo y muchos de estos pozos han cerrado.

Se muestra el diseño para 3 pozos escogidos del campo.

En el primer pozo “Sec 24” con buena producción y bajo corte de agua se diseñó la instalación de las válvulas de gas lift para flujo continuo con el fin de que se diseñe este tipo de levantamiento artificial para su aumento de producción.

En el siguiente cuadro se muestra las características referentes del pozo “Sec 24”

PROPIEDADES DEL CAMPO/POZO	EQUIVALENTE
Longitud del tubo, D_d	90000 ft
Profundidad máxima de la válvula, $D_v(\max)$	8970 ft
Presión estática en el fondo del pozo a D_d , P_{wsd}	1800 psig at 9000 ft
Tasa de producción diaria, q_{lt}	800 STB / D.
Corte de agua	0.80
Formación GOR	500 scf / STB.
Gravedad del aceite	31 ° API.
Gravedad del gas	1.06
Gravedad específica del agua producida	1.08
Temperatura del fondo del pozo, T_{wsd}	170 at 9000 ft
Diseño de la temperatura de la cabeza del pozo de descarga, T_{whf}	100°F
Gradiente de presión del fluido de carga, gls	0.36 psi/ft.
Presión de la cabeza del pozo del tubo en U, P_{whu}	100 psig
Presión de la cabeza del pozo que fluye, P_{whf}	100 psig
Nivel de fluido estático = 0 ft (cargado con fluido de eliminación).	
Presión de gas de inyección en el arranque de superficie, P_{ko}	1000 psig
Presión de gas de inyección en la superficie de operación	1000 psig
Velocidad máxima de descarga de gas de inyección, q_{gi}	800 Mscf/D
Funcionamiento diario de las tasas de inyección de gas, q_{gi}	500 Mscf/D.
Temperatura del gas de inyección del pozo, T_{gio}	100°F
Diferencial de presión del separador de válvulas a la profundidad asignada de la válvula, ΔP_{sD}	50 psi
Temperatura de ajuste de la válvula del bastidor de prueba, T_{vo}	60°F

Disminución mínima asignada de la presión de gas de inyección en la superficie de las válvulas, ΔP_{io}	20 psi
Distancia mínima entre las válvulas, $D_b(\text{min})$	150 ft
Válvula de elevación de gas: 1.5 pulg OD cargada con nitrógeno con $A_b = 0.77 \text{ in}^2$ y asientos de bordes afilados.	1.5 in OD – 0.77 in^2
Presión estática del gas de inyección en el extremo inferior al conducto, $P_{iod} =$	1150 psi at 9000ft

Elaborado por: Anderson Orrala Lavayen

Cuadro de resultados del proceso para el cálculo de las profundidades de las válvulas.

No. de válvulas	distancia entre las válvulas de elevación de gas D_{bvn} (ft)	D_v (ft)	presión de producción fluida P_{pdf} (psig)	presión de gas de inyección a profundidad de la válvula P_{iod} (psig)	descarga de la temperatura de la válvula de elevación de gas T_{vod} (°F)	factor de corrección de temperatura C_t	Pod	Pbvd	Pvd
1	0	2475.72	320.06	1041.26	119.25	0.883	1041.26	995.10	938.75
2	1954.94	4430.67	493.83	1073.84	134.46	0.858	1053.84	1018.00	933.17
3	1485.45	5916.12	625.87	1098.60	146.01	0.839	1058.60	1030.90	924.07
4	1114.73	7030.85	724.96	1117.18	154.68	0.826	1057.18	1035.91	914.17
5	821.98	7852.84	798.03	1130.88	161.07	0.816	1050.88	1034.69	902.04
6	590.82	8443.67	850.54	1140.72	165.67	0.81	1040.72	1028.55	890.09
7	408.28	8851.96	886.84	1147.53	168.84	0.805			

Elaborado por: Anderson Orrala Lavayen

4.1.1. Cálculo de las profundidades de las válvulas para el pozo “Sec 24”.

Se realiza el diseño de instalación de gas lift para el pozo “Sec 24” con referencia a sus características que es uno de los pozos con buena producción, fue seleccionado en este proyecto debido a que son pozos adaptables a los factores de las propiedades para este tipo de sistema de levantamiento, al diseño que se lo realiza monótonamente mediante el cálculo tradicional y con lecturas de graficas en ciertos pozos del campo Libertador no obstante se optimizo la realización del diseño de las profundidades de las válvulas.

Para este pozo el diseño de las presiones utilizadas para establecer la profundidad de la primera válvula de elevacion de gas será primordial para la selección de las profundidades de las siguientes válvulas.

Se realizó mediante las interpretaciones de la gráfica de presión/profundidad seguido de las estimaciones de la presión fluida, de la presión estática y de la descarga de la temperatura de la válvula de elevacion de gas todo conllevado a un mismo gradiente de profundidad. (ver tabla 2)

Los cálculos correspondiente como se muestran en el cuadro hacen hincapié del proceso de iteración que conlleva al realizar los cálculos matemáticos, es así, que se obtuvieron 7 válvulas de gas lift que se pretenden colocar en el pozo “Sec 24” para su mayor producción, cabe notar que el pozo no se diseñó una octava válvula, porque el programa asimila una profundidad máxima de colocación de la válvula de 8970 ft a la profundidad de la tubería que es de 9000 ft, además excedería la distancia mínima de las válvulas que es de 150 ft. (ver tabla 3)

En la sección de la última válvula se debe colocar una válvula de control de orificio en el Mandril de válvula, además, no se requerirá información de configuración de la válvula de bastidor de prueba debido a que el programa lo ejecuta haciendo el completo cálculo de espaciado de las válvulas. (ver figura 35)

Cabe mencionar que el programa nos proporciona el diámetro comercial que es el tamaño del orificio equivalente y será cercano a 64/14 in, por lo tanto, el siguiente ID del puerto de válvula de elevación de gas más grande es de ¼ in. Este tamaño será suficiente para todas las válvulas de descargas superiores porque tienen mayor presión de funcionamiento de gas e inyección y una mayor presión diferencial. (ver tabla 5)

La utilización de una válvula de control de orificio para la séptima válvula o la última válvula en 8851 ft, el ID del orificio debe ser de ¼ de entrada para pasar suficiente gas para levantar el pozo. (ver tabla 5)

En el cuadro se muestra los resultados que arroja el programa para el diseño de instalación de válvulas de gas lift para el pozo “Sec 24”, el mismo que muestra una serie de válvulas que se van a utilizar y los respectivos cálculos característicos para cada válvula, , todo este proceso se analizó utilizando el programa LAG VALVE DESIGN que es un proceso sistematizado comparándolos con el proceso de cálculo tradicional obteniendo valores óptimos con la singularidad de que el programa ayuda a identificar de manera más eficaz la colocación para cada válvula y como va ejecutado haciendo la merma del tiempo durante el proceso del cálculo y reduciendo las lecturas de las gráficas que se utilizan para este tipo de sistema de levantamiento. (ver tabla 3)

El software LAG VALVE DESIGN para el pozo “Sec 24” se lo utilizó para que el campo tenga una mayor producción, y por ende la empresa tenga un mayor ingreso económico, además, este tipo de pozo se le ha hecho estimaciones con otros tipos de levantamiento artificial como lo estima Diana Armijo en su tesis en el 2011 siendo el más óptimo el sistema de levantamiento artificial por Gas Lift.

Al pretender realizar este tipo de mecanismo de levantamientos para los pozos, se busca un fin, que es el de restaurar la presión normal que una vez tuvo el pozo durante su extracción productiva.

Como resultado general se realizó una representación gráfica de un diseño de instalación de elevación de gas de flujo continuo con válvulas de elevación de gas cargadas de nitrógeno basadas en una disminución constante en la presión de inyección-gas de funcionamiento para cada válvula sucesivamente más profunda. (Ver figura 35)

4.1.2. Información de pozo para el diseño de instalación de flujo continuo a altas tasas

En el segundo pozo “Pic 02” con buena producción se diseñó la instalación de las válvulas de gas lift para flujo continuo en altas tasas debido a que es un pozo vecino y poseen casi las mismas características equivalentes al pozo “Sec 24” del campo Libertador.

En la siguiente tabla se muestra las características referentes del pozo “Pic 02”

PROPIEDADES DEL CAMPO/POZO	EQUIVALENTE
Tamaño de la tubería	$4\frac{1}{2}$ in OD; 3,958 in ID
Tamaño del casing	$8\frac{5}{8}$ in OD; 7,725 in ID
Profundidad de referencia para presión y temperatura del fondo del pozo	9000 ft
Temperatura del fondo del pozo	170 °F
Presión del fondo del pozo encerrada (estática) en $D_d: P_{wsd}$	1800 psi
Profundidad máxima de la válvula de fondo: $D_{v(max)}$	8970 ft
Índice de productividad: PI	6,3 B/D/psi
Gravedad del petróleo	$28^\circ API, \gamma_o = 1,06$
Gravedad específica del gas	$Aire = 1,0$ y $\gamma_g = 0,65$

Peso específico del agua: γ_w	1.08
Fracción del agua: f_w	0,80 (80%)
Formación GOR: R_{go}	$500^{Scf}/STB$
Formación GLR: R_{glf}	$400^{Scf}/STB$
Tasa de producción máxima diaria de descarga asignada: q_{lu}	$1000^{B}/D$
Tasa de producción diaria del diseño: q_{lt}	$2000^{B}/D$
Presión de descarga del tubo en U de la cabeza del pozo: P_{whu}	100 <i>psig</i>
Gradiente de presión del fluido de carga estática: g_{ls}	0.36
Temperatura del cabezal de pozo: T_{whu}	100° <i>F</i>
Temperatura de gas de inyección en el cabezal del pozo: T_{gio}	100° <i>F</i>
Presión del gas en superficie al inicio de la inyección: P_{ko}	1000 <i>psig</i>
Presión del gas de inyección en la superficie de operación: P_{io}	1000 <i>psig</i>
Tasa diaria de inyección de gas asignada: q_{qi}	$2000^{Mscf}/D$
Disminución mínima de la presión de inyección de gas: ΔP_{io}	20 <i>psi</i>
Transferencia mínima de diferencia de presión de producción: ΔP_{ptd}	200 <i>psi</i>
Presión diferencial de separación de válvulas a la profundidad de la válvula: $\Delta P_{SD} = 50 \text{ psi}$	50 <i>psi</i>
Distancia mínima entre las válvulas:	150 <i>ft</i>
Temperatura de ajuste del bastidor de prueba de la válvula de gas: T_{vo}	60 ° <i>F</i>
$A_b = 0,77 \text{ in}^2, B_{lr} = 600 \text{ psi}/\text{in}$	
Diseño de la separación de las válvulas: Factor porcentual de las líneas de superficie: f_{pr}	0,50(50%)
$P_{iod} =$	1627 <i>psig</i>

Cuadro de resultados del proceso para el cálculo de las profundidades de las válvulas.

No. Valve	Dvn (ft)	Pptdn (psig)	Piodn (psig)	Tvudn (°F)	Qlcn (Stb/d)
1	2500.0	605.0	1180.55	119.44	0.0
2	4326.25	842.41	1312.45	133.64	0.0
3	5716.35	1023.12	1412.84	144.46	0.0
4	6757.85	1158.52	1488.06	152.56	0.0
5	7520.75	1257.69	1543.16	158.49	0.0
6	8060.99	1327.92	1582.18	162.69	61.576
7	8423.26	1375.02	1608.34	165.51	844.37
8	8643.30	1403.62	1624.23	167.22	1369.30
9	8749.66	1417.45	1631.92	168.05	1688.14
10	8765.17	1419.47	1633.04	168.17	1842.26

Elaborado por: Anderson Orrala Lavayen

OD tubería (in)	ID tubería (in)	OD Casing (in)	ID Casing (in)	Longitud (ft)	Ab (in²)	FRP (%)	Piod (psig)
4.5	3.958	4.8	3.725	9000	0.77	0.50	1650

Elaborado por: Anderson Orrala Lavayen

4.1.2 Cálculo de las profundidades de las válvulas para el pozo “Pic 02”.

Se realizó el diseño de instalación de gas lift para el pozo “Pic 02” con referencia a sus características que es uno de los pozos con buena producción, fue seleccionado en este proyecto debido a que son pozos adaptables a los factores de las propiedades para este tipo de sistema de levantamiento al diseño que se lo realiza monótonamente mediante calculo tradicional y con lecturas de graficas en ciertos pozos del campo Libertador no obstante se optimizo la realización del diseño de las profundidades de las válvulas.

Para este pozo el diseño de las presiones utilizadas para establecer la profundidad de la primera válvula de elevacion de gas será primordial para la selección de las profundidades de las siguientes válvulas. Se realizó mediante las interpretaciones de la gráfica de presión/profundidad como el pozo “Sec24” seguido de las estimaciones de la presión fluida, de la presión estática y de la descarga de la temperatura de la válvula de elevacion de gas todo conllevado a un mismo gradiente de profundidad. (ver tabla 9).

La realización del cálculo para la relación Gas/petróleo se lo realizo utilizando la correlación de flujo multifásico. Debido a que la presión mínima de presión de flujo (P_{pfd}) es menor a presión de producción de transferencia de espaciado de las válvulas (P_{pdt}), el tamaño del tubo no parece restringir la tasa de producción del diseño y la presión disponible de la línea de gas de inyección parece adecuada, además, la tasa máxima de producción diaria final será controlada por la productividad del depósito de este pozo. (ver tabla 10)

Los cálculos correspondiente como se muestran en el cuadro hacen hincapié del proceso de iteración que conlleva al realizar los cálculos matemáticos, es así, que se obtuvieron 10 válvulas de gas lift que se pretenden colocar en el pozo “Pic 02” para su mayor producción, cabe anotar que el pozo no realizo una válvula más, porque el programa asimila una profundidad máxima de colocación de la válvula de 8970 ft a la profundidad de la tubería que es de 9000 ft, además

excedería la distancia mínima de las válvulas que es de 150 ft. Además, se supo que, si la presión del flujo del agujero inferior de la profundidad de la válvula es mayor que la presión del fondo del pozo no habrá reducción de rendimiento del tubo, en la tabla 10 muestra la presión del flujo del agujero inferior a la profundidad de la válvula y es en este caso es menor que la presión de fondo del pozo es por eso que el programa comenzó a ejecutar los cálculos del caudal a partir de la sexta válvula a la que fluirá el fluido en la longitud del tubo.

