



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

“Implementación del sistema de levantamiento artificial Gas Lift en pozos petroleros del campo Palo Azul, mediante el software PROSPER”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

Elizabeth Edith López Tigrero

Anthony Alexi Muñoz Tomalá

TUTOR:

Ing. Sadi Iturralde, Msc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2023

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL GAS LIFT EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO
PALO AZUL MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

ELIZABETH EDITH LÓPEZ TIGRERO
ANTHONY ALEXI MUÑOZ TOMALÁ

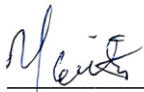
TUTOR:

ING. SADI ITURRALDE, MSc.

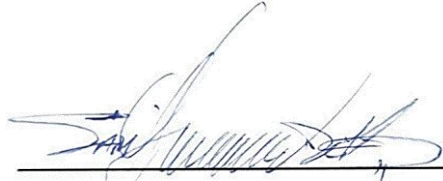
LA LIBERTAD – ECUADOR

2023

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, Ph.D
DIRECTORA DE CARRERA
PETRÓLEO



Ing. Sadi Iturralde Kure, Msc
DOCENTE TUTOR



Ing. Xavier Vargas
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

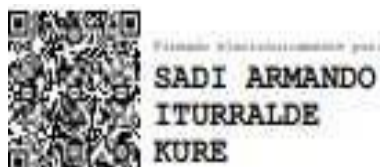
DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado primero a Dios, por acompañarnos paso a paso en esta travesía académica; a nuestros padres, por ser una parte fundamental en cada peldaño de nuestras vidas con su confianza y respaldo; a la Universidad Estatal Península de Santa Elena y a la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, que abrieron sus puertas para nuestra preparación y cumplimiento de meta profesional, también a aquellos docentes que compartieron sus conocimientos y experiencias.

Elizabeth López y Anthony Muñoz

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“Implementación del sistema de levantamiento artificial Gas Lift en pozos petroleros del campo Palo Azul, mediante el software PROSPER”**, cuya autoría corresponde a los estudiantes Elizabeth Edith López Tigrero y Anthony Alexi Muñoz Tomalá, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio Compilatio, y luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, se encuentra con un 0 % de la valoración permitida.



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.

TUTOR

“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL GAS LIFT EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO
PALO AZUL MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER”

AUTORES:

ELIZABETH EDITH LÓPEZ TIGRERO

ANTHONY ALEXI MUÑOZ TOMALÁ



IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT
EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO
PALO AZUL MEDIANTE EL SOFTWARE
PROSPER

0% Similitudes
< 1% Texto entre comillas
0% similitudes entre comillas
2% Idioma no reconocido

Nombre del documento: IMPLEMENTACION DEL SISTEMA
DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT EN POZOS
PETROLEROS DEL CAMPO PALO AZUL MEDIANTE EL
SOFTWARE PROSPER.docx
ID del
documento: a31cd0039cfb764a0fb5592b070a5e8aad3f22be
Tamaño del documento original: 123,91 kB

Depositante: SADI ARMANDO ITURRALDE KURE
Fecha de depósito: 14/7/2023
Tipo de carga: interface
fecha de fin de análisis: 14/7/2023

Número de palabras: 5235
Número de caracteres: 30.901

Ubicación de las similitudes en el documento:

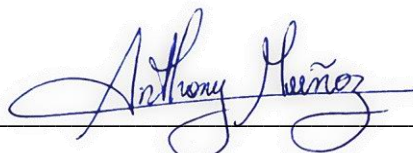
DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Elizabeth Edith López Tigrero y Anthony Alexi Muñoz Tomalá, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Implementación del sistema de levantamiento artificial Gas Lift en pozos petroleros del campo Palo Azul, mediante el software PROSPER”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y es de nuestra autoría.

Los suscritos, cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de propiedad intelectual, su reglamento y la normativa institucional vigente.



Elizabeth López Tigrero
C.I. No. 2400288516



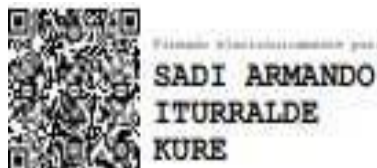
Anthony Muñoz Tomalá
C.I. No. 0923420657

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En mi calidad de tutor del presente trabajo **IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO PALO AZUL MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER** previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleos de la autoría de: Elizabeth Edith López Tigrero y Anthony Alexi Muñoz Tomalá, egresados de la Carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haberlo orientado, estudiado y revisado, lo apruebo en todas sus partes.



Ing. Sadi Iturralde Kure, Msc.

Tutor

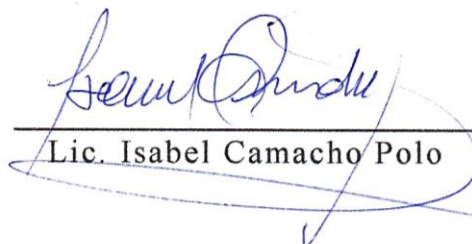
CERTIFICADO DE GRAMATÓLOGO

CERTIFICO

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del Trabajo de **integración curricular**, con el tema **“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT EN POZOS PETROLEROS DEL CAMPO PALO AZUL MEDIANTE EL SOFTWARE PROSPER”**, cuya autoría corresponde a **ELIZABETH EDITH LÓPEZ TIGRERO** y **ANTHONY ALEXI MUÑOZ TOMALÁ** para optar por el Grado de **Ingenieros en Petróleos**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

La Libertad, julio de 2023



Lic. Isabel Camacho Polo

Teléfono: 0994416753
e-mail: isabelacamacho@hotmail.com
Reg. Senescyt 1023-11-1101534

AGRADECIMIENTOS

Cada camino tiene sus obstáculos y el recorrido de este camino académico no fue la excepción, en cada tropiezo y caída siempre hubo una luz, por ello agradecemos a nuestro Creador, a nuestras amadas familias y a todas aquellas personas que, en algún momento de esta experiencia, con alguna acción o simplemente una palabra de aliento estuvieron presentes para concretar este objetivo.

Elizabeth López y Anthony Muñoz

CONTENIDO

	Pág.
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	iii
DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	viii
CERTIFICADO DE GRAMATÓLOGO.....	ix
AGRADECIMIENTOS	x
CONTENIDO.....	xi
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE TABLAS	xviii
GLOSARIO DE TÉRMINOS	xix
RESUMEN.....	xx
ABSTRACT	xxi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.2 ANTEDECENTES.....	1
1.3 HIPÓTESIS	3
1.4 OBJETIVOS	3
1.4.1 Objetivo General	3

1.4.2	Objetivos Específicos	3
1.5	ALCANCE.....	4
1.6	VARIABLES	4
1.6.1	Variables Dependientes	4
1.6.2	Variables Independientes	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO		5
2.1	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	5
2.1.1	Campo petrolero Palo Azul.....	5
2.1.2	Ubicación del campo	6
2.1.3	Estructura geológica del campo	6
2.1.4	Estratigrafía del campo Palo Azul.....	8
2.2	PROPIