



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTO DEL GRADIENTE DE INYECCIÓN
DE GAS EN LA PRODUCCIÓN DE POZOS
CON BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Oscar Eduardo Salazar Jorge

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Gilberto Sebastián Barrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025

Dedicatoria

A mis padres, Xóchitl y Norberto.

Por su amor incondicional, su apoyo constante y su infinita paciencia. Por ser mi guía en cada paso del camino y por enseñarme el valor del esfuerzo, la dedicación y la perseverancia. Esta tesis es un reflejo de todo lo que me han dado y del ejemplo que son para mí. Gracias por creer en mí y por estar siempre a mi lado, en los momentos de triunfo y en los de desafío.

Les dedico este logro como una más de mis metas.

Con todo mi amor y gratitud.

A mis hermanos, Norberto y Gerardo.

Por ser mis compañeros de vida, mis confidentes y mi apoyo en todo momento. Gracias por estar siempre ahí, brindándome su aliento y su energía cuando más lo necesitaba. Cada logro que he alcanzado ha sido posible gracias a su amor, sus palabras de ánimo y su fe inquebrantable en mí. Esta tesis es tanto mía como suya, porque en cada página esta presente su amor y cariño.

Con todo mi afecto y gratitud.

A mi hermana Lucina.

Aunque la vida no nos permitió encontrarnos en este mundo, siempre serás parte de mi historia. Te dedico este logro con amor, un homenaje a tu memoria y al vínculo que nos une más allá del tiempo y la distancia. Donde quiera que estés, te amo y te llevo en mi corazón.

SALAZAR JORGE OSCAR EDUARDO

Agradecimientos

A Dios...

Primeramente, agradezco a Dios, fuente de vida, sabiduría y fortaleza. Gracias por iluminar mi camino en los momentos de duda, por sostenerme en las dificultades y por darme la perseverancia necesaria para culminar esta etapa tan importante. Sin su guía, este logro no habría sido posible. Cada página escrita, cada esfuerzo invertido y cada noche de desvelo fueron acompañados por su presencia y misericordia.

A mi familia...

A mis abuelos, Albina, Edmundo y Lucina, por siempre quererme como uno de sus hijos y darme todo el apoyo, por darme sus consejos para ser una mejor persona, sus regaños que me ayudaron a corregir mi persona y sobre todo por darme su amor.

A mis tíos, Esteban, Elías, Pedro, Luis, Alejandra y Karen, por siempre haberme apoyado en lo que necesitara, tanto emocionalmente como académicamente.

A mis tíos, Edmundo, Claudia, Vidal, Ana Iris, Martina, Esther, Teresa, Margarita, Tobías, Rafael, Rufina y Fidel, por siempre motivarme a ser una mejor persona y estudiante.

A mis tíos, Lucio y Susana, por siempre apoyarme con sus consejos.

A mis primos, Sebastián, Erandi, Leilani y Ellie.

A mis primos, Edmundo, Christopher, Santiago, Rolando, Rafael, Melissa, Antonio, Fabián, Rafael, Miguel, Ricardo, Guillermo, Froylan, Gustavo, Guadalupe, Lisbet, Clara, Mariela, Reina, Fernando, Lila y Alejandro que siempre convivimos de una forma muy especial y nos apoyamos para lo que necesitáramos.

A mis sobrinos, Enrique, Rafael, Mario y Chema.

A mi cuñada Luz María, que siempre platicamos y nos llevamos bien.

A toda la familia Salazar y a toda la familia Jorge...

Gracias por estar siempre presentes, por brindarme su respaldo incondicional, por creer en mis sueños y por caminar a mi lado en cada etapa de este recorrido. Su apoyo, ánimo y cariño fueron fundamentales para llegar hasta aquí. Este logro no es solo mío, también les pertenece a ustedes.

A mis amigos...

A Helen, que nos conocemos desde hace muchos años y nos apoyamos en todo momento, las risas y enojos que siempre pasamos. Por el cariño que nos tenemos y la gran amistad que llevamos, gracias.

A Juan, por los buenos momentos que tuvimos al ir a comer y a tomar.

A Brandon Ramírez, por llevar una buena relación de amistad, compartiendo buenos y malos momentos y sobre todo que siempre nos apoyamos académicamente.

A Estiben y Moisés, que siempre nos llevamos como si fuéramos hermanos y estuvimos en todo momento para lo que se ocupara.

A Donaldo, por compartir buenos momentos.

A Carlos Volantín, por apoyarme en las cosas que necesitaba.

A Alexandro, por compartir momentos cuando nos regresábamos de la facultad.

A Osiris, por los momentos de trabajo juntos, los partidos de futbol y sobre todo por apoyarme emocionalmente.

A Aylin, por apoyarme y motivarme para echarle ganas a la vida.

A Casandra, por siempre darme consejos y apoyarme en los momentos más difíciles que se me presentaron.

A Marlen, por escucharme cuando tenía problemas y darme sus mejores consejos.

A Itzel, por hacer un espacio para poder platicar conmigo y poder darme consejos para poder estar mejor tanto emocionalmente como académicamente.

A Valeria, por llegar en el momento justo, cuando más necesitaba compañía. Gracias por tu apoyo, tus palabras y por hacer más cálido este camino con tu presencia.

A mi gran amigo y profesor M.I. Gilberto Sebastián, por siempre apoyarme académicamente, emocionalmente y darme sus mejores consejos para poder salir adelante académicamente.

Finalmente, agradezco a los profesores que participan en la revisión de este trabajo de investigación de tesis:

- M.I Berenice Anell Martínez Cabañas
- ING. Efraín García Acevedo
- M.I. Humberto Santos Ríos
- ING. Miguel Ángel López Carrillo

Resumen

El presente documento corresponde a una tesis de investigación de nivel licenciatura donde se propone una ampliación al método convencional de diseño de espaciamiento de un aparejo de Bombeo Neumático Continuo (BNC).

Dicha ampliación está constituida por una secuencia de pasos que están orientados a estimar el funcionamiento transitorio del diseño del BNC.

A diferencia de los procedimientos de diseño convencionales, en los cuales, los gradientes de presión involucrados son calculados con valores de densidad promedio de los fluidos involucrados, el procedimiento de diseño propuesto calcula dichos gradientes con base en correlaciones de propiedades de los fluidos y ecuaciones de flujo multifásico en tuberías.

La aplicación de propiedades de los fluidos y de flujo multifásico en el diseño de aparejos de Bombeo Neumático Continuo implica un mayor apego del comportamiento de los fluidos a la realidad.

Por su parte, el funcionamiento transitorio del diseño del BNC muestra que sí es posible mantener la cuota de diseño, sin embargo, esto implica una serie de inconvenientes relacionados con los enormes volúmenes de inyección de gas y los parámetros desfavorables de flujo multifásico.

Finalmente, en el contenido de este trabajo de investigación de tesis consta de 5 capítulos, de los cuales, el capítulo 1 aborda las generalidades de los SAP y profundiza en el BNC; por su parte en el capítulo 2 se establecen las premisas de diseño de procedimiento propuesto. Es importante mencionar que a lo largo de los capítulos 3, 4 y 5 se ejemplifica la ampliación propuesta al método convencional de diseño del BNC.

Contenido

Dedicatoria	1
Agradecimientos	2
Resumen	4
Introducción	14
Identificación de la problemática	14
Objetivos	16
Objetivo general	16
Objetivos secundarios	16
Metodología	17
1 Antecedentes	18
1.1 Sistemas Artificiales de Producción	18
1.1.1 Definición	18
1.1.2 Clasificación de los SAP	18
1.1.3 Principio de operación de los SAP	19
1.2 Componentes del BNC	24
1.2.1 Mandril de BN	24
1.2.2 Válvulas de inyección de BN	24
1.2.3 Conexión a lateral de cabezal	26
1.2.4 Peines de inyección	27
1.2.5 Sistema de medición de inyección	28
1.2.6 Conexión a lateral de medio árbol	28
2 Premisas de diseño del BNC	29
2.1 Propiedades de los fluidos	29
2.1.1 Propiedades del aceite	29
2.1.2 Propiedades del gas	34
2.1.3 Propiedades del agua	36
2.2 Índice de Productividad	40
2.2.1 Índice de productividad constante	41
2.2.2 Índice de productividad relativo	42
2.2.3 Índice de productividad compuesto	43
2.3 Ecuaciones de flujo multifásico	45
2.4 Secuencia de diseño propuesta	50
2.4.1 Información básica requerida	50
2.4.2 Secuencia de diseño	51

3	Diseño de arranque de un BNC	53
3.1	Definición de la información de entrada	53
3.1.1	Comportamiento de las propiedades de los fluidos	53
3.1.2	Histórico de Pws	56
3.1.3	Estado Mecánico del Pozo a Instrumentar	56
3.1.4	Comportamiento de afluencia asociado	58
3.1.5	Condiciones operativas esperadas	58
3.2	Procedimiento de construcción	59
3.2.1	Cálculo de las propiedades de los fluidos en Pws-Ps y Ty-Ts	59
3.2.2	Estimación de la Pws futura	68
3.2.3	Localización del comportamiento de afluencia en el histórico de la Pws.	70
3.2.4	Definición del comportamiento de afluencia para el diseño	70
3.2.5	Diseño de espaciamiento de válvulas	71
4	Modelado de producción en un régimen transitorio	79
4.1	Esquema de inyección constante	79
4.2	Afluencia futura	79
4.3	Producción futura	80
5	Impacto del gradiente de inyección	81
5.1	Mantenimiento de la producción	81
5.2	Estimación de la tasa de inyección para el mantenimiento de la producción	81
5.3	Análisis del impacto de inyección	83
5.4	Análisis comparativo entre diseño convencional y propuesto.	95
	Conclusiones	97
	Referencias	98
	Anexos	100

Lista de figuras

Figura 1. Diseño de BNC con 6 válvulas (Campo Halfaya).....	14
Figura 2. Diseño de válvulas de BNC con Prosper.....	15
Figura 3. Diseño del espaciamiento de válvulas de gas de BN.....	15
Figura 4. Diseño de espaciamiento de válvulas de BN.....	16
Figura 5. Clasificación de los SAP.....	18
Figura 6. Elementos que conforman un sistema de bombeo mecánico.....	19
Figura 7. Elementos que conforman un sistema de cavidades Progresivas.....	20
Figura 8. Esquema de un sistema BEC.....	21
Figura 9. Bombeo hidráulico tipo pistón y jet.....	22
Figura 10. Componentes del sistema Plunger Lift.....	23
Figura 11. Mandril de BN convencional y de bolsillo lateral.....	24
Figura 12. Válvula balanceada y sus componentes.....	25
Figura 13. Válvula desbalanceada y sus componentes.....	26
Figura 14.Árbol de válvulas de Bombeo Neumático.....	27
Figura 15. Peines de inyección y sistema de medición de flujo.....	27
Figura 16. Conexión a lateral de medio árbol.....	28
Figura 17.Representación gráfica del índice de productividad.....	40
Figura 18. Curva IPR.....	42
Figura 19. Índice de productividad combinado.....	44
Figura 20. Secuencia de diseño propuesta, parte 1.....	51
Figura 21.Secuencia de diseño propuesta, parte 2.....	52
Figura 22.Comportamiento de la Pb en función de la Temperatura.....	54
Figura 23. Comportamiento de la Rs en función de la presión.....	54
Figura 24. Comportamiento del Bo en función de la presión.....	55
Figura 25. Comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la presión.....	55
Figura 26. Histórico de presión de fondo estática utilizado para el diseño del BNC.....	56
Figura 27. Estado mecánico a instrumentar con BNC.....	57
Figura 28. Comportamiento de afluencia a utilizar para el diseño de BNC.....	58
Figura 29. Condiciones operativas a utilizar para el diseño del BNC.....	59
Figura 30. Ajuste de Pb.....	60
Figura 31. Ajuste de la Rs.....	60
Figura 32. Ajuste del Bo.....	61
Figura 33. Ajuste de la viscosidad del aceite.....	61
Figura 34. Comportamiento de la Rs en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.....	62
Figura 35.Comportamiento del Bo en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.....	62
Figura 36. Comportamiento de la viscosidad del aceite en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.....	63
Figura 37. Comportamiento de la DRGD en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.....	63
Figura 38. Comportamiento de a DRGL en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.....	64

Figura 39. Comportamiento de Z en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.	64
Figura 40. Comportamiento del Bg en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.	65
Figura 41. Comportamiento de la Densidad del gas en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.	65
Figura 42. Comportamiento de la viscosidad del gas en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.	66
.....	66
Figura 43. Comportamiento de la Rws en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.	66
Figura 44. Comportamiento del Bw en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.	67
Figura 45. Comportamiento de la viscosidad del agua en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.	67
.....	67
Figura 46. Función de ajuste del histórico de Pws.	69
Figura 47. Proyección de Pws futuras.	69
Figura 48. Pws asociada a la prueba presión-producción a utilizar para el diseño.	70
Figura 49. Estimación del comportamiento de afluencia presente.	70
Figura 50. Estimación de Pwf para producir la cuota.	71
Figura 51. Ubicación de la Pwf necesaria para producir la cuota.	72
Figura 52. Perfil natural del pozo.	72
Figura 53. Perfiles de presión de gas de inyección.	73
Figura 54. Localización del punto de balance y el punto de inyección.	74
Figura 55. Perfil modificado.	75
Figura 56. Perfil de TP de diseño.	76
Figura 57. Perfil de presión del fluido de control (acotado a la presión de inyección disponible).....	77
Figura 58. Espaciamiento de válvulas de drene y la válvula operante.	77
Figura 59. Comportamientos de afluencia futuros.	79
Figura 60. Gastos de aceite futuros.	80
Figura 61. Caudal neto de gas producido.	80
Figura 62. Perfiles de presión futuros.	81
Figura 63. Caudales de gas calculados para los perfiles futuros.	82
Figura 64. Tendencia de gastos de inyección.	82
Figura 65. Colgamiento vs profundidad (natural para el tiempo 1).	83
Figura 66. Velocidad de mezcla vs profundidad (natural para el tiempo 1).	84
Figura 67. Colgamiento vs profundidad (modificado para 2 MMPCD).	85
Figura 68. Velocidad de mezcla vs Profundidad (modificado para 2MMPCD).	86
Figura 69. Colgamiento vs Profundidad (Natural Para el tiempo 4).	87
Figura 70. Velocidad de mezcla vs Profundidad (Natural para el tiempo 4).	88
Figura 71. Colgamiento vs Profundidad (Modificado para el tiempo 4).	89
Figura 72. Velocidad de mezcla vs Profundidad (Modificado para el tiempo 4).	90
Figura 73. Colgamiento vs Profundidad (Natural para el tiempo 6).	91
Figura 74. Velocidad de mezcla vs Profundidad (Natural para el tiempo 6).	92
Figura 75. Colgamiento vs Profundidad (Modificado para el tiempo 6).	93
Figura 76. Velocidad de mezcla vs Profundidad (Modificado para el tiempo 6).	94

Figura 77. Diseño de espaciamento de válvulas convencional.	95
Figura 78. Diseño de espaciamento de válvulas trabajado con FMT.	96

Lista de tablas

Tabla 1. Información básica requerida.	50
Tabla 2. Comportamiento PVT del aceite a utilizar para el diseño.	53
Tabla 3. Valores para la construcción del comportamiento de afluencia.	58
Tabla 4. Muestra del histórico de Pws, para ajuste.	68
Tabla 5. Especificaciones de operación de las válvulas.	78

Lista de Anexos

Anexo 1. Subrutina para calcular P_b a diferentes temperaturas.	100
Anexo 2. Subrutina para estimar el comportamiento de la R_s a diferentes presiones y temperaturas.	100
Anexo 3. Subrutina para estimar el comportamiento de B_o a diferentes presiones y temperaturas.	101
Anexo 4. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad a diferentes presiones y temperaturas.	101
Anexo 5. Subrutina para estimar el PVT de aceite.	102
Anexo 6. Subrutina para estimar el comportamiento de la DRGD a diferentes presiones y temperaturas.	102
Anexo 7. Subrutina para estimar el comportamiento de la DRGL a diferentes presiones y temperaturas.	103
Anexo 8. Subrutina para estimar el comportamiento de Z a diferentes presiones y temperaturas.	103
Anexo 9. Subrutina para estimar el comportamiento del B_g a diferentes presiones y temperaturas.	104
Anexo 10. Subrutina para estimar el comportamiento de la densidad del gas a diferentes presiones y temperaturas.	104
Anexo 11. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad del gas a diferentes presiones y temperaturas.	105
Anexo 12. Subrutina para estimar el comportamiento de la R_{sw} a diferentes presiones y temperaturas.	105
Anexo 13. Subrutina para estimar el comportamiento de B_w a diferentes presiones y temperaturas.	106
Anexo 14. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad del agua a diferentes presiones y temperaturas.	106
Anexo 15. Subrutina para estimar el comportamiento de la R_s a diferentes presiones y temperaturas.	107

Anexo 16. Subrutina para estimar el comportamiento del colgamiento sin resbalamiento a diferentes presiones y temperaturas.....	107
Anexo 17. Subrutina para estimar el comportamiento de f_o y f_w a diferentes presiones y temperaturas.....	108
Anexo 18. Subrutina para estimar el comportamiento de la densidad del líquido a diferentes presiones y temperaturas.....	108
Anexo 19. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad del líquido a diferentes presiones y temperaturas.....	108
Anexo 20. Subrutina para estimar el comportamiento de la tensión del líquido a diferentes presiones y temperaturas	109
Anexo 21. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad de la mezcla a diferentes presiones y temperaturas.....	109
Anexo 22. Subrutina para estimar el comportamiento de la densidad de la mezcla a diferentes presiones y temperaturas.....	109
Anexo 23. Subrutina para estimar el comportamiento de la V_{sl} a diferentes presiones y temperaturas.....	110
Anexo 24. Subrutina para estimar el comportamiento de la V_{sg} a diferentes presiones y temperaturas.....	110
Anexo 25. Subrutina para estimar el comportamiento de la velocidad de la mezcla a diferentes presiones y temperaturas.....	110
Anexo 26. Subrutina para determinar el número de ReynoldsAnexo 25. Subrutina para estimar el comportamiento de la velocidad de la mezcla a diferentes presiones y temperaturas.....	110
Anexo 26. Subrutina para determinar el número de Reynolds	111
Anexo 27. Subrutina para estimar el comportamiento del régimen de flujo a diferentes presiones y temperaturasAnexo 26. Subrutina para determinar el número de Reynolds...	111
Anexo 27. Subrutina para estimar el comportamiento del régimen de flujo a diferentes presiones y temperaturas	111
Anexo 28. Subrutina para estimar el comportamiento del factor de fricción a diferentes presiones y temperaturasAnexo 27. Subrutina para estimar el comportamiento del régimen de flujo a diferentes presiones y temperaturas	111
Anexo 28. Subrutina para estimar el comportamiento del factor de fricción a diferentes presiones y temperaturas	111
Anexo 29. Subrutina para estimar el comportamiento de las pérdidas por fricción y elevación a diferentes presiones y temperaturas	112
Anexo 30. Subrutina para estimar el comportamiento del N_{Lv} a diferentes presiones y temperaturas.....	112
Anexo 31. Subrutina para estimar los Q_o futuros.....	112
Anexo 32. Subrutina para estimar los Q_o futuros BN.	113
Anexo 33. Subrutina para estimar la P_{wf} para la cuota (1500 bpd).....	113
Anexo 34. Subrutina para estimar los perfiles naturales.	114
Anexo 35. Subrutina para estimar los perfiles modificados.....	114

Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
A OFP	Potencial de Flujo Absoluto a Pozo Abierto	[STB/d][Mscf/d]
A_p	Área de la sección transversal de la tubería	$[pg^2]$
API	Densidad relativa del aceite expresada en °API	[Adimensional]
B_g	Factor de volumen del gas	$\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ } C.y}{ft^3 \text{ gas @ } C.s} \right]$
B_o	Factor de volumen del petróleo	$\left[\frac{bl \text{ de aceite @ } c.y.}{bl \text{ de aceite @ } c.s.} \right]$
B_{ob}	Factor de volumen del aceite a la Pb	$\left[\frac{bl \text{ de aceite @ } c.y.}{bl \text{ de aceite @ } c.s.} \right]$
B_w	Factor de volumen del agua	$\left[\frac{bl_w @ C.y}{bl_w @ C.s} \right]$
BEC	Bombeo electrocentrifugo	
BNC	Bombeo neumático continuo	
BN	Bombeo neumático	
BPC	Bombeo de cavidades progresivas	
C_o	Compresibilidad del petróleo	$[psi^{-1}]$
C_w	Compresibilidad del agua	$\left[\frac{pg^2}{lb} \right]$
D	Tasa de declinación	[adimensional]
DRGD	Densidad relativa del gas disuelto	[adimensional]
DRGL	Densidad relativa del gas libre	[adimensional]
DRGP	Densidad relativa del gas de inyección	[adimensional]
f	Factor de fricción del diagrama de Moody	[adimensional]
f^*	Factor de corrección por presencia de gas en solución	[adimensional]
f_o	Flujo fraccional del aceite	[adimensional]
f_w	Flujo fraccional del agua	[adimensional]
FMT	Flujo multifásico en tuberías	
h	Profundidad	[ft]
IP	Índice de productividad	
J	Índice de productividad	[STB/día/psi]
K	Permeabilidad	[mD]
L	Longitud	[ft]
Ma	Peso molecular del aire= 29.96	
NMIP	Nivel media del intervalo productor	[ft]
p	Presión	[psia]
P_b	Presión de burbuja	[psia]
P_c	Presión en casing	[psia]
P_{disp}	presión disponible de gas de inyección en superficie	[psia]
P_{pc}	presión Pseudocritica	[psia]
P_t	Presión en tubing	[psia]
P_{pr}	presión Pseudoreducida	[psia]
P_s	Presión de separador	[psia]
P_{wh}	Presión en cabeza	[psia]
P_{ws}	Presión de fondo estática	[psia]
P_{wgi}	presión de fondo del gas de inyección	[psi]
P_{ws0}	Presión de fondo estática inicial	[psia]
P_{wsn}	Presión de fondo estática a cualquier tiempo	[psia]
PVT	Presión-volumen-temperatura	

ΔP	Reducción de presión	[psia]
q_o	Gasto de aceite	[STB/día]
q_w	Gasto de agua	$\left[\frac{bl_w @ C. s}{dia} \right]$
q'_g	Gasto de gas a condiciones de escurrimiento	$\left[\frac{ft_g^3 @ C. y}{dia} \right]$
q'_L	Gasto de líquido a condiciones de escurrimiento	$\left[\frac{bl_L @ C. y}{dia} \right]$
q_{giny}	Caudal de gas de inyección	[pcd]
Q_{omax}	Tasa máxima de flujo	$\left[\frac{bl_o @ C. s}{dia} \right]$
R	Relación gas-aceite producidos	$\left[\frac{ft^3 de gas @ c. s.}{bl_o @ c. s.} \right]$
R_s	Relacion de solubilidad	$\left[\frac{ft^3 de gas @ C. s}{bl @ c. s} \right]$
R_{si}	Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite	$\left[\frac{ft^3 de gas @ c. y.}{bl_o @ c. y.} \right]$
R_{sw}	Relación de solubilidad del gas en el agua	$\left[\frac{ft^3 de gas @ C. s}{ft^3 agua @ C. s} \right]$
r_e	Radio de drene	[ft]
r_w	Radio de pozo	[ft]
SAP	Sistemas artificiales de producción	
T	Temperatura	°F
T_{pc}	Temperatura Pseudocritica	[°R]
T_{pr}	Temperatura Pseudoreducida	[adimensional]
T_p	Tuberia de producción	[pg]
T_r	Tuberia de revestimiento	[pg]
T_{wh}	Temperatura en cabeza	°F
T_y	Temperatura de yacimiento	°F
t	Tiempo	[años]
VBA	Visual Basic	
V_{sG}	Velocidad superficial del gas	$\left[\frac{ft}{s} \right]$
V_{SL}	Velocidad superficial del liquido	$\left[\frac{ft}{s} \right]$
v_m	Velocidad de la mezcla	$\left[\frac{ft}{s} \right]$
W_c	Corte de agua	[adimensional]
z	Factor de compresibilidad	[Adimensional]
γ_{gd}	Densidad relativa del gas disuelto en el aceite.	[adimensional]
γ_{gs}	Densidad relativa del gas normalizada a Ps=100psi	[adimensional]
γ_o	Densidad relativa del aceite.	[Adimensional]
γ_{gf}	Densidad relativa del gas libre	[adimensional]
ϵ	Rugosidad de la pared en tuberia	[pg]
λ	Colgamiento de líquido sin resbalamiento	[adimensional]
μ	Viscosidad	[Cp]
μ_g	Viscosidad del gas	[Cp]
μ_o	Viscosidad del aceite	[Cp]
μ_{od}	viscosidad dinámica del aceite	[Cp]
μ_l	Viscosidad del liquido	[Cp]

ρ_g	Densidad del gas	$\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$
ρ_o	Densidad del aceite	$\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$
ρ_m	Densidad de la mezcla	$\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$
ρ_L	Densidad del liquido	$\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$
ρ_w	Densidad del agua	$\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$
ρ_{wb}	Densidad del agua a la presión de saturación	$\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$
σ_o	Tensión superficial del aceite	$\left[\frac{dinas}{cm}\right]$
σ_L	Tensión superficial del liquido	$\left[\frac{dinas}{cm}\right]$
σ_w	Tensión superficial del agua	$\left[\frac{dinas}{cm}\right]$
ϕ	Diámetro	[pg]

Introducción

Identificación de la problemática

Cuando un campo se encuentra en una etapa madura de explotación, la presión de fondo media decrece, a tal grado que, los pozos que al inicio de la explotación eran fluyentes se convierten en no fluyentes. Es entonces que dichos pozos son sometidos a una reparación menor que consiste en instrumentarlos con un Sistema Artificial de Producción (SAP) para volverlos fluyentes nuevamente. Existe una amplia variedad de SAP y uno de los principalmente utilizados es el Bombeo Neumático Continua (BNC).

Para que un SAP BNC pueda ser instalado, es necesario diseñarlo primero. El diseño convencional de este SAP presenta una limitante relacionada con el tiempo de operación del mismo, es decir, los diseños convencionales se quedan limitados para cuando el pozo entra en operación y no se incluye el comportamiento transitorio de pozo (durante la vida productiva del pozo). Esto se sustenta en los diseños mostrados desde la Figura 1 hasta la Figura 4, donde es posible ver que el diseño de diferentes pozos con BN se limita a inyectar tomando en cuenta el gradiente natural del pozo para un tiempo inicial, es decir, cuando entra en operación el pozo y para tiempos futuros no se desarrolla más el diseño.

Asimismo, los perfiles de presión propios de los diseños convencionales del SAP BNC se calculan asumiendo densidades constantes del aceite y del gas. Dando como resultado gradientes de presión constantes, los cuales no reflejan la realidad del comportamiento de la presión dentro del pozo.

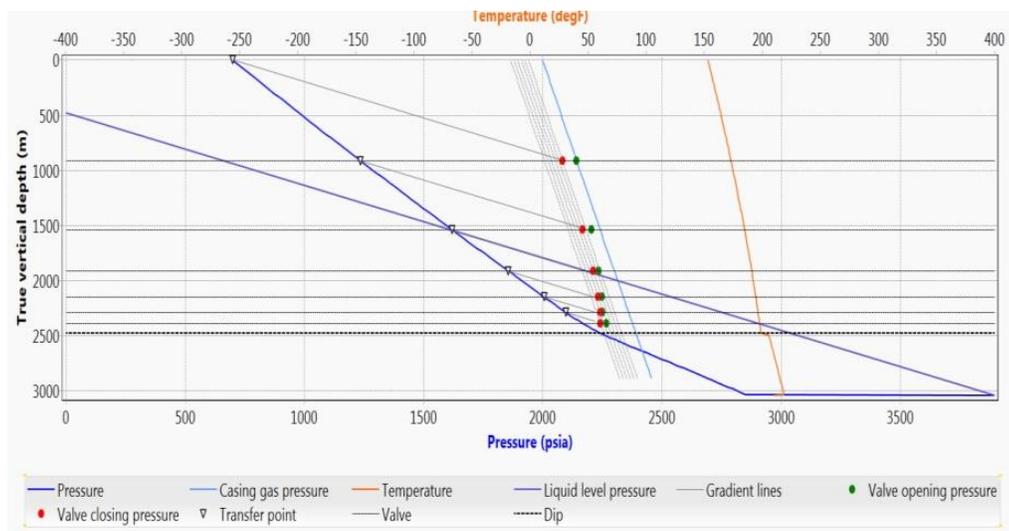


Figura 1. Diseño de BNC con 6 válvulas (Campo Halfaya)

Fuente: (Sadeq, 2024)

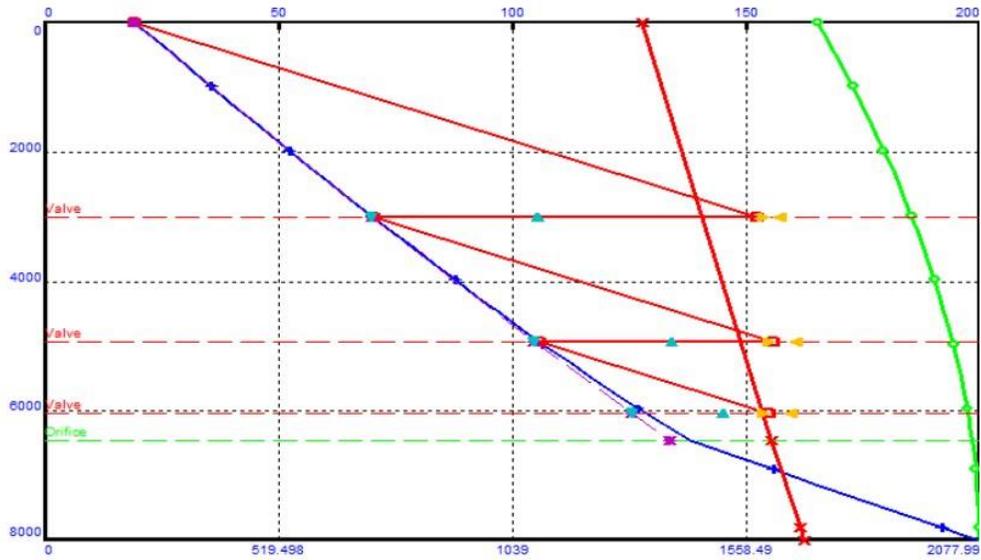


Figura 2. Diseño de válvulas de BNC con Prosper

Fuente: (Obalola, 2023)

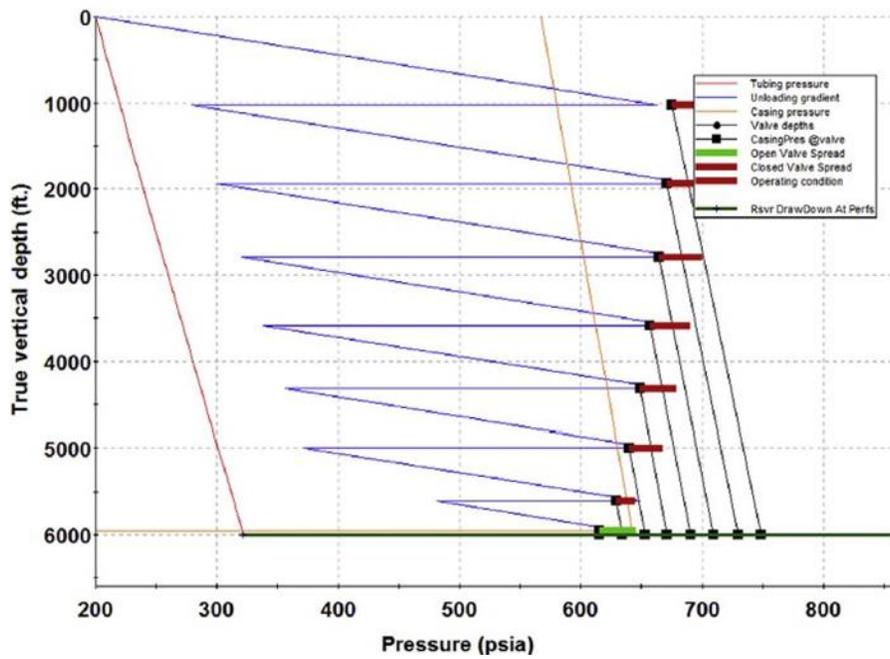


Figura 3. Diseño del espaciamiento de válvulas de gas de BN.

Fuente: (James F. Lea, 2019)

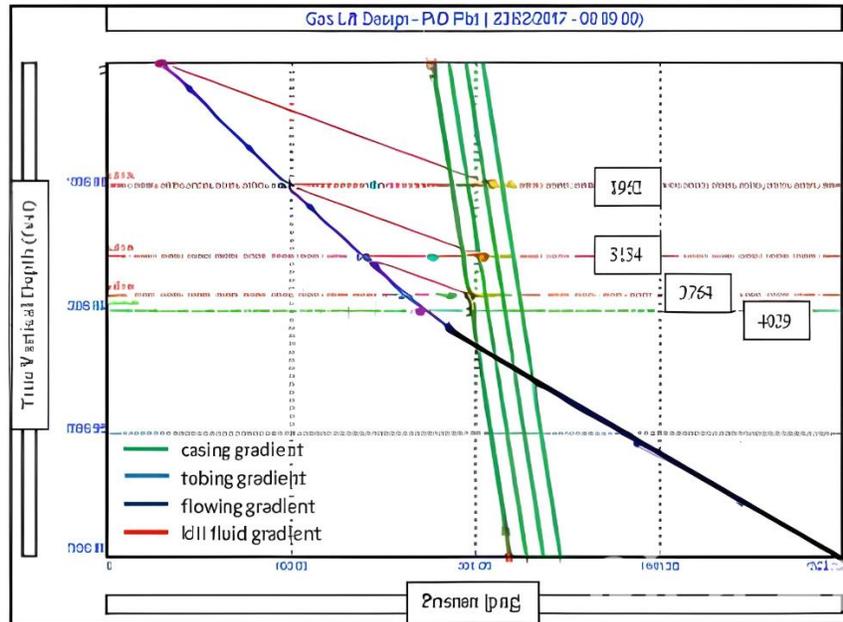


Figura 4. Diseño de espaciado de válvulas de BN.

Fuente: (Kartoatmodjo, 2018)

Objetivos

Objetivo general

Robustecer el diseño convencional de un BNC mediante la propuesta de una metodología que permita tanto apegar a la realidad los perfiles de presión involucrados en el diseño como definir el comportamiento de producción transitorio.

Objetivos secundarios

1. Definir el comportamiento de las propiedades del aceite, agua y gas en el rango de Pws-Ps y el rango Ty-Ts, esto para obtener los valores de las propiedades de los fluidos para satisfacer las ecuaciones de flujo multifásico.
2. Evaluar el impacto del gradiente de inyección de gas en la estabilidad de la producción de pozos con bombeo neumático continuo.
3. Identificar los parámetros operativos clave que influyen en el comportamiento transitorio del bombeo neumático continuo, como la presión media del yacimiento, el caudal de inyección de gas y las propiedades de los fluidos.

Metodología

Para la elaboración de este trabajo de investigación de tesis se han utilizado diferentes recursos y fuentes técnicas especializadas, las cuales corresponden a:

- Para la formulación del capítulo 1 se consultaron notas de clase, libros y diversos sitios web especializados en sistemas artificiales de producción, esto con el objetivo de mostrar un panorama general del principio de operación de los SAP y un enfoque particular en los componentes del SAP BNC.
- Para el capítulo 2 las fuentes principales consultadas fueron libros de propiedades de los fluidos y de transporte de hidrocarburos, diversos sitios web sobre pruebas presión-producción y comportamiento de afluencia y una tesis especializada en flujo multifásico en tubería.
- En el capítulo 3 se comienza con el diseño del BNC, en específico con el espaciamiento de las válvulas de drenado y operativa, para esto se utilizaron los resultados de un PVT convencional, datos de una prueba presión-producción, un histórico de presión media del yacimiento y unas condiciones operativas similares a las presentes en distintos campos de producción costa fuera del Golfo de México somero.
- Para la formulación de los capítulos 4 y 5 es necesario procesar los datos mostrados en el capítulo 3, sin embargo, como estos dos últimos capítulos se enfocan en un esquema transitorio, se efectúa una ingente cantidad de cálculos; por lo tanto, se recurre al uso de la programación, en específico al uso del lenguaje VBA (Macros de Excel).

1 Antecedentes

En este capítulo se revisará la definición de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP), su clasificación y su principio de operación. Estos sistemas permiten restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos cuando la energía natural del yacimiento no es suficiente.

Asimismo, se profundiza en la descripción del principio de operación y los componentes del bombeo neumático continuo.