Para los cálculos de la tasa de inyección-gas, se instaló una válvula de control de orificio con un puerto de 5x16 in en ID. En el mandril de la válvula de elevación de gas recuperable en la línea del alambre anterior a 9000 ft una válvula de control de orificio está completamente abierta en todo momento. Cabe recalcar que la presión del gas de inyección superficial en 2000 Mscf/D no debe exceder una presión de inyección de suelo-gas superficial que reabra cualquiera de las válvulas de descargas anteriores. El mínimo calculado para reabrir la válvula de descarga más profunda es de 1631 psig a 8970 ft gracias a ello no habrá interferencia de la válvula de descarga de control de orificio y este, se convierta en la válvula de operación y el cambio en la presión de inyección superficial-gas será fácilmente evidente, después de que la profundidad de la inyección de gas se haya transferido a la válvula de verificación del orificio. (ver tabla 11 y 12)

En el cuadro muestra los resultados que arrojó el programa para el diseño de instalación de válvulas de gas lift para el pozo "Pic 02", el mismo que se muestra una serie de válvulas que se van a utilizar y los respectivos cálculos característicos para cada válvula, todo este proceso se analizó utilizando el programa LAG VALVE DESIGN que es un proceso sistematizado comparándolos con el proceso de cálculo tradicional obteniendo datos adecuados con la singularidad de que el programa ayuda a identificar de manera más eficaz la colocación para cada válvula .

La utilización del software para el pozo “Pic 02” se realizó para que el campo tenga una mayor producción, y por ende la empresa tenga un mayor ingreso económico, además, este tipo de pozo se le han hecho estimaciones con otros tipos de levantamiento artificial como lo estima Diana Armijo en su tesis en el 2011 siendo el más óptimo el sistema de levantamiento artificial por Gas Lift.

Al pretender realizar este tipo de mecanismo de levantamientos para los pozos se buscó un fin de restaurar la presión normal del pozo, que una vez tuvo el pozo durante su extracción productiva.

Como resultado general se realizó una representación gráfica del diseño gráfico de presión/profundidad para una instalación de elevación de gas de flujo continuo que requiere altas tasas de gas de inyección para la descarga. (ver figura 36)

Información de pozo para el diseño de instalación de flujo intermitente.

PROPIEDADES DEL CAMPO/POZO	EQUIVALENTE
Tamaño de la tubería; OD	$2\frac{7}{8} in$
Longitud del tubo; Dd	$9000ft$
Profundidad máxima de la válvula; $Dv(max)$	$8970 ft$
Presión estática del fondo del pozo en Dd ; Pws	$1800psig@9000 ft$
Temperatura del fondo del pozo en Dd ; Tws	$170\text{ }^{\circ}F@9000 FT$
Diseño de la tasa de producción diaria; qil	$100\frac{g}{d}$
Temperatura de la válvula de descarga; $Tvud$	$80^{\circ}F$
Gradiente de presión del fluido de cara estática; Gls	$0,36\frac{psi}{ft}$
Presión del cabezal del pozo en U ; $Pwhu$	$100 psig$

Presión mínima del cabezal del pozo entre los ciclos de inyección del gas; P_{wh}	100 <i>psig</i>
Presión del gas de inyección de campo promedio; P_{ko}	700 <i>psig</i>
R_g	1,06
Temperatura del pozo de inyección de gas; T_{gio}	90°F
Presión en la línea de inyección de gas; P_{io}	600 <i>psig</i>
Distancia mínima entre las válvulas de elevación de gas; $Dbv(min)$	400 ft
Temperatura de ajuste de la válvula del bastidor de prueba; T_{vo}	60°F
Válvula de elevación de gas; 3 in OD con fuelles cargada con nitrógeno $Ab: 0,77 \text{ in}^2$ y $\frac{1}{2}$ in de puerto de ID.	
Presión de cierre de la válvula a la profundidad de la válvula; P_{vcd}	700 <i>psig</i> @9000 ft

Elaborador por: Anderson Orrala Lavayen

Cuadro de resultados del proceso para el cálculo de las profundidades de las válvulas.

No. Valve	Dvn (ft)	Ppfdn (psig)	Pvcd (psig)	Tuvd (oF)
1	1666.66	170.0	545.18	96.66
2	2773.77	216.49	568.55	107.73
3	3812.63	260.13	590.48	118.12
4	4787.46	301.07	611.06	127.87
5	5702.20	339.49	630.37	137.02
6	6560.55	375.54	648.50	145.60
7	7366.00	409.37	665.50	153.66
8	8121.80	441.11	681.46	161.21
9	8831.01	470.90	696.43	168.31

Elaborador por: Anderson Orrala Lavayen

4.1.3 Cálculo de las profundidades de las válvulas para el pozo “Sec 2”.

Se realizó el diseño de instalación de gas lift para el pozo “Sec 2” este pozo fue seleccionado debido a que cumple las características para aplicar un levantamiento artificial de gas intermitente, fue seleccionado en este proyecto debido a que son pozos adaptables a los factores de las propiedades para este tipo de sistema de levantamiento, debido que es un pozo con baja productividad al diseño se realiza monótonamente mediante calculo tradicional y con lecturas de graficas en ciertos pozos del campo Libertador no obstante se optimizo la realización del diseño de las profundidades de las válvulas.

Para este pozo el diseño de las presiones utilizadas para establecer la profundidad de la primera válvula de elevacion de gas será primordial para la selección de las profundidades de las siguientes válvulas como se realizó en el pozo “Sec 24 y Pic 02”.

Lo particular de este tipo de flujo es que las instalaciones de las válvulas pueden ser beneficiosas para levantar el gas en este pozo con baja tasa de producción.

Se realizó mediante las interpretaciones de la gráfica de presión/profundidad como el pozo “Sec24 y Pic 02” seguido de las estimaciones de la presión fluida, de la presión estática y de la descarga de la temperatura de la válvula de elevacion de gas todo conllevado a un mismo gradiente de profundidad similar a un flujo continuo, excepto que el factor de espaciamiento intermitente representa el gradiente de presión de flujo de descarga por encima de la profundidad de la inyección de gas. (ver tabla 15).

Los cálculos correspondiente como se muestran en el cuadro hacen hincapié del proceso de iteración que conlleva al realizar los cálculos matemáticos, es así, que se obtuvieron 9 válvulas de gas lift que se pretenden colocar en el pozo “Sec 2” para su mayor producción, cabe anotar que el pozo no realizó una válvula más, porque el programa asimila una profundidad máxima

de colocación de la válvula de 8990 ft a la profundidad de la tubería que es de 9256 ft, además excedería la distancia mínima de las válvulas que es de 150 ft. (ver tabla 15)

El programa LAG VALVE DESIGN se muestra un formulario de tabulación para los cálculos de presión de apertura del conjunto del bastidor de prueba a las válvulas de elevación de gas. Para este pozo se basa con una presión de cierre de superficie constante y utiliza válvulas de descarga de gran tamaño. Este diseño utilizó un único degradado de factor de espaciamiento intermitente para el cálculo de espaciado de las válvulas. Las válvulas de descargas se espacian en la superficie debido a la posibilidad que el nivel de fluido sea apto después de una reposición. Aunque existen muchas técnicas de diseño para los flujos intermitentes se optó en realizar este tipo de diseño de válvulas de elevación de gas con puertos grandes.

La utilización del software LAG VALVE DESIGN para el pozo “Sec 2” se realizó para que el campo tenga una mayor productividad, y por ende la empresa tenga un mayor ingreso económico, además, este tipo de pozo se le ha hecho estimaciones con otros tipos de levantamiento artificial como lo estima Alberto Gregorio en su tesis en el 2015 siendo el óptimo el sistema de levantamiento artificial por Gas Lift.

En este diseño de levantamiento, la distancia mínima entre las válvulas de 400 ft no se utilizó debido a que la profundidad máxima calculada de elevación de gas de 8831 ft se alcanzó antes que la distancia calculada entre las válvulas fuera inferior a los 400 ft como se muestra en el cuadro.

Al procede a calcular otra válvula más, excedemos la profundidad máxima de la válvula y la profundidad de la tubería de producción, además excedemos el límite de la distancia mínima que hay en el espaciamiento de las válvulas, es por eso que debido a estas dilemas el programa ejecuta obteniendo resultados satisfactorio arrojando las profundidades óptimas de acuerdo a

su presión y temperatura y la cantidad de válvulas que se deben implementar al pozo de acuerdo a sus características para que haya una mayor producción.

En el cuadro se muestra los resultados que arrojó el programa para el diseño de instalación de válvulas de gas lift para el pozo “Sec 2”, el mismo que se muestra una serie de válvulas que se van a utilizar y los respectivos cálculos característicos para cada válvula, , todo este proceso se analizó utilizando el programa LAG VALVE DESIGN que es un proceso sistematizado comparándolos con el proceso de cálculo tradicional obteniendo datos similares con la singularidad de que el programa ayuda a identificar de manera más eficaz la colocación para cada válvula y como va ejecutado haciendo la merma del tiempo durante el proceso del cálculo y reduciendo las lecturas de las gráficas que se utilizan para este tipo de sistema de levantamiento.

Como resultado general se realizó una representación gráfica del diseño de instalación de elevación de gas de flujo intermitente basado en una presión de cierre constante de la superficie de la válvula y un único gradiente de factor de espaciado intermitente. (ver figura 37).

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

- El software LAG VALVE DESIGN incorpora de forma práctica las profundidades para las válvulas de gas lift para flujos normales, flujos a altas tasas y para flujos intermitentes las mismas que fueron comprobadas mediante la comparación de resultados del proceso tradicional en la cuenca oriente del Ecuador principalmente en los pozos del campo Libertador.
- El estudio para el diseño de instalación de las válvulas de gas lift se basó en las propiedades del campo/pozo, además del fluido a inyectar, estas son propiedades referentes a los pozos del campo Libertador reflejándose como prueba real de los campos del oriente ecuatoriano.
- Las estimaciones de la presión de producción a un gradiente de profundidad (G_{pfa}), la presión operativa del gas de inyección (G_{gio}), la elevación del gas de descarga (G_{tvu}), la profundidad de la válvula de válvula superior de gas (D_{vn}), la presión mínima de la producción de flujo (P_{pfdn}), la presión de gas de inyección del gas (P_{iodn}) y la temperatura del flujo de descarga (T_{vudn}) reportadas por el software LAG VALVE DESIGN, se adoptaron en base a los resultados en el programa, mostrando relevancia para cada válvula.
- El software “LAG VALVE DESIGN” permite crear un diseño de profundidades de gas lift a partir de los datos iniciales o información previa disponible del campo, pozo o del flujo, concediendo al usuario escoger el tipo de tasas más adecuado al momento de realizar el levantamiento artificial a cualquier pozo designado para este tipo de proceso.

RECOMENDACIONES

- Incorporar una gama de ecuaciones en el cálculo del diseño del software LAG VALVE DESIGN, para profundizar aún más la investigación.
- Se recomienda realizar un estudio detallado para cada bloque petrolero de la cuenca oriente del Ecuador de forma independiente, debido a que los campos de los diferentes bloques cuentan con propiedades diferentes, por lo que la creación de un diseño de gas lift se ha realizado de acuerdo a las características de campo/pozo para poder predecir de mejor manera la utilización de esta aplicación.
- Se recomienda aplicar el diseño de instalación de válvulas del software LAG VALVE DESIGN para pozos someros y medianamente profundos, debido a que trabaja también para este tipo de profundidades.
- Se debe tener en cuenta un estudio del fluido antes de inyectar debido a que puede perjudicar el sistema de levantamiento.
- Para este tipo de diseño se recomienda llevar un control de arena en los pozos por lo que esto haría que el equipo sufriera daño.

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS

- Lanfranchi, E. (2016). *Flujo Multifásico I*. (2. CreateSpace Independent Publishing Platform, Ed.) Berlin, Alemania
- Larry W. Lake, Editor-in-Chief (1952). *Petroleum-engineering-handbook-vol-4*

ARTÍCULOS EN REVISTAS CIENTÍFICAS

Afshin, D. & Behnam, M. (2018). *Experimental study and field application of appropriate selective calculation methods in gas lift design*, 3, 239-247.

doi:<https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2018.03.005>

Baby P., Rivadeneira M., Barragan R., Christophoul F., . (1999). *Thick Skinned Tectonics in the Oriente Foreland Basin of Ecuador*.

BARRAGÁN R., R. F. (1997). Evidence of an Intra-plate “Hot-Spot” under the Ecuadorian Oriente Basin during the Cretaceous Tectonic Evolution.

Duan, H. F. (2014). Instalaciones de operación costa afuera.

Duan, H. F. (s.f.). Instalaciones de operación costa afuera. 2014.

Ghalambor, B. G. (2007). Artificial Lift Method. Recuperado el 08 de 08 de 2020, de

<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/artificial-lift-method>

Hernandez, A. (2016). Fundamentals of Gas Lift Engineering. *Design of continuous gas lift installations*, 365-477. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804133-8.00009-9>

Hernández, A. (2016). Fundamentos de la ingeniería de elevación de gas .

J, B. (1982). *Geología del Ecuador Boletín de la Explicación del Mapa Geológico de la República del Ecuador* .

Maggiolo, R. (2004). Gas Lift Basico. *ESP Oil International*, 9-27.