1.1 Sistemas Artificiales de Producción

1.1.1 Definición

A lo largo de la vida productiva de un pozo petrolero, es común que ingenieros, técnicos y especialistas enfrenten la reducción en la producción de hidrocarburos. Para abordar esta situación, se recurre a los Sistemas de Producción Artificial (SAP), los cuales permiten optimizar la extracción al proporcionar energía adicional al yacimiento, ya sea para incrementar la presión en el fondo del pozo o para restablecer la producción en pozos inactivos (Obren, 1999).

1.1.2 Clasificación de los SAP

Los sistemas artificiales de producción se clasifican según su ubicación en fondo o superficie, así como por el tipo de energía que utilizan para el desplazamiento de los fluidos. Esta clasificación se ilustra en la Figura 5.

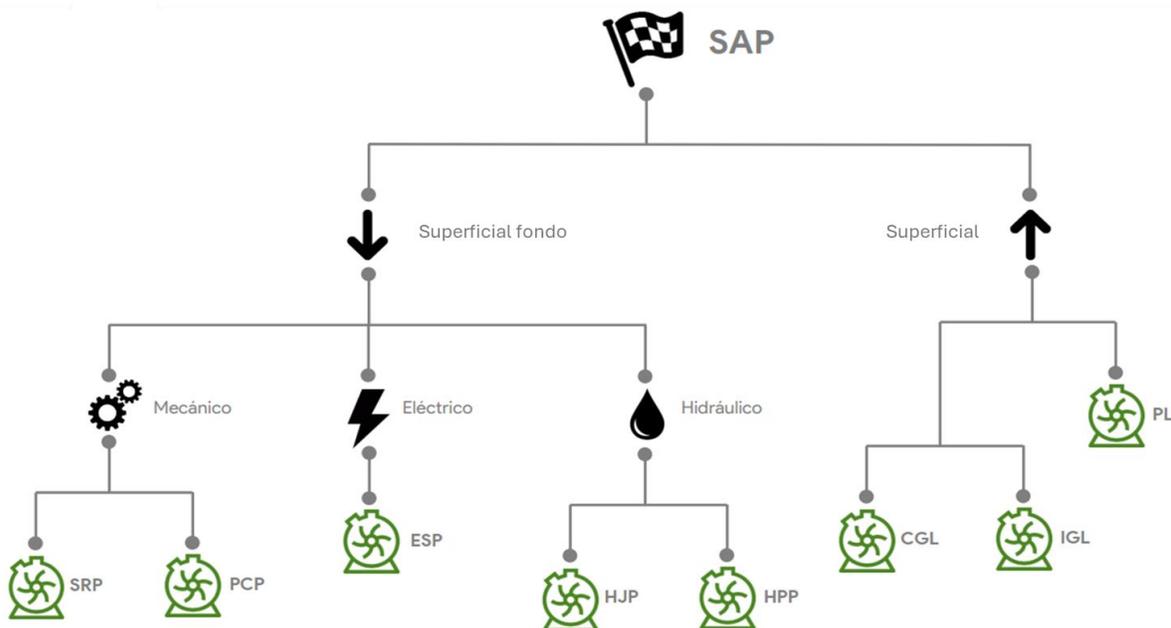


Figura 5. Clasificación de los SAP.

Fuente: Extraído de (Barrera, 2023)

1.1.3 Principio de operación de los SAP

Bombeo mecánico

El bombeo mecánico es uno de los SAP más utilizados en la producción de hidrocarburos, especialmente en campos maduros. Consta de una unidad de bombeo, un motor, una sarta de varillas y una bomba de fondo recíprocante. Su funcionamiento se basa en un movimiento ascendente y descendente que extrae los fluidos desde el pozo hasta la superficie (Armijo, 2014). Los componentes superficiales y subsuperficiales de este SAP se muestran en la Figura 6.

Existen distintos tipos de unidades de bombeo mecánico:

- **BIMBA:** Unidad convencional con un reductor de engranes que transmite el movimiento al balancín.
- **TIEBEN:** Incorpora un sistema hidráulico y acumuladores de nitrógeno para mejorar el balanceo y reducir esfuerzos en la sarta.
- **ROTAFLEX:** Usa una banda flexible conectada a una caja de contrapeso, ideal para pozos desviados y crudos pesados.

En México, su aplicación es frecuente en zonas urbanas como Poza Rica, debido a su seguridad operativa.

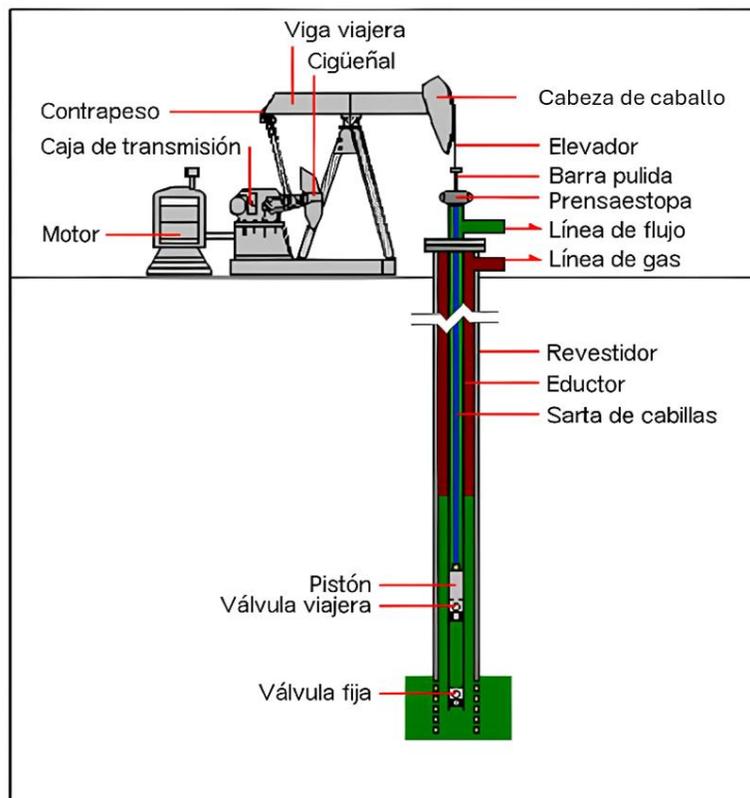


Figura 6. Elementos que conforman un sistema de bombeo mecánico.

Fuente: (Camargo, 2019)

Bombeo de cavidades progresivas

El bombeo de cavidades progresivas (BCP) es un sistema de bombeo helicoidal compuesto por un rotor metálico y un estator fijo revestido con elastómero. El rotor gira dentro del estator, generando un movimiento helicoidal que crea cavidades selladas hidráulicamente, permitiendo el desplazamiento del fluido desde la succión hasta la descarga (Montalvo, 2021). En la Figura 7 se muestran los componentes de fondo y de superficie de este SAP.

Este método, ampliamente utilizado en la industria petrolera, es ideal para la producción de crudos viscosos con alta concentración de arena y tolera altos porcentajes de gas libre. Sin embargo, presenta limitaciones en su capacidad de levantamiento y compatibilidad de elastómeros con ciertos fluidos, especialmente aquellos con compuestos aromáticos (Montalvo, 2021).

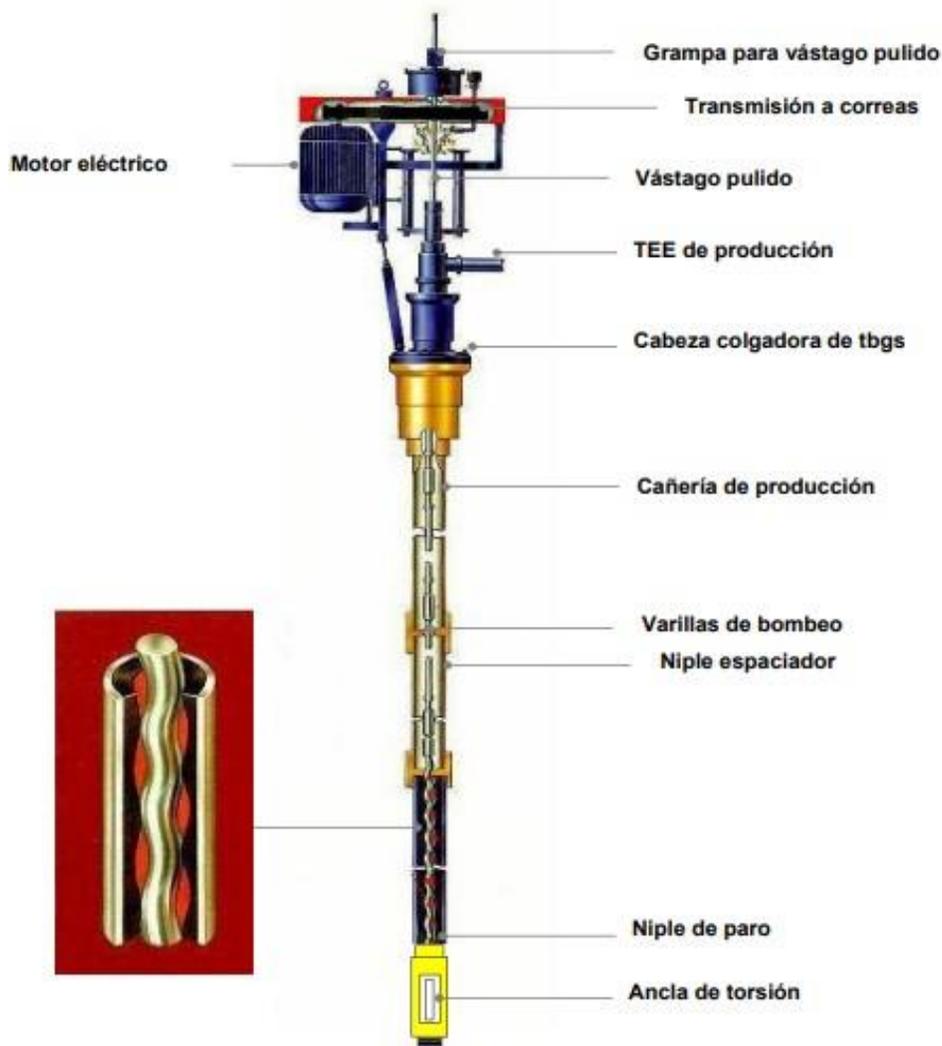


Figura 7. Elementos que conforman un sistema de cavidades Progresivas.

Fuente: (Hirschfeldt, 2008)

Bombeo electrocentrifugo sumergido

El bombeo electrocentrifugo (BEC) es un método de levantamiento artificial altamente eficiente, especialmente para la producción de crudos ligeros y medianos. Sin embargo, su uso en la extracción de crudos pesados ha ido en aumento debido a los avances tecnológicos (Armijo, 2014).

El sistema BEC cuenta con una amplia variedad de componentes, los cuales pueden ser agrupados en superficiales y en subsuperficiales:

Equipo superficial:

- Cabezal
- Bonete
- Bola colgadora
- Medio árbol de válvulas
- Caja de venteo
- Transformador elevador
- Variador de frecuencia
- Transformador desfasador

Equipo Subsuperficial:

- Cable de potencia
- Intake
- Bomba
- Separador de gas
- Protector
- Mufa
- Moto eléctrico
- Sensor
- Centralizador

La forma en que estos componentes se conectan es mostrada en la Figura 8

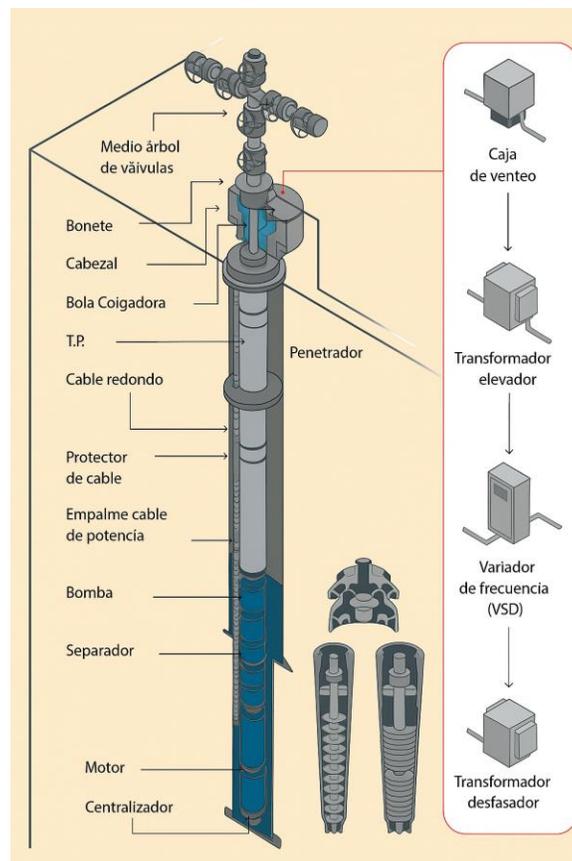


Figura 8. Esquema de un sistema BEC.

Fuente: (Geolis, 2014)

Bombeo Hidráulico Tipo pistón y tipo jet

El sistema de bombeo hidráulico consiste en la transmisión de energía al fondo del pozo por medio de un fluido a presión, que es inyectado desde la superficie a través de una tubería de inyección. Este fluido impulsa una unidad de producción ubicada a una profundidad previamente determinada, permitiendo la extracción de hidrocarburos (García, 2011).

Existen 2 tipos de bombeo hidráulico:

- **Bombeo hidráulico tipo pistón:** El bombeo hidráulico tipo pistón utiliza un motor y una bomba recíprocante instalada a una profundidad determinada. El sistema es accionado por un fluido motriz, como agua o aceite, que impulsa los fluidos del pozo hacia la superficie, manteniendo la presión adecuada para su transporte.
- **Bombeo hidráulico tipo jet:** El bombeo hidráulico tipo jet, a diferencia del tipo pistón, no tiene partes móviles y funciona mediante la transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos. Utiliza el principio de Venturi: el fluido motriz a alta presión reduce la presión al entrar en la tobera, lo que permite que el fluido producido se mezcle con él. Luego, en el difusor, la energía de alta velocidad se convierte en un aumento de presión, suficiente para bombear la mezcla.

El BHJ y el BHP comparten las mismas instalaciones superficiales, sin embargo, lo que los distingue es el tipo de bomba en fondo (Pistón y Jet). En la Figura 9 se muestran los componentes de cada una de estas bombas.

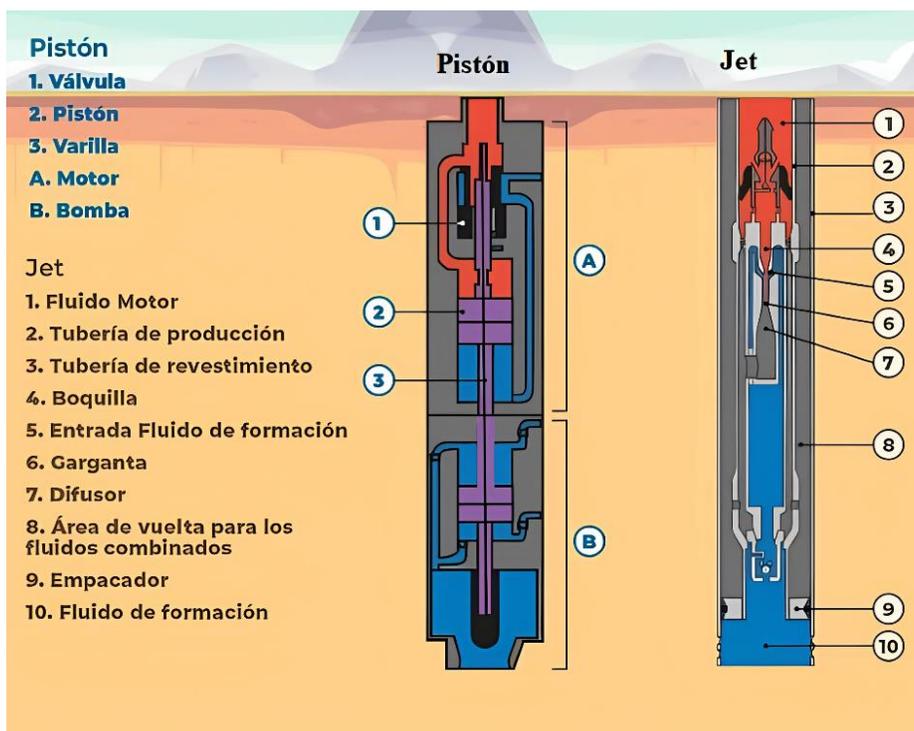


Figura 9. Bombeo hidráulico tipo pistón y jet

Fuente: (CNH, 2022)

Embolo viajero (plunger Lift)

El émbolo viajero es un método de levantamiento artificial que utiliza la presión de gas del pozo para transportar líquidos acumulados hacia la superficie. Funciona mediante un émbolo metálico que se desplaza dentro de la tubería de producción, impulsado por el gas comprimido. Este sistema es eficiente en pozos con baja presión y alta relación gas-líquido, ya que reduce costos operativos y optimiza la producción sin necesidad de equipos mecánicos complejos.

Sus componentes se ilustran en la Figura 10:

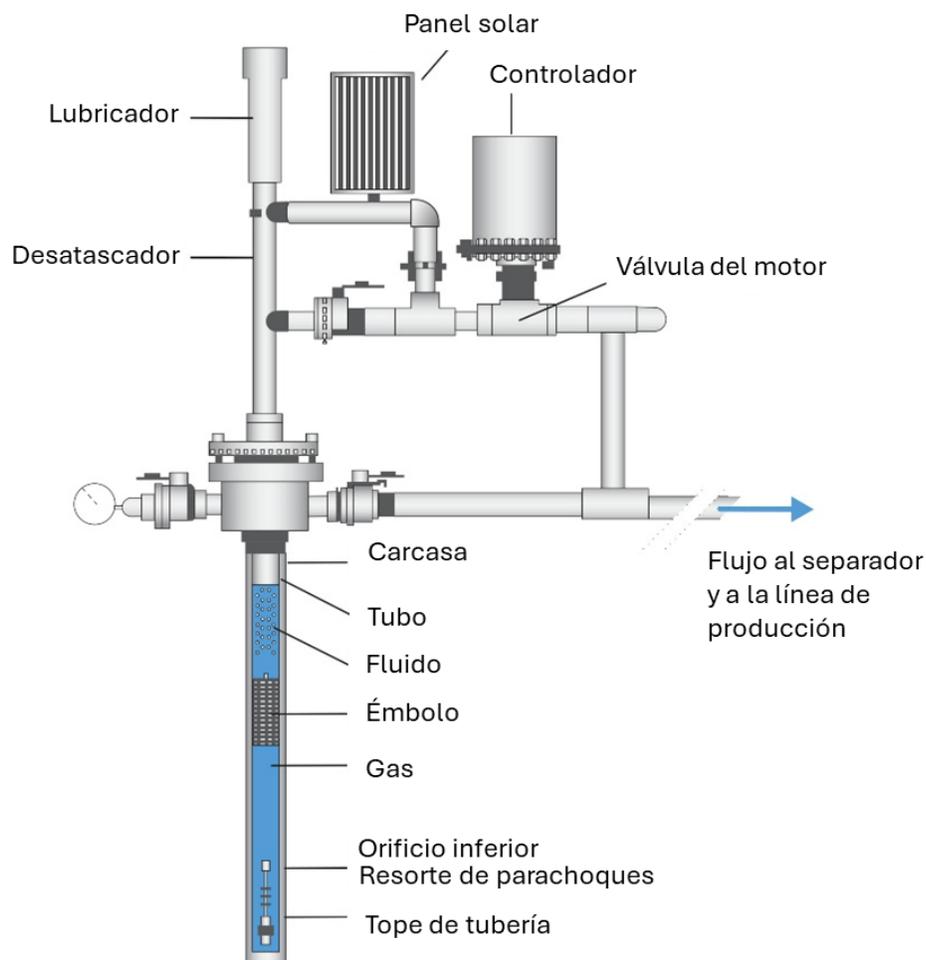


Figura 10. Componentes del sistema Plunger Lift

Fuente: (EPA, 2024)

1.2 Componentes del BNC

1.2.1 Mandril de BN

El mandril de bombeo neumático (BN) es una pieza fundamental que se coloca en el fondo del pozo. Su función es distribuir el gas hacia el fluido en el pozo, facilitando el movimiento del fluido hacia la superficie. El mandril también ayuda a mantener la presión adecuada en el sistema.

Existen dos tipos principales de mandriles de elevación por gas: convencional y de bolsillo lateral. El mandril convencional requiere la instalación de la válvula de elevación por gas en superficie y su operación se realiza con la tubería. En cambio, el mandril de bolsillo lateral permite la instalación y reemplazo de las válvulas u otros componentes de fondo con cable, sin necesidad de retirar la tubería de producción, facilitando así las operaciones de mantenimiento (Ashford, 2021). Estos dos tipos de válvulas se muestran en Figura 11.



Figura 11. Mandril de BN convencional y de bolsillo lateral.

Fuente: (Ashford, 2021)

1.2.2 Válvulas de inyección de BN

Las válvulas subsuperficiales de inyección de gas son esenciales en el bombeo neumático continuo. Se instalan al interior de los mandriles convencionales para inyectar gas a una presión específica, generando burbujas dentro de la tubería y evitando el paso de aceite hacia el espacio anular (Baños, 2019).

La selección de las válvulas depende del diseño de la instalación y las condiciones operativas. Sus principales componentes son:

- Cuerpo de la válvula.
- Elemento de carga: resorte, gas o ambos.
- Elemento de respuesta a la presión: fuelle metálico, pistón o diafragma de hule.
- Elemento de transmisión: diafragma de hule o vástago metálico.
- Elemento medidor: orificio o asiento.

Las válvulas se clasifican en balanceadas y desbalanceadas, según su sensibilidad para abrir o cerrar ante la presión aplicada en la tubería de producción o de revestimiento.

Válvulas balanceadas: Las válvulas balanceadas mantienen la misma presión tanto para la apertura como para el cierre, lo que significa que la presión presente en la tubería de producción no afecta su funcionamiento. Su operación depende exclusivamente de la presión en la tubería de revestimiento, ya que el gas inyectado actúa de manera constante sobre el elemento de respuesta. De este modo, la válvula se activa o desactiva cuando la presión de inyección supera la fuerza del elemento de carga. Estas válvulas son completamente controladas por la presión de inyección de gas (Baños, 2019).

- La diferencia entre la presión de apertura y la presión de cierre es nula, es decir, ambas son iguales.
- El gas inyectado ingresa a la tubería de producción en sentido contrario al flujo del pozo, y el muelle que regula la válvula está compuesto por gas contenido dentro del pistón.

La válvula y sus componentes se ilustran en la Figura 12:

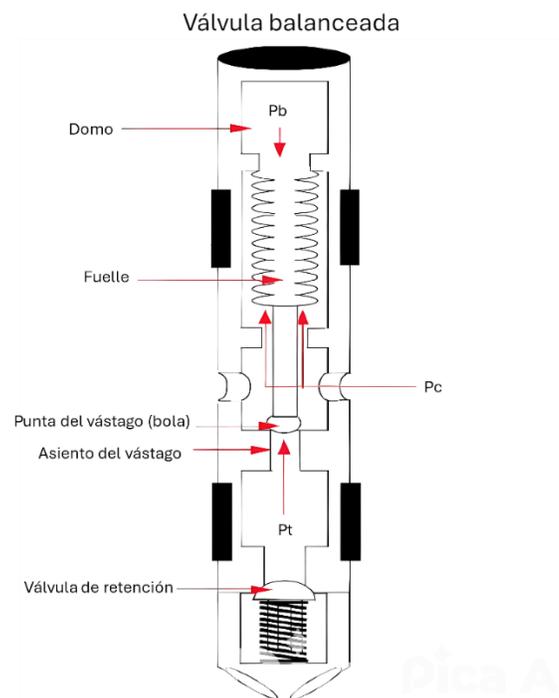


Figura 12. Válvula balanceada y sus componentes.

Fuete: (Barrera, 2023)

Válvulas desbalanceadas: Las válvulas desbalanceadas operan dentro de un rango de presión definido para su apertura y cierre. Cuando la presión en el pozo alcanza un valor específico, la válvula se abre, mientras que, al disminuir la presión hasta cierto nivel, la válvula se cierra. En este tipo de válvulas, la presión de apertura y cierre no es la misma, lo que genera una diferencia entre ambos valores (Baños, 2019).

Para iniciar su funcionamiento, se requiere una presión considerable. El gas inyectado fluye en dirección perpendicular al flujo de producción. La constante elástica del muelle (K) es dos órdenes de magnitud mayor que la presión del aceite en la tubería de producción, lo que impide que el fluido penetre en la región donde se encuentra el muelle.

La válvula y sus componentes se ilustran en la Figura 13:

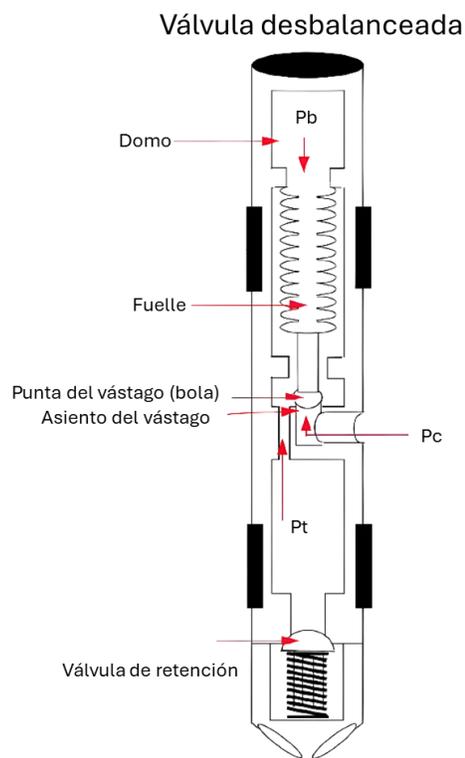


Figura 13. Válvula desbalanceada y sus componentes.

Fuente: (Barrera, 2023)

1.2.3 Conexión a lateral de cabezal

Los componentes superficiales del SAP Bombeo Neumático Continuo son simples y de fácil identificación. Puesto que, en este sistema el gas de BN se inyecta por espacio anular y la producción (gas de inyección de BN y fluidos del yacimiento) se obtienen por interior de tubería de producción; se cuenta con una conexión por lateral de cabezal para la inyección y una conexión de descarga en lateral del medio árbol que se puede ver en la Figura 14:

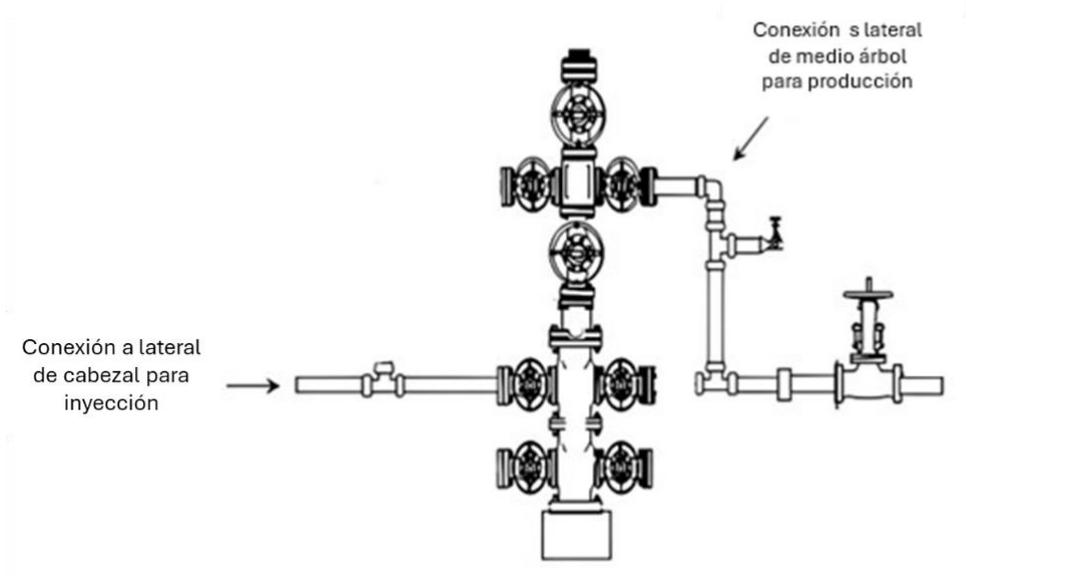


Figura 14. Árbol de válvulas de Bombeo Neumático

Fuente: (Hernández A. , 2013)

1.2.4 Peines de inyección

Son dispositivos encargados de distribuir el gas de inyección hacia varios pozos. Están compuestos por una serie de válvulas y medidores que regulan el flujo de gas, asegurando que cada pozo reciba el volumen necesario para optimizar la producción (Figura 15).



Figura 15. Peines de inyección y sistema de medición de flujo.

Fuente: (Barrera, 2023)

1.2.5 Sistema de medición de inyección

Este sistema está diseñado para monitorear y controlar el flujo de gas inyectado en el pozo. Incluye medidores de presión y gasto, permitiendo ajustar la cantidad de gas suministrada y garantizar un funcionamiento eficiente del sistema de bombeo neumático continuo. Este sistema está instalado en los peines de inyección, y se muestra en la Figura 15.

1.2.6 Conexión a lateral de medio árbol

Es la conexión ubicada en el lateral del medio árbol del pozo, por donde se obtiene la producción del yacimiento (mezcla de gas inyectado y fluidos producidos). Esta conexión permite direccionar los fluidos hacia las líneas de producción en superficie (Figura 16).

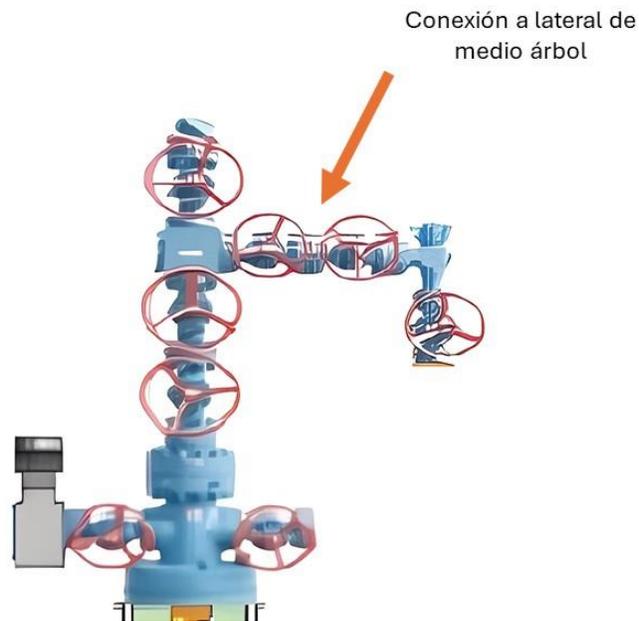


Figura 16. Conexión a lateral de medio árbol.

Fuente: (García, 2011)

2 Premisas de diseño del BNC

La información básica que se necesita para llevar a cabo el diseño de un SAP de Bombeo Neumático Continuo se puede agrupar en 3 campos principales:

1. Propiedades de los fluidos petroleros.
2. Comportamiento de afluencia.
3. Ecuaciones de flujo multifásico

Con base en esto, en este capítulo se abordan y se exponen los conceptos y ecuaciones asociadas a los puntos anteriores. Asimismo, en la parte final de este capítulo se presenta la propuesta de diseño del SAP BNC con un enfoque transitorio.

Existe un amplia variedad de ecuaciones, modelos y correlaciones para desarrollar los 3 campos antes mencionados, sin embargo, en las secciones 2.1, 2.2 y 2.3 se muestran únicamente las utilizadas para este trabajo de investigación de tesis.

2.1 Propiedades de los fluidos

2.1.1 Propiedades del aceite

Las siguientes ecuaciones se utilizan para determinar las propiedades del aceite:

Presión de burbuja

La presión de burbuja p_b se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases. Se obtiene de la correlación de Standing:

$$p_b = 18 \left(\frac{R_{si}}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} e^{(2.09535 \times 10^{-3} T - 28.78231 \times 10^{-3} API)}, \quad \dots (2.1)$$

Donde:

R_{si} = relación de solubilidad inicial del gas en el aceite, en $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @c.y.}}{bl_o \text{ @c.y.}} \right]$

γ_{gd} = densidad relativa del gas disuelto en el aceite.

API= densidad relativa del aceite expresada en °API y se calcula con

$$°API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5, \quad \dots (2.2)$$

Donde:

γ_o es la densidad relativa del aceite.

Densidad relativa del aceite

La densidad relativa del aceite γ_o se define como la relación entre la densidad del aceite y la densidad del agua, ambas medidas en condiciones estándar de 60°F y 14.7 psi.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o (@C.s)}{\rho_w (@C.s)}, \quad \dots (2.3)$$

Donde:

$$\rho_o = \text{densidad del aceite} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]$$

$$\rho_w = \text{densidad del agua} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]$$

Relación de solubilidad

La relación de solubilidad del gas en el aceite R_s representa el volumen de gas, medido en pies cúbicos bajo condiciones estándar, que puede disolverse en un barril de aceite también medido en condiciones estándar, al ser sometidos a la presión y temperatura del yacimiento. Esta relación puede calcularse utilizando la correlación de Standing.

$$R_s = 30.7343 \times 10^{-3} * \gamma_{gd} * p^{1.2048} * e^{(-2.5245 \times 10^{-3} * T + 34.677 \times 10^{-3} * API)} \left[\frac{ft^3 \text{ de gas @c.s.}}{bl@c.s.} \right], \dots (2.4)$$

Donde:

γ_{gd} = densidad relativa del gas disuelto [adi]

p = presión [psia]

T = temperatura [°F]

API = Grados API del petróleo [adi]

Factor de volumen de aceite

El factor de volumen de aceite B_o representa la variación de volumen que sufre la fase líquida al trasladarse de las condiciones del yacimiento a las condiciones de superficie, debido a la expansión del líquido y/o la liberación del gas disuelto. Este factor se determina mediante la correlación de Standing.

$$B_o = 0.9759 + 0.00012 \left[R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right]^{1.2} \left[\frac{bl @c.y.}{bl @c.s.} \right], \quad \dots (2.5)$$

Donde:

$$R_s = \text{relación de solubilidad} \left[\frac{ft^3 \text{ de gas @c.s.}}{bl@c.s.} \right]$$

γ_{gd} = densidad relativa del gas disuelto [adi]

γ_o =densidad relativa del aceite [adi]

T = temperatura [°F]

Viscosidad del aceite.

La viscosidad de un fluido representa la resistencia interna que de sus moléculas al movimiento o flujo. Para determinar la viscosidad del aceite μ_o , es necesario calcular primero la viscosidad del aceite sin gas disuelto μ_{od} , conocido también como aceite muerto.

La viscosidad del aceite muerto μ_{od} se calcula con la correlación de Beggs y Robinson (1975):

$$\ln(\ln(\mu_{od} + 1)) = 7.816432 - 0.04658xAPI - 1.163\ln T, \quad \dots (2.6)$$

Después, la viscosidad del aceite μ_o se calcula con la correlación de Chew y Connally (1959):

$$\mu_o = \alpha \mu_{od}^\beta [cP], \quad \dots (2.7)$$

Donde:

$$\alpha = 10.715(R_s + 100)^{0.515}, \quad \dots (2.8)$$

Y

$$\beta = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}, \quad \dots (2.9)$$

Donde:

μ_{od} = viscosidad dinámica del aceite [Cp]

T = temperatura [°F]

API =Grados API del petroleo [adi]

R_s = relación de solubilidad $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas}@C.S}{bl@c.s} \right]$

Densidad del aceite Saturado

La densidad del aceite ρ_o se describe como la proporción entre su masa y el volumen que ocupa. Su cálculo se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{62.428 * \gamma_o + 0.01362 * R_s * \gamma_{gd} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]}{B_o}, \quad \dots (2.10)$$

Donde:

γ_o = densidad relativa del aceite [adi]

R_s = relación de solubilidad $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas}@C.s}{bl@c.s} \right]$

γ_{gd} = densidad relativa del gas disuelto [adi]

B_o = factor de volumen del petróleo $\left[\frac{bl \text{ de aceite}@c.y.}{bl \text{ de aceite}@c.s.} \right]$

Tensión superficial del aceite.

La tensión superficial del aceite se define como la fuerza por unidad de longitud en la interfase entre dos fluidos inmiscibles. La calculamos con:

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047 * T - 0.267 * API)e^{(-0.0007p)} \left[\frac{dinas}{cm} \right], \quad \dots (2.11)$$

T = temperatura [°F]

API = Grados API del petróleo [adi]

p = presión [psia]

Para calcular las propiedades del aceite saturado, es necesario determinar previamente la presión de burbuja.