MARLON, D. D. (2000). *Caracterización y Reconstrucción Paleogeográfica de las cuencas Pre-Aptenses en el Oriente Ecuatoriano.*

Nagham, A. & Zoltan, T. (2020). Petroleum and Natural Gas Institute, Faculty of Earth

Science and Engineering, University of Miskolc, 3515, Miskolc, Hungary.

Computational fluid dynamic (CFD) simulation of pilot operated intermittent gas lift valve. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.05.002>

Ordóñez, M. J. (2006). *Micropaleontología Ecuatoriana. CIGG-PETROPRODUCCIÓN, Guayaquil.* .

P., D. (2000). *Breve Lexico Estratigrafico del Ecuador.* .

Ramirez. (2007). Modelo Depositacional de ka Arenisca U en el centro-Noroccidente de la Cuenca Oriente .

Renpu, W. (2011). *Advanced Well Completion Engineering.* (T. Edicion, Ed.)

Renpu, W. (2011). *Ingeniería avanzada de terminación de pozos.* (3, Ed.)

Rowlan, J. F. (2008). *Gas Well Deliquification.* Recuperado el 08 de 08 de 2020, de

<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/gas-lifts>

Talib A. Salh, S. H. (Junio de 2015). Using the Artificial Gas Lift to Increase the Productivity of Noor Oil. *16(2)*, 39-44. Recuperado el 10 de 08 de 2020, de

<https://www.iasj.net/iasj?func=fulltext&aId=102644>

WHITE H., R. E. (1995). *Reservoir Characterization of the Napo Formation Oriente Basin, Ecuador.*

Diana A. (2015), *Análisis Tecno-económico para el rediseño de Levantamiento Artificial en pozos productores del campo Libertador operado por EP-Petroecuador* .

ANEXOS

Tabla 2 Resultados de presión de apertura y del bastidor de prueba del pozo en flujo continuo

Presión de apertura inicial del gas $P_{od(n)}$ (psig)	presión de gas aguas arriba de un orificio P_1 (psig)	presión de gas aguas abajo de un orificio P_2 (psig)	diferencia de presión de apertura de la válvula del bastidor de prueba ΔP_{ov} (psig)
1027,533	1029,500	897,333	132,167

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 3 Resultados de número de válvulas con sus respectivas profundidades del diseño de instalación en flujo continuo.

No. de válvulas	distancia entre las válvulas de elevación de gas D_{bvn} (ft)	profundidad de la válvula D_v (ft)	presión de producción fluida P_{pfd} (psig)	presión de gas de inyección a profundidad de la válvula P_{iod} (psig)	descarga de la temperatura de la válvula de elevación de gas T_{vod} (oF)	factor de corrección de temperatura C_t
1	0	2475.72	320.06	1041.26	119.25	0.883
2	1954.94	4430.67	493.83	1073.84	134.46	0.858
3	1485.45	5916.12	625.87	1098.60	146.01	0.839
4	1114.73	7030.85	724.96	1117.18	154.68	0.826
5	821.98	7852.84	798.03	1130.88	161.07	0.816
6	590.82	8443.67	850.54	1140.72	165.67	0.81
7	408.28	8851.96	886.84	1147.53	168.84	0.805

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 4 Resultado de las presiones al inicio de la prueba de pozo

No. válvulas	presión de apertura inicial de gas de inyección de la válvula Pod (psig)	presión de fuelle cargada de nitrógeno a temperatura de la válvula Pbv_d (psig)	presión de apertura de la válvula del bastidor de prueba Pvd (psig)
1	1041.26	995.10	938.75
2	1053.84	1018.00	933.17
3	1058.60	1030.90	924.07
4	1057.18	1035.91	914.17
5	1050.88	1034.69	902.04
6	1040.72	1028.55	890.09

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 5 Resultado del total de fuelles efectivos y el factor de transferencia de presión en la línea de diseño del pozo

ID Comercial	Total, de fuelles efectivos sobre zona del puerto de la válvula (A_p/A_b)	Total, de fuelles efectivos (A_b)	factor de transferencia de presión de línea de diseño de espaciado de válvulas en la superficie (F_p)
0.25	0.064	0.77	0.068

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 6 Especificaciones de la válvula para vástagos con bola y asiento de bordes afilados

ESPECIFICACIONES DE LA VÁLVULA PARA VÁSTAGO CON BOLA Y ASIENTO DE BORDES AFILADOS					
Tamaño del puerto ID-in.	Zona del puerto A_p-in²	A_p/A_b	1-A_p/A_b	Factor de presión de producción, F_p	Viaje del vapor completamente abierto, in
1-in. -OD válvulas de gas lift con A _b = 0.31 in ²					
1/8	0.0123	0.040	0.960	0.041	0.0440
3/16	0.0276	0.089	0.911	0.098	0.0714
1/4	0.0491	0.158	0.842	0.188	0.1002
5/16	0.0767	0.247	0.763	0.329	0.1302
3/8	0.1104	0.356	0.644	0.553	0.1610
1 ½ in. - OD válvulas de gas lift con A _b = 0.77 in ²					
3/16	0.0276	0.036	0.964	0.037	0.0714
1/4	0.0491	0.064	0.936	0.068	0.1002
5/16	0.0767	0.100	0.900	0.111	0.1302
3/8	0.1104	0.143	0.857	0.167	0.1602
7/16	0.1503	0.195	0.805	0.247	0.1925
1/2	0.1963	0.255	0.745	0.342	0.2246
Las válvulas de vapor completamente abiertas se basan en un diámetro exterior de bola de vástago de 1/16 pulg., mayor que el ID del puerto.					

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 7 Factor de Temperatura para Nitrógeno para el pozo

Factor de temperatura C_T, para nitrógeno basado en 60 °F y $P_b = 1000 \text{ psig}^2$											
°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T	°F	C_T
61	0.998	101	0.916	141	0.847	181	0.787	221	0.735	261	0.690
62	0.996	102	0.914	142	0.845	182	0.786	222	0.734	262	0.689
63	0.993	103	0.912	143	0.843	183	0.784	223	0.733	263	0.688
64	0.991	104	0.910	144	0.842	184	0.783	224	0.732	264	0.687
65	0.989	105	0.909	145	0.840	185	0.781	225	0.730	265	0.686
66	0.987	106	0.907	146	0.839	186	0.780	226	0.729	266	0.685
67	0.985	107	0.905	147	0.837	187	0.779	227	0.728	267	0.683
68	0.982	108	0.903	148	0.836	188	0.777	228	0.727	268	0.682
69	0.980	109	0.901	149	0.834	189	0.776	229	0.726	269	0.681
70	0.978	110	0.899	150	0.832	190	0.775	230	0.724	270	0.680
71	0.976	111	0.898	151	0.831	191	0.773	231	0.723	271	0.679
72	0.974	112	0.896	152	0.829	192	0.772	232	0.722	272	0.678
73	0.972	113	0.894	153	0.828	193	0.771	233	0.721	273	0.677
74	0.970	114	0.892	154	0.826	194	0.769	234	0.720	274	0.676
75	0.968	115	0.880	155	0.825	195	0.768	2235	0.719	275	0.675
76	0.965	116	0.889	156	0.823	196	0.767	236	0.717	276	0.674
77	0.963	117	0.887	157	0.822	197	0.765	237	0.716	277	0.673
78	0.961	118	0.885	158	0.820	198	0.764	238	0.715	278	0.672
79	0.959	119	0.883	159	0.819	199	0.763	239	0.714	279	0.671
80	0.957	120	0.882	160	0.817	200	0.761	240	0.713	280	0.670
81	0.955	121	0.880	161	0.816	201	0.760	241	0.712	281	0.669

82	0.953	122	0.878	162	0.814	202	0.759	242	0.711	282	0.668
83	0.951	123	0.876	163	0.813	203	0.758	243	0.710	283	0.667
84	0.949	124	0.875	164	0.811	204	0.756	244	0.708	284	0.666
85	0.947	125	0.873	165	0.810	205	0.755	245	0.707	285	0.665
86	0.945	126	0.871	166	0.808	206	0.754	246	0.706	286	0.664
87	0.943	127	0.870	167	0.807	207	0.753	247	0.705	287	0.663
88	0.941	128	0.868	168	0.805	208	0.751	248	0.704	288	0.662
89	0.939	129	0.866	169	0.804	209	0.750	249	0.703	289	0.661
90	0.937	130	0.865	170	0.803	210	0.749	250	0.702	290	0.660
91	0.935	131	0.863	171	0.801	211	0.747	251	0.701	291	0.659
92	0.933	132	0.861	172	0.800	212	0.746	252	0.700	292	0.658
93	0.931	133	0.860	173	0.798	213	0.745	253	0.698	293	0.657
94	0.929	134	0.858	174	0.797	214	0.744	254	0.697	294	0.656
95	0.927	135	0.856	175	0.795	215	0.743	255	0.696	295	0.655
96	0.925	136	0.855	176	0.794	216	0.741	256	0.695	296	0.654
97	0.924	137	0.853	177	0.793	217	0.740	257	0.694	297	0.654
98	0.922	138	0.851	178	0.791	218	0.739	258	0.693	298	0.653
99	0.920	139	0.850	179	0.790	219	0.738	259	0.692	299	0.652
100	0.918	140	0.848	180	0.788	220	0.736	260	0.691	300	0.651

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 8 Resultados del cálculo de tabulación del diseño de elevacion de gas del pozo

Tabulación de cálculos del diseño de elevacion de gas								
No. Válvulas	D, (ft)	P _{iod} , (psig)	P _{oD} , (psig)	(P _{pdf}) _{min}	P _{bvD} , (psig)	T _{vD} , (oF)	C _T	P _{vo} , (psig)
1	1957	1050	1050	361	1006	123	0.876	942
2	3429	1088	1068	557	1035	140	0.847	937
3	4490	1115	1075	699	1051	152	0.828	929
4	5242	1135	1075	799	1057	161	0.814	919
5	5762	1148	1068	868	1055	167	0.805	907
6	5970	1153		896	Se utiliza una válvula de retención de orificio			
Descripción de la válvula 1 1/2 -in-OD de gas lift. Las especificaciones de las válvulas se toman desde la tabla 6 A _b =0.77 in ² en el puerto ID=1/4 in., A _p =0.049 in. - A _p /A _b = 0.064 y (1- A _p /A _b) = 0.936. F _p = (A _p /A _b) / (1- A _p /A _b) = 0.068								

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 9 Resultados de presiones de transferencia, estática, descarga de temperatura y la relación de gas-liquido del pozo en altas tasas

Presión estática de gas de inyección G _{gio} , (psi/ft)	Descarga de temperatura de la válvula G _{tvu} , (°F/ft)	Presión de transferencia de producción en gradiente de profundidad G _{pt} , (psi/ft)	Relación inyector gas-líquido R _{gt} , (scf/stb)
0.0722	0.0077	0.13	900.0

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 10 Resultados de número de válvulas con sus respectivas profundidades del diseño de instalación en flujo continuo a altas tasas del pozo

No. válvulas	D_{vn} (ft)	P_{ptdn} (psig)	P_{iodn} (psig)	T_{vudn} (°F)	Q_{lcn} (Stb/d)
1	2500.0	605.0	1180.55	119.44	0.0
2	4326.25	842.41	1312.45	133.64	0.0
3	5716.35	1023.12	1412.84	144.46	0.0
4	6757.85	1158.52	1488.06	152.56	0.0
5	7520.75	1257.69	1543.16	158.49	0.0
6	8060.99	1327.92	1582.18	162.69	61.576
7	8423.26	1375.02	1608.34	165.51	844.37
8	8643.30	1403.62	1624.23	167.22	1369.30
9	8749.66	1417.45	1631.92	168.05	1688.14
10	8765.17	1419.47	1633.04	168.17	1842.26

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 11 Resultado de la presión de producción de flujo y datos de rendimiento para las válvulas de elevacion de gas lift en flujo en altas tasas

Presión de producción de flujo y datos de rendimiento para la válvula de elevacion de gas				
Rendimiento de tubería 4 1/2 in – OD. 1000 B/D			Rendimiento de la válvula de gas lift ¼ in. OD Puerto, B_{ir}=600 psi/in.	
R_{glt}, Scf/STB	Q_{gi}, Mscf/D	P_{pdf}, psig	P_{ioid}, psig	Q_{gi}, Mscf/D
85	85	938	1400	0
90	90	914	1481	28
95	95	890	1482	56
100	100	867	1483	84
05	105	846	1484	113
Porque R _{glt} = R _{gli} , q _{gi} l=R _{glt} (in Mscf/D para 1000 B/D)				

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 12 Resultado de la presión de producción de flujo y datos de rendimiento para las válvulas de elevacion de gas lift.

Presión de producción de flujo y datos de rendimiento para la válvula de elevacion de gas				
Rendimiento de tubería 4 1/2 in – OD. 1000 B/D			Rendimiento de la válvula de gas lift ¼ in. OD Puerto, B_{ir}=600 psi/in.	
R_{glt}, Scf/STB	Q_{gi}, Mscf/D	P_{pdf}, psig	P_{ioid}, psig	Q_{gi}, Mscf/D
155	155	1146	1511	0
160	160	1128	1514	79
165	165	1108	1516	133
170	170	1089	1518	187
175	175	1073	1520	241
Porque R _{glt} = R _{gli} , q _{gi} l=R _{glt} (in Mscf/D para 1000 B/D)				

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 13 Resultado de la presión de producción de flujo y datos de rendimiento para las válvulas de elevacion de gas lift en el pozo

Presión de producción de flujo y datos de rendimiento para la válvula de elevacion de gas				
Rendimiento de tubería 41/2 in – OD. 1000 B/D			Rendimiento de la válvula de gas lift 3/8 in. OD Puerto, B_{ir}=600 psi/in.	
R_{glt}, Scf/STB	Q_{gi}, Mscf/D	P_{ptD}, psig	P_{iod}, psig	Q_{gi}, Mscf/D
205	400	1305	1523	0
210	410	1287	1525	54
215	420	1270	1530	193
220	430	1253	1535	338
225	439	1237	1540	488
Porque $R_{glt} = R_{gli}$, $q_{gi} = (R_{glt})/1000$ (in Mscf/D)				