Compresibilidad del aceite bajosaturado

La compresibilidad del aceite bajosaturado C_o se utiliza para determinar ciertas propiedades del aceite en este estado y se calcula mediante la siguiente correlación:

$$C_o = \frac{(-1433 + 5 * R_s + 17.2 * T - 1180 * \gamma_{gs} + 12.61 * API)}{(10)^5 * p} \left[\frac{pg^2}{lb} \right], \quad \dots (2.12)$$

R_s = relación de solubilidad $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas}@C.s}{bl@c.s} \right]$

T = temperatura [°F]

γ_{gs} = densidad relativa del gas normalizada a $P_s=100$ psi [adi]

API = Grados API del petróleo [adi]

p = presión [psia]

Factor de volumen del aceite bajosaturado

Se determina mediante la siguiente correlación:

$$B_o = B_{ob} e^{(-C_o(p-p_b))} \left[\frac{bl @c.y.}{bl @c.s.} \right], \quad \dots (2.13)$$

Donde:

B_{ob} = representa el factor de volumen del aceite cuando alcanza la presión de burbuja y puede determinarse mediante la ecuación (2.5)

C_o = compresibilidad del petróleo [psi^{-1}]

p = presión [psia]

p_b = presión de burbuja [psia]

Densidad del aceite bajosaturado

Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \rho_{ob} e^{(C_o(p-p_b))} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right], \quad \dots (2.14)$$

Donde:

ρ_{ob} = corresponde a la densidad del aceite a la presión de burbuja, la cual puede calcularse utilizando la ecuación (2.10)

C_o = compresibilidad del petróleo [psi^{-1}]

p = presión [psia]

p_b = presión de burbuja [psia]

Viscosidad del aceite bajosaturado

Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m [cP], \quad \dots (2.15)$$

Donde:

$$m = 2.6 * p^{1.187} e^{(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} * p)}, \quad \dots (2.16)$$

Y μ_{ob} representa la viscosidad del aceite a la presión de burbuja y se puede determinar mediante la ecuación (2.7)

p = presión [psia]

p_b = presión de burbuja [psia]

2.1.2 Propiedades del gas

Las siguientes correlaciones se emplean para determinar las propiedades del gas:

Densidad relativa del gas disuelto.

La densidad relativa del gas disuelto γ_{gd} se determina utilizando la correlación propuesta por Katz (1942):

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 * API + R_s * 10^{-6}(0.6874 - 3.5864 * API), \quad \dots (2.17)$$

Donde:

R_s = relación de solubilidad $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ } c.s.}{bl @ c.s.} \right]$

API = Grados API del petróleo [adi]

Densidad relativa del gas libre:

La densidad relativa del gas libre se determina utilizando la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gf} = \frac{R * \gamma_g - R_s * \gamma_{gd}}{R - R_s}, \quad \dots (2.18)$$

Donde:

R , la relación gas-aceite producidos, es el volumen de gas producido por barril de aceite producido $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ } c.s.}{bl_o @ c.s.} \right]$

R_s = relación de solubilidad $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ } c.s.}{bl @ c.s.} \right]$

γ_{gd} = densidad relativa del gas disuelto [adi]

Factor de volumen del gas

El factor de volumen del gas B_g representa el volumen, medido en pies cúbicos, que ocupa una unidad de gas en el yacimiento cuando se encuentra en condiciones estándar.

$$B_g = 0.02827 \frac{Z(T + 460)}{P} \left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ } c. y.}{ft^3 \text{ de gas @ } c. s.} \right], \quad \dots (2.19)$$

Donde:

Z = factor de compresibilidad.

T = temperatura [°F]

p = presión [psia]

Presión y temperaturas pseudocríticas.

Las propiedades pseudocríticas P_{pc} y T_{pc} se determinan mediante el método de Standing y Katz (1942):

$$P_{pc} = 702.5 - 50 * \gamma_{gf} \text{ [psia]}, \quad \dots (2.20)$$

$$T_{pc} = 167 + 316.67 * \gamma_{gf} \text{ [°R]}, \quad \dots (2.21)$$

Donde:

γ_{gf} = densidad relativa del gas libre [adi]

Presión y temperatura pseudoreducidas.

Las propiedades pseudoreducidas P_{pr} y T_{pr} se obtienen mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \text{ [adi]}, \quad \dots (2.22)$$

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \text{ [adi]}, \quad \dots (2.23)$$

Donde:

T = temperatura [°F]

p = presión [psia]

P_{pc} = presión Pseudocrítica [psia]

T_{pc} = temperatura Pseudocrítica [°R]

Factor de compresibilidad del gas.

El factor de compresibilidad del gas Z es la relación entre el volumen que ocupa un gas real bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, y el volumen que ocuparía si se comportara como un gas ideal. Su cálculo se realiza utilizando la correlación de Papay (1968):

$$Z = 1 - \frac{3.52 * P_{pr}}{10^{0.9813 * T_{pr}}} - \frac{0.274 * P_{pr}^2}{10^{0.8157 * T_{pr}}}, \quad \dots (2.24)$$

Donde:

P_{pr} = presión Pseudoreducida [psia]

T_{pr} = temperatura Pseudoreducida [adi]

Cuando la compresibilidad del gas es desconocida, es posible estimar sus propiedades pseudocriticas a partir de su densidad relativa, y con ellas calcular dichas propiedades (Ferrer, 2010).

Densidad del gas

La densidad del gas ρ_g se determina utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{0.0764 * \gamma_{gf}}{B_g} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right], \quad \dots (2.25)$$

Donde:

γ_{gf} = densidad relativa del gas libre [adi]

B_g = factor de volumen del gas $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ } C.y}{ft^3 \text{ gas @ } C.s} \right]$

Viscosidad del gas

La viscosidad del gas μ_g suele ser significativamente menor que la de un líquido, debido a que las moléculas de gas están más separadas entre sí. Su cálculo se realiza mediante la correlación de Lee (1942):

$$\mu_g = \left[\frac{(9.4 + 0.5792 * \gamma_{gf}) * (T + 460)^{1.5}}{209 + 550.24 * \gamma_{gf} + (T + 460)} \right] * 10^{-4} e^{\left[\left(3.5 + \frac{986}{T+460} + 0.2896 * \gamma_{gf} \right) \left(\frac{\rho_g}{62.428} \right)^{2.4 - 0.2 \left(3.5 + \frac{986}{T+460} + 0.2896 * \gamma_{gf} \right)} \right]} [Cp], (2.26)$$

Donde:

γ_{gf} = densidad relativa del gas libre [adi]

T = temperatura [°F]

ρ_g = densidad del gas $\left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]$

2.1.3 Propiedades del agua

Las siguientes correlaciones se emplean para determinar las propiedades del agua:

Para el agua saturada

Factor de volumen de agua

El factor de volumen del agua B_w se determina utilizando la correlación propuesta por McCoy.

$$B_w = (0.9947 + 5.8 \times 10^{-6}T + 1.02 \times 10^{-6}T^2) \\ + (-4.228 \times 10^{-6} + 1.8376 \times 10^{-8}T - 6.77 \times 10^{-11}T^2)p \\ + (1.3 \times 10^{-10} - 1.3855 \times 10^{-12}T + 4.285 \times 10^{-15}T^2)p^2 \left[\frac{ft^3 \text{ de agua @c.y.}}{ft^3 \text{ de agua @c.s.}} \right], \dots (2.27)$$

Donde:

T = temperatura [°F]

p = presión [psia]

Densidad del agua

La densidad del agua ρ_w depende directamente de su factor de volumen:

$$\rho_w = \frac{62.428}{B_w} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right], \dots (2.28)$$

Donde:

B_w = factor de volumen del agua $\left[\frac{bl_w @ C.y.}{bl_w @ C.s.} \right]$

Viscosidad del agua

La viscosidad del agua μ_w se determina utilizando la correlación propuesta por Van Wingen.

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \times 10^{-2}T + 1.982 \times 10^{-5}T^2)} [cP], \dots (2.29)$$

Donde:

T = temperatura [°F]

Tensión superficial del agua

La tensión superficial del agua σ_w se determina con la siguiente ecuación:

$$\sigma_w = \left(\frac{280 - T}{206} \right) (76e^{(-0.00025 \times p)} - 52.5 + 0.006 \times p) + 52.5 - 0.006 \times p \left[\frac{dinas}{cm} \right], \dots (2.30)$$

Donde:

T = temperatura [°F]

p = presión [psia]

Para el agua bajosaturada:

Compresibilidad del agua bajosaturada

La compresibilidad del agua bajosaturada C_w se determina con la siguiente ecuación:

$$C_w = (A + BT + CT^2)10^{-6}f^* , \quad \dots (2.31)$$

Donde:

$$A = 3.8546 - 0.000134p , \quad \dots (2.32)$$

$$B = -0.01052 + 4.77p , \quad \dots (2.33)$$

$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10}p , \quad \dots (2.34)$$

$$f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-10}R_{sw} , \quad \dots (2.35)$$

Donde :

f^* es el factor de corrección por presencia de gas en solución.

T = temperatura [°F]

p = presión [psia]

R_{sw} es el factor de solubilidad del gas en el agua y se determina con la siguiente ecuación:

$$R_{sw} = 5.6146 \times S , \quad \dots (2.36)$$

Donde:

$$S = P'(A + BT' + CT' + DT'^3) , \quad \dots (2.37)$$

$$P' = 1 - e^{\left(\frac{-p}{2276}\right)} , \quad \dots (2.38)$$

$$T^* = \frac{5}{9}(T - 32) , \quad \dots (2.39)$$

$$T' = \frac{T^* - 32}{10} , \quad \dots (2.40)$$

Y las constantes son:

$$A = 3.69051 \quad C = 0.01129$$

$$B = 0.08746 \quad D = -0.00647$$

Este factor debe ajustarse para tener en cuenta el efecto de la salinidad del agua, aplicando el siguiente factor de corrección:

$$C_{cs} = 1 + (0.0001736T - 0.07703)\%N_aCl, \quad \dots (2.41)$$

Los rangos de aplicación de esta correlación son:

$$1000 \frac{lb}{pg^2} < p < 6000 \frac{lb}{pg^2},$$

$$80^\circ F < T < 250^\circ F,$$

$$0 \frac{ft^3}{bl} < R_{sw} < 25 \frac{ft^3}{bl},$$

Densidad del agua bajosaturada

Se determina con la ecuación:

$$\rho_w = \rho_{wb} e^{(C_w(p-p_b))} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right], \quad \dots (2.42)$$

Donde:

ρ_{wb} = es la densidad del agua a la presión de saturación y se puede calcular con la ecuación (2.28)

p = presión [psia]

C_w = compresibilidad del agua $\left[\frac{pg^2}{lb} \right]$

p_b = presión de burbuja [psia]

Factor de volumen del agua bajosaturada

Se determina con la siguiente ecuación:

$$B_w = B_{wb} e^{(-C_w(p-p_b))} \left[\frac{ft^3 \text{ de agua @c. y.}}{ft^3 \text{ de agua @c. s.}} \right], \quad \dots (2.43)$$

Donde:

B_{wb} es el factor de volumen del agua a la presión de saturación y se puede calcular con la ecuación (2.27)

p = presión [psia]

C_w = compresibilidad del agua $\left[\frac{pg^2}{lb} \right]$

p_b = presión de burbuja [psia]

2.2 Índice de Productividad

El índice de productividad (IP) refleja la capacidad de un yacimiento para producir fluidos hacia el pozo, expresando la cantidad de fluido que puede extraerse por unidad de tiempo ante una reducción específica de presión. El monitoreo continuo del índice de productividad durante la vida útil del pozo permite identificar posibles daños ocasionados por procesos de terminación, reacondicionamiento, producción, inyección u otras fallas mecánicas (Xospa, 2023).

El índice de productividad se expresa mediante la siguiente relación:

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{pwf}} = \frac{Q_o}{\Delta P},$$

Donde:

Q_o = Gasto de aceite, [STB/día]

J = Índice de productividad, [STB/día/psi]

P_r = presión volumétrica promedio del área de drenaje (presión estática) , [psi]

P_{wf} = presión de fondo fluyendo, [psi]

ΔP = reducción de presión, [psi]

La ecuación del índice de productividad puede representarse como la de una línea recta, asumiendo que se mantiene constante, al igual que la presión de fondo estática, durante un periodo específico en la vida productiva del pozo, se observa en la Figura 17.

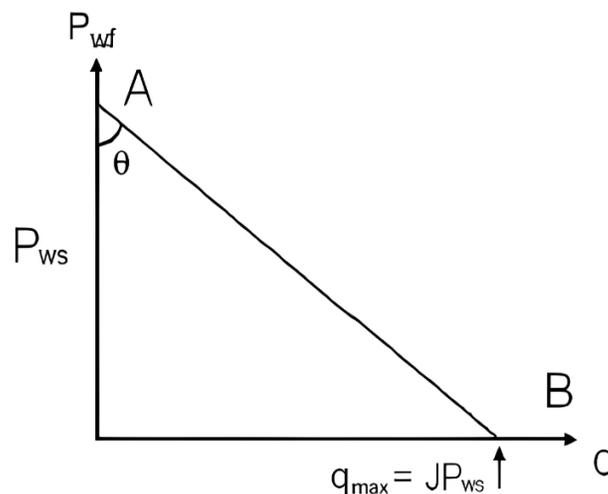


Figura 17. Representación gráfica del índice de productividad.

Fuente: (Hernández M. V., 2022)

2.2.1 Índice de productividad constante

Una manera sencilla de representar el desempeño del influjo en un pozo petrolero es a través del concepto de índice de productividad (IP). Este parámetro se estableció bajo las siguientes condiciones simplificadas (Hirschfeldt M, 2008):

- El flujo es radial alrededor del pozo.
- Se considera un flujo monofásico.
- La permeabilidad del yacimiento se distribuye de forma homogénea.
- La formación está totalmente saturada con el fluido en estudio.

Bajo estas condiciones, la ecuación de Darcy se simplifica para describir el flujo radial monofásico en un pozo:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}, \quad \dots (2.4.1)$$

Donde:

k = permeabilidad [mD]

h = profundidad [ft]

p_r = presión promedio actual de yacimiento [psia]

p_{wf} = presión de fondo fluyendo [psia]

μ = viscosidad [Cp]

B_o = factor de volumen de aceite $\left[\frac{bl_o @ C.y}{bl_o @ C.s} \right]$

r_e = radio de drene [ft]

r_w = radio de pozo [ft]

Dado que la mayoría de los parámetros del lado izquierdo de la ecuación son constantes, pueden agruparse en un único coeficiente conocido como Índice de Productividad (IP):

$$q = PI(\bar{p}_r - p_{wf}), \quad \dots (2.4.2)$$

Esta ecuación de estado indica que el influjo de líquido en el pozo es directamente proporcional a la caída de presión en el fondo. El extremo de la curva del Índice de Productividad (IP) corresponde a la presión promedio del yacimiento (p_r) cuando el gasto es cero. Por otro lado, el caudal máximo, conocido como Potencial Absoluto a Pozo Abierto

(AOF, por sus siglas en inglés), representa la producción máxima posible cuando la presión dinámica del yacimiento se reduce a cero (Hirschfeldt M, 2008).

2.2.2 Índice de productividad relativo

La curva IPR (Inflow Performance Relationship) se define como una herramienta matemática que permite evaluar el rendimiento de un pozo al graficar la relación entre la tasa de producción y la presión de flujo en el fondo del pozo (Figura 18). A lo largo del tiempo, diversos autores han desarrollado distintas formulaciones para la curva IPR, siendo algunas de las más representativas las siguientes (Xospa, 2023):

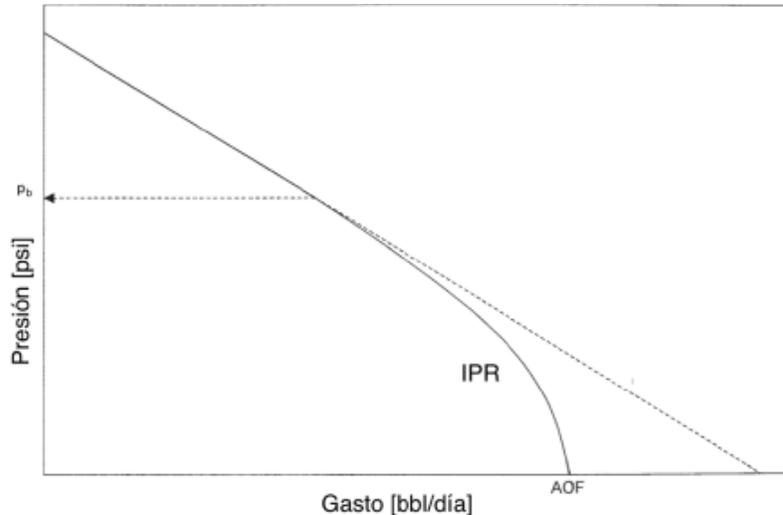


Figura 18. Curva IPR

Fuente: (Xospa, 2023)

Método de Vogel:

Vogel fue pionero en desarrollar un método sencillo para predecir el rendimiento de los pozos petroleros. Su relación empírica de IPR se basa en simulaciones por computadora. Para aplicarla, es necesario obtener el gasto de producción y la presión de fondo del pozo mediante una prueba de producción, lo que permite estimar la presión promedio del yacimiento en ese momento. Luego, se calcula la tasa máxima de producción de petróleo, que sirve para estimar las tasas de producción a diferentes presiones de fondo (Xospa, 2023).

Vogel generó las curvas IPR adimensionales para diversos tipos de yacimientos y derivó la siguiente relación:

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{pwf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{pwf}}{P_r} \right)^2, \quad \dots (2.2.2.1)$$

Donde:

Q_o = gasto de aceite en P_{wf}

Q_{omax} = tasa máxima de flujo AOF

P_r = presión promedio actual de yacimiento, [psia]

P_{wf} = presión de fondo fluyendo, [psia]

El IPR de Vogel establece la relación entre la presión de fondo fluyente y la producción. En la región de dos fases, la curva se vuelve no lineal debido a la liberación de gas en solución, reduciendo la producción. Vogel asume que la presión inicial del yacimiento corresponde al punto de burbuja, donde la curva IPR comienza y no hay gas liberado al inicio (Xospa, 2023).

Método de Standing:

Standing (1970) amplió el enfoque de Vogel para estimar la IPR futura de un pozo en función de la presión del yacimiento, señalando que la ecuación de Vogel puede reformularse como se muestra:

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{pwf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{pwf}}{P_r} \right)^2, \quad \dots (2.2.2.2)$$

La modificación de Standing fue que introdujo el concepto de índice de productividad, quedando como se muestra:

$$J = \frac{Q_o}{P_r} \left(1 + 0.8 \left(\frac{P_{pwf}}{P_r} \right) \right), \quad \dots (2.2.2.3)$$

Standing fue pionero en la predicción del comportamiento futuro de los pozos utilizando la IPR de Vogel con un índice de productividad multifásico modificado. Su método relaciona el desempeño actual con el futuro, pero requiere conocer propiedades del fluido y permeabilidad relativa, lo que lo hace complejo debido a la necesidad de estimar saturaciones y propiedades del fluido a una presión futura del yacimiento (Petrowiki, 2006).

2.2.3 Índice de productividad compuesto

El IP compuesto combina diferentes índices de productividad y se basa en la Ley de Darcy cuando la presión del yacimiento supera el punto de burbuja. Sin embargo, cuando la presión cae por debajo de este punto, se aplica el modelo de Vogel. Este enfoque es especialmente útil cuando la presión del yacimiento P_r está por encima del punto de burbuja, pero la presión de fondo fluyente P_{wf} está por debajo. En la Figura 19 se muestra el IP compuesto.

Por lo tanto:

$$q_o = PI(\bar{P}_r - P_{wf}), \quad \dots (2.2.3.1)$$

Para:

$$P_{wf} \geq P_b,$$

Y para:

$$P_{wf} \leq P_b,$$

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{PI \times P_b}{1.8} \right) \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right], \quad \dots (2.2.3.2)$$

Donde:

$$q_b = PI \times (\bar{p}_r - p_b) = \text{caudal a } (p_{wf} = p_b) \quad \dots (2.2.3.3)$$

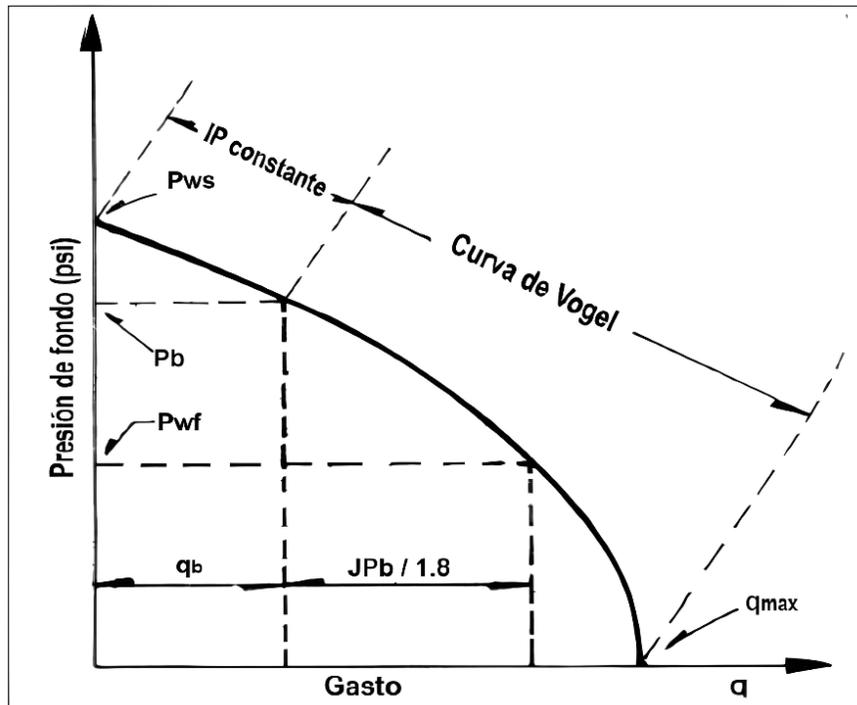


Figura 19. Índice de productividad combinado.

Fuente: (Hernández M. V., 2022)

2.3 Ecuaciones de flujo multifásico

En esta sección se presenta una serie de ecuaciones de FMT en el orden necesario para estimar las caídas de presión en una tubería. Los datos de entrada de estas ecuaciones corresponden a las propiedades de los fluidos.

Colgamiento sin resbalamiento

$$\lambda = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{1}{1 + \frac{q_o(R - R_s)B_g}{5.615(q_o * B_o + q_w * B_w)}} , \quad \dots (2.3.1)$$

Donde:

$$q'_L = \text{gasto de líquido a condiciones de escurrimiento} \left[\frac{bl_L @ C.y}{dia} \right]$$

$$q'_g = \text{gasto de gas a condiciones de escurrimiento} \left[\frac{ft^3 @ C.y}{dia} \right]$$

$$R = \text{relación gas-aceite producidos} \left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ c.s.}}{bl @ c.s.} \right]$$

$$R_s = \text{relación de solubilidad} \left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ C.s.}}{bl @ c.s.} \right]$$

$$B_g = \text{factor de volumen del gas} \left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ C.y}}{ft^3 \text{ gas @ C.s.}} \right]$$

$$q_o = \text{gasto de aceite} \left[\frac{bl_o @ C.s.}{dia} \right]$$

$$B_o = \text{factor de volumen del petróleo} \left[\frac{bl \text{ de aceite @ c.y.}}{bl \text{ de aceite @ c.s.}} \right]$$

$$q_w = \text{gasto de agua} \left[\frac{bl_w @ C.s.}{dia} \right]$$

$$B_w = \text{factor de volumen del agua} \left[\frac{bl_w @ C.y.}{bl_w @ C.s.} \right]$$

Fo y Fw:

$$F_o = \frac{q_o B_o}{q_w B_w + q_o B_o} , \quad \dots (2.3.2)$$

$$F_w = 1 - F_o , \quad \dots (2.3.3)$$

Donde:

$$q_o = \text{gasto de aceite} \left[\frac{bl_o @ C.s.}{dia} \right]$$

$$B_o = \text{factor de volumen del petróleo} \left[\frac{bl \text{ de aceite @ c.y.}}{bl \text{ de aceite @ c.s.}} \right]$$

$q_w =$ gasto de agua $\left[\frac{bl_w @ C.s}{dia} \right]$

$B_w =$ factor de volumen del agua $\left[\frac{bl_w @ C.y}{bl_w @ C.s} \right]$

Densidad del aceite

$$\rho_o = \frac{62.4 * \gamma_o + 0.01362 * R_s * \gamma_{gd}}{B_o}, \quad \dots (2.3.4)$$

$$\rho_o = \rho_{ob} * e^{(c_o(P-P_b))}, \quad \dots (2.3.5)$$

Donde:

$\gamma_o =$ densidad del aceite [adi]

$R_s =$ relación de solubilidad $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas} @ C.s}{bl @ C.s} \right]$

$\gamma_{gd} =$ densidad relativa del gas disuelto [adi]

$B_o =$ factor de volumen del petróleo $\left[\frac{bl \text{ de aceite} @ C.y.}{bl \text{ de aceite} @ C.s.} \right]$

$\rho_{ob} =$ densidad del aceite a la presión de burbuja $\left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]$

$C_o =$ compresibilidad del petróleo $[psi^{-1}]$

$p =$ presión [psia]

$p_b =$ presión de burbuja [psia]

Densidad del agua saturada

$$\rho_w = \frac{62.43}{B_w}, \quad \dots (2.3.6)$$

Donde:

$B_w =$ factor de volumen del agua $\left[\frac{bl_w @ C.y.}{bl_w @ C.s} \right]$

Densidad del agua bajosaturada

$$\rho_w = \rho_{wb} \exp(-C_w(p - p_b)), \quad \dots (2.3.7)$$

Donde:

$\rho_{wb} =$ densidad del agua a la presión de saturación $\left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]$

p = presión [psia]

C_w = compresibilidad del agua $\left[\frac{pg^2}{lb}\right]$

p_b = presión de burbuja [psia]

Densidad de la mezcla de líquidos

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w , \quad \dots (2.3.8)$$

Donde:

ρ_o = densidad del aceite $\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$

f_o = flujo fraccional del aceite [adi]

ρ_w = densidad del agua $\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$

f_w = flujo fraccional del agua [adi]

Viscosidad del líquido

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w , \quad \dots (2.3.9)$$

Donde:

μ_o = viscosidad del aceite [Cp]

f_o = flujo fraccional del aceite [adi]

μ_w = viscosidad del agua [Cp]

f_w = flujo fraccional del agua [adi]

Tensión del aceite, agua y líquido

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047 * T - 0.267 * \text{°API}) * e^{(-0.0007 * p)}, \quad \dots (2.3.10)$$

$$\sigma_w = \left(\frac{278 - T}{206}\right) * (\sigma_{w2} - \sigma_{w1}) + \sigma_{w1} , \quad \dots (2.3.11)$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w , \quad \dots (2.3.12)$$

Donde:

p = presión [psia]

T = temperatura [°F]

API = Grados API del petróleo [adi]

σ_w = tensión superficial del agua $\left[\frac{dinas}{cm}\right]$

σ_o = tensión superficial del aceite $\left[\frac{dinas}{cm}\right]$

f_o = flujo fraccional del aceite [adi]

f_w = flujo fraccional del agua [adi]

Viscosidad de mezcla

$$\mu_{ns} = \mu_l \lambda + \mu_g (1 - \lambda), \quad \dots (2.3.13)$$

Donde:

μ_l = viscosidad del líquido [Cp]

λ = colgamiento de líquido sin resbalamiento [adi]

μ_g = viscosidad del gas [Cp]

Densidad de mezcla

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda), \quad \dots (2.3.14)$$

Donde:

ρ_L = densidad del líquido $\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$

λ = colgamiento de líquido sin resbalamiento [adi]

ρ_g = densidad del gas $\left[\frac{lb_m}{ft^3}\right]$

VsL, Vsg y Vm

$$v_{sL} = \frac{q'_L}{A_p} = \frac{6.4979 \times 10^{-5} (q_o * B_o + q_w * B_w)}{\frac{A_p}{144}}, \quad \dots (2.3.15)$$

$$v_{sg} = \frac{q'_g}{A_p} = \frac{1.1574 \times 10^{-5} * q_o (R - R_s) B_g}{\frac{A_p}{144}}, \quad \dots (2.3.16)$$

$$v_m = \frac{q'_L + q'_g}{A_p} = v_{sl} + v_{sg}, \quad \dots (2.3.17)$$

Donde:

q'_L = gasto de líquido a condiciones de escurrimiento $\left[\frac{bl_L @ C.y}{dia}\right]$

q'_g = gasto de gas a condiciones de escurrimiento $\left[\frac{ft^3 @ C.y}{dia}\right]$

R = relación gas-aceite producidos $\left[\frac{ft^3 de gas @ c.s.}{bl_o @ c.s.}\right]$

R_s = relación de solubilidad $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ } C.s}{bl @ C.s} \right]$

B_g = factor de volumen del gas $\left[\frac{ft^3 \text{ de gas @ } C.y}{ft^3 \text{ gas @ } C.s} \right]$

q_o = gasto de aceite $\left[\frac{bl_o @ C.s}{dia} \right]$

B_o = factor de volumen del petróleo $\left[\frac{bl \text{ de aceite @ } C.y}{bl \text{ de aceite @ } C.s} \right]$

q_w = gasto de agua $\left[\frac{bl_w @ C.s}{dia} \right]$

B_w = factor de volumen del agua $\left[\frac{bl_w @ C.y}{bl_w @ C.s} \right]$

A_p = área de la sección transversal de la tubería [pg^2]

Número de la velocidad de líquido y el número de la velocidad de gas

$$N_{LV} = 1.938 * V_{SL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25}, \quad \dots (2.3.18)$$

$$N_{GV} = 1.938 * V_{SG} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25}, \quad \dots (2.3.19)$$

Donde:

V_{SL} = Velocidad superficial del líquido $\left[\frac{ft}{s} \right]$

V_{SG} = Velocidad superficial del gas $\left[\frac{ft}{s} \right]$

ρ_L = densidad del liquido $\left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]$

σ_L = tension superficial del liquido $\left[\frac{dinas}{cm} \right]$

Balance de energía en una tubería

$$P_1 = P_2 + 2.158 \times 10^{-4} \rho_m g (h_2 - h_1) + 13.676 f \rho_m v_m^2 \frac{(L_2 - L_1)}{2\phi}, \quad \dots (2.3.20)$$

p = presión [psia]

ρ_m = densidad de la mezcla $\left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]$

L = longitud [ft]

g = aceleración de la gravedad = 32.174

ϕ = diámetro [pg]

h = profundidad [ft]

f = factor de fricción del diagrama de Moody [adi]

v_m = Velocidad de la mezcla $\left[\frac{ft}{s} \right]$

2.4 Secuencia de diseño propuesta

2.4.1 Información básica requerida

El diseño comienza con la recolección de la información mostrada en la Tabla 1, donde se exponen los pormenores que debe tener:

Tabla 1. Información básica requerida.

Elemento	Información	Especificaciones
1	Reporte PVT composicional	Se requiere que el PVT sea el composicional porque se requieren datos de composición como el peso molecular del gas libre, la densidad relativa del gas producido, la gravedad API del aceite muerto, etc.
2	Histórico de presión media del yacimiento.	Este histórico es necesario porque el diseño del SAP BNC está sujeto a presiones de fondo estáticas futuras. Entre más densidad de datos es mejor para calcular la proyección futura.
3	Estado mecánico del pozo a convertir a pozo con SAP BNC.	Se requiere principalmente las distribuciones de la TR de producción y la TP, así como la profundidad del empacador y el NMIP.
4	Comportamiento de afluencia del pozo a diseñar o de un pozo análogo perteneciente al mismo campo.	Este comportamiento se puede estimar mediante una prueba presión-producción efectuada en el pozo en cuestión. Si se cuenta con una prueba presión-producción de un pozo análogo también se puede utilizar. Con base en este comportamiento de afluencia, se pueden estimar los comportamientos de afluencia futuros, los cuales serán utilizados para el diseño del SAP BNC.
5	Condiciones operativas esperadas.	Se requieren para el diseño parámetros como el Q_o requerido, el corte de agua (W_c) esperado, la P_{wh} y la T_{wh} esperadas, etc.

2.4.2 Secuencia de diseño

En la Figura 20 y Figura 21 se expone la secuencia de diseño propuesta. La cual se explica y se desarrolla en el resto de la tesis.

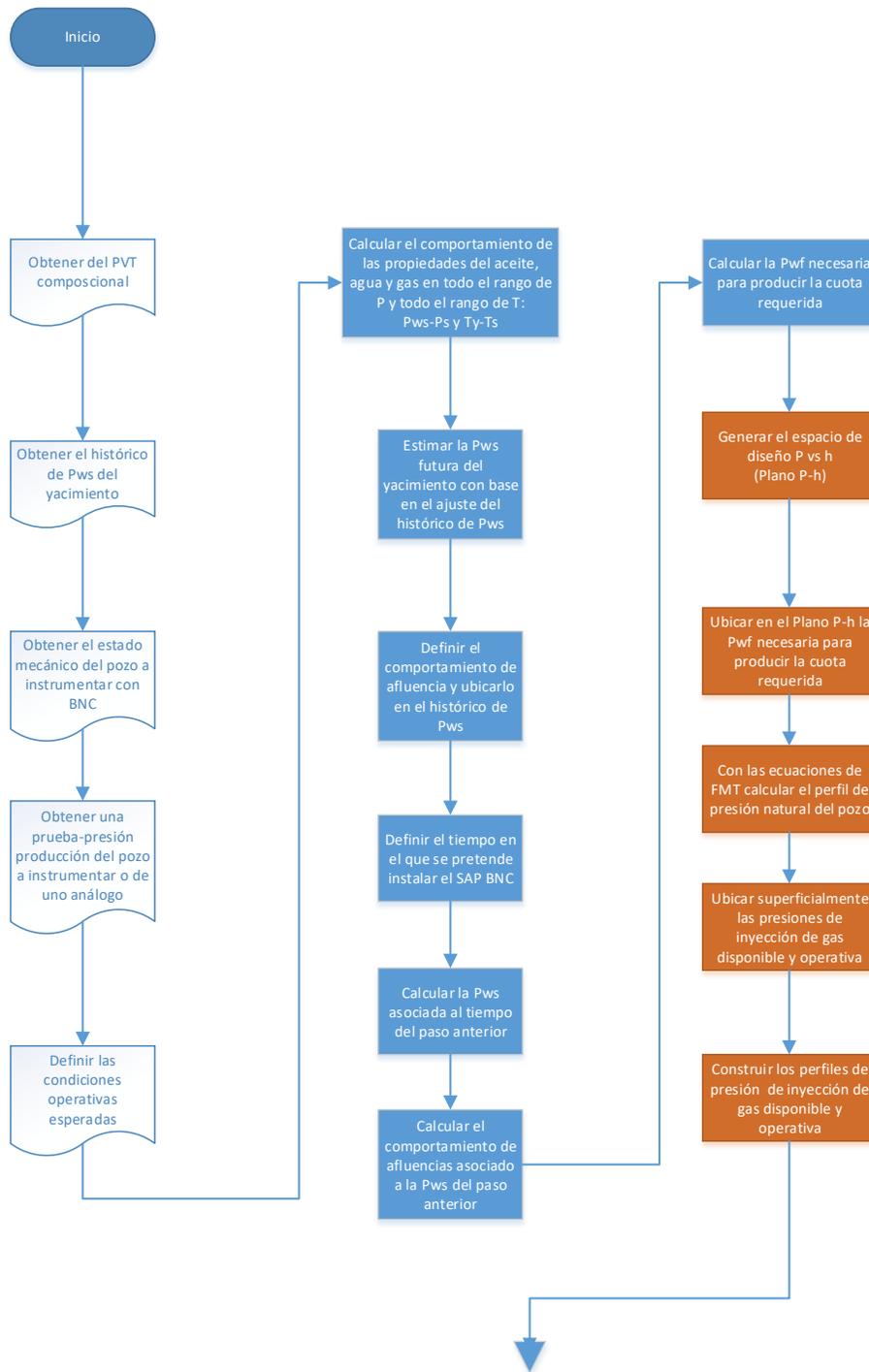


Figura 20. Secuencia de diseño propuesta, parte 1.

Fuente: Elaboración propia.