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 14 Resultado de la presión de producción de flujo y datos de rendimiento para las válvulas de elevacion de gas lift en el pozo

Presión de producción de flujo y datos de rendimiento para la válvula de elevacion de gas				
Rendimiento de tubería 41/2 in – OD.			Rendimiento de la válvula de gas lift 1/2 in. OD Puerto, B_{ir}=600 psi/in.	
R_{glt}, Scf/STB	Q_{gi}, Mscf/D	P_{ptD}, psig	P_{iod}, psig	Q_{gi}, Mscf/D
245	695	1407	1513	0
250	709	1392	1520	152
255	723	1377	1530	381
260	737	1362	1540	655
265	751	1347	1550	940
Porque $R_{glt} = R_{gli}$, $q_{gi} = (R_{glt})/1000$ (in Mscf/D)				

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Tabla 5 Resultados de número de válvulas con sus respectivas profundidades del diseño de instalación en flujo intermitente.

Número de válvula	D_{vn}, ft	P_{pdfn}(min), psig	P_{vcd} (psig)	T_{uvd} (°F)
1	1666.66	170.0	545.1851851851852	96.66
2	2773.77	216.49	568.5573770491803	107.73
3	3812.63	260.13	590.4889223327062	118.12
4	4787.46	301.07	611.0686215462969	127.87
5	5702.20	339.49	630.3798015952464	137.02
6	6560.55	375.54	648.50	145.60
7	7366.00	409.37	665.50	153.66
8	8121.80	441.11	681.46	161.21
9	8831.01	470.90	696.43	168.31

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Representación gráfica de un diseño de instalación de elevación de gas de flujo continuo con válvulas de elevación de gas cargadas de nitrógeno basadas en una disminución constante en la presión de inyección-gas de funcionamiento para cada válvula sucesivamente más profunda.

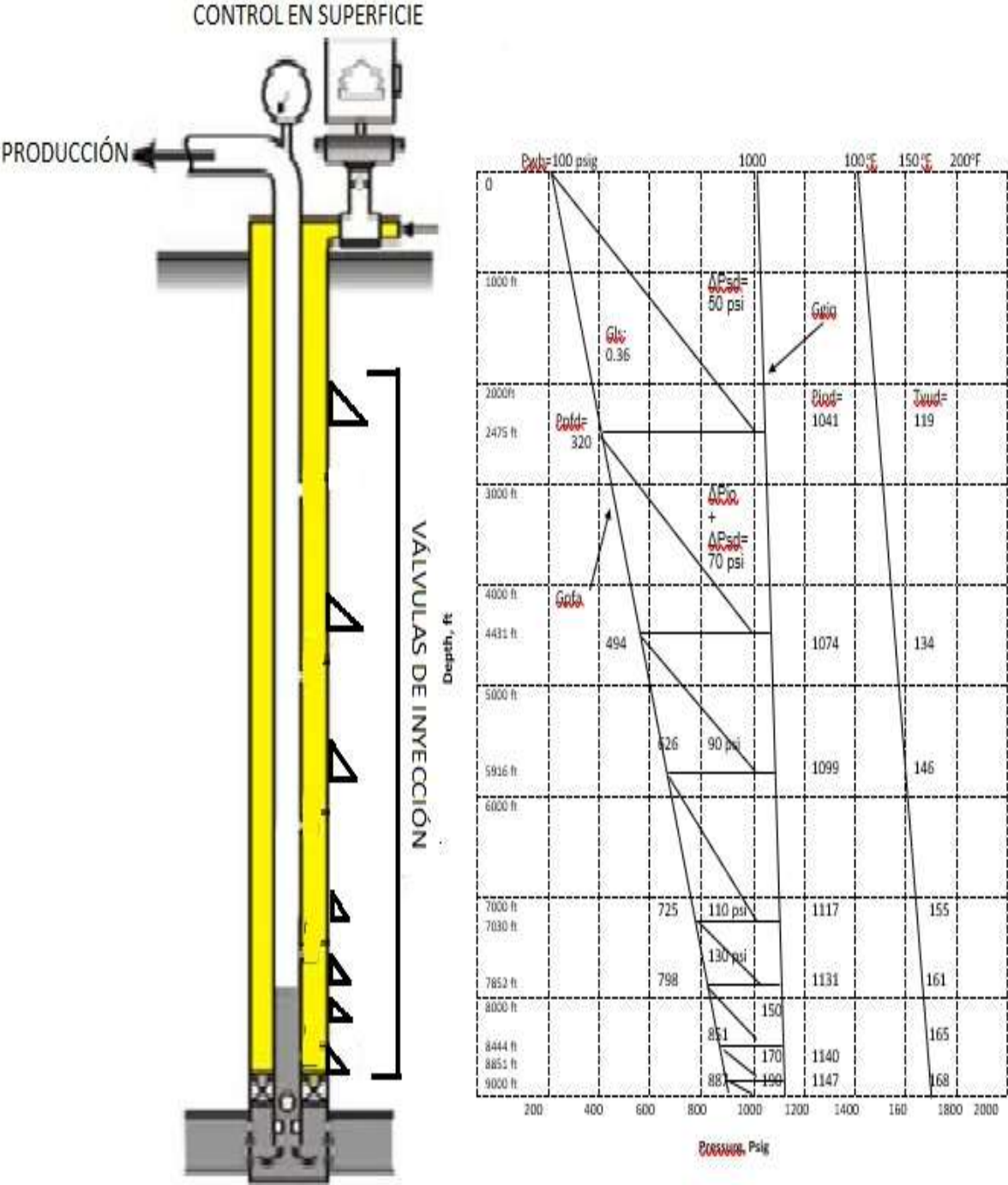


Figura 35 Diseño de instalación de válvula de gas lift para flujo continuo

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Diseño gráfico de presión/profundidad para una instalación de elevación de gas de flujo continuo que requiere altas tasas de gas de inyección para la descarga y operación final de elevación de gas.