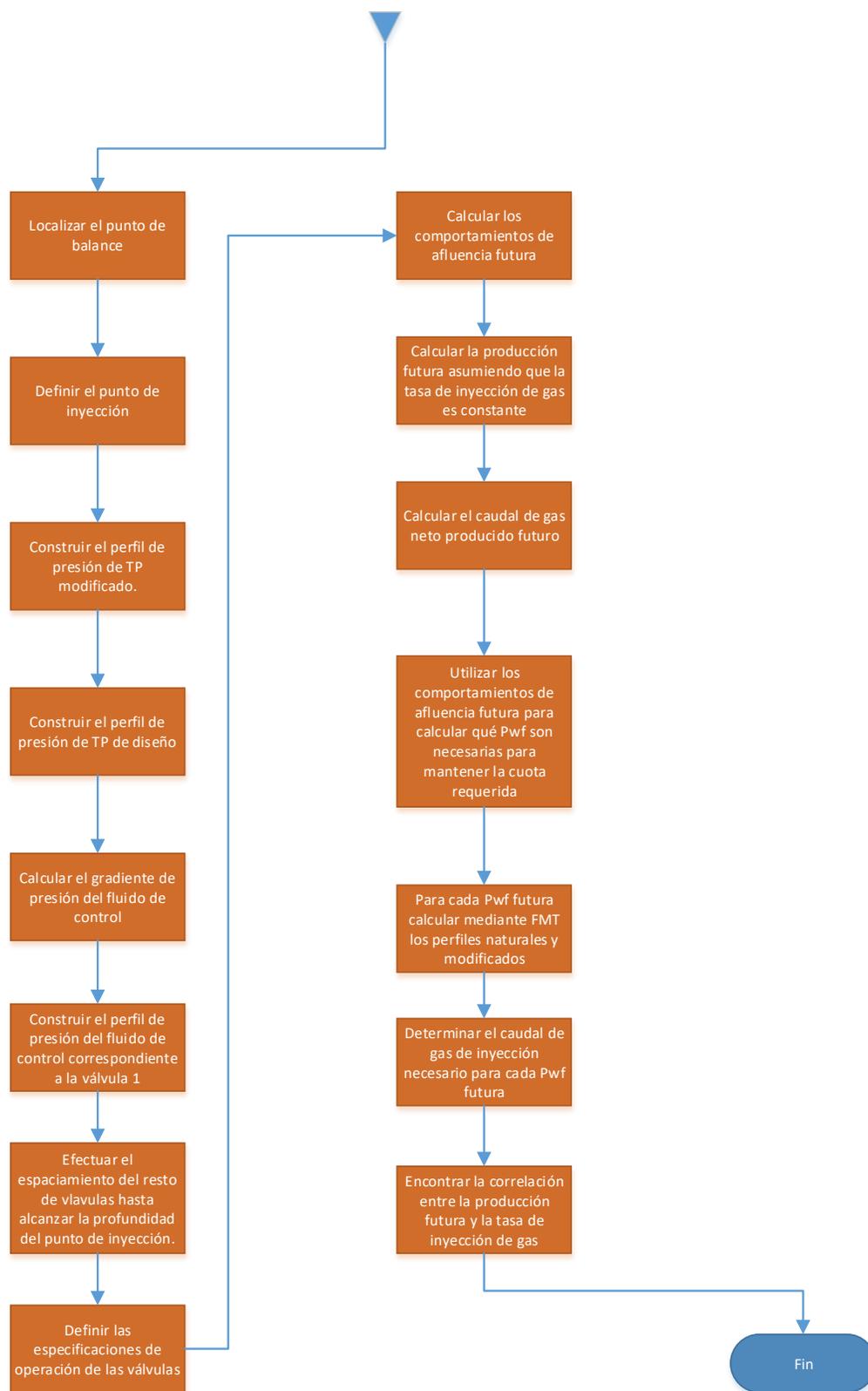


Figura 21. Secuencia de diseño propuesta, parte 2.

Fuente: Elaboración propia.

3 Diseño de arranque de un BNC

El diseño de arranque de un BNC corresponde a la definición del espaciamiento de válvulas que van a permitir drenar el fluido de control presente en el pozo antes de ponerlo en operación.

En los siguientes subtemas se muestran la información que se va a necesitar para diseñar el sistema, es decir, con esta información se pretende dimensionar el espaciamiento de las válvulas de drene y operante.

3.1 Definición de la información de entrada

3.1.1 Comportamiento de las propiedades de los fluidos

En la Tabla 2, se muestra la variación de las propiedades R_s , B_o , μ_o en función de la presión. Estos valores se obtuvieron de manera artificial, es decir, con base en el estudio de diferentes PVT, se encontró una correlación entre la gravedad API y los valores estándar de las propiedades antes mencionadas. Así mismo, desde la Figura 22 hasta la Figura 25 se muestra gráficamente el comportamiento de dichas propiedades.

Tabla 2. Comportamiento PVT del aceite a utilizar para el diseño.

#	P (psia)	R_s (scf/stb)	B_o (rb/stb)	μ_o (cP)
1	4281	457.7	1.188	3.85
2	3142	457.7	1.202	3.40
3	2915	457.7	1.206	3.32
4	2817	457.7	1.208	3.29
5	2763	457.7	1.209	3.27
6	2728	457.7	1.210	3.26
Pb 7	2704	457.7	1.211	3.26
8	2671	450.8	1.208	3.30
9	2637	443.9	1.205	3.35
10	2569	430.3	1.199	3.45
11	2434	403.1	1.188	3.67
12	2164	349.8	1.166	4.19
13	1623	247.3	1.124	5.72
14	541	65.8	1.054	14.45
15	14.7	0.9	1.030	27.22

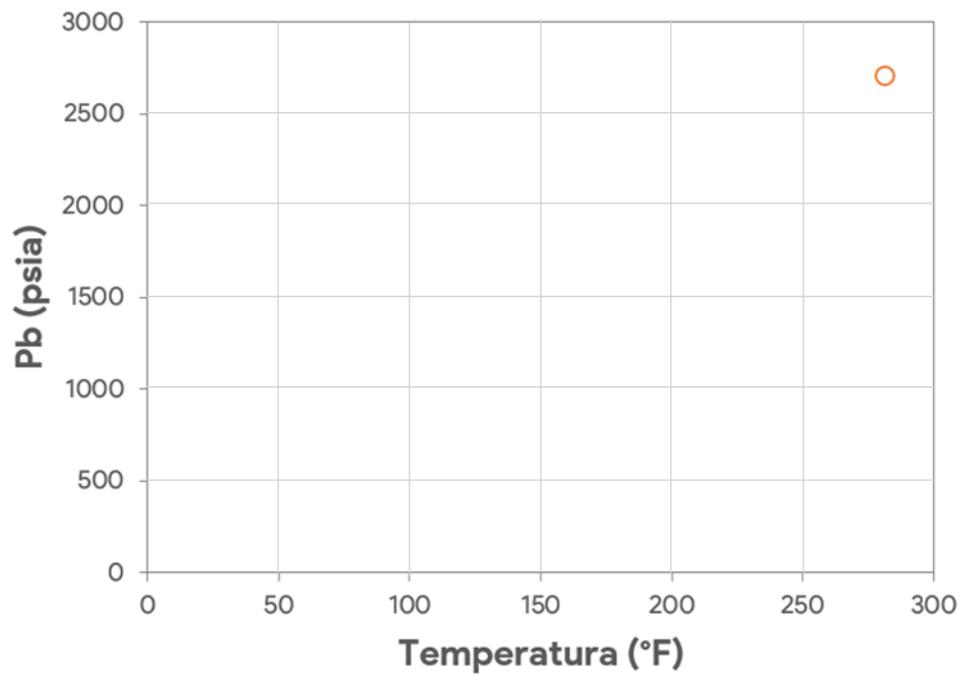


Figura 22. Comportamiento de la Pb en función de la Temperatura

Fuente: Elaboración Propia.

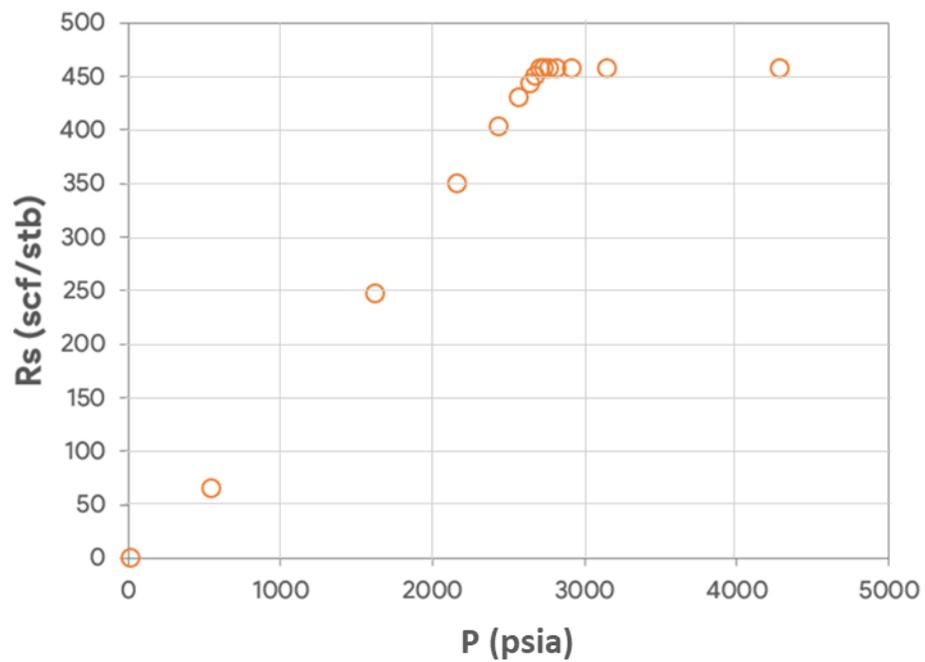


Figura 23. Comportamiento de la Rs en función de la presión.

Fuente: Elaboración Propia.

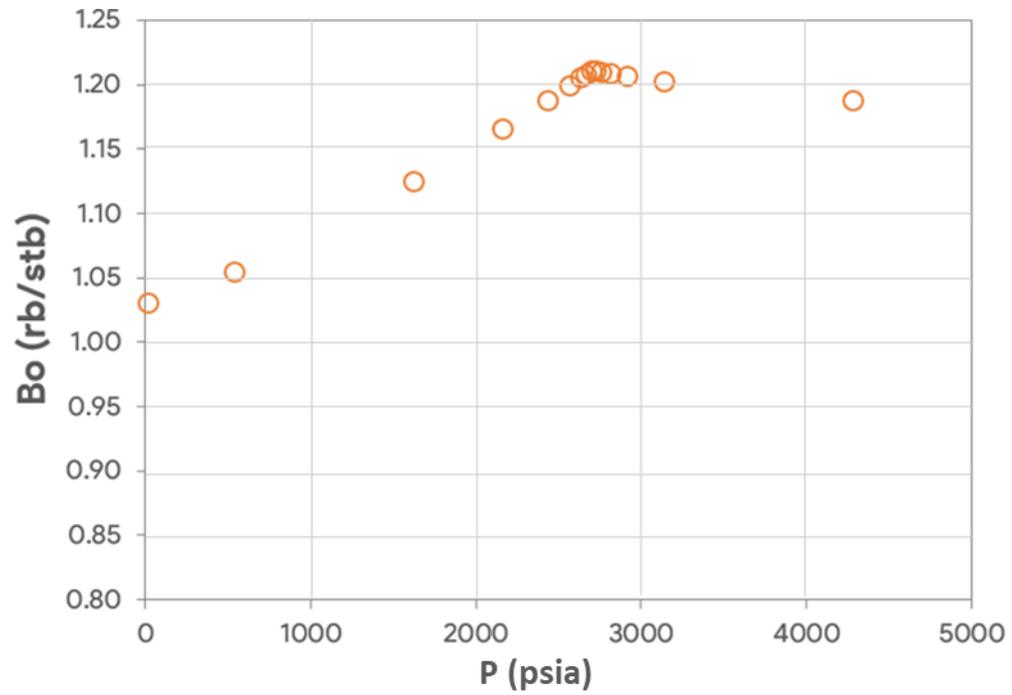


Figura 24. Comportamiento del Bo en función de la presión.

Fuente: Elaboración Propia.

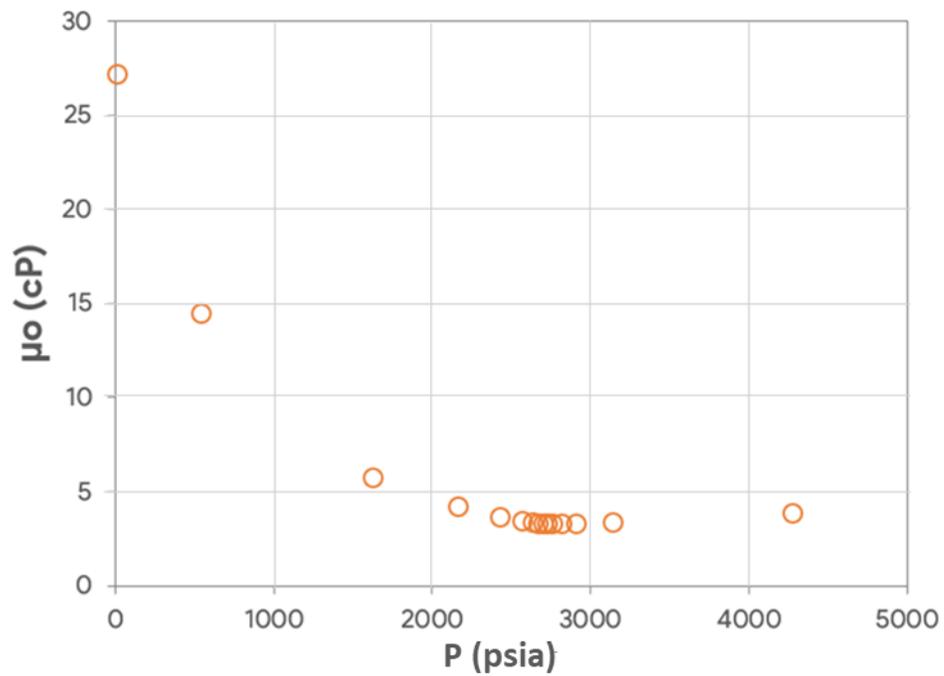


Figura 25. Comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la presión.

Fuente: Elaboración Propia.

3.1.2 Histórico de Pws

Con respecto al registro histórico de presión media de yacimiento (Pws), éste se generó mediante el análisis de distintos registros de Pws, los cuales tienen en común una tendencia de declinación hiperbólica. En este caso se generaron 61 registros de Pws en un intervalo de 12 años (Figura 26).

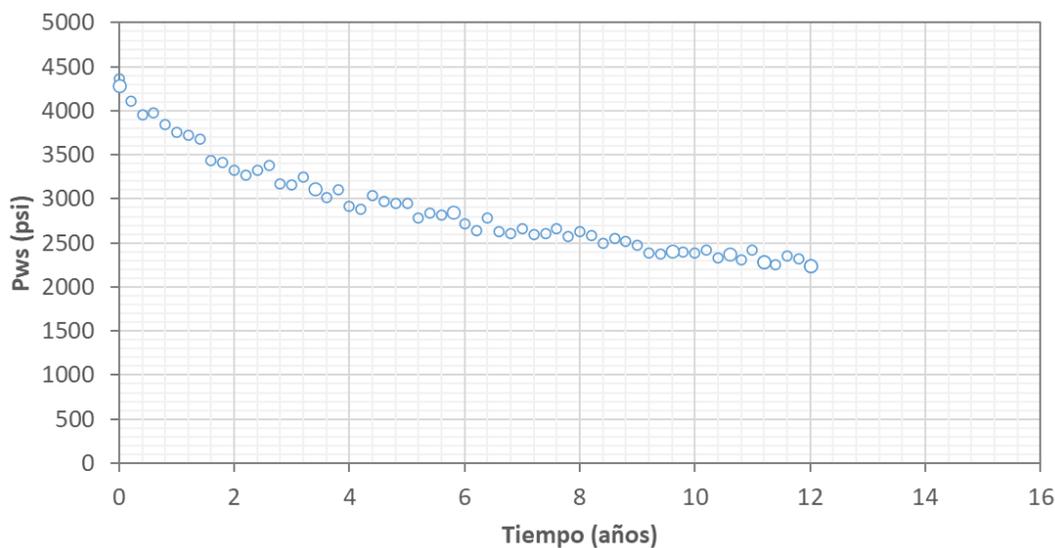


Figura 26. Histórico de presión de fondo estática utilizado para el diseño del BNC.

Fuente: Elaboración Propia.

3.1.3 Estado Mecánico del Pozo a Instrumentar

El estado mecánico a instrumentar con BNC se muestra en la Figura 27, donde se observa que es de 7 etapas y tiene una terminación convencional (con empacador de fondo a 7000 ft) con una TR de producción de 7 5/8", y un aparejo de producción telescopiado de 3 1/2" x 4 1/2" con un crossover a 5200 ft. Se considera una rugosidad media de 0.0006 in y el nivel medio de intervalo disparado se encuentra a 7500 ft.

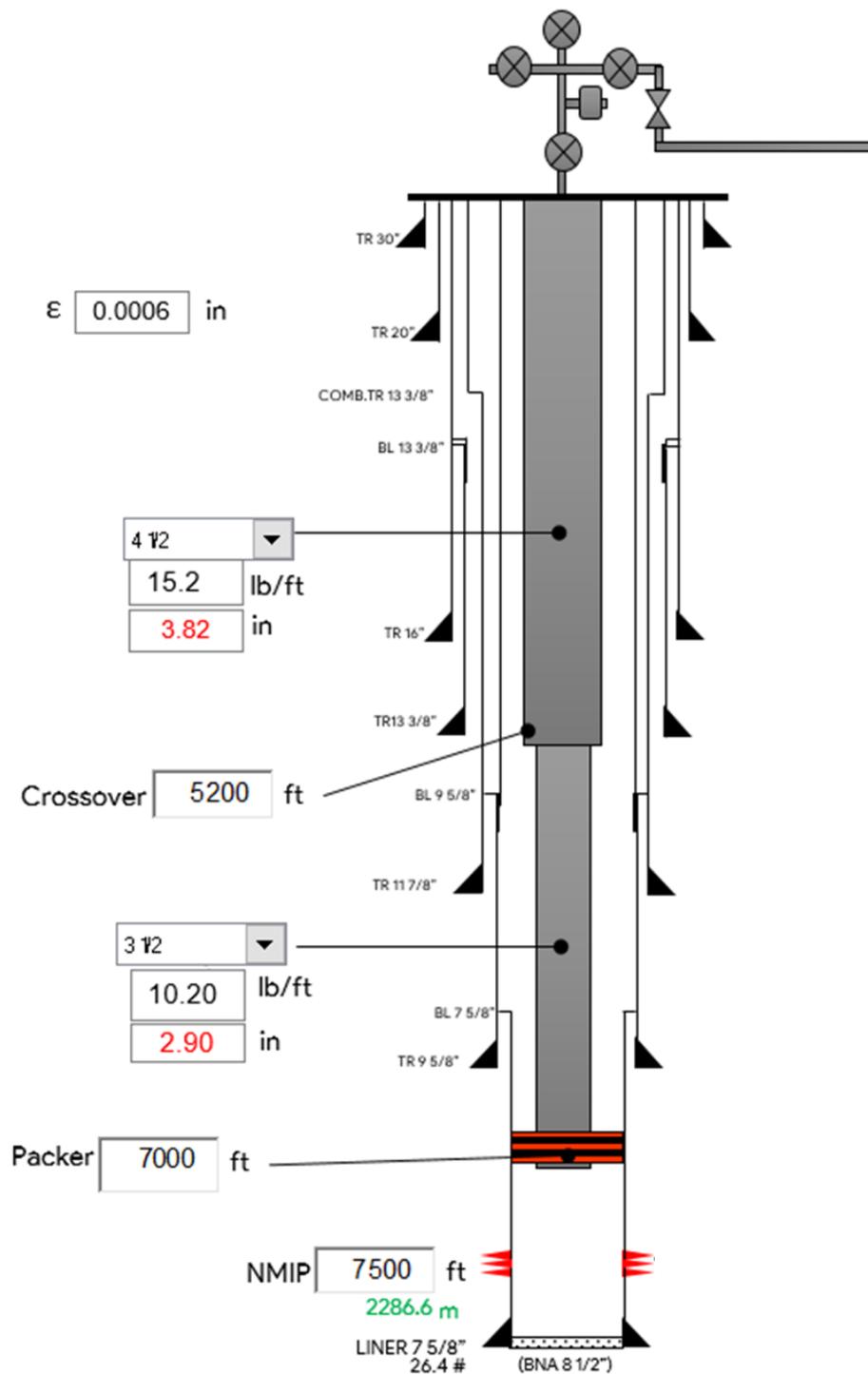


Figura 27. Estado mecánico a instrumentar con BNC¹.

Fuente: Elaboración Propia.

¹ La rugosidad $\epsilon=0.0006$ in es el valor estándar para todas las tuberías de producción y revestimiento del estado mecánico. (Huynh, 2021)

3.1.4 Comportamiento de afluencia asociado

Para nuestro comportamiento de afluencia, se propuso una serie de Q_o y P_{wf} que nos permitieron obtener un comportamiento de afluencia compuesto, el cual está asociado con el PVT mostrado en la Tabla 2, es decir, cuando tenemos presiones mayores a la P_b nuestro comportamiento es lineal y cuando tenemos presiones menores a la P_b nuestro comportamiento es relativo. Los valores asociados a este comportamiento se muestran en la Tabla 3.

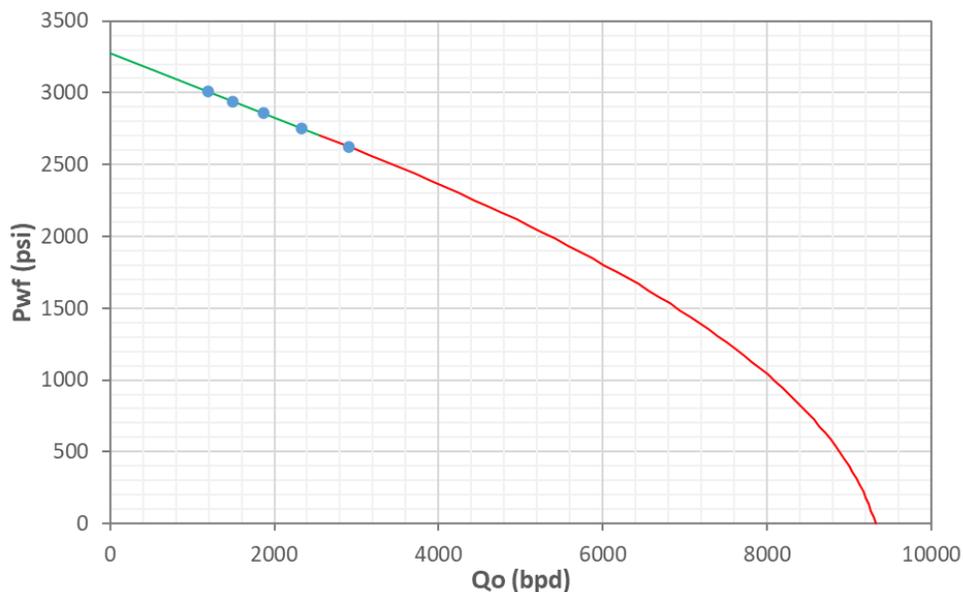


Figura 28. Comportamiento de afluencia a utilizar para el diseño de BNC.

Fuente: Elaboración Propia.

Q_o (bpd)	P_{wf} (psi)
1193	3008
1492	2942
1864	2859
2331	2756
2913	2625

Tabla 3. Valores para la construcción del comportamiento de afluencia.

3.1.5 Condiciones operativas esperadas

Para efectuar el diseño del BNC se propone una serie condiciones operativas esperadas las cuales se muestran en Figura 29, y se engloban en condiciones de cabeza (P_{wh} , T_{wh}) de separación (P_s y T_s), de fondo (T_y), y los gastos de aceite, agua y gas.

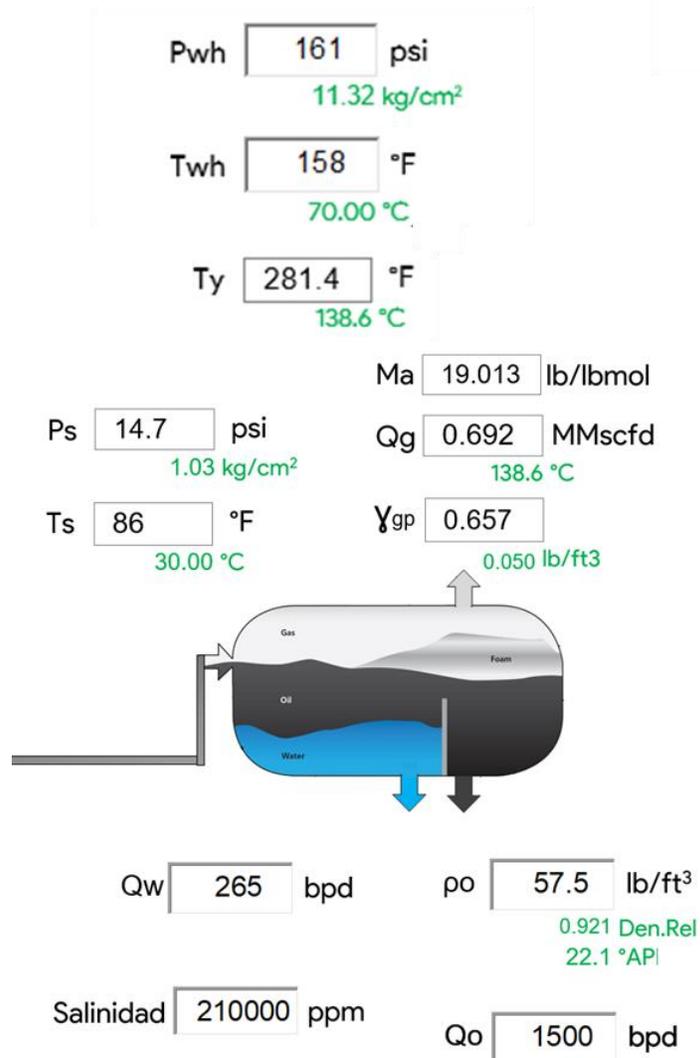


Figura 29. Condiciones operativas por utilizar para el diseño del BNC.

Fuente: Elaboración Propia.

3.2 Procedimiento de construcción

Debido a la gran cantidad de información a procesar y un elevado número de operaciones a efectuar, se recurrió al uso de Visual Basic de Excel. Y las figuras que se muestran en el apartado 3.1.1, corresponden a los resultados obtenidos.

3.2.1 Cálculo de las propiedades de los fluidos en Pws-Ps y Ty-Ts

Debido a que se desea conocer el comportamiento de las propiedades del aceite, agua y gas en todo el rango de presión y temperatura (Pws-Ps y Ty-Ts), se tiene que iniciar con la obtención de la Pb a diferentes temperaturas.

Durante la programación de las propiedades del aceite se hizo evidente, que, el valor de la propiedad calculada no se aproximaba al valor reportado en el PVT, por lo cual, fue necesario efectuar un procedimiento de ajuste para que los valores calculados representen lo reportado en el PVT, estos ajustes se muestran desde la Figura 30 hasta la Figura 33. Una vez que se efectuó el ajuste se llevó a cabo la variación de la temperatura para conocer el comportamiento de todas la propiedades en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts, estos resultados se muestran desde la Figura 34 hasta la Figura 45.

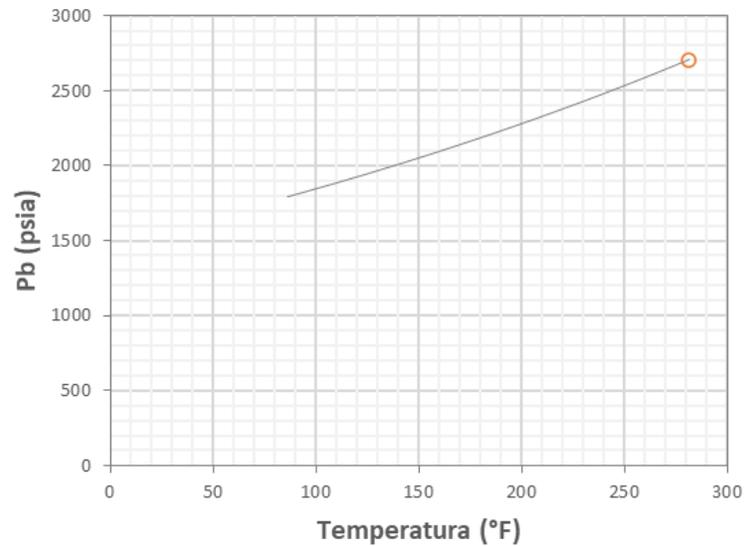


Figura 30. Ajuste de Pb

Fuente: Elaboración Propia.

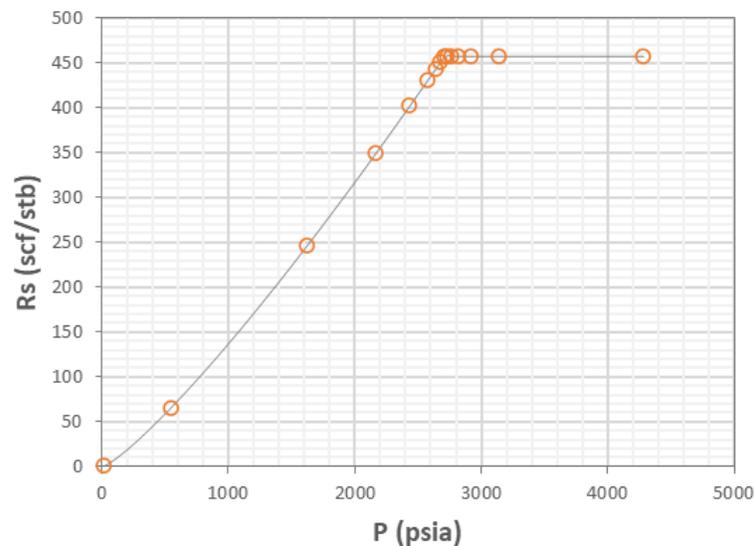


Figura 31. Ajuste de la Rs

Fuente: Elaboración Propia.

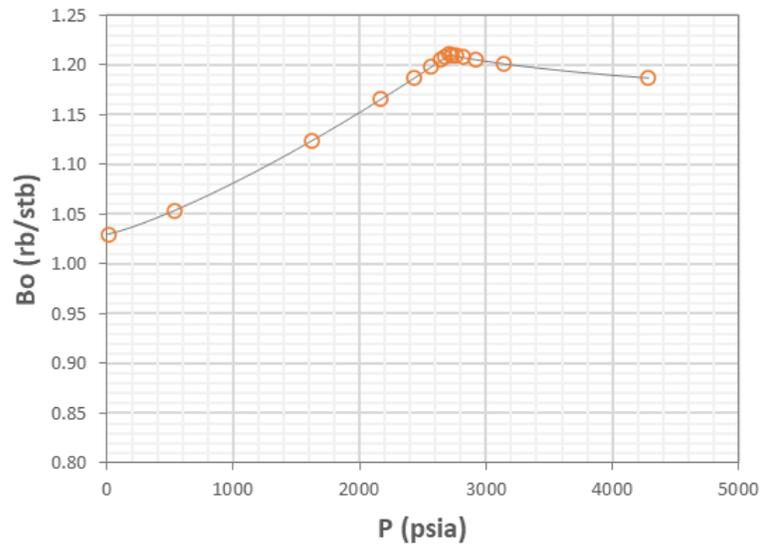


Figura 32. Ajuste del Bo.

Fuente: Elaboración Propia.

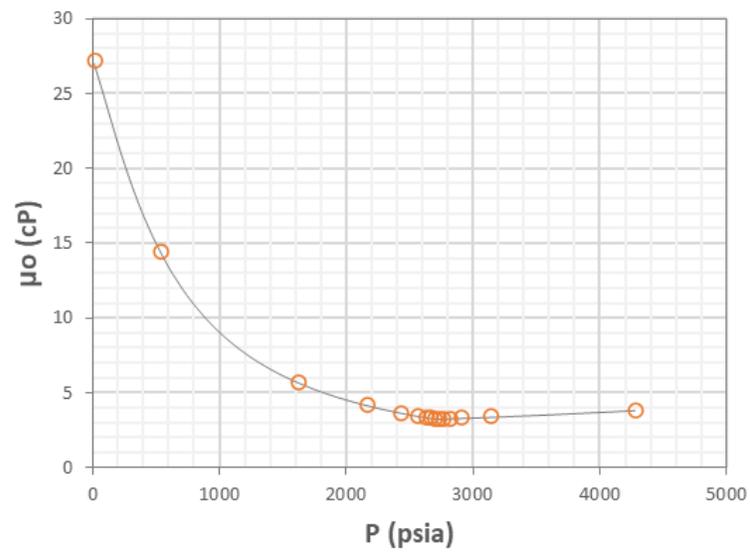


Figura 33. Ajuste de la viscosidad del aceite.

Fuente: Elaboración Propia.