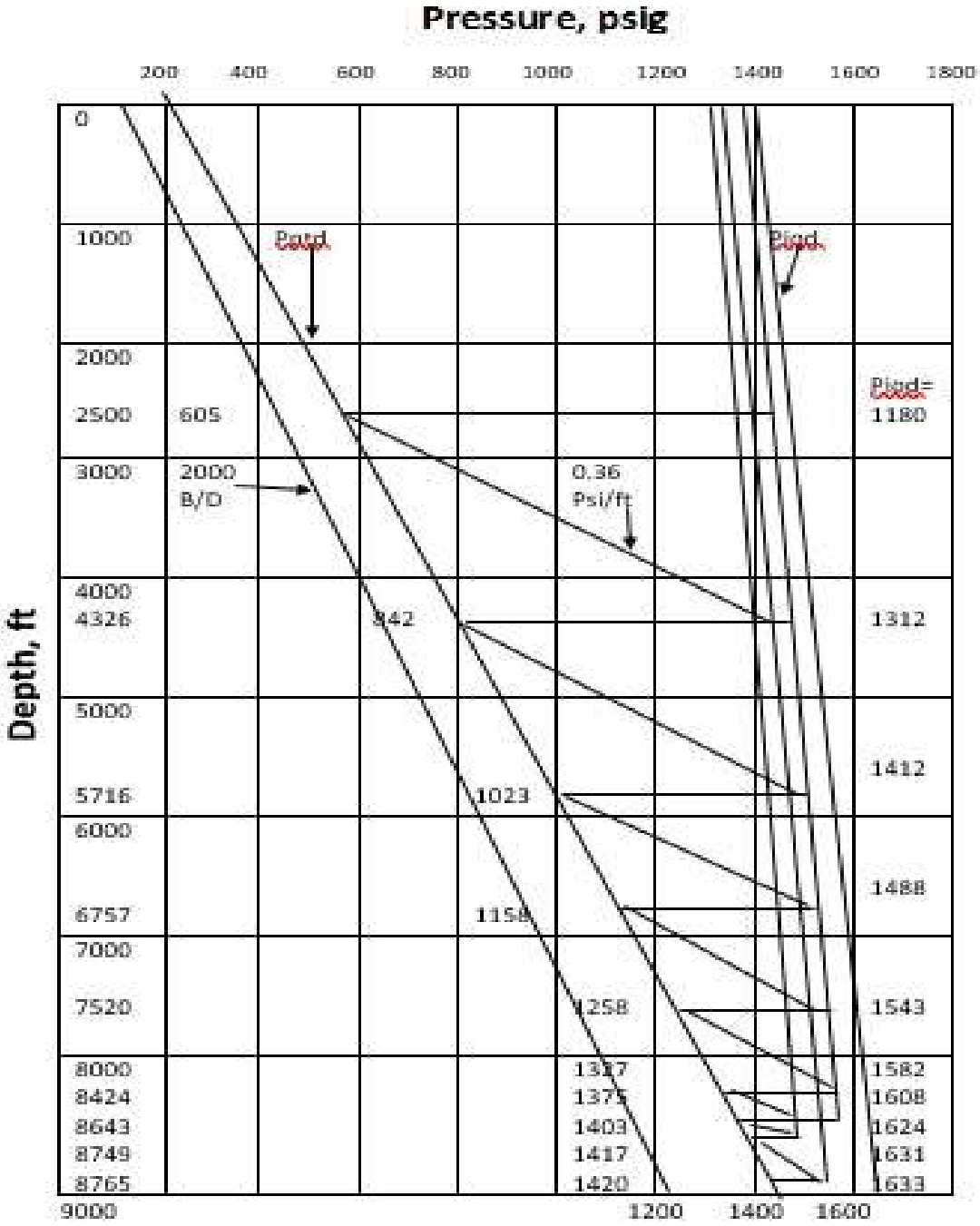


Figura 36 Diseño de instalación de válvula de gas lift para flujo continuo a altas tasas

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel

Diseño de instalación de elevación de gas de flujo intermitente basado en una presión de cierre constante de la superficie de la válvula y un único gradiente de factor de espaciado intermitente.

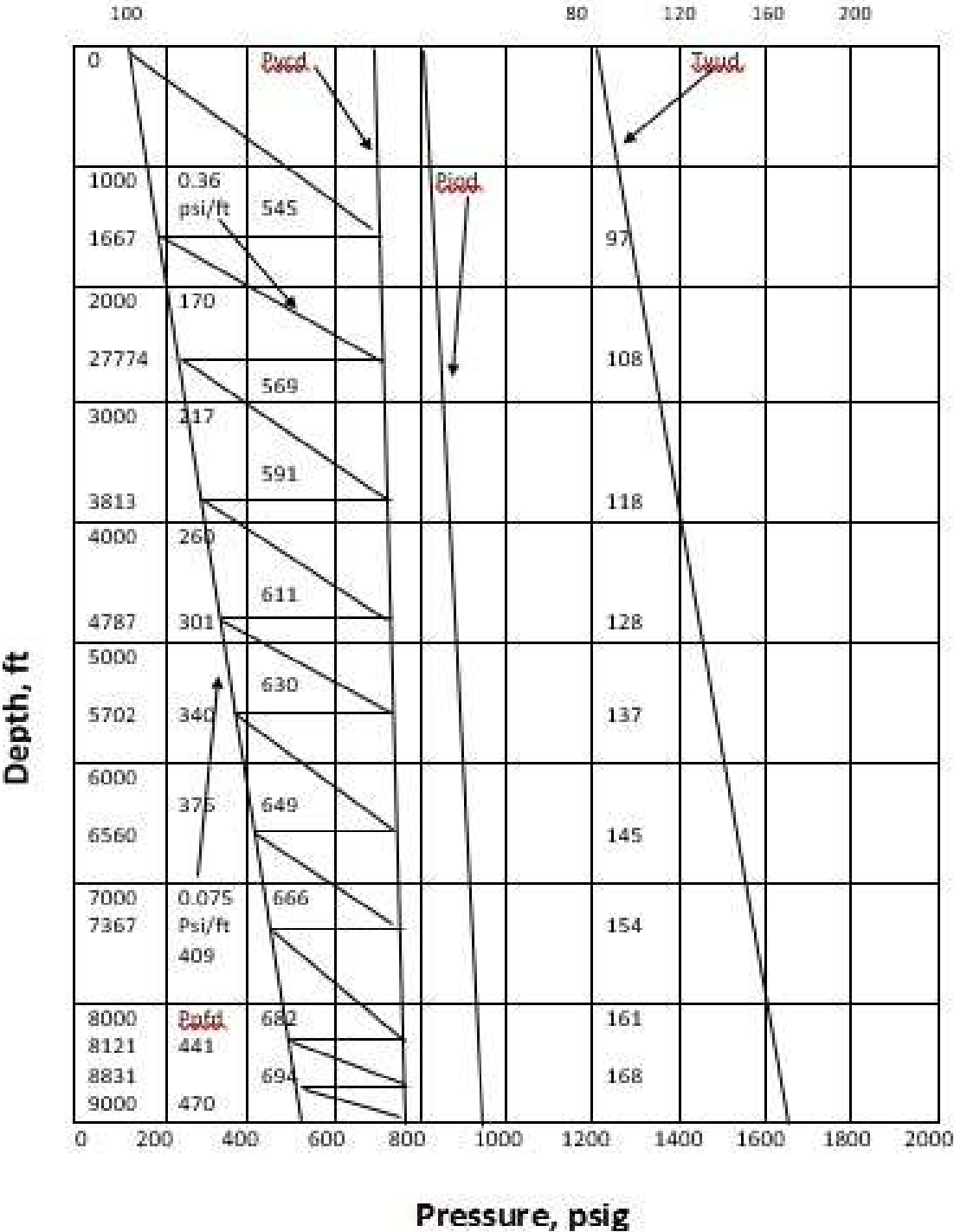


Figura 37 Diseño de instalación de válvula de gas lift para flujo intermitente

Elaborado por: Orrala Lavayen Anderson Ariel