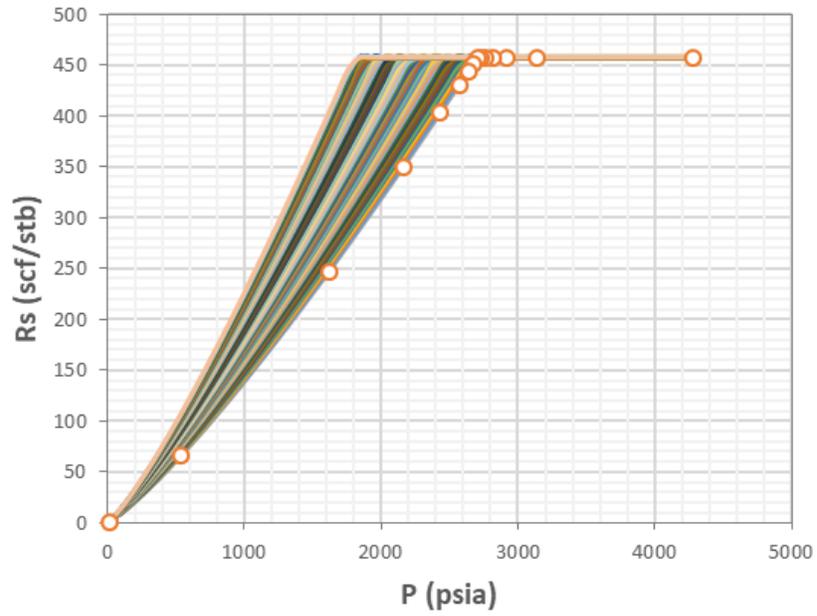


Figura 34. Comportamiento de la R_s en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

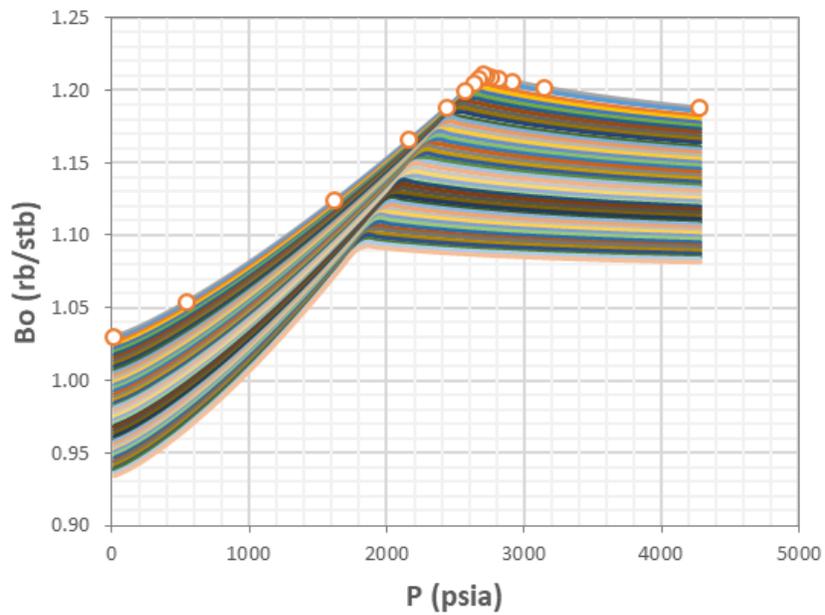


Figura 35. Comportamiento del B_o en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

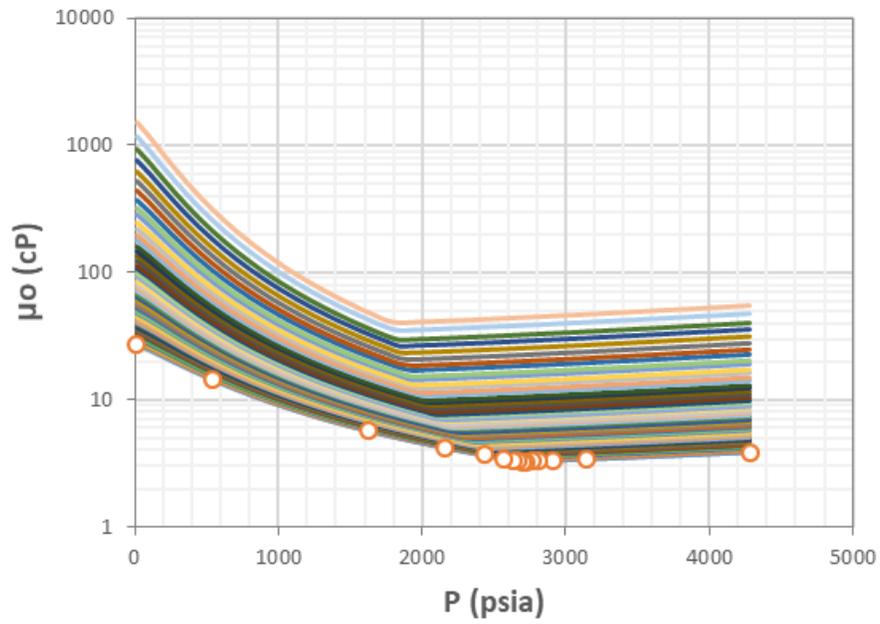


Figura 36. Comportamiento de la viscosidad del aceite en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

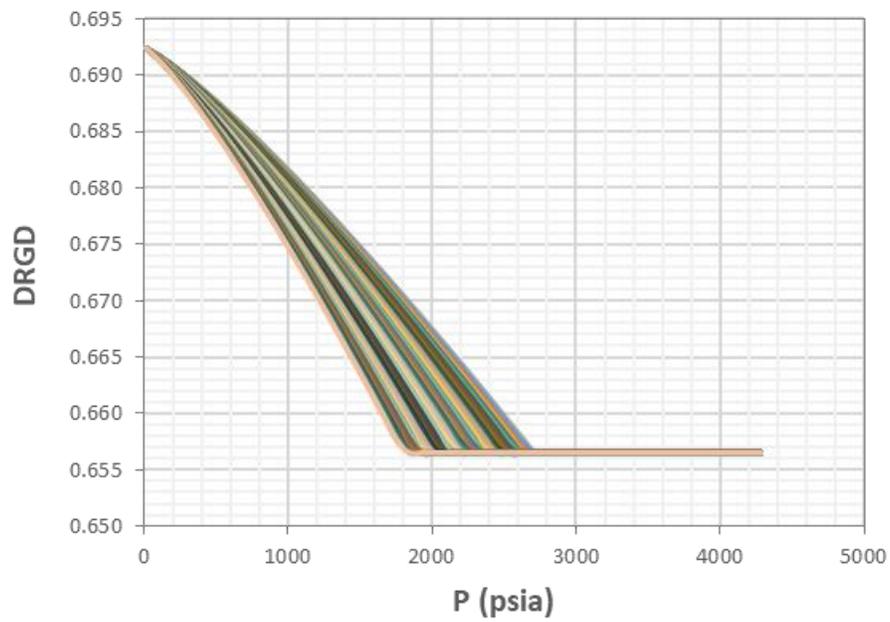


Figura 37. Comportamiento de la DRGD en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

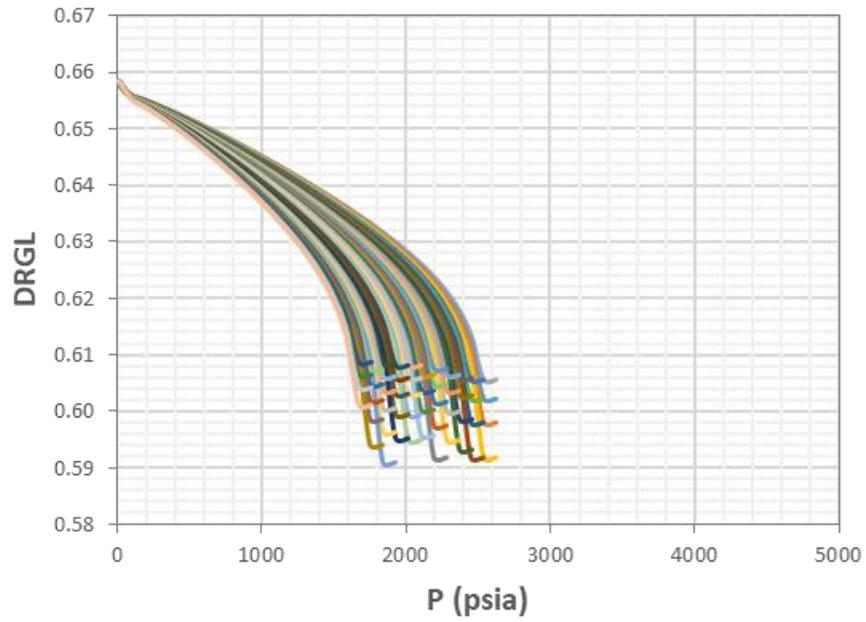


Figura 38. Comportamiento de a DRGL en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

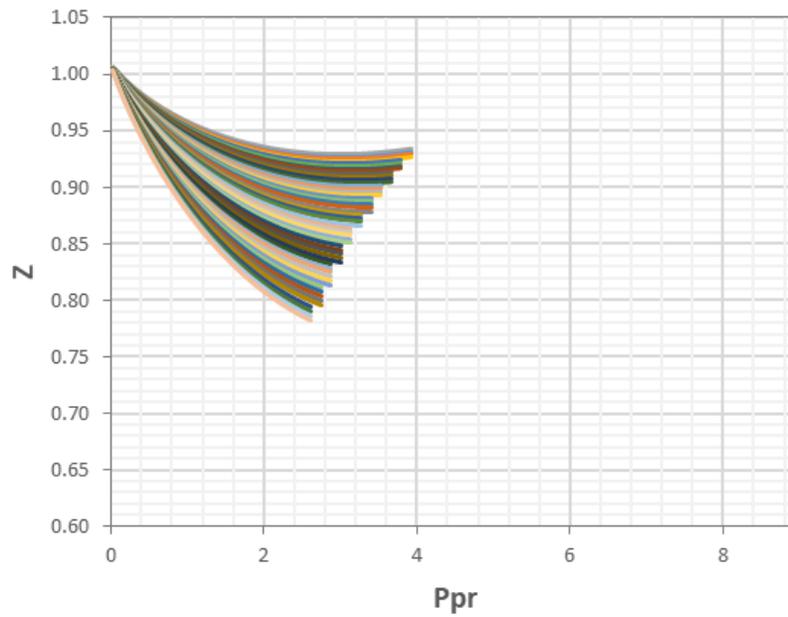


Figura 39. Comportamiento de Z en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

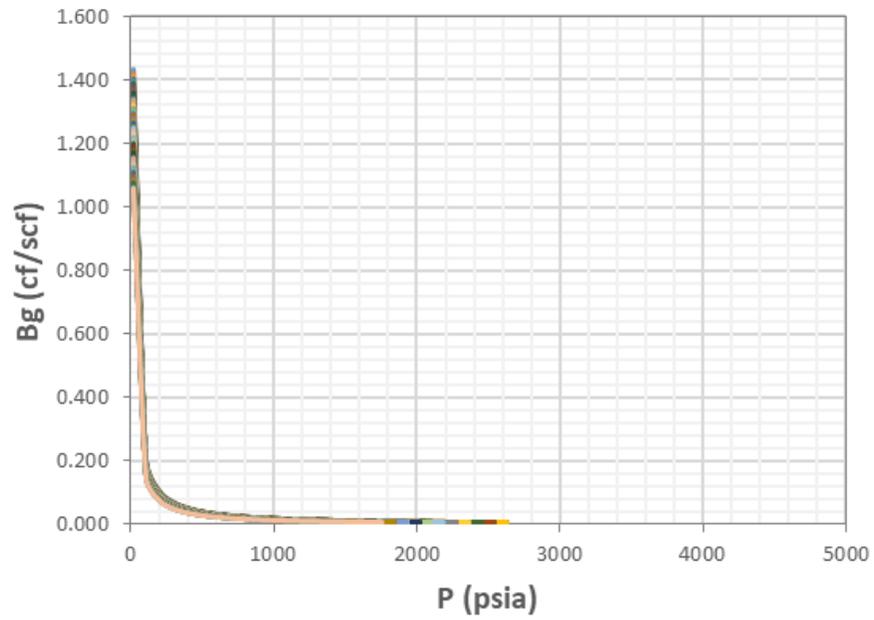


Figura 40. Comportamiento del B_g en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

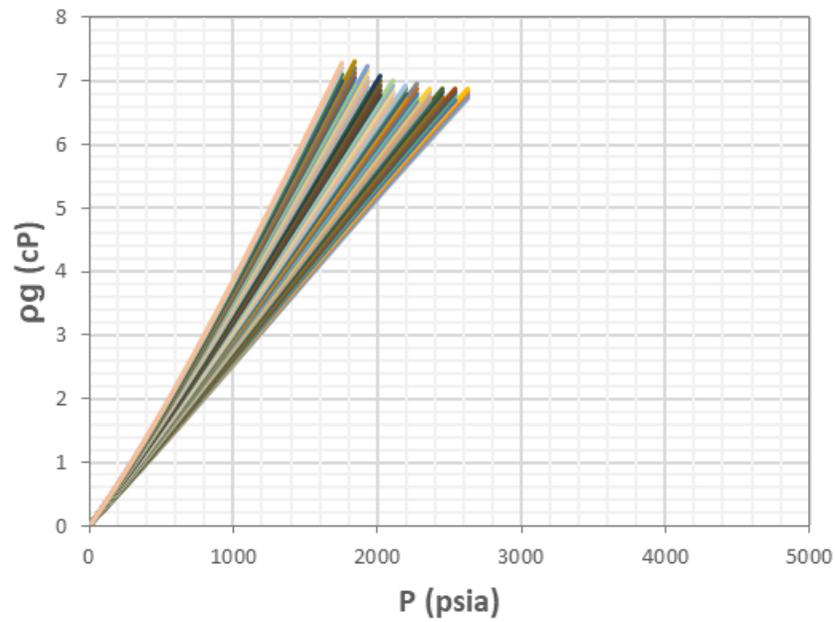


Figura 41. Comportamiento de la Densidad del gas en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

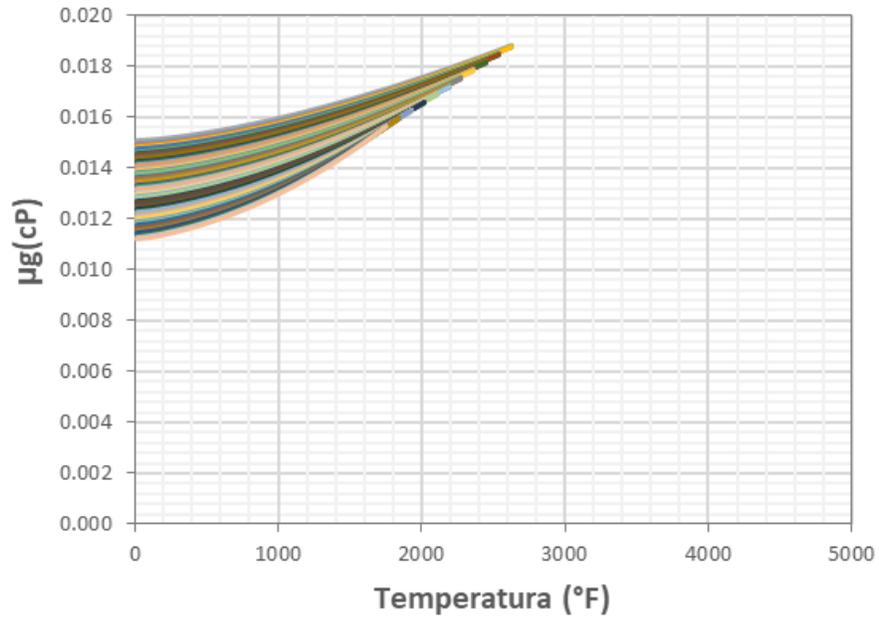


Figura 42. Comportamiento de la viscosidad del gas en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

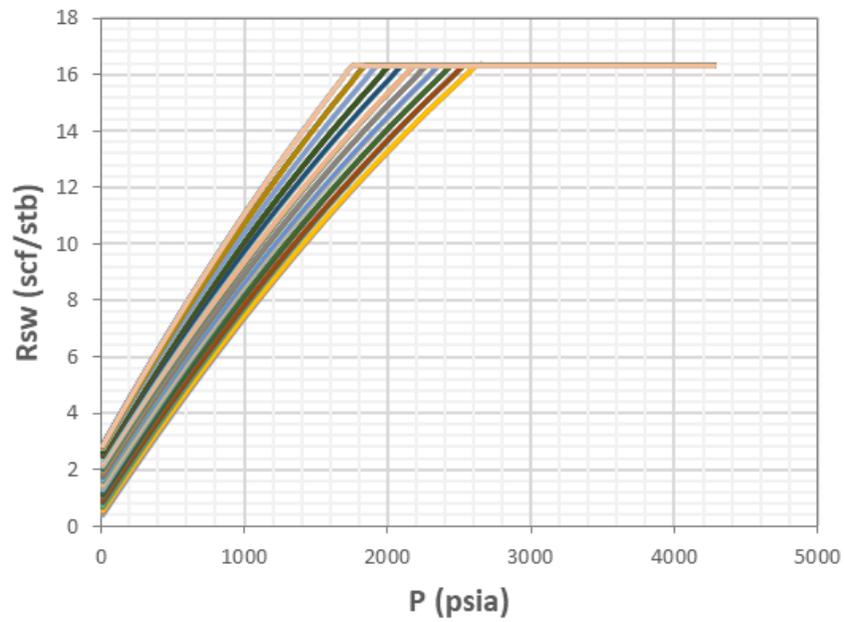


Figura 43. Comportamiento de la R_{sw} en todo el rango de P_{ws} - P_s y T_y - T_s .

Fuente: Elaboración Propia.

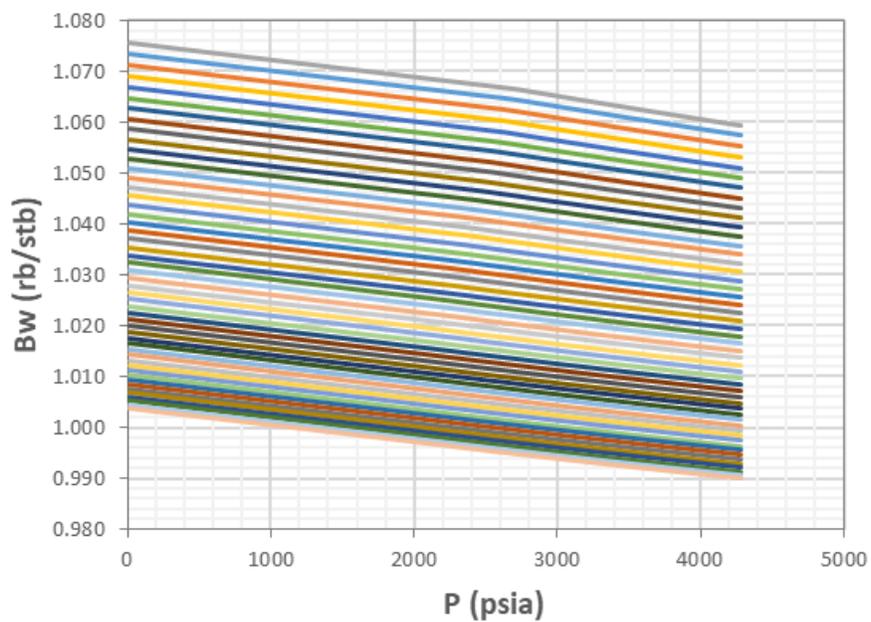


Figura 44. Comportamiento del Bw en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.

Fuente: Elaboración Propia.

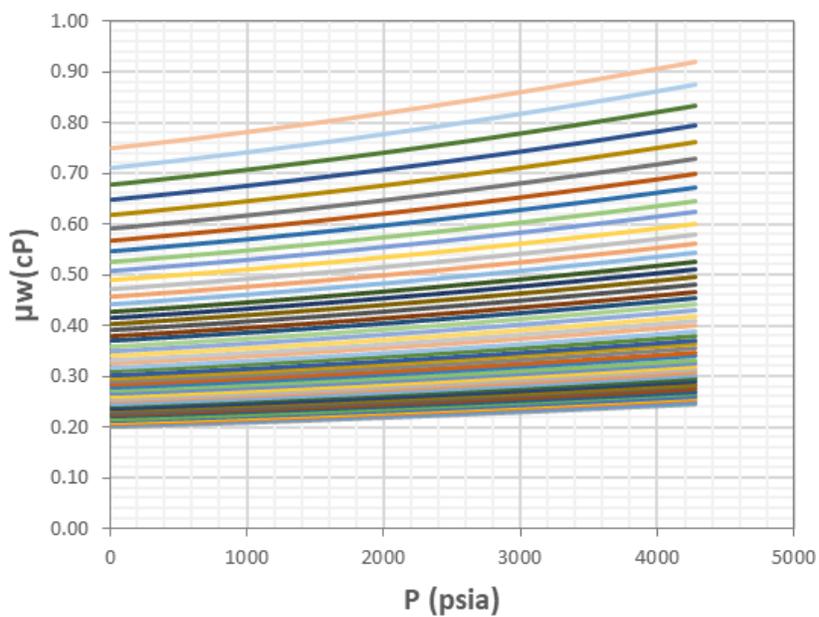


Figura 45. Comportamiento de la viscosidad del agua en todo el rango de Pws-Ps y Ty-Ts.

Fuente: Elaboración Propia.

3.2.2 Estimación de la Pws futura

Para definir una función que represente la tendencia de caída del histórico de Pws, se utilizó la ecuación de caída hiperbólica siguiente:

$$P_{ws_n} = \frac{P_{ws_0}}{(1 + b * D * t)^{\frac{1}{b}}}, \quad \dots (3.2.2.1)$$

donde:

P_{ws_0} = presión de fondo estática inicial

P_{ws_n} = presión de fondo estática a cualquier tiempo [Psi]

D = tasa de declinación inicial [adim]

b = exponente de declinación hiperbólico [adim]

t = tiempo [años]

Se utiliza una muestra del histórico de Pws y se satisface la ecuación anterior y con ella se obtiene una función para encontrar presiones de fondo estáticas futuras. Este caso se utilizó

la muestra de la Tabla 4 y la ecuación resultante fue: $P_{ws_n} = \frac{P_{ws_0}}{(1 + 3.261 * 0.172 * t)^{\frac{1}{3.261}}}$

Tabla 4. Muestra del histórico de Pws, para ajuste.

t (años)	Pws (psia)
0	4281
3.4	3112
5.8	2848
9.6	2409
10.6	2369
11.2	2287
11.2	2287
12	2245
12.0	2245

Utilizando la ecuación de ajuste es posible visualizar que se reproduce con exactitud la tendencia de caída de la Pws (Figura 46).

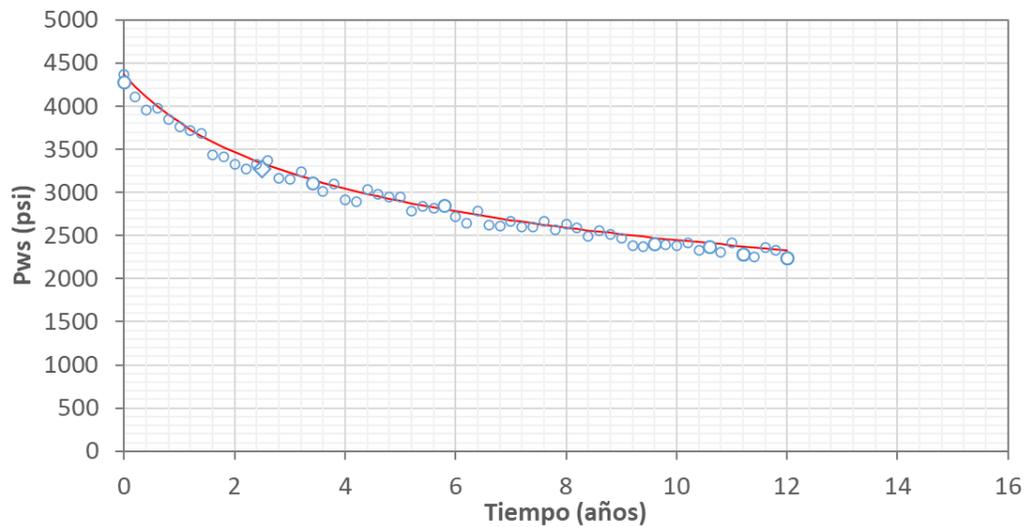


Figura 46. Función de ajuste del histórico de Pws.

Fuente: Elaboración Propia.

Posteriormente esta misma función se utiliza para encontrar las Pws futuras en un horizonte de 30 años (Figura 47).

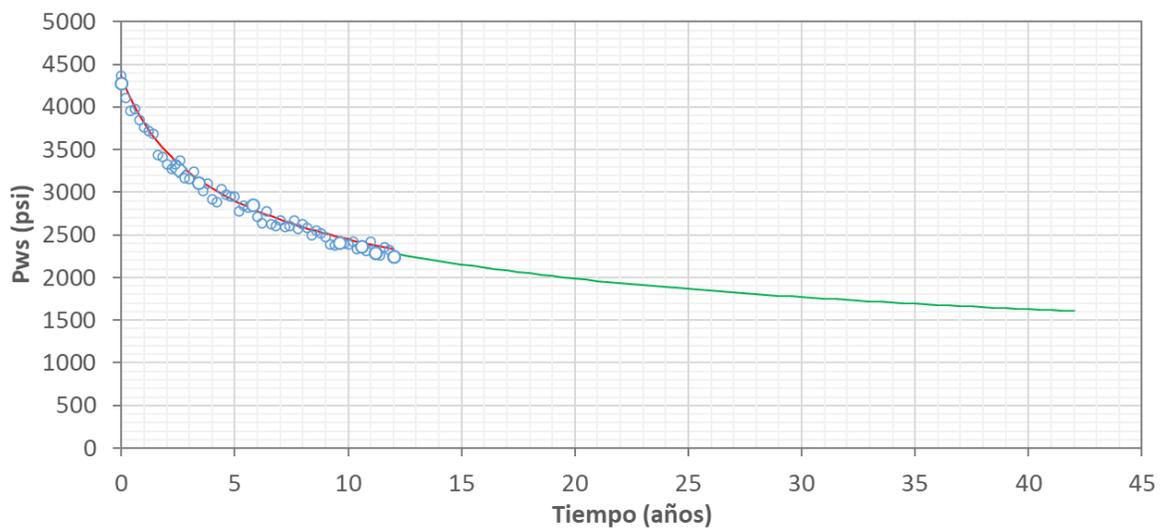


Figura 47. Proyección de Pws futuras.

Fuente: Elaboración Propia.

3.2.3 Localización del comportamiento de afluencia en el histórico de la Pws.

En la Figura 28 se definió el comportamiento de afluencia asociado al pozo que se desea instrumentar, sin embargo, la Pws de ese comportamiento es histórica, y se sitúa temporalmente en el tiempo 2.5 años (Figura 48).

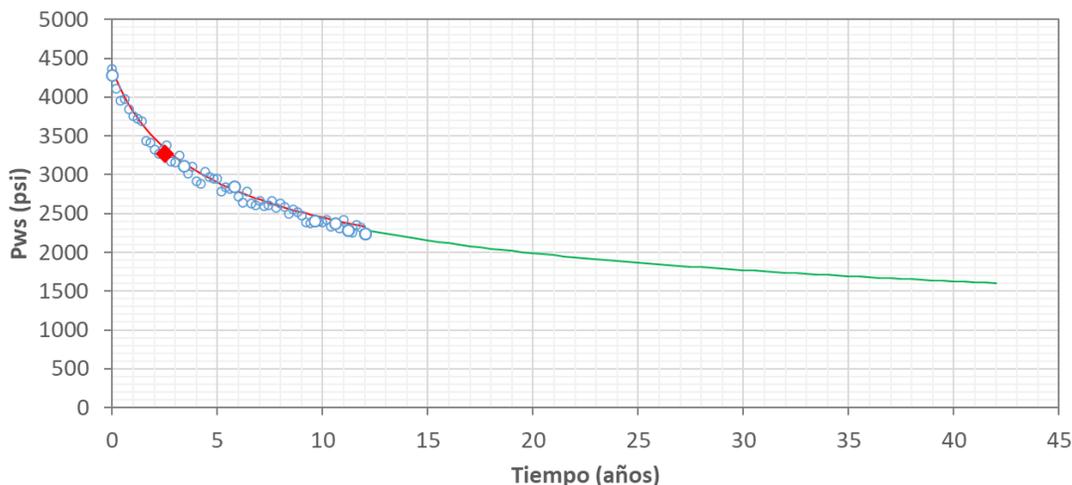


Figura 48. Pws asociada a la prueba presión-producción a utilizar para el diseño.

Fuente: Elaboración Propia.

3.2.4 Definición del comportamiento de afluencia para el diseño

Debido a que el histórico de producción existe hasta el tiempo 12 años, y el comportamiento de afluencia de referencia se calculó en el año 2.5 no lo podemos utilizar para el diseño. Por lo tanto, es necesario calcular un comportamiento de afluencia presente para cuando entre en operación el pozo. En la

Figura 49 se muestra el comportamiento de afluencia de referencia, junto con el comportamiento cuando el yacimiento es 100% relativo y el comportamiento de afluencia presente.

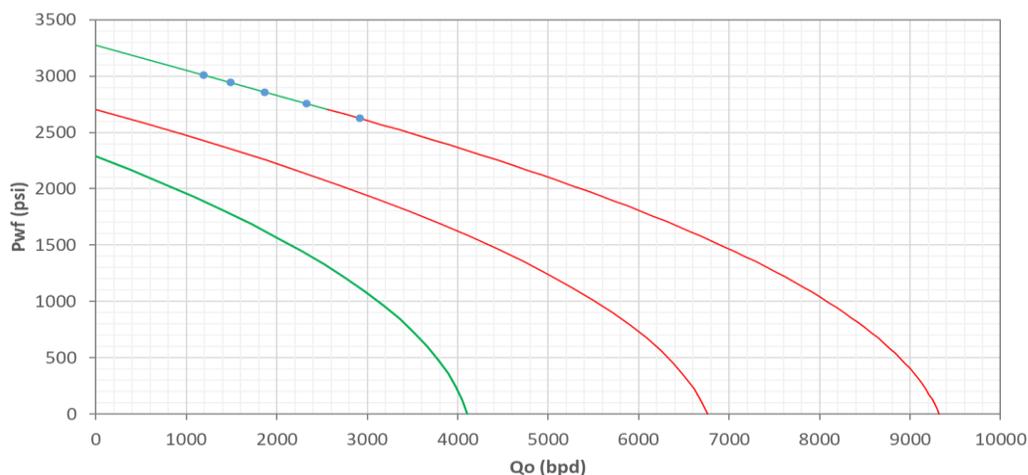


Figura 49. Estimación del comportamiento de afluencia presente.

Fuente: Elaboración Propia.

Una vez que se definió el comportamiento de afluencia actual se procede a determinar la Pwf necesaria para producir la cuota requerida, es decir, que presión en el fondo tenemos que alcanzar con la inyección de gas de BN para producir 1500 bpd (Figura 50).

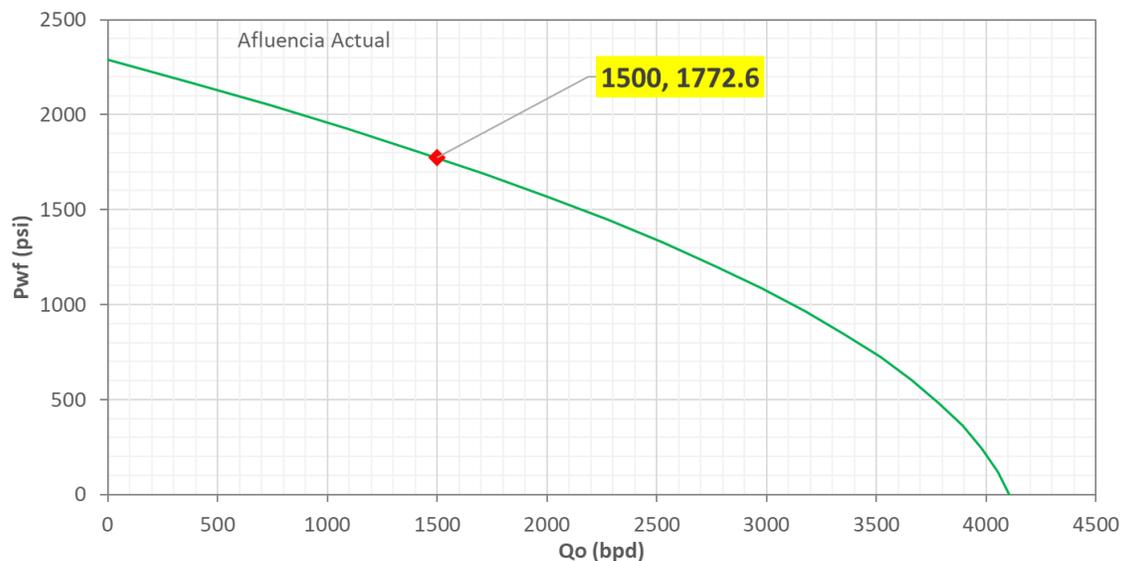


Figura 50. Estimación de Pwf para producir la cuota.

Fuente: Elaboración Propia.

3.2.5 Diseño de espaciamento de válvulas

Para iniciar con el diseño de espaciamento se tiene que crear el espacio donde se puedan visualizar las presiones que actúan al interior de nuestra tubería de producción y en el espacio anular, para esto se genera un gráfico de presión vs profundidad (P-h).

En este gráfico se coloca inicialmente la Pwf necesaria para producir la cuota requerida a la profundidad del NMIP (Figura 51).

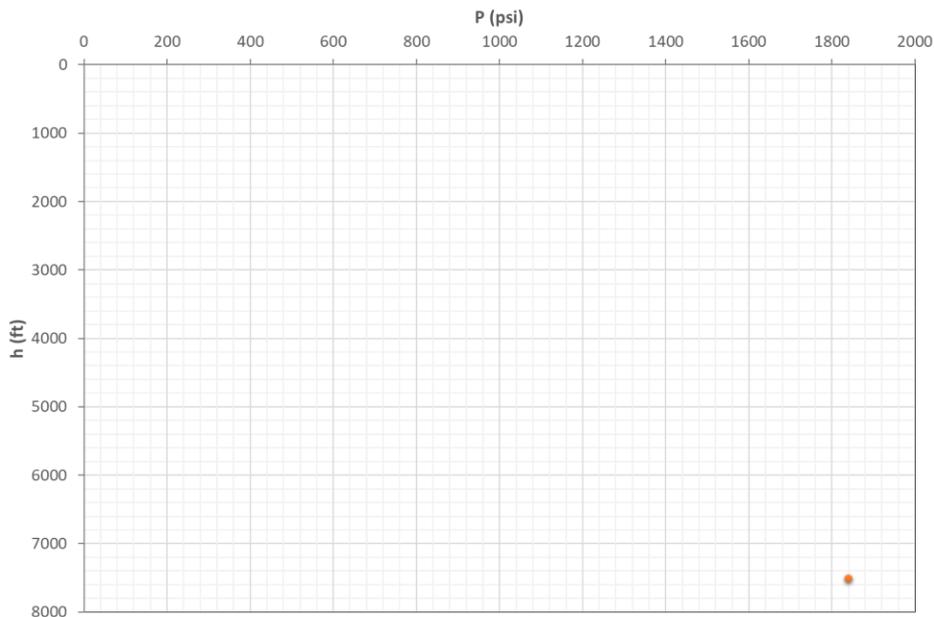


Figura 51. Ubicación de la P_{wf} necesaria para producir la cuota.

Fuente: Elaboración Propia.

Consecuentemente se procede a calcular el perfil de presión natural del pozo mediante las ecuaciones de FMT (Figura 52).

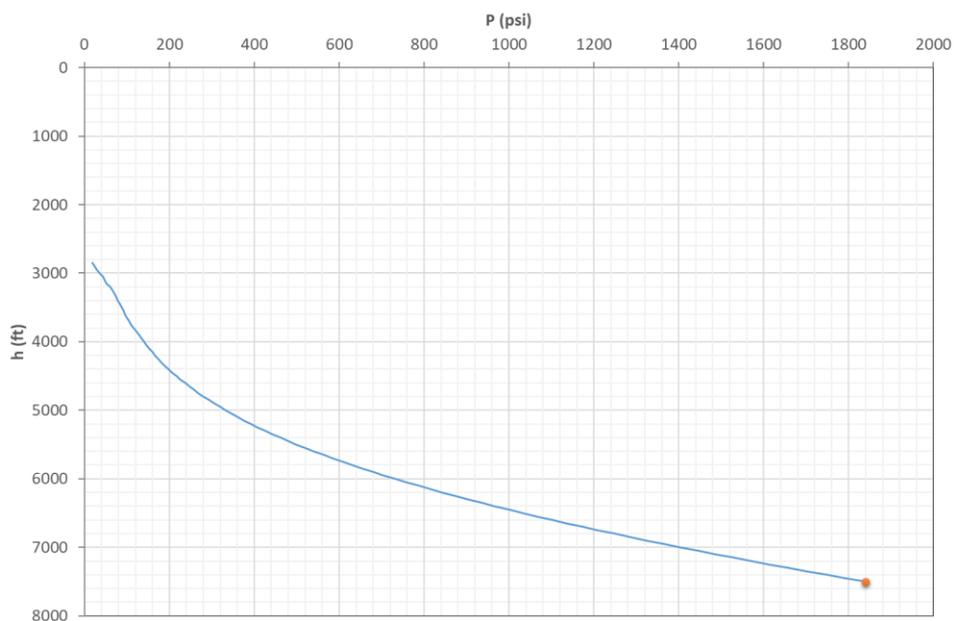


Figura 52. Perfil natural del pozo.

Fuente: Elaboración Propia.

Posteriormente se calcula en los perfil de presión de inyección de gas disponible y de operación, es decir, las presiones que se van a manejar en el espacio anular del pozo a instrumentar. La ecuación que se utiliza es la siguiente:

$$P_{wgi} = P_{disp} * e^{\frac{0.01877 * DRGP * NMIP}{Z * (Ty + 460)}}, \quad \dots (3.2.3.1)$$

Donde:

P_{wgi} = presión de fondo del gas de inyección [psi]

P_{disp} = presión disponible de gas de inyección en superficie [psi]

Z = factor de compresibilidad del gas [adim]

Ty = temperatura de yacimiento [°F]

DRGP = densidad relativa del gas de inyección [adim]

NMIP = nivel medio del intervalo productor [ft]

Los perfiles de gas de inyección calculados se muestran en la Figura 53

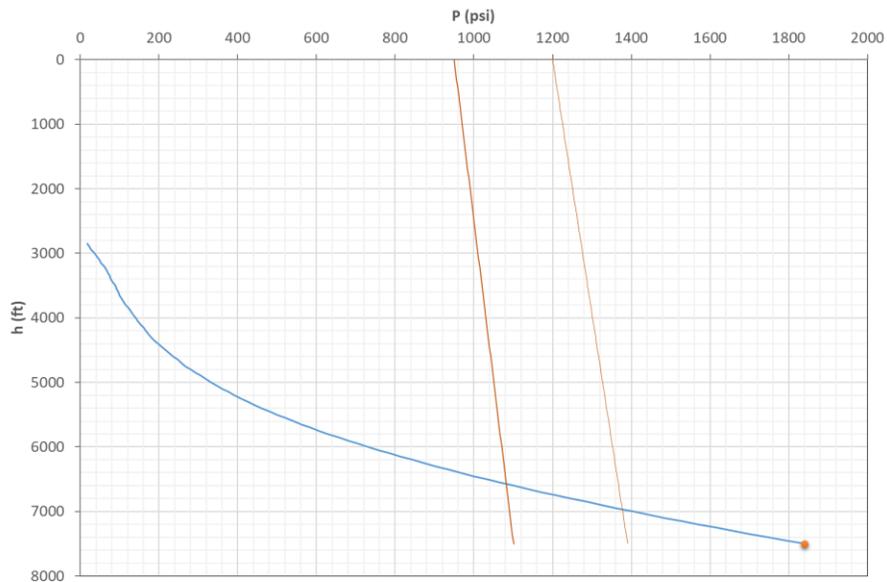


Figura 53. Perfiles de presión de gas de inyección.

Fuente: Elaboración Propia.

Una vez calculados los perfiles de presión de gas de inyección y el perfil natural del pozo, procedemos a localizar el punto de balance y el punto de inyección (Figura 54).

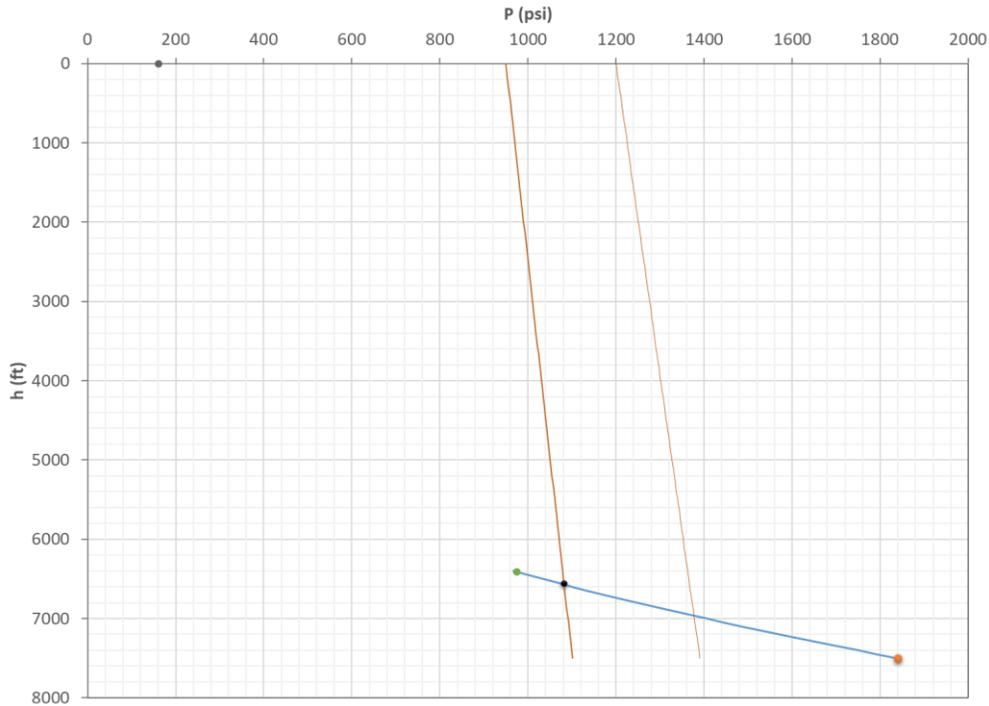


Figura 54. Localización del punto de balance y el punto de inyección.

Fuente: Elaboración Propia.

Del punto de inyección hacia la superficie, existe la mezcla de fluidos del yacimiento con gas de inyección y este nuevo perfil se denomina perfil modificado. El cual se calcula con las ecuaciones de flujo multifásico dando como resultado el perfil mostrado en la Figura 55. Este nuevo perfil se calcula añadiendo el caudal de gas de inyección a la ecuación que calcula el colgamiento de la mezcla:

$$\lambda = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{1}{1 + \frac{q_o(R - R_s)B_g + Q_{giny} * B_o}{5.615(q_o * B_o + q_w * B_w)}} \quad \dots (3.2.5.2)$$

Donde:

Q_{giny} = caudal de gas de inyección [PCD]

B_o = Factor de volumen del aceite [bbl/STB]

q_o = Gasto de aceite [STB/día]

B_g = Factor de volumen del gas [bbl/STB]

B_w = Factor de volumen del agua [bbl/STB]

q_w = gasto del agua [STB/día]

R = relación de solubilidad neta [ft/bbl]

R_s = relación de solubilidad [ft/bbl]

q'_L = Tasa de flujo volumétrica del líquido [ft³/s]

q'_g = Tasa de flujo volumétrica del gas [ft³/s]

Para este caso, se tiene una presión en cabeza esperada de 161 psi y se requiere inyectar 2 MMPCD para vencerla y poder producir los 1500 bpd de cuota.

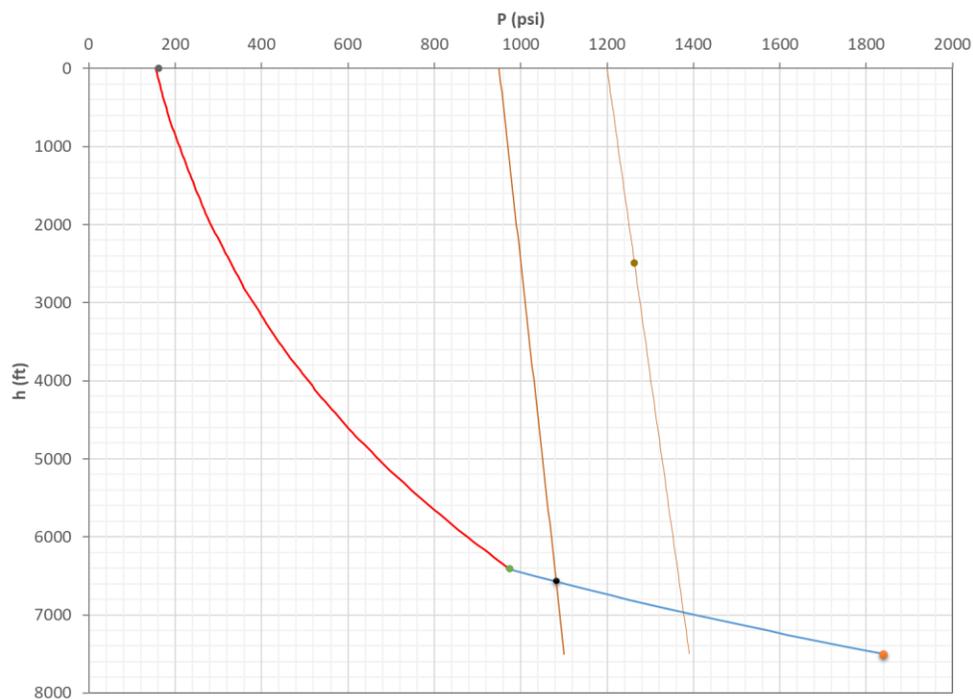


Figura 55. Perfil modificado.

Fuente: Elaboración Propia.

Posteriormente se debe llevar a cabo el espaciamiento de las válvulas de drene y como buena práctica se tiene que considerar que la presión por interior de TP es más alta de la calculada, es decir, que el gradiente modificado debe de contener más presión, para esto se calcula un perfil de presión de TP de diseño, el cual se obtiene suponiendo mayor contrapresión en superficie es decir mayor presión en cabeza en este caso se considera que la Pwh de diseño sea de 361 psi. Este perfil de diseño se calcula con las ecuaciones de FTM y se muestra en la Figura 56.

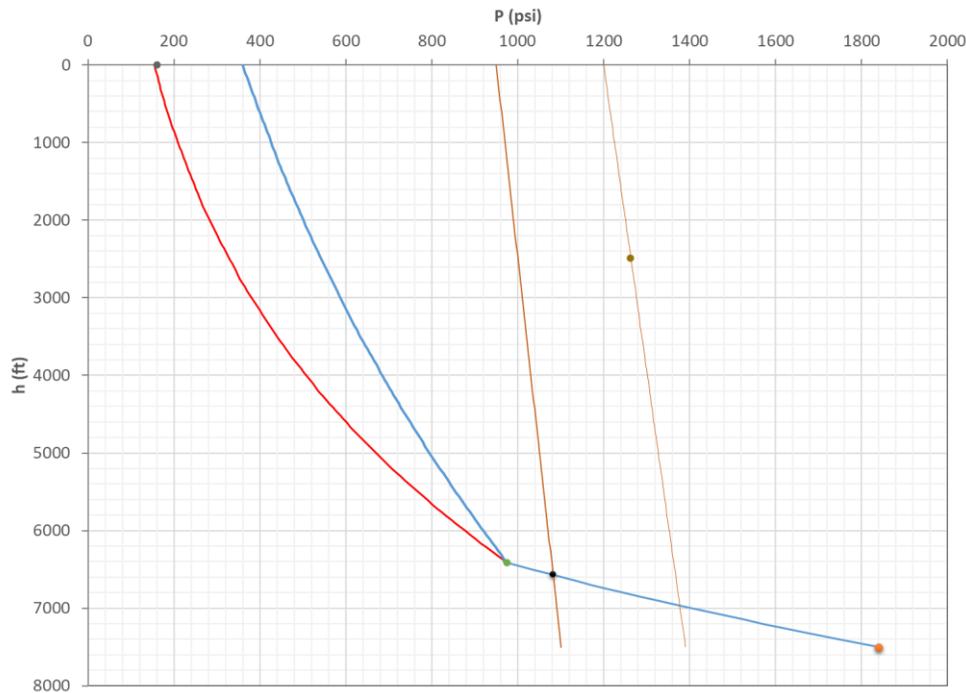


Figura 56. Perfil de TP de diseño.

Fuente: Elaboración Propia.

Posteriormente se calcula el gradiente de presión del fluido de control, que para este caso se cuenta con una densidad relativa de fluido de control de 1.02 que equivale a 63.68 lbm/ft^3 y que genera un gradiente de 0.442 psi/ft. En la Figura 57 se muestra el perfil de presión del fluido de control acotado a la presión de inyección de gas disponible.

Este punto de intersección representa la profundidad de colocación de la primera válvula de drene, es decir, aproximadamente a 2490 ft se colocará la primera válvula y drenará el fluido de control que se encuentre sobre ésta, se utiliza la presión máxima disponible inyección para garantizar el drenado.

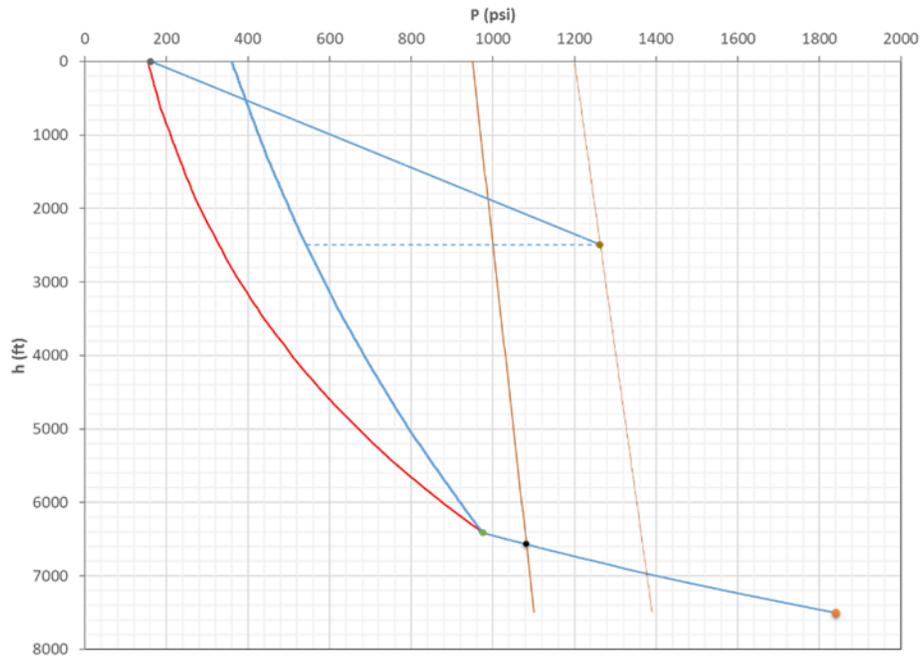


Figura 57. Perfil de presión del fluido de control (acotado a la presión de inyección disponible)

Fuente: Elaboración Propia.

Posteriormente se procede a efectuar el espaciado del resto de válvulas empleando el gradiente del fluido de control y la presión de inyección de gas de operación, hasta alcanzar la profundidad del punto de inyección (Figura 58).

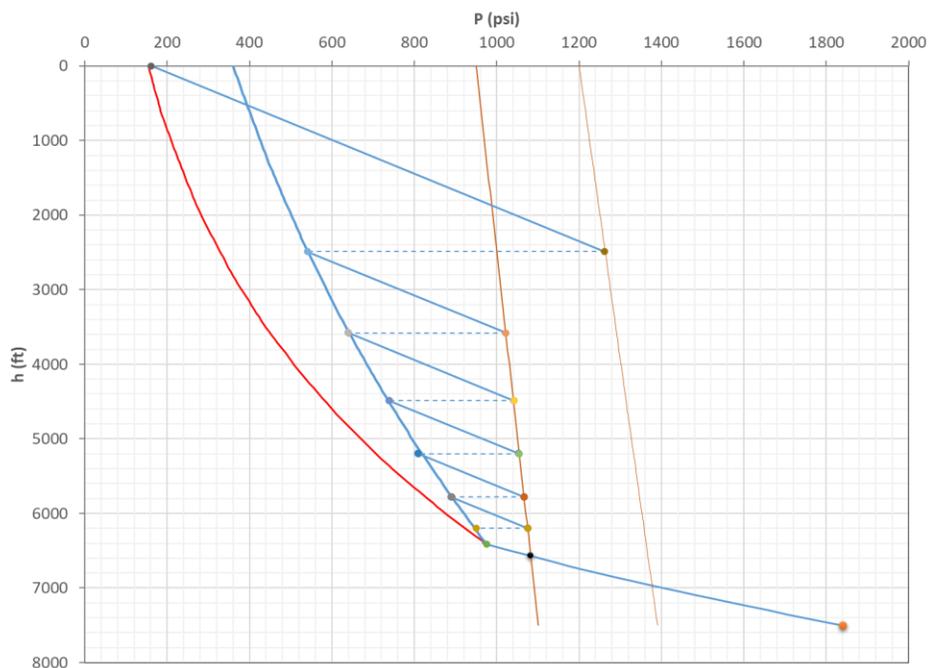


Figura 58. Espaciado de válvulas de drene y la válvula operante.

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente se procede a calcular las especificaciones de operación de las válvulas. Mediante el uso de la Figura 58 es posible determinar gráficamente la profundidad de colocación de cada válvula y en consecuencia proyectar dicha profundidad hasta interceptar con Presión de TP real , Presión de TP de diseño y Presión en espacio anular, y tomar sus lecturas correspondientes. Estas lecturas se muestran en Tabla 5

Tabla 5. Especificaciones de operación de las válvulas.

Fuente: Elaboración Propia.

# Válvula	Profundidad [ft]	Presión de TP real (Psi) [gradiente modificado]	Presión de TP de diseño [Psi]	Presión en espacio anular [psi]	Longitud de fluido de control a drenar [ft]
1	2490	326	540	1262	2490
2	3580	450	640	1022	1090
3	4490	582	740	1042	910
4	5200	707	810	1054	710
5	5780	825	890	1066	581
6	6200	924	950	1076	420

4 Modelado de producción en un régimen transitorio

4.1 Esquema de inyección constante

Cuando un pozo instrumentado con SAP BNC entra en operación, produce la cuota para la cual fue diseñado, sin embargo, conforme va pasando el tiempo el nivel dinámico dentro del pozo desciende porque la P_{ws} decrece, por lo que, cada vez la longitud de columna que se aligera es menor y por ende la producción es menor.

Si se mantiene constantes la presión y el caudal de gas de inyección la P_{wf} que se ejerce en el fondo del pozo permanece prácticamente constante, esto nos permite estimar el gasto de producción de aceite futuro.

4.2 Afluencia futura

Como se expresó anteriormente, si las condiciones de inyección no cambian en el tiempo, se puede mantener una P_{wf} prácticamente constante en el fondo y con base en esto se puede estimar el flujo de aceite si conocemos el comportamiento de afluencia futuro, en la Figura 59 se muestra éste con un horizonte de 19 años, es decir, se muestran 19 curvas de afluencia futuras.

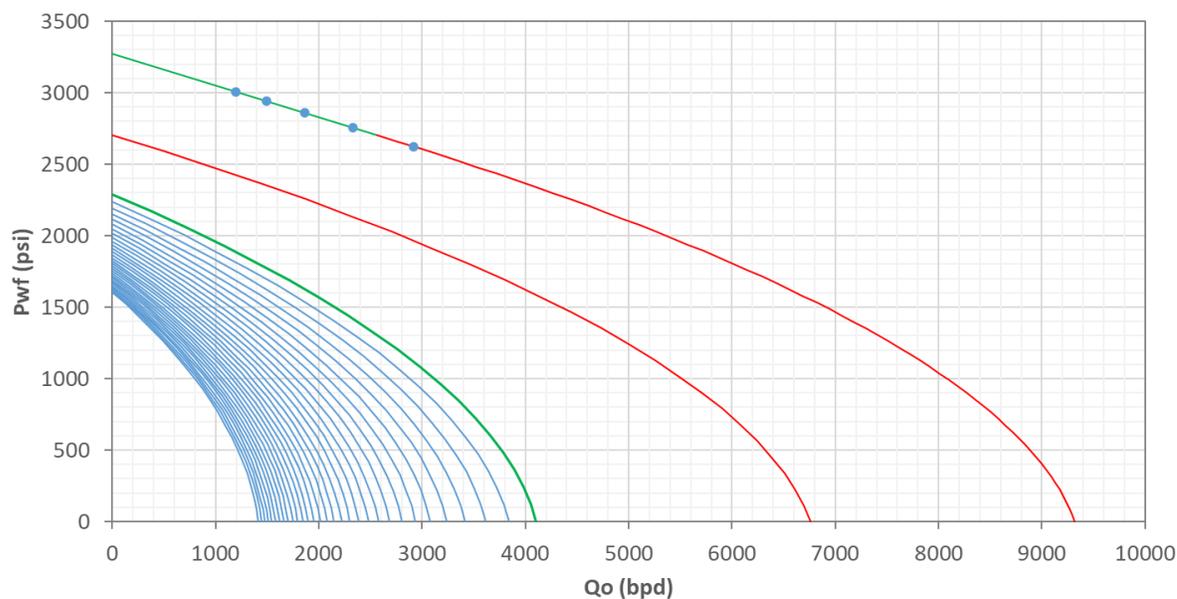


Figura 59. Comportamientos de afluencia futuros.

Fuente: Elaboración Propia.

4.3 Producción futura

Interceptando la pwf que se genera en el fondo del pozo (1839 psi) con cada curva de afluencia futura se obtiene un horizonte de producción de 16 años, con una pronunciada caída en la producción (Figura 60).

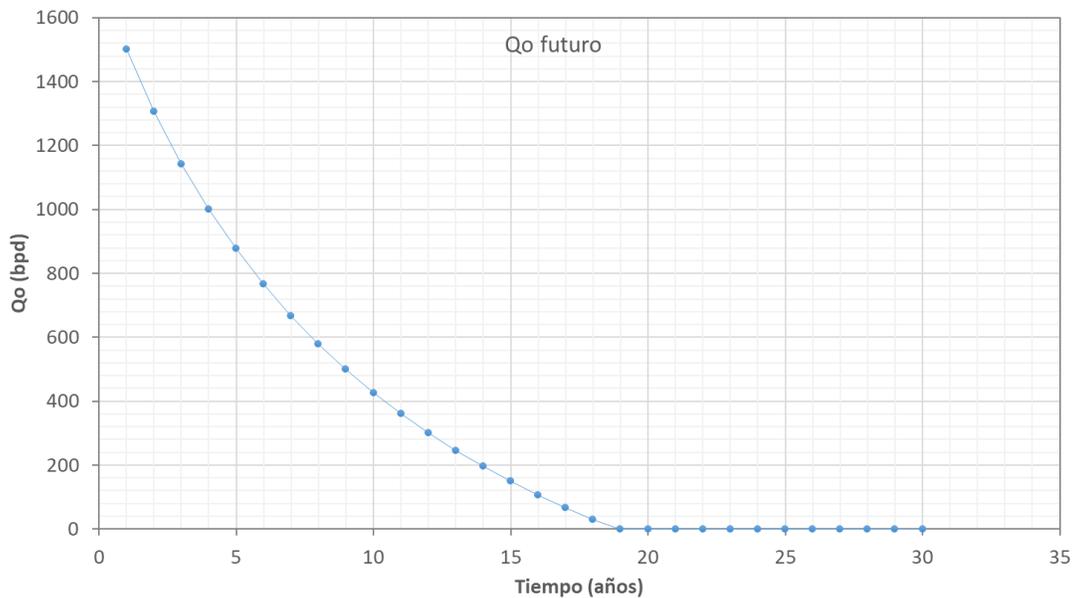


Figura 60. Gastos de aceite futuros.

Fuente: Elaboración Propia.

Este perfil de producción futuro se refleja perfectamente en el gasto neto de gas producido, el cual muestra que a los 16 años tenemos franca recirculación (Figura 61).

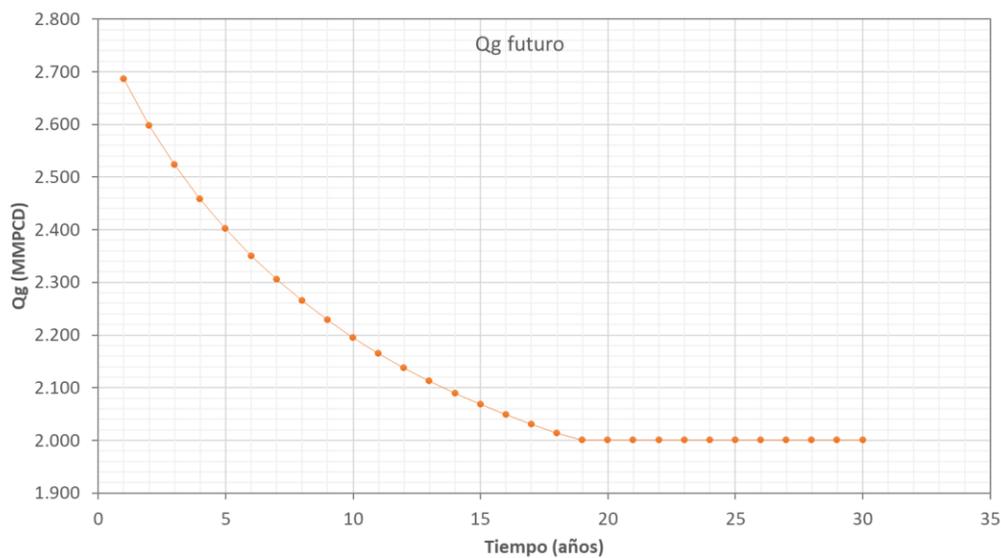


Figura 61. Caudal neto de gas producido.

Fuente: Elaboración Propia.

5 Impacto del gradiente de inyección

5.1 Mantenimiento de la producción

El mantenimiento de la producción del ejemplo de aplicación abordado en los capítulos 3 y 4 sólo se puede lograr con base en los siguientes puntos:

- El primer año se mantiene la tasa de inyección de diseño.
- Para los años subsecuentes se incrementa la tasa de inyección.
 - a. La tasa de inyección de gas de BNC se estima con base en la premisa de que dicha tasa debe ser suficiente para vencer la presión de cabeza y con ello lograr flujo en superficie.
- Se determina el tiempo máximo en el cual el pozo puede operar con caudales de inyección altos.

5.2 Estimación de la tasa de inyección para el mantenimiento de la producción

Mediante el método explicado en la sección de diseño de espaciamiento de válvulas, se procedió a estimar los perfiles de presión naturales y modificados para un horizonte de tiempo de 6 años, obteniendo el siguiente comportamiento (Figura 62).

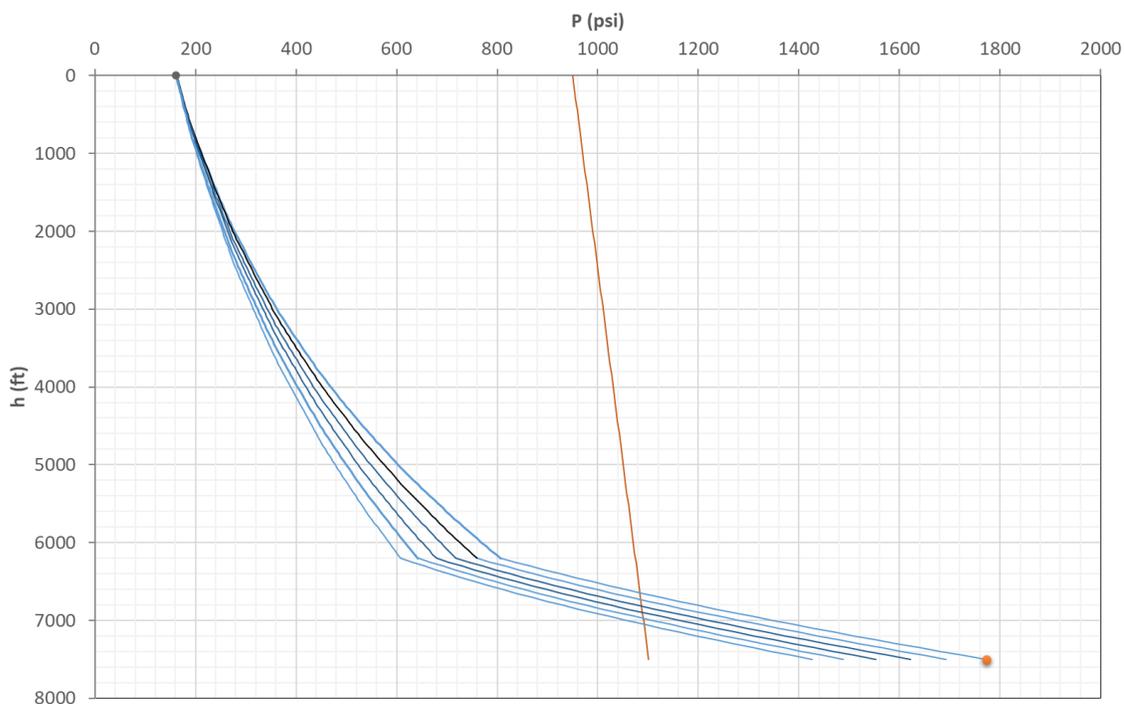


Figura 62. Perfiles de presión futuros.

Fuente: Elaboración Propia

El gasto de gas calculado para cada uno de los perfiles futuros anteriores corresponde a los mostrados en la Figura 63.

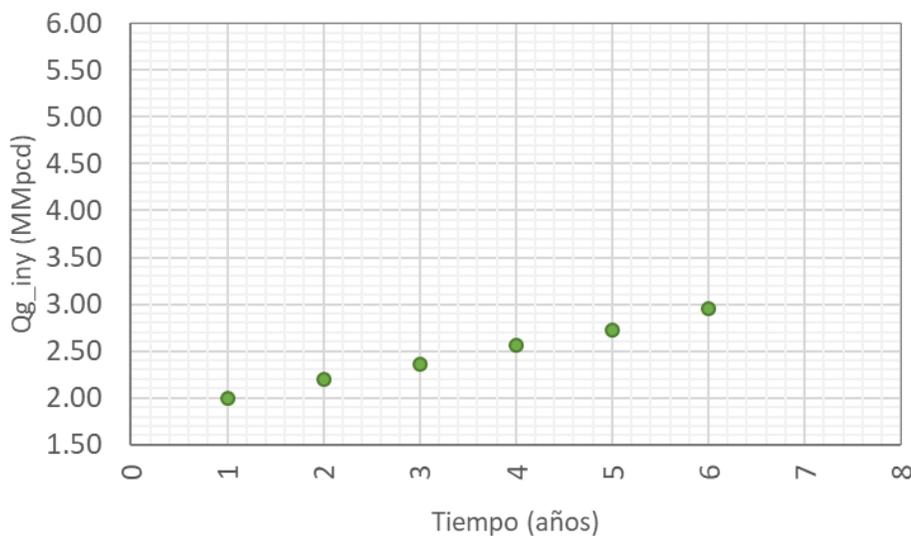


Figura 63. Caudales de gas calculados para los perfiles futuros.

Fuente: Elaboración Propia.

Es evidente que la tendencia del gasto de inyección de gas futura sigue una tendencia prácticamente lineal, esto significa que se podría incrementar indefinidamente el gasto de inyección para seguir obteniendo la cuota requerida de 1500 bpd. Sin embargo, para igualar el horizonte de tiempo de 15 años de la sección "Producción futura", se procede a efectuar un ajuste de tendencia y una proyección, obteniendo como resultado que al final de ese horizonte de tiempo se estaría inyectando alrededor de 5 MMpcpd, sin duda un volumen de inyección gigante (Figura 64).

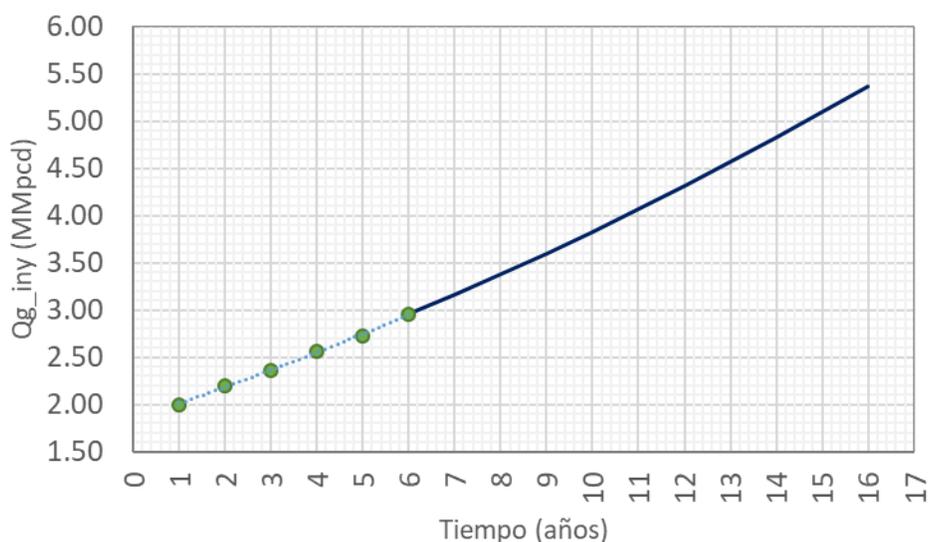


Figura 64. Tendencia de gastos de inyección.

Fuente: Elaboración Propia.

5.3 Análisis del impacto de inyección

En esta sección se muestra el comportamiento de una serie de parámetros clave de FMT que son afectados por el incremento en la tasa de inyección del gas.

Para el tiempo = 1 observamos para el perfil natural el siguiente comportamiento en colgamiento y velocidad de mezcla (Figura 65 y Figura 66)

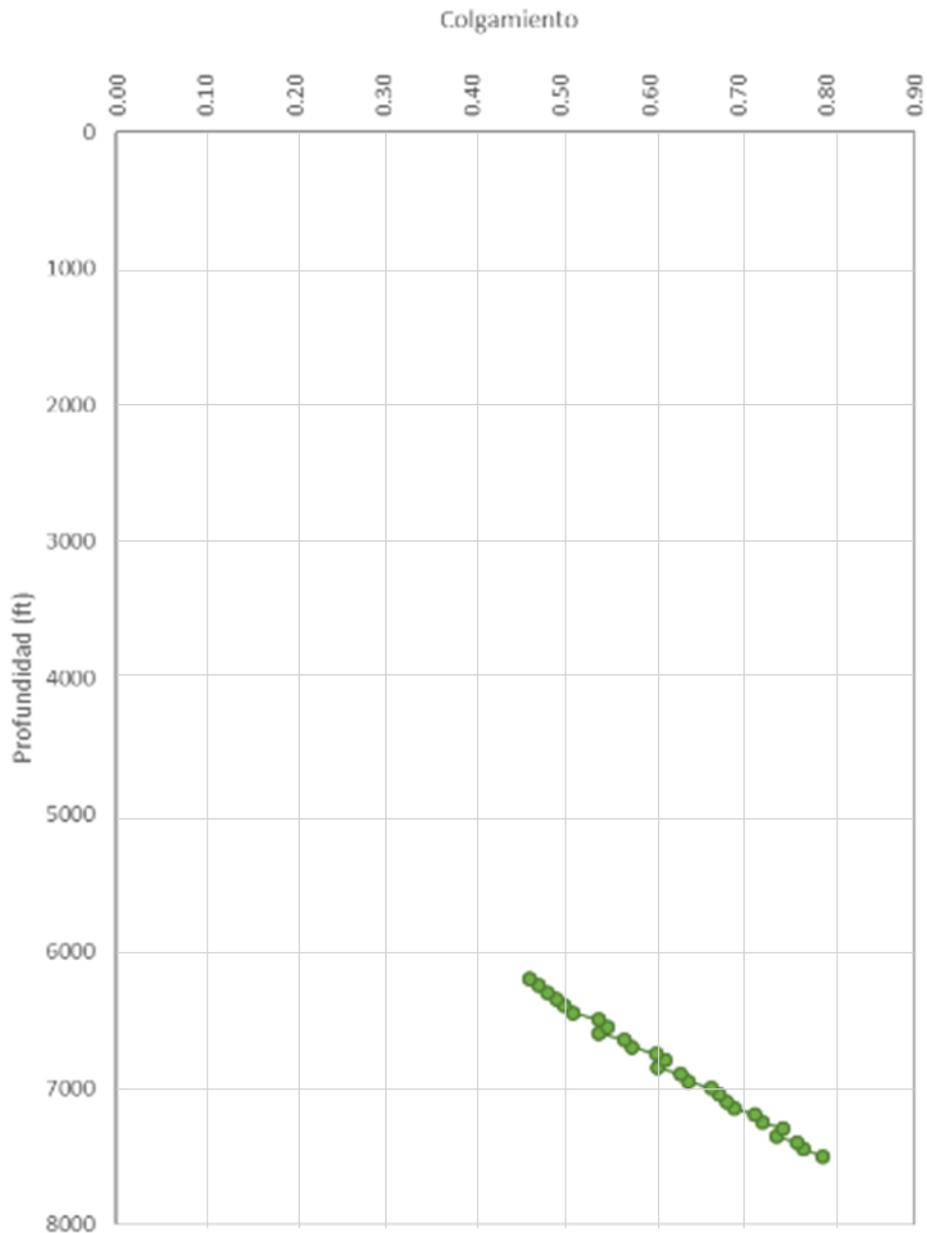


Figura 65. Colgamiento vs profundidad (natural para el tiempo 1).

Fuente: elaboración propia.

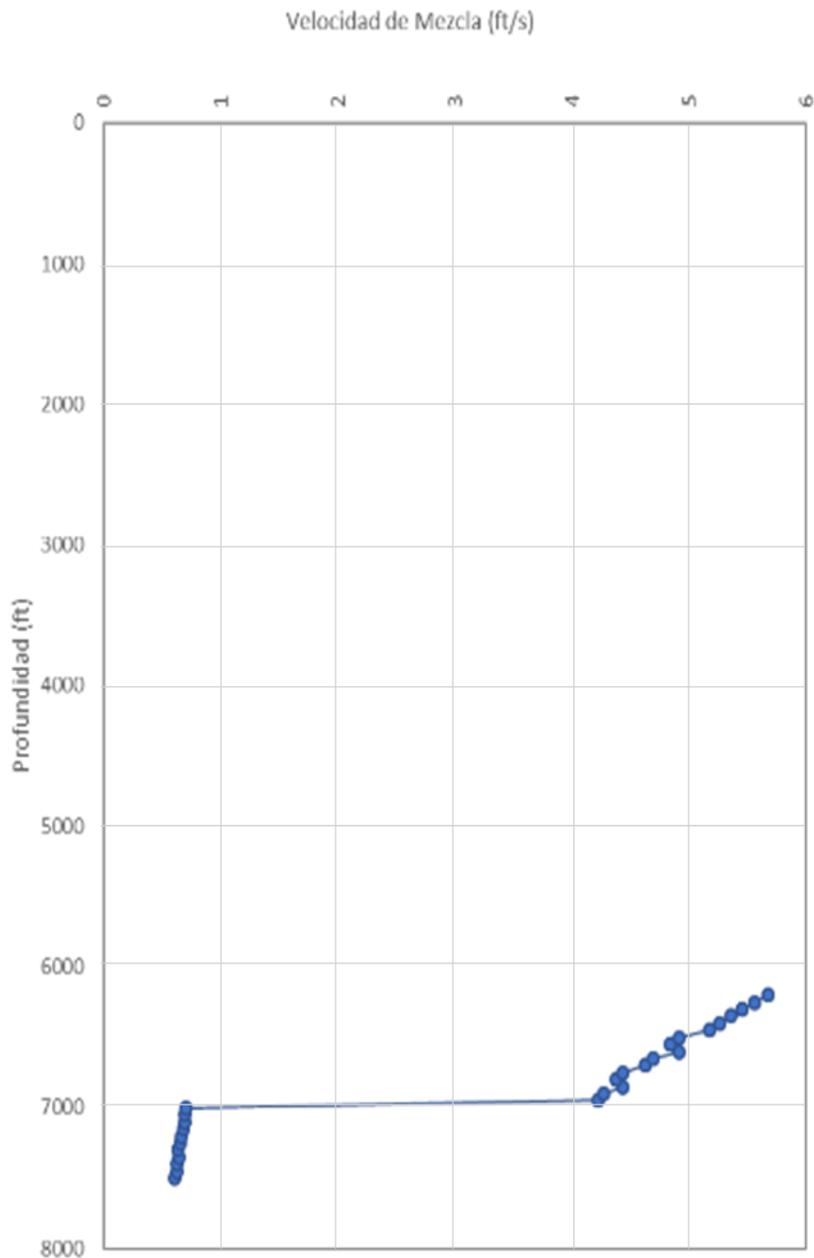


Figura 66. Velocidad de mezcla vs profundidad (natural para el tiempo 1).

Fuente: Elaboración propia.

Para este mismo tiempo, pero con un perfil modificado con la inyección de 2 MMPCD observamos los siguientes comportamientos en colgamiento y velocidad de mezcla (Figura 67 y Figura 68).

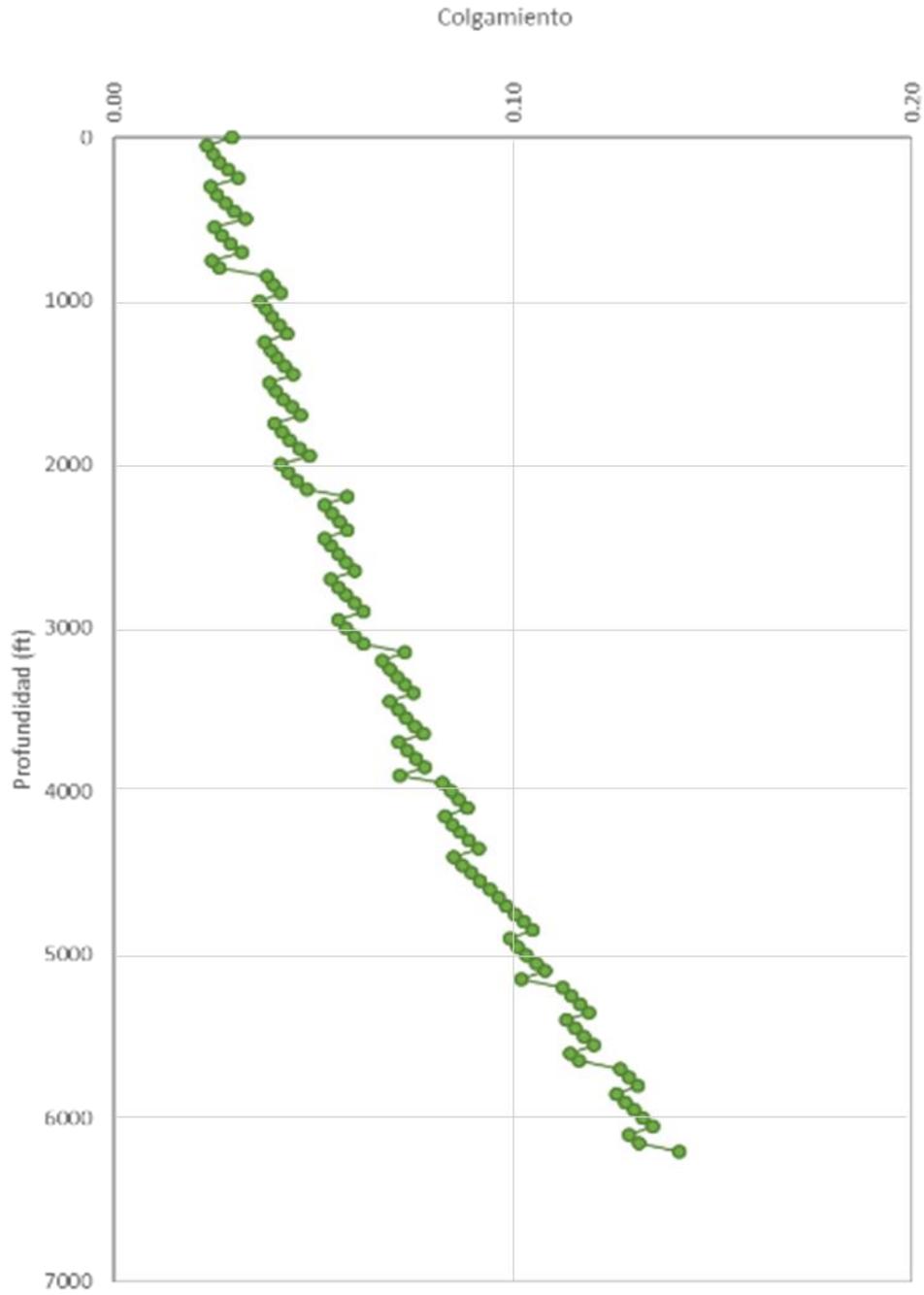


Figura 67. Colgamiento vs profundidad (modificado para 2 MMPCD)

Fuente: Elaboración Propia.

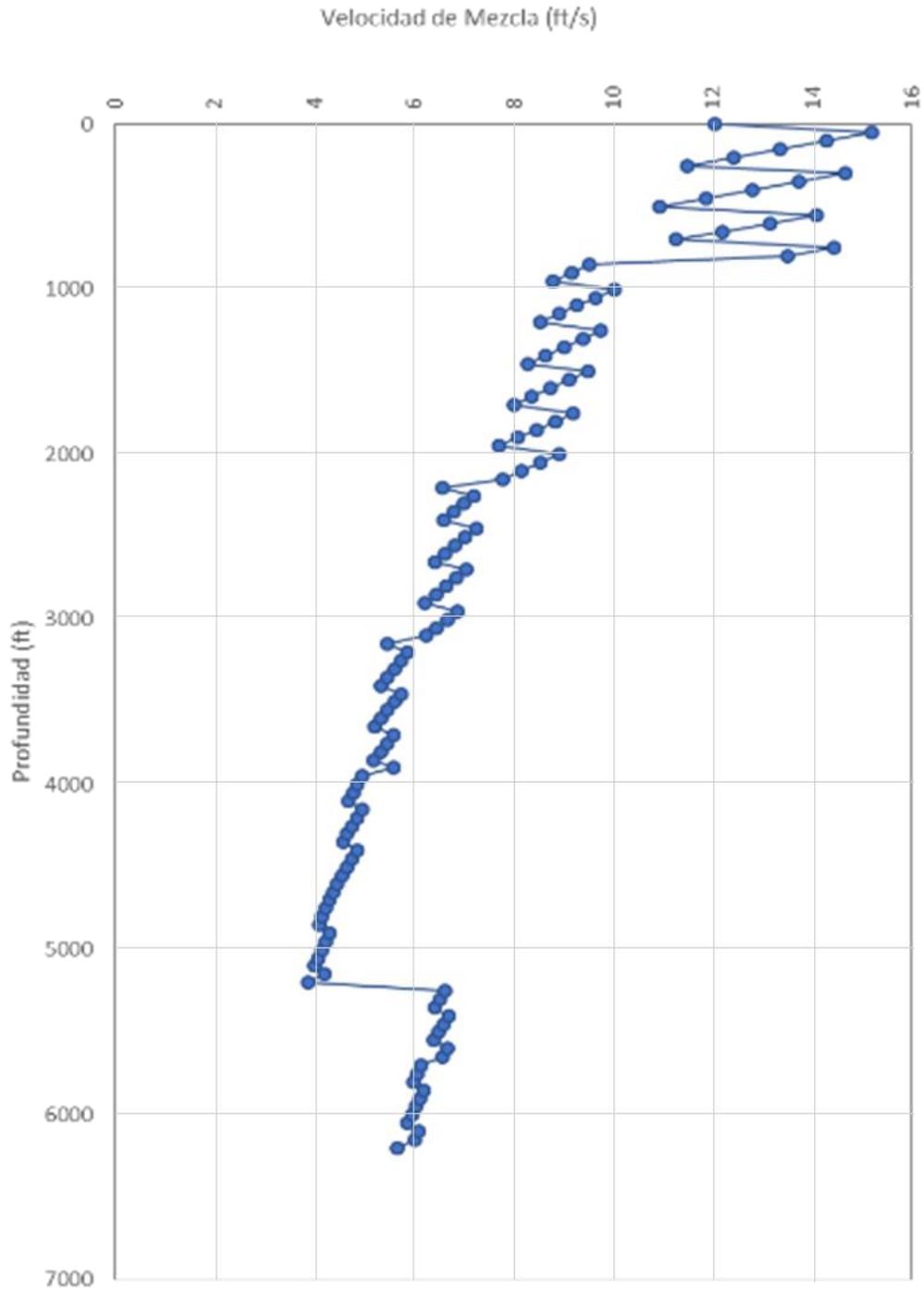


Figura 68. Velocidad de mezcla vs Profundidad (modificado para 2MMPCD).

Fuente: Elaboración Propia.

Para el tiempo = 4 los parámetros de colgamiento y velocidad de mezcla tanto natural como modificada son los mostrados en la Figura 69, Figura 70, Figura 71 y Figura 72.

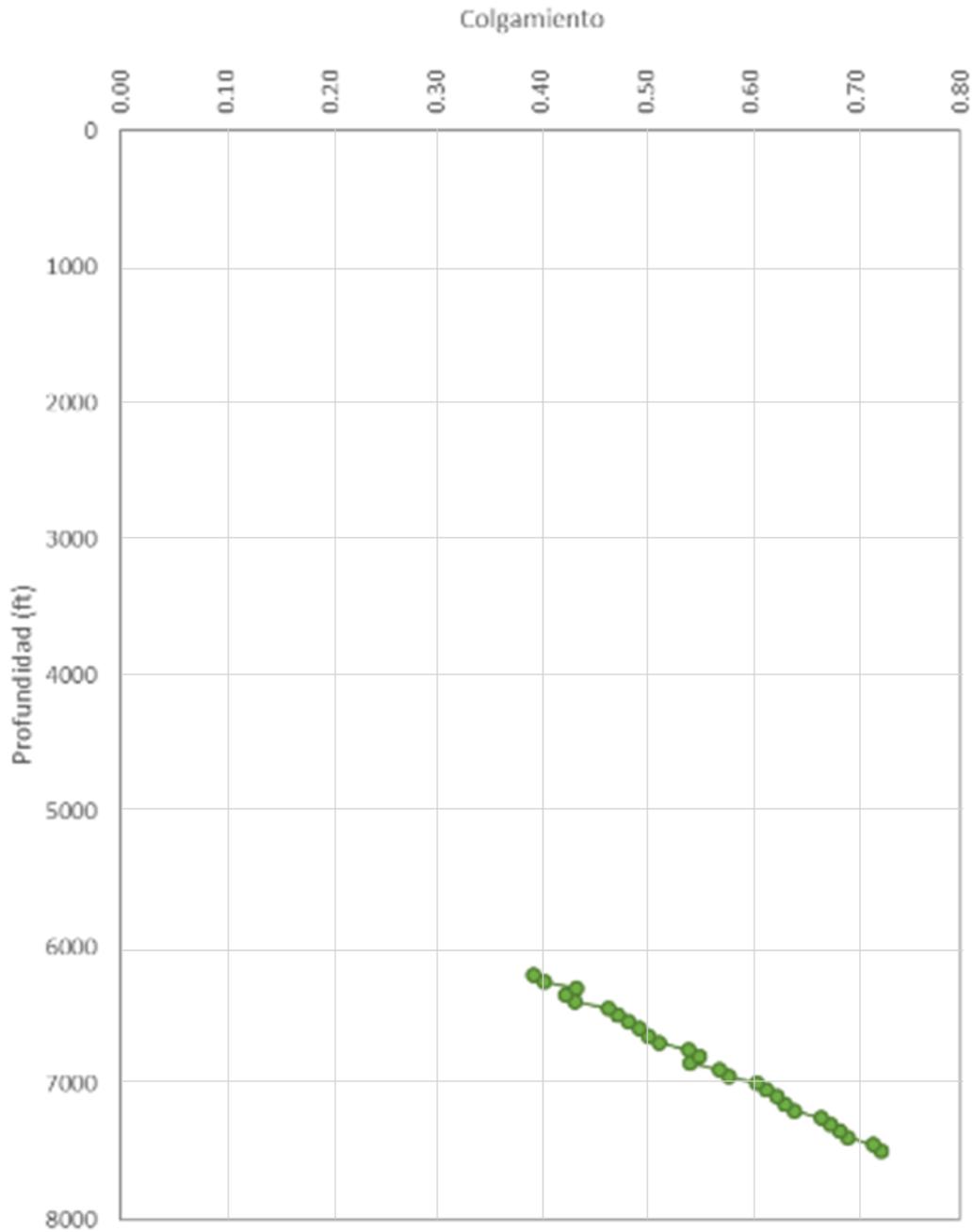


Figura 69. Colgamiento vs Profundidad (Natural Para el tiempo 4)

Fuente: Elaboración Propia.

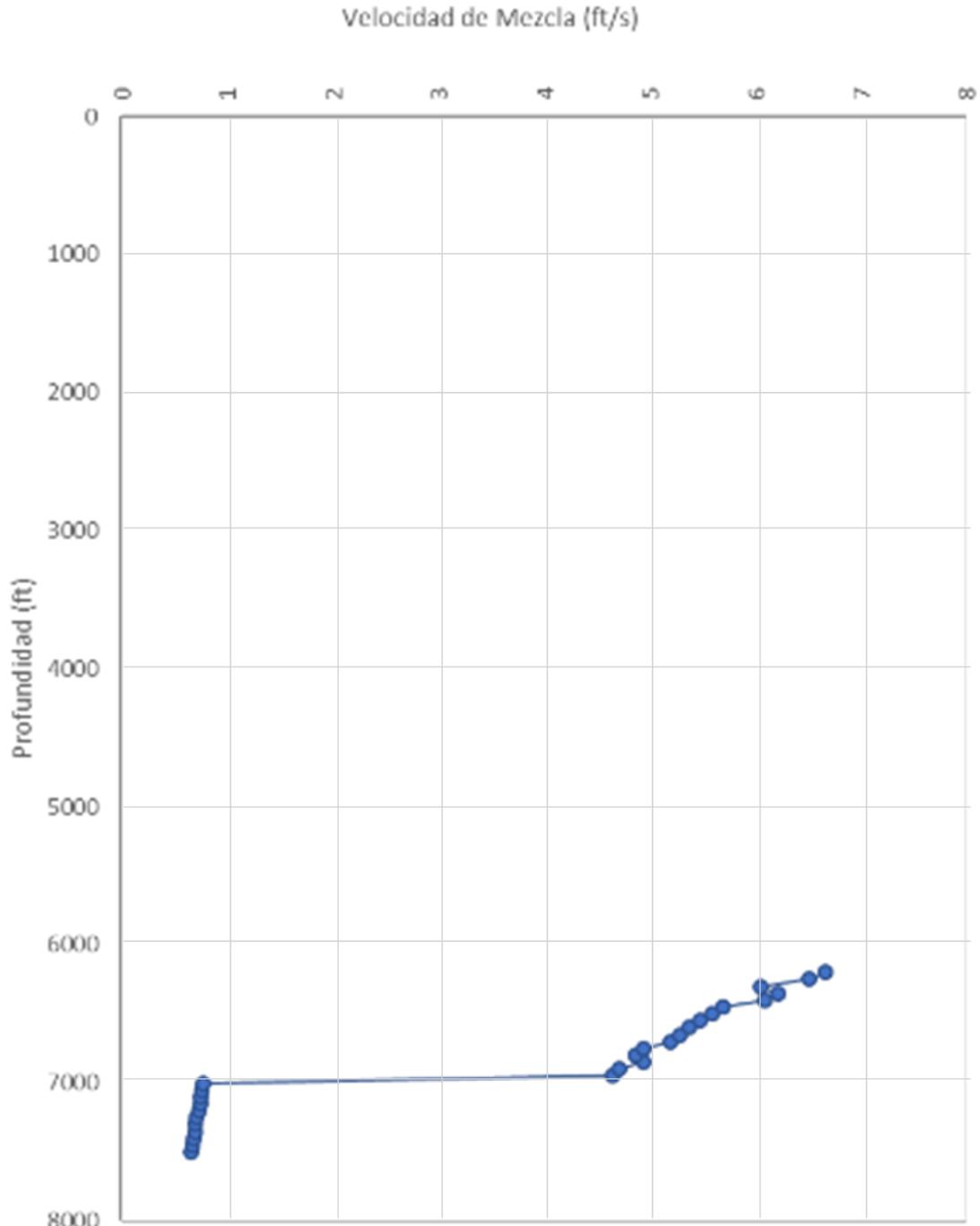


Figura 70. Velocidad de mezcla vs Profundidad (Natural para el tiempo 4).

Fuente: Elaboración Propia.

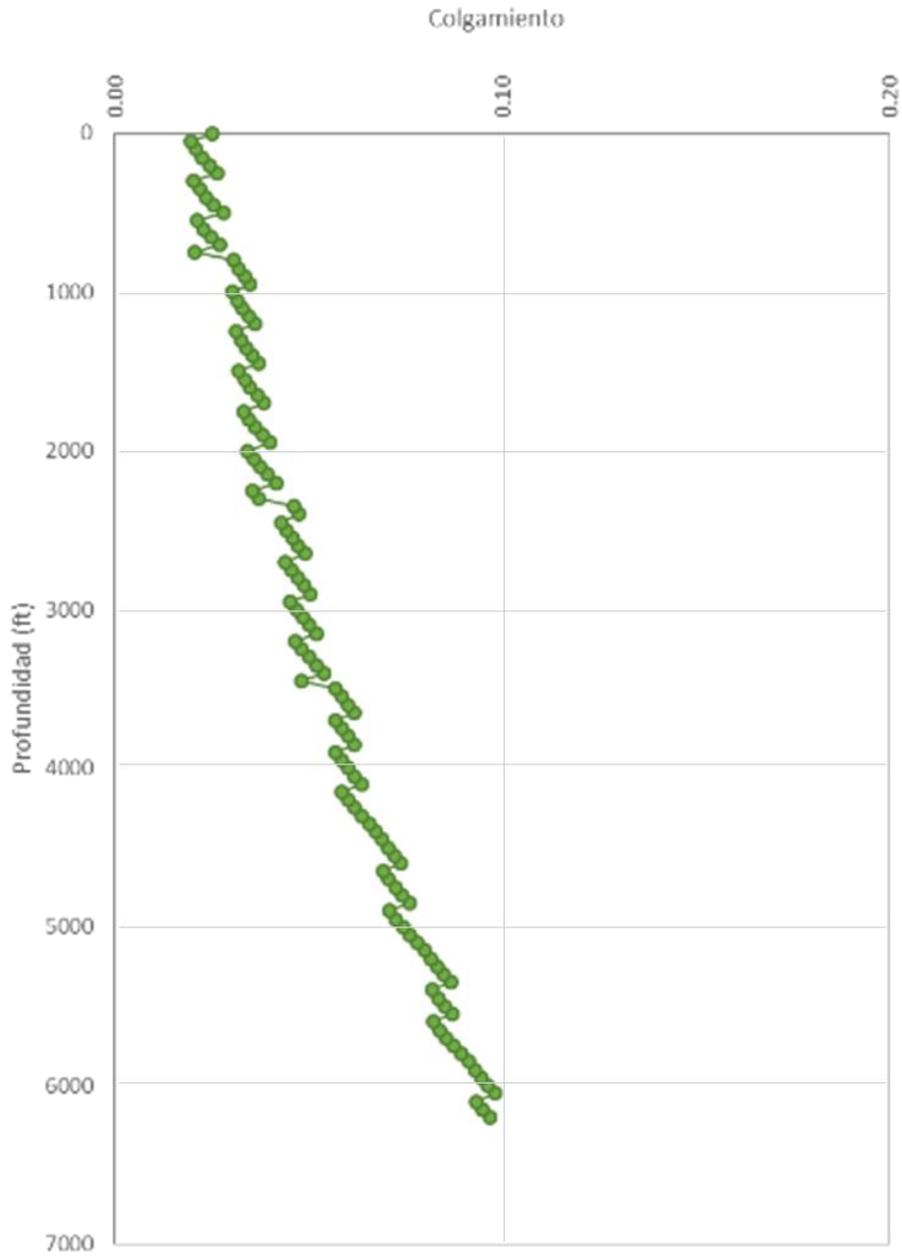


Figura 71. Colgamiento vs Profundidad (Modificado para el tiempo 4).

Fuente: Elaboración Propia.

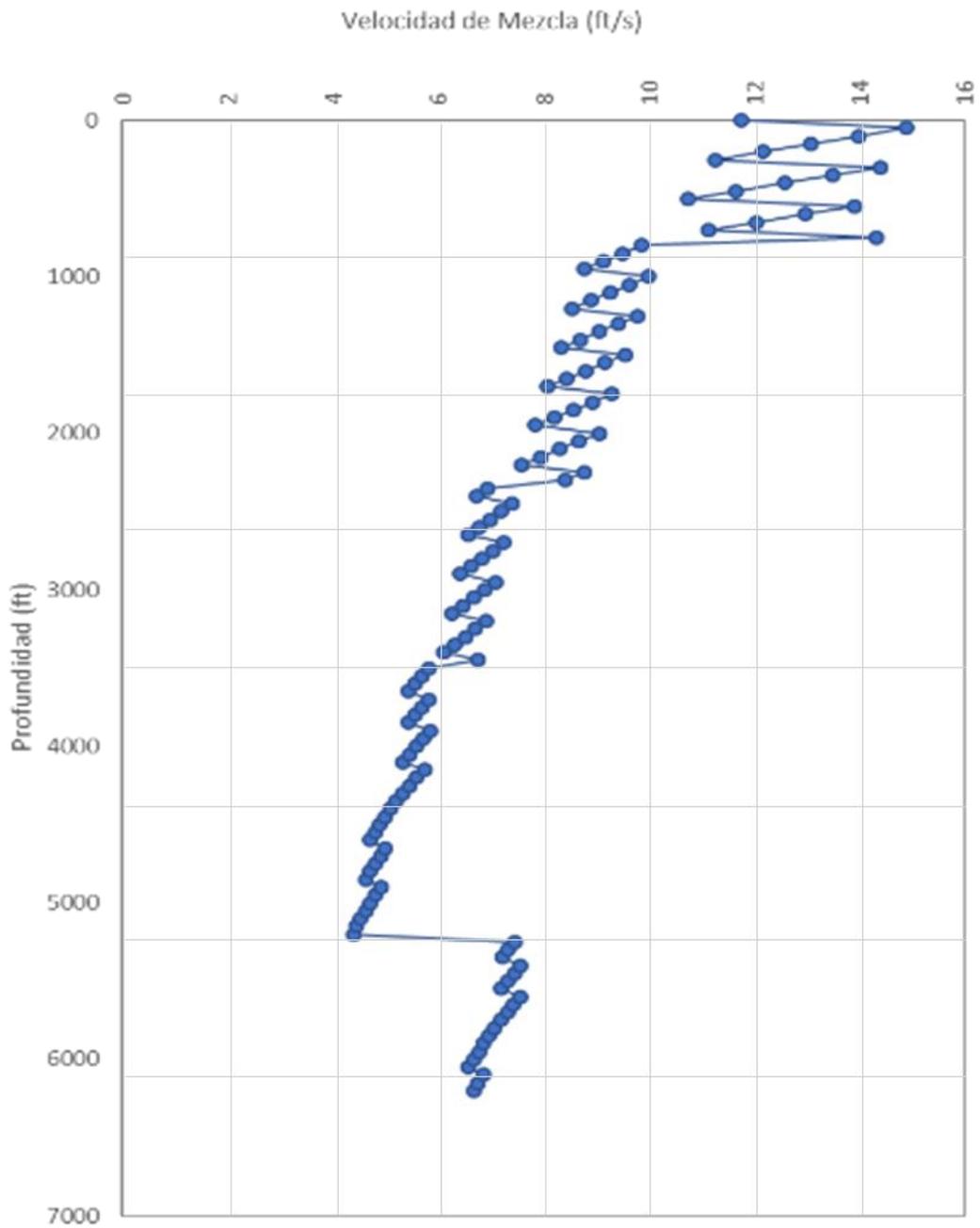


Figura 72. Velocidad de mezcla vs Profundidad (Modificado para el tiempo 4).

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente, para un tiempo = 6 observamos estos mismos parámetros en la Figura 73, Figura 74, Figura 75 y Figura 76.

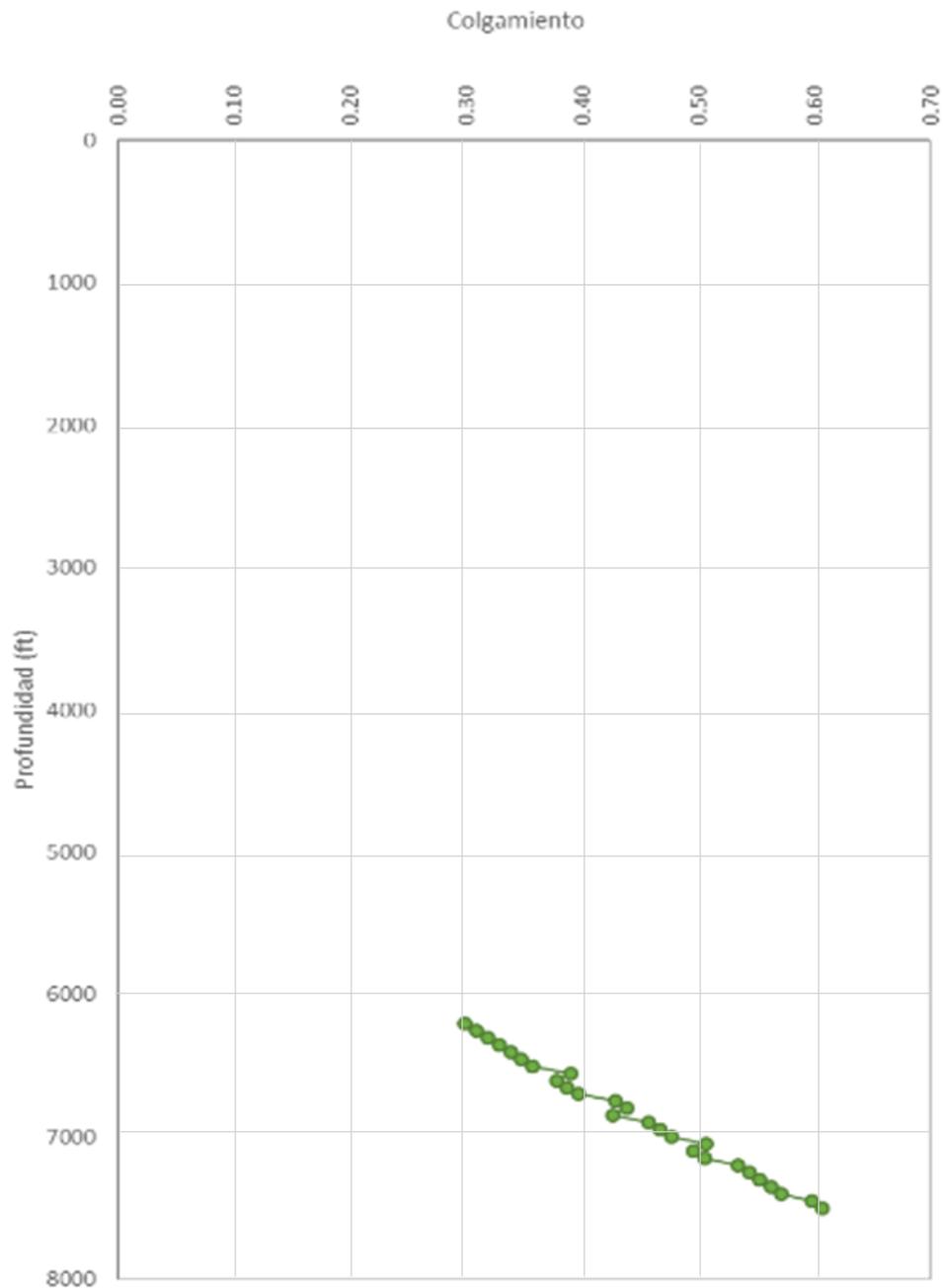


Figura 73. Colgamiento vs Profundidad (Natural para el tiempo 6).

Fuente: Elaboración Propia.

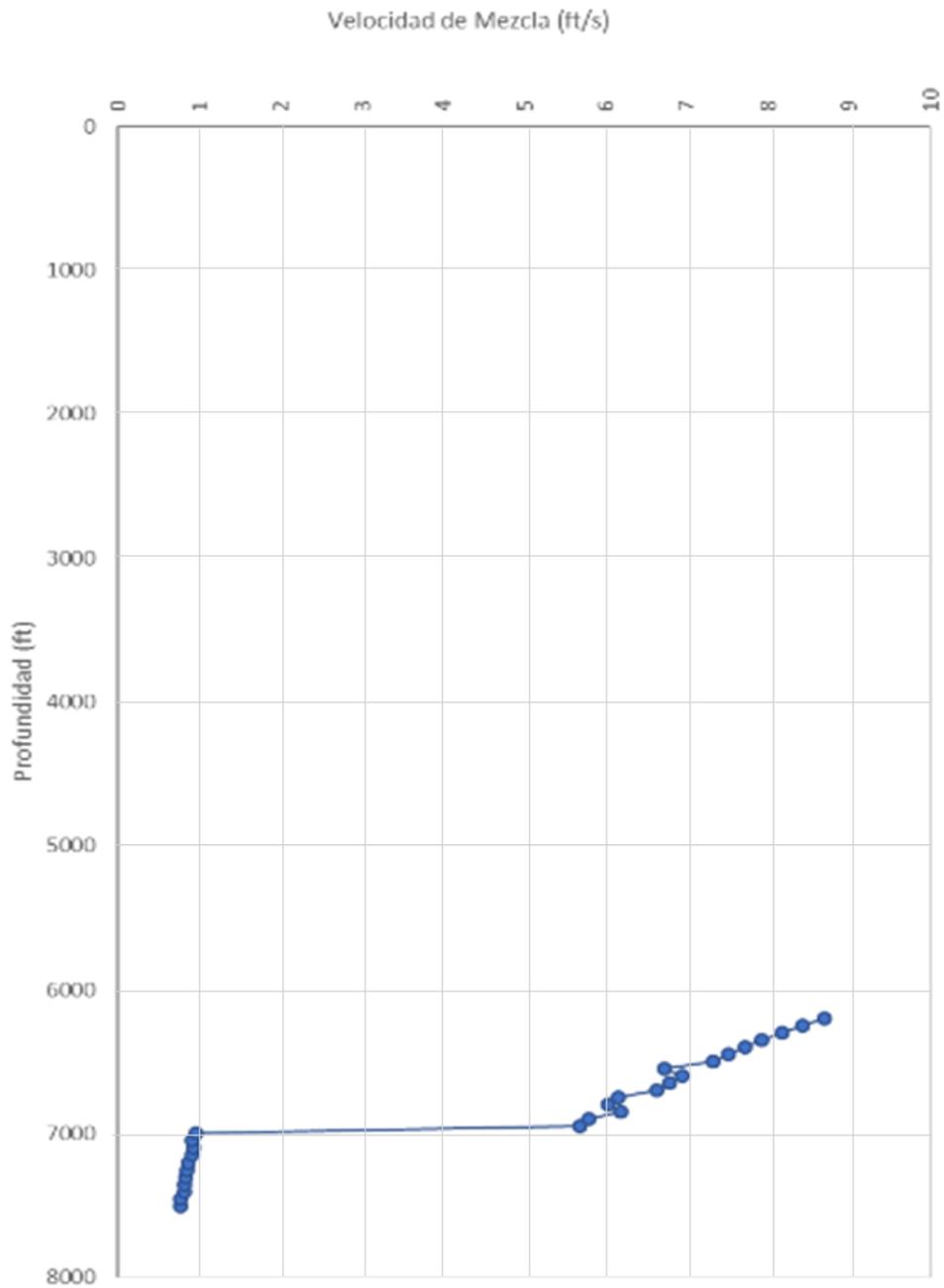


Figura 74. Velocidad de mezcla vs Profundidad (Natural para el tiempo 6).

Fuente: Elaboración Propia.

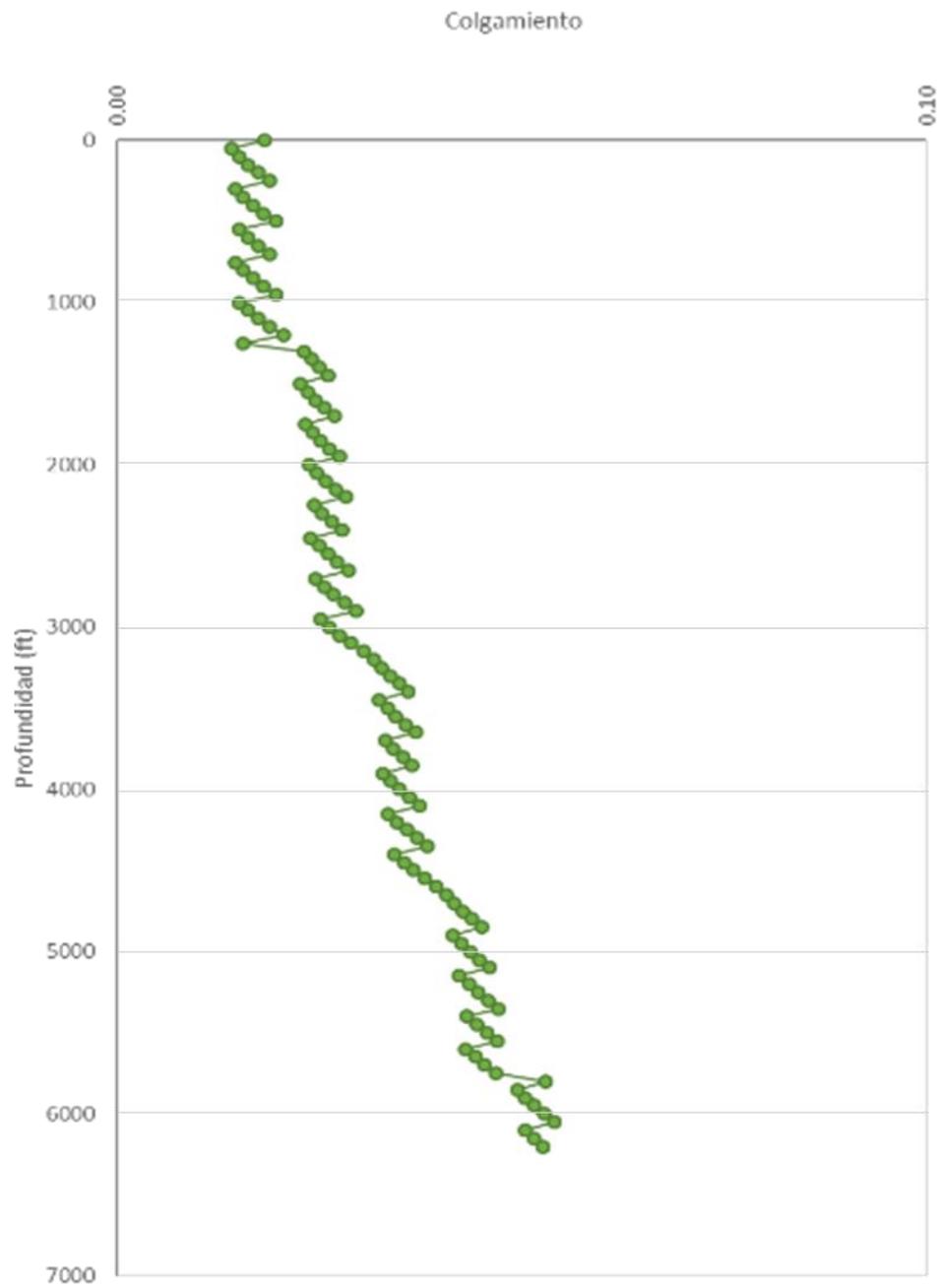


Figura 75. Colgamiento vs Profundidad (Modificado para el tiempo 6).

Fuente: Elaboración Propia.

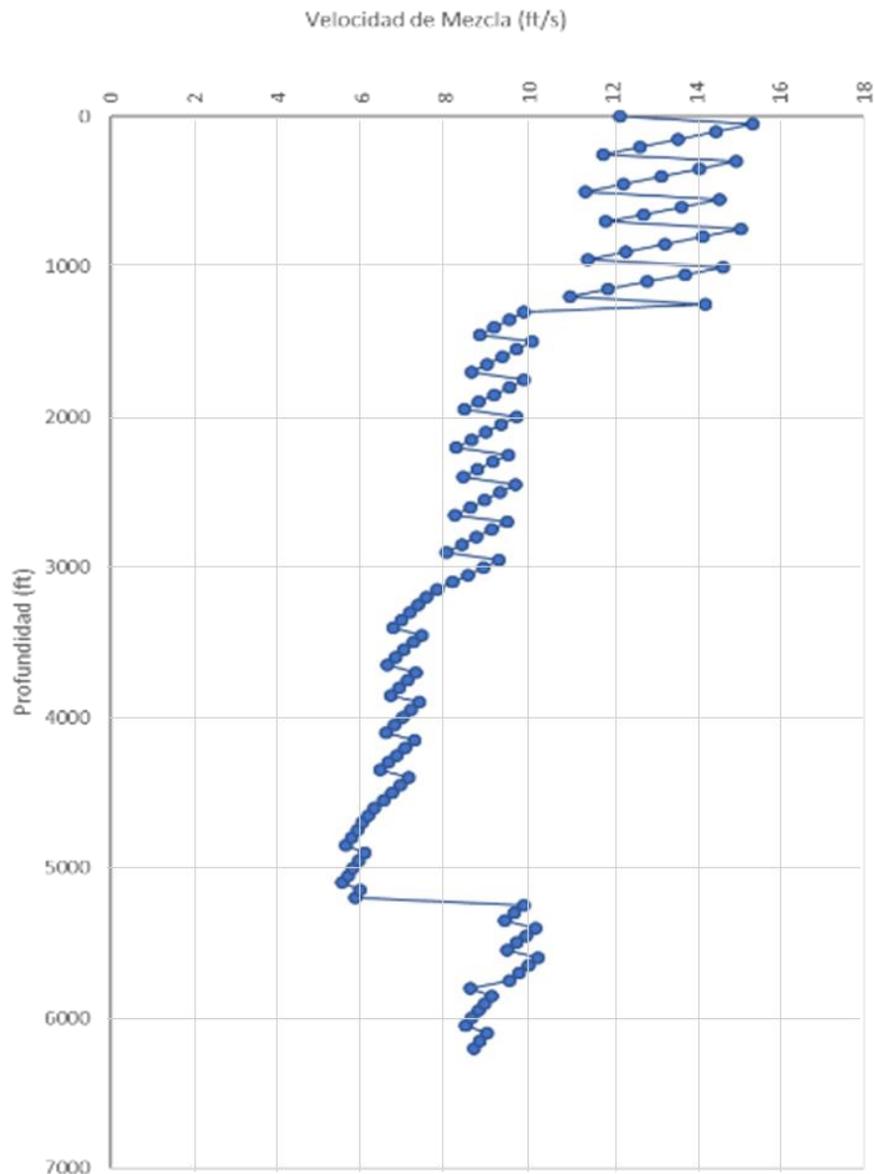


Figura 76. Velocidad de mezcla vs Profundidad (Modificado para el tiempo 6).

Fuente: Elaboración Propia.

Lo que se observa, analizando la Figura 67, Figura 71 y Figura 75 es que, al incrementar el gasto del gas de inyección, el perfil de colgamiento de la sección donde se realiza la mezcla muestra valores de colgamiento extremos, pasando alrededor de 2% a 1% a profundidad 0. Esto implica que prácticamente el pozo recircula el gas que estamos inyectando; aunque sí es posible producir la cuota requerida, el 98%-99% del flujo producido es gas.

Asimismo, conforme se incrementa el gasto de inyección de gas, la velocidad de la mezcla aumenta ligeramente, sin embargo, alrededor de los 1500 ft más someros se observan velocidades de flujo que fluctúan 11 ft/s a 15 ft/s, valores que propician erosión y flujo inestable.

5.4 Análisis comparativo entre diseño convencional y propuesto.

Como sección final de este trabajo de tesis, se muestra una comparativa entre un diseño convencional del espaciamiento de válvulas y un diseño trabajado con FMT (Figura 77 y Figura 78).

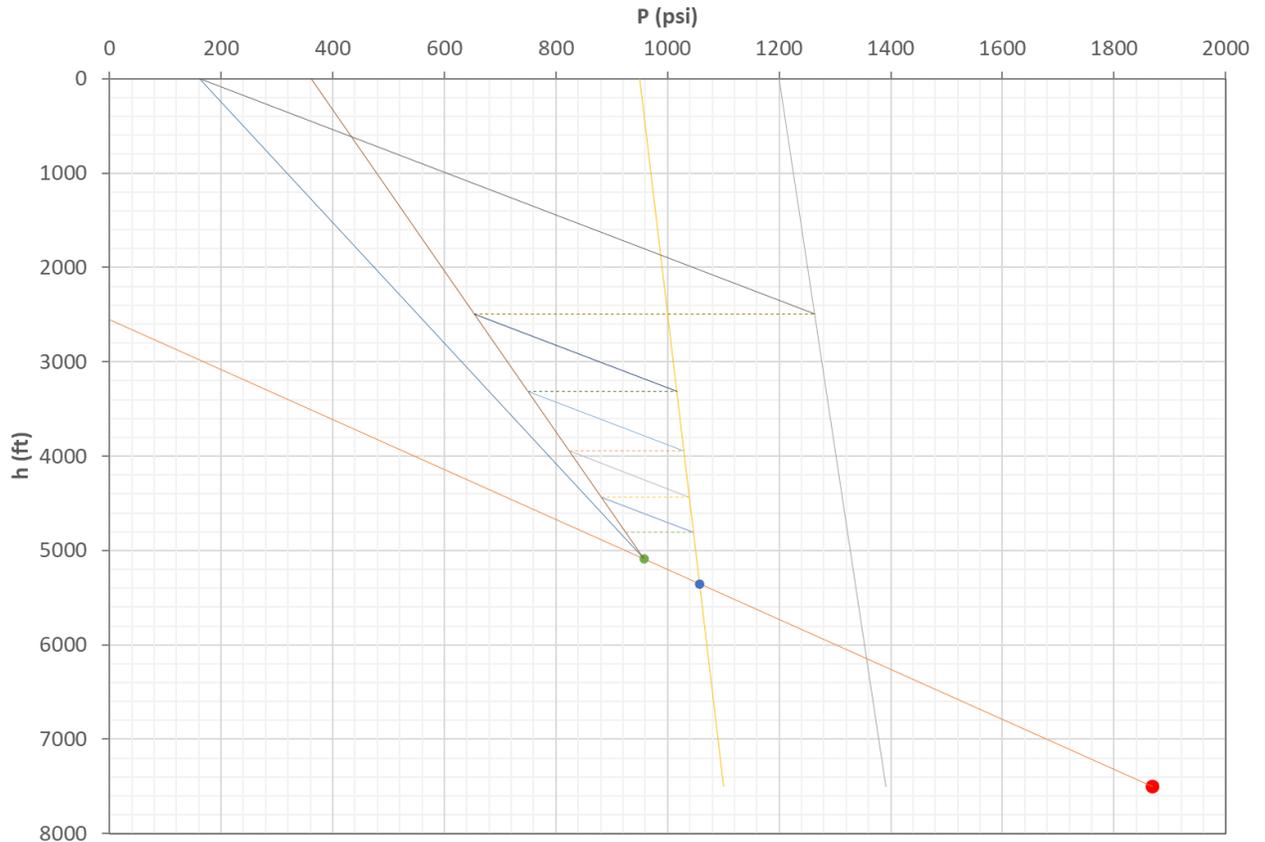


Figura 77. Diseño de espaciamiento de válvulas convencional.

Fuente: Elaboración Propia.

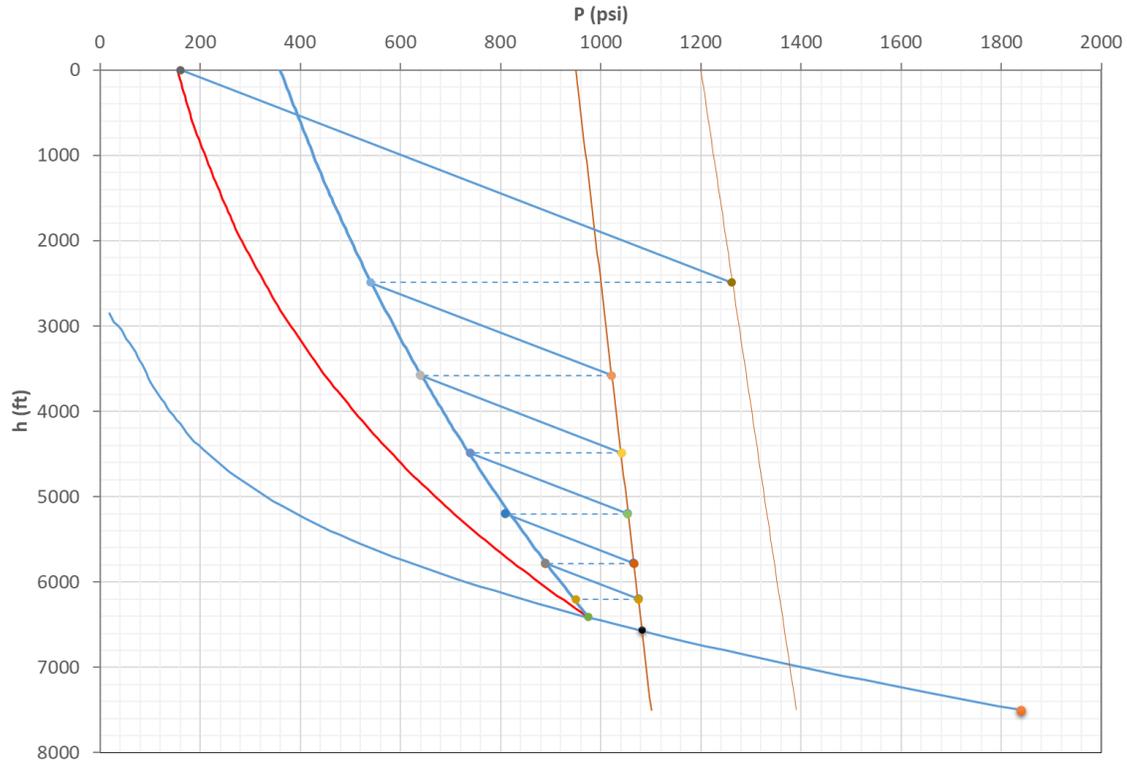


Figura 78. Diseño de espaciamiento de válvulas trabajado con FMT.

Fuente: Elaboración Propia.

Es evidente que el diseño basado en FMT presenta un punto de inyección más profundo, es decir, la longitud de columna que se aligera es físicamente mayor que el considerado en el diseño convencional. Asimismo, El número de válvulas de drene consideradas en el diseño con FMT es mayor, lo que se traduce como una mayor seguridad de drenado durante la puesta en operación del pozo. Finalmente, apegar a la realidad los diseños mejora significativamente el éxito de la instalación y operación de los SAP, en este caso del SAP BNC.

Conclusiones

Es evidente que, al realizar un diseño del SAP BNC más apegado a la realidad, se descubre la necesidad de instalar una o más válvulas de drene para asegurar el correcto arranque del pozo.

Para apegar lo mejor posible el diseño del BNC, fue muy importante definir el comportamiento de las propiedades del aceite, agua y gas, en todo el rango Pws-Ps y Ty-Ts. Esto hizo posible calcular el FMT en el rango antes mencionado.

Se considera que sí es posible mantener el gasto de producción de un pozo instrumentado con BNC mediante el incremento progresivo del gasto de inyección de gas de BN. Debido a que cada vez se incrementa el volumen de gas inyectado, esto resulta conveniente en las instalaciones superficiales de producción porque se le da un buen uso al exceso de gas producido, sin embargo, los equipos para separar y procesar el gas en superficie tienen una capacidad de manejo límite, por lo tanto, existe un volumen máximo de gas que se puede emplear en el BNC.

La estimación de los gastos de inyección de gas futuros permite visualizar qué infraestructura adicional debe ser considerada si se pretende efectuar la conversión de uno o varios grupos de pozos de no fluyentes a instrumentados con BNC.

Es importante destacar que, para la definición de la sección transitoria de la propuesta expuesta en este trabajo de investigación, es necesario contar con un poder de cómputo relativamente alto, puesto que, trabajar las propiedades de los fluidos y hacer cálculos de flujo multifásico implicar iteraciones, interpolaciones y ciclos con cientos de millones de operaciones.

Finalmente, se concluye que, aunque es posible mantener la cuota requerida incrementando gradualmente el caudal de inyección de gas, esto presenta algunos inconvenientes en el ámbito del FMT, en específico con el colgamiento de líquido al interior de la TP.

Referencias

- Armijo, E. J. (2014). *Bombeo Neumatico Dual*. CDMX: Division de ingenieria en ciencias de la tierra.
- Ashford, F. (02 de noviembre de 2021). *PetroSkills*. Obtenido de <https://www.petroskills.com/en/blog/entry/nov2021-gas-lift-totm>
- Baños, J. J. (2019). *APLICACIONES DEL BOMBEO NEUMÁTICO EN LA INDUSTRIA PETROLERA*. CMX: Facultad de ingenieria.
- Barrera, S. (agosto de 2023). *Apuntes de SAP*. CDMX: UNAM.
- Camargo, E. (25 de julio de 2019). *Redalyc*. Obtenido de Ciencia e Ingenieria: <https://www.redalyc.org/journal/5075/507567854007/html/>
- CNH. (23 de Septiembre de 2022). *Blog Petrolero*. Obtenido de https://www.instagram.com/blog_petrolero/p/Ci3YchpACvU/
- Elldakli, F. (2017). *Gas Lift System*. Texas, USA: Pet Petro Chem Eel.
- EPA. (julio de 2024). *United States Environmental Protection Agency*. Obtenido de <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/plunger-lift-system-without-planned-atmospheric-venting>
- Ferrrer, M. P. (2010). *Fundamentos de ingenieria de yacimientos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- García, O. J. (2011). *Aplicación de terminaciones inteligentes en sistemas artificiales de producción*. CDMX: Facultad de ingenieria.
- Geolis. (14 de Marzo de 2014). *Geolis*. Obtenido de Geolis: <https://www.geolis.mx/bombeo-electrocentrifugo-bec-esp/>
- Hernández, A. (2013). *Construcción y aplicación de un modelo de simulación de flujo bifásico en régimen transitorio en un pozo con bombeo neumático continuo mediante el uso del simulador olga*. CDMX: Facultad de ingenieria.
- Hernández, A. (2016). *Capítulo 9 - Diseño de instalaciones de elevación continua por gas*. Elsevier.
- Hernández, M. V. (2022). *PRODUCTIVIDAD DE POZOS*. CMX: UNAM-FI-DICT-PP.
- Hirschfeldt M, M. (2008). *Introducción a los Sistemas de Producción*. Argentina: Oilproduction.
- Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo*. OilProduction.
- Huynh, D. V. (2021). *Proceedings of the 2nd Vietnam Symposium on Advances in Offshore Engineering*. Obtenido de Rendimiento de las tuberías con diferentes correlaciones de flujo multifásico: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-16-7735-9_54

- James F. Lea, L. R. (2019). *11 Elevador de gas*. Elsevier.
- Kartoatmodjo, R. T. (2018). *Optimization of Oil Production by Gas Lift Macaroni in "X" Field*.
Obtenido de Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology:
<https://download.garuda.kemdikbud.go.id/article.php?article=3044370&val=27651&title=Optimization%20of%20Oil%20Production%20by%20Gas%20Lift%20Macaroni%20in%20X%20Field>
- Montalvo, M. A. (2021). *METODOLOGÍA DE DISEÑO DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE*. CDMX: Facultad de ingeniería.
- Obalola, H. A. (2023). *Gas Lift Modeling: A Viable Option for Oil Production Optimization*.
https://www.researchgate.net/publication/375732113_Gas_Lift_Modeling_A_Viable_Option_for_Oil_Production_Optimization.
- Obren, R. F. (1999). *Artificial Lift for High-Volumen Production*. EEUU.
- Petrowiki. (15 de Diciembre de 2006). *Petrowiki*. Obtenido de Oil well performance:
https://petrowiki.spe.org/Oil_well_performance#Vogel.27s_inflow_performance_relation
- Sadeq, D. J. (2024). *Maximizing Production Profits: Optimizing Gas Lift Design in the Halfaya Oil Field*. https://www.researchgate.net/figure/Gas-Lift-Design-Including-the-Activated-Gas-Lift-Valves_fig2_379456230.
- SLB. (1 de junio de 2023). *glossary*. Obtenido de Energy Glossary :
https://glossary.slb.com/es/terms/t/tubing_performance_curve_tpc#:~:text=Una%20herramienta%20matem%C3%A1tica%20utilizada%20en,desempe%C3%B1o%20de%20un%20pozo%20espec%C3%ADfico.
- Smith, G. (2020). Título del artículo. *Nombre de revista*, VI(13), 13-19.
doi:<https://doi.org/10.2118/103923-MS>
- Tylor, J. (2018). Separación de fluidos. *Jornal Of Engineering*, 24. doi:<https://doi.org/10.2118/21999-MS>
- Xospa, T. A. (2023). *ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE*. CDMX: Facultad de ingeniería.


```
'PVT Gen de aceite-----
'Parámetro clave: API

Sub PVT_Gen()

'Presión:.....
a1 = 18
a2 = 0.83
a3 = 2.09535 * 10 ^ -3
a4 = -28.78231 * 10 ^ -3
Rsi = Cells(44, 1001).Value
DRG = Cells(18, 1003).Value
API = Cells(10, 1003).Value
T = Cells(18, 1001).Value
x = 50 * Rnd()
Pb = a1 * (Rsi / DRG) ^ a2 * Exp(a3 * T + a4 * API)
Cells(37, 1000).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=ALEATORIO.ENTRE(-80,-50)"
decremento = ActiveCell.Value
Pb = Int(Pb * (1 + decremento / 100))
Cells(37, 1000).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=ALEATORIO.ENTRE(300,400)"
incremento = ActiveCell.Value
pws = Int(Pb * (1 + incremento / 100))
Cells(37, 1000).ClearContents
Cells(38, 1001).Value = pws
```

Anexo 5. Subrutina para estimar el PVT de aceite.

Para el gas:

```
Sub dens_rel_gas_disuelto()

'Eje de temperatura
fil_T_copy = 7
col_T = 413
For i = 1 To 50
    Cells(fil_T_copy, 100).Select
    T = ActiveCell.Value
    Cells(110, col_T).Select
    ActiveCell.Value = T
    fil_T_copy = fil_T_copy + 1
    col_T = col_T + 1
Next i
'eje de presión
pws = Cells(39, 1001).Value
Ps = Cells(27, 1001).Value
delta_P = (pws - Ps) / 49
fil = 111
col = 412
For i = 1 To 50
    Cells(fil, col).Select
    ActiveCell.Value = pws - delta_P * (i - 1)
    fil = fil + 1
Next i

API = Cells(10, 1003).Value
```

Anexo 6. Subrutina para estimar el comportamiento de la DRGD a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub dens_rel_gas_libre()

'Eje de temperatura
fil_T_copy = 7
col_T = 413
For i = 1 To 50
    Cells(fil_T_copy, 100).Select
    T = ActiveCell.Value
    Cells(6, col_T).Select
    ActiveCell.Value = T
    fil_T_copy = fil_T_copy + 1
    col_T = col_T + 1
Next i
'eje de presión
pws = Cells(39, 1001).Value
Ps = Cells(27, 1001).Value
delta_P = (pws - Ps) / 49
fil_P = 7
For i = 1 To 50
    Cells(fil_P, 412).Select
    ActiveCell.Value = pws - delta_P * (i - 1)
    fil_P = fil_P + 1
Next i

'Definición de Pb
fil = 7
col = 413

```

Anexo 7. Subrutina para estimar el comportamiento de la DRGL a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub Ppr_Tpr_Z_Ahmed()
Range(Cells(215, 412), Cells(265, 462)).Select
Selection.ClearContents
'Ejes
fil = 215 'Temperatura
col = 413
For i = 1 To 50
    Cells(fil, col).Select
    ActiveCell.Value = Cells(fil - 209, col).Value
    col = col + 1
Next i
fil = 216 'Presión
col = 412
For i = 1 To 50
    Cells(fil, col).Select
    ActiveCell.Value = Cells(fil - 209, col).Value
    fil = fil + 1
Next i

Dim Ppr As Double 'Ciclo Ppr ::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::::
fil = 216
col = 412
For k = 1 To 50
    DRGP = Cells(18, 1003).Value
    Cells(fil, col).Select
    P = ActiveCell.Value
    Ppc = 677 + 15 * DRGP - 37.5 * DRGP ^ 2
    Ppr = P / Ppc
    ActiveCell.Value = Ppr

```

Anexo 8. Subrutina para estimar el comportamiento de Z a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub Bg()
'Ejes
fil = 319
col = 413
For i = 1 To 50 'eje de temperatura
Cells(fil, col).Select
ActiveCell.Value = Cells(fil - 209, col).Value
col = col + 1
Next i
fil = 320
col = 412
For i = 1 To 50 'eje de presión
Cells(fil, col).Select
ActiveCell.Value = Cells(fil - 209, col).Value
fil = fil + 1
Next i

Dim Bg As Double
fil = 320
col = 413
For n = 1 To 50
For k = 1 To 50

Cells(fil - k, col).Select
T = ActiveCell.Value
Cells(fil, col - n).Select
P = ActiveCell.Value

```

Anexo 9. Subrutina para estimar el comportamiento del Bg a diferentes presiones y temperaturas..

```

Sub dens_gas()
fil = 422
col = 413
For i = 1 To 50 'Eje temperatura
Cells(fil, col).Select
ActiveCell.Value = Cells(fil - 103, col).Value
col = col + 1
Next i
fil = 423
col = 412
For i = 1 To 50 'Eje presión
Cells(fil, col).Select
ActiveCell.Value = Cells(fil - 103, col).Value
fil = fil + 1
Next i

Dim Bg, dens_gas As Double
Ma = Cells(21, 1003).Value
r = 10.73
fil = 423
col = 413
For n = 1 To 50
Cells(fil - 1, col).Select
T = ActiveCell.Value
For k = 1 To 50
Cells(fil - 207, col).Select

```

Anexo 10. Subrutina para estimar el comportamiento de la densidad del gas a diferentes presiones y temperaturas..

```

Sub visc_gas()
fil = 527
col = 413
For i = 1 To 50 'Eje de temperatura
    Cells(fil, col).Select
        ActiveCell.Value = Cells(fil - 105, col).Value
    col = col + 1
Next i
fil = 528
col = 412
For i = 1 To 50 'Eje de presión
    Cells(fil, col).Select
        ActiveCell.Value = Cells(fil - 105, col).Value
    fil = fil + 1
Next i

fil = 528
col = 413
Dim visc As Double
Ma = Cells(21, 1003).Value
r = 10.73
For n = 1 To 50
    Cells(fil - 1, col).Select
        T = ActiveCell.Value

```

Anexo 11. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad del gasa diferentes presiones y temperaturas.

Para el agua:

```

Sub Rsw()

fil_T_copy = 7 'Eje de temperatura
col_T = 516
For i = 1 To 50
    Cells(fil_T_copy, 100).Select
        T = ActiveCell.Value
    Cells(6, col_T).Select
        ActiveCell.Value = T
    fil_T_copy = fil_T_copy + 1
    col_T = col_T + 1
Next i
pws = Cells(39, 1001).Value 'eje de presión
Ps = Cells(27, 1001).Value
delta_P = (pws - Ps) / 49
    fil = 7
    col = 515
    For i = 1 To 50
        Cells(fil, col).Select
            ActiveCell.Value = pws - delta_P * (i - 1)
        fil = fil + 1
    Next i
'Condición PVT
Ty = Cells(18, 1001).Value
Pb = Cells(13, 13).Value

```

Anexo 12. Subrutina para estimar el comportamiento de la Rsw a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub Bw()

'Eje de temperatura
fil_T_copy = 7
col_T = 619
For i = 1 To 50
    Cells(fil_T_copy, 100).Select
    T = ActiveCell.Value
    Cells(6, col_T).Select
    ActiveCell.Value = T
    fil_T_copy = fil_T_copy + 1
    col_T = col_T + 1
Next i
'Eje de presión
pws = Cells(39, 1001).Value
Ps = Cells(27, 1001).Value
delta_P = (pws - Ps) / 49
fil = 7
col = 618
For i = 1 To 50
    Cells(fil, col).Select
    ActiveCell.Value = pws - delta_P * (i - 1)
    fil = fil + 1
Next i

'DEFINICIÓN DE ESTADO

```

Anexo 13. Subrutina para estimar el comportamiento de Bw a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub viscosidad_agua()
salinidad = Cells(48, 1001).Value
'Eje de temperatura
fil_T_copy = 7
col_T = 619
For i = 1 To 50
    Cells(fil_T_copy, 100).Select
    T = ActiveCell.Value
    Cells(110, col_T).Select
    ActiveCell.Value = T
    fil_T_copy = fil_T_copy + 1
    col_T = col_T + 1
Next i
'Eje de presión
pws = Cells(39, 1001).Value
Ps = Cells(27, 1001).Value
delta_P = (pws - Ps) / 49
fil = 111
col = 618
For i = 1 To 50
    Cells(fil, col).Select
    ActiveCell.Value = pws - delta_P * (i - 1)
    fil = fil + 1
Next i

fil = 111
col = 619

```

Anexo 14. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad del agua a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub loc_Rs()

Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
        h = ActiveCell.Value
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        P = ActiveCell.Value
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        T = ActiveCell.Value
fil = 7 ''Inicio de valores de rango de presión
col = 103
For m = 1 To 100 'Ciclo de búsqueda en eje de presión
    Cells(fil, col).Select
        If ActiveCell.Value <= P Then
            x2 = ActiveCell.Value
            x1 = ActiveCell.Offset(-1, 0).Value
            GoTo SIGUIENTE2
        End If
    fil = fil + 1
Next m
SIGUIENTE2:
fil = 6 ''Inicio de valores de rango de temperatura
col = 104
For n = 1 To 100 'Ciclo de búsqueda en eje de temperatura =====
    Cells(fil, col).Select
        If ActiveCell.Value = m Then 'leale para condiciones satúricas =====

```

Anexo 15. Subrutina para estimar el comportamiento de la Rs a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub colgamiento_sin_resbalamiento()
Dim Bg As Double
Dim Bw As Double
Qo = Cells(25, 1003).Value
qw = Cells(29, 1003).Value
Rsi = Cells(44, 1001).Value
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
        Rs = ActiveCell.Offset(0, 6)
        Bg = ActiveCell.Offset(0, 5)
        Bo = ActiveCell.Offset(0, 3)
        Bw = ActiveCell.Offset(0, 4)
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        a = Qo * (Rsi - Rs) * Bg
        b = 5.615 * (Qo * Bo + qw * Bw)
        ActiveCell.Value = 1 / (1 + a / b)

End Sub

```

Anexo 16. Subrutina para estimar el comportamiento del colgamiento sin resbalamiento a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub fo_fw()
Qo = Cells(25, 1003).Value
qw = Cells(29, 1003).Value
Dim Bw As Double
Cells(6, 722).Select
Selection.End(xlDown).Select
    Bo = ActiveCell.Offset(0, 3).Value
    Bw = ActiveCell.Offset(0, 4).Value
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = Qo * Bo / (Qo * Bo + qw * Bw)
        fo = ActiveCell.Value
    Selection.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = 1 - fo
End Sub

```

Anexo 17. Subrutina para estimar el comportamiento de fo y fw a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub dens_liquido()
    Dim dens_aceite As Double
    Dim dens_agua As Double
Cells(6, 722).Select
Selection.End(xlDown).Select
    fo = Selection.Offset(0, 10).Value
    fw = Selection.Offset(0, 11).Value
    dens_aceite = Selection.Offset(0, 13).Value
    dens_agua = Selection.Offset(0, 16).Value
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = dens_aceite * fo + dens_agua * fw
End Sub

```

Anexo 18. Subrutina para estimar el comportamiento de la densidad del líquido a diferentes presiones y temperaturas.

```

Sub visc_liquido()
Cells(6, 722).Select
Selection.End(xlDown).Select
    fo = Selection.Offset(0, 10).Value
    fw = Selection.Offset(0, 11).Value
    visc_aceite = Selection.Offset(0, 18).Value
    visc_agua = Selection.Offset(0, 19).Value
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = visc_aceite * fo + visc_agua * fw
End Sub

```

Anexo 19. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad del líquido a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub tension_liquido()
Dim tension_aceite As Double
API = Cells(10, 1003).Value
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
        P = ActiveCell.Offset(0, 1).Value
        T = Selection.Offset(0, 2).Value
        fo = Selection.Offset(0, 10).Value
        fw = Selection.Offset(0, 11).Value

'Tensión del aceite
Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
ActiveCell.Value = (42.4 - 0.047 * T - 0.267 * API) * Exp(-0.0007 * P)
    tension_aceite = ActiveCell.Value
'Tensión del agua
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
    sw1 = 52.5 - 0.006 * P
    sw2 = 76 * Exp(-0.00025 * P)
    ActiveCell.Value = ((280 - T) / 206) * (sw2 - sw1) + sw1
    tension_agua = ActiveCell.Value
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
    ActiveCell.Value = tension_aceite * fo + tension_agua * fw

```

Anexo 20. Subrutina para estimar el comportamiento de la tensión del líquido a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub visc_mezcla()
Dim visc_gas As Double
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
        HL = ActiveCell.Offset(0, 7)
        visc_liq = ActiveCell.Offset(0, 20)
        visc_gas = ActiveCell.Offset(0, 24)
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = (visc_liq * HL) + (visc_gas * (1 - HL))
End Sub

```

Anexo 21. Subrutina para estimar el comportamiento de la viscosidad de la mezcla a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub dens_mezcla()
Dim dens_gas As Double
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
        HL = ActiveCell.Offset(0, 7)
        dens_liq = ActiveCell.Offset(0, 17)
        dens_gas = ActiveCell.Offset(0, 26)
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = dens_liq * HL + dens_gas * (1 - HL)
End Sub

```

Anexo 22. Subrutina para estimar el comportamiento de la densidad de la mezcla a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub vs1()
Dim Bw As Double
Qo = Cells(25, 1003).Value
qw = Cells(29, 1003).Value
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
    Bo = ActiveCell.Offset(0, 3)
    Bw = ActiveCell.Offset(0, 4)
    diam = ActiveCell.Offset(0, 28)
    Ap = 3.1416 * (diam / 2) ^ 2
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = 6.4979 * (10 ^ -5) * (Qo * Bo + qw * Bw) / (Ap / 144)
End Sub

```

Anexo 23. Subrutina para estimar el comportamiento de la Vsl a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub vsg()
Qo = Cells(25, 1003).Value
Rsi = Cells(44, 1001).Value
Dim Bg As Double
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
    Rs = ActiveCell.Offset(0, 6)
    Bg = ActiveCell.Offset(0, 5)
    diam = ActiveCell.Offset(0, 28)
    Ap = 3.1416 * (diam / 2) ^ 2
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = 1.1574 * (10 ^ -5) * Qo * (Rsi - Rs) * Bg / (Ap / 144)
End Sub

```

Anexo 24. Subrutina para estimar el comportamiento de la Vsg a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub velmezcla()
Dim vs1 As Double
Dim vsg As Double
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
    vs1 = ActiveCell.Offset(0, 29)
    vsg = ActiveCell.Offset(0, 30)
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        Selection.Value = vs1 + vsg
End Sub

```

Anexo 25. Subrutina para estimar el comportamiento de la velocidad de la mezcla a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub Reynolds()
Cells(6, 722).Select
Selection.End(xlDown).Select
dm = ActiveCell.Offset(0, 27)
vm = ActiveCell.Offset(0, 31)
diam = ActiveCell.Offset(0, 28)
visc_m = ActiveCell.Offset(0, 25)
Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
ActiveCell.Value = 124 * dm * vm * diam / visc_m
End Sub

```

Anexo 28. Subrutina para determinar el número de Reynolds

```

Sub Regimen_flujo()
Cells(6, 722).Select
Selection.End(xlDown).Select
NRe = ActiveCell.Offset(0, 32)
Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
If NRe < 2300 Then
ActiveCell.Value = "Laminar"
ElseIf NRe >= 2300 And NRe <= 3100 Then
ActiveCell.Value = "Transición"
ElseIf NRe > 3100 Then
ActiveCell.Value = "Turbulento"
End If
End Sub

```

Anexo 31. Subrutina para estimar el comportamiento del régimen de flujo a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub factor_friccion()
Cells(6, 722).Select
Selection.End(xlDown).Select
NRe = ActiveCell.Offset(0, 32)
diam = ActiveCell.Offset(0, 28)
rugo = Cells(24, 1012).Value
Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
If NRe < 2300 Then
ActiveCell.Value = 64 / NRe
ElseIf NRe >= 2300 And NRe <= 3100 Then
ActiveCell.Value = 0.316 / (NRe ^ 0.25)
ElseIf NRe > 3100 Then
x = 1 / (3.7 * diam / rugo)
y = Application.WorksheetFunction.Log10(x)
z = 5.74 / (NRe ^ 0.9)
ActiveCell.Value = 0.25 / (y + z) ^ 2
End If
End Sub

```

Anexo 34. Subrutina para estimar el comportamiento del factor de fricción a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub perdidas_fricc()
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
    Dh = Cells(35, 1011).Value
    dens_m = ActiveCell.Offset(0, 27)
    f = ActiveCell.Offset(0, 34)
    v = ActiveCell.Offset(0, 31)
    diam = ActiveCell.Offset(0, 28)
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        Selection.Value = 13.676 * f * (v ^ 2) * (Dh * 0.00018939) / (2 * diam)
End Sub

```

```

Sub perdidas_elev()
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
    Dh = Cells(35, 1011).Value
    dens_m = ActiveCell.Offset(0, 27)
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        Selection.Value = 2.158 * (10 ^ -4) * dens_m * 32.2 * Dh
End Sub

```

Anexo 35. Subrutina para estimar el comportamiento de las perdidas por fricción y elevación a diferentes presiones y temperaturas

```

Sub NLv()
Dim vsl As Double
Cells(6, 722).Select
    Selection.End(xlDown).Select
    dens_liq = ActiveCell.Offset(0, 17)
    tens_liq = ActiveCell.Offset(0, 23)
    vsl = ActiveCell.Offset(0, 29)
    Selection.End(xlToRight).Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.Value = 1.938 * vsl * (dens_liq / tens_liq) ^ 0.25
End Sub

```

Anexo 36. Subrutina para estimar el comportamiento del NLv a diferentes presiones y temperaturas

En esta sección de anexos se muestran extractos de las subrutinas utilizadas para trabajar comportamiento de afluencia futuro, perfil modificado y perfil natural.

```

Sub Qo_futuros()
Sheets("Home").Select
Range(Cells(157, 143), Cells(157 + 35, 144)).Select
Selection.ClearContents
Pwf = Cells(165, 16).Value
fil = 126
col = 102
For j = 2 To 31
    For i = 1 To 25
        Cells(fil, col).Select
        If Selection < Pwf And Selection <> "" Then

            Pwf_n_1 = Selection
            Selection.Offset(0, -1).Select
            Qo_n_1 = Selection.Value
            Selection.Offset(-1, 0).Select
            Qo_n_2 = Selection.Value
            Selection.Offset(0, 1).Select
            Pwf_n_2 = Selection
            m = (Qo_n_2 - Qo_n_1) / (Pwf_n_2 - Pwf_n_1)
            b = Qo_n_2 - m * Pwf_n_2
            Qo_n = m * Pwf + b

            Cells(155, 143).Select
            Selection.End(xlDown).Select

```

Anexo 37. Subrutina para estimar los Qo futuros.

```

Sub Qo_futuros_BN()
Sheets("Home").Select
Range(Cells(157, 143), Cells(157 + 35, 144)).Select
Selection.ClearContents
Pwf = Cells(165, 16).Value
fil = 126
col = 102
  For j = 2 To 31
    For i = 1 To 25
      Cells(fil, col).Select
      If Selection < Pwf And Selection <> "" Then

        Pwf_n_1 = Selection
        Selection.Offset(0, -1).Select
        Qo_n_1 = Selection.Value
        Selection.Offset(-1, 0).Select
        Qo_n_2 = Selection.Value
        Selection.Offset(0, 1).Select
        Pwf_n_2 = Selection
        m = (Qo_n_2 - Qo_n_1) / (Pwf_n_2 - Pwf_n_1)
        b = Qo_n_2 - m * Pwf_n_2
        Qo_n = m * Pwf + b
      End If
    Next i
  Next j
End Sub

```

Anexo 38. Subrutina para estimar los Qo futuros BN.

```

Sub calc_Pwf_para_1500()
Sheets("Home").Select
Range(Cells(157, 147), Cells(157 + 35, 147)).Select
Selection.ClearContents
Qo = Cells(165, 15).Value
fil = 126
col = 101
  For j = 1 To 31
    For i = 1 To 25
      Cells(fil, col).Select
      If Selection > Qo And Selection <> "" Then

        Qo_n_1 = Selection
        Selection.Offset(0, 1).Select
        Pwf_n_1 = Selection.Value
        Selection.Offset(-1, 0).Select
        Pwf_n_2 = Selection.Value
        Selection.Offset(0, -1).Select
        Qo_n_2 = Selection
        m = (Pwf_n_2 - Pwf_n_1) / (Qo_n_2 - Qo_n_1)
        b = Pwf_n_2 - m * Qo_n_2
        Pwf_n = m * Qo + b
      End If
    Next i
  Next j
End Sub

```

Anexo 39. Subrutina para estimar la Pwf para la cuota (1500 bpd)

```

Sub MAIN_grad_futuros_naturales_1500()
Dim tension_aceite As Double
Sheets("FMT").Select
Range(Cells(7, 722), Cells(2000, 766)).Select
Selection.ClearContents

Call condiciones_pivote_perfiles_futuros

Dh = 100 'ft
DT = Dh * 0.01646
intervalos = 10000 'NO HAY LIMITE DE INTERVALOS

For iteracion = 1 To intervalos

Call loc_Bo
Call loc_Bw
Call loc_Bg
Call loc_Rs
Call colgamiento_sin_resbalamiento_perfiles_futuros
Call definir_Pb
Call definir_estado
Call fo_fw
Call loc_DRGD
Call dens_aceite
Call loc_Rsw
Call loc_Bw_a_Pb

```

Anexo 40. Subrutina para estimar los perfiles naturales.

```

Sub MAIN_grad_futuros_modificados_1500()
Dim tension_aceite As Double
Sheets("FMT").Select
Range(Cells(7, 722), Cells(2000, 766)).Select
Selection.ClearContents

Call condiciones_pivote_perfiles_modificados_futuros

Dh = 50 'ft
DT = Dh * 0.01646
intervalos = 10000 'NO HAY LIMITE DE INTERVALOS

For iteracion = 1 To intervalos

Call loc_Bo
Call loc_Bw
Call loc_Bg
Call loc_Rs
Call colgamiento_sin_resbalamiento_perfiles_modificados_futuros
Call definir_Pb
Call definir_estado
Call fo_fw
Call loc_DRGD
Call dens_aceite
Call loc_Rsw
Call loc_Bw_a_Pb
Call dens_agua
Call dens_liquido
Call loc_visc_Aceite
Call loc_visc_Agua
Call visc_liquido

```

Anexo 41. Subrutina para estimar los perfiles modificados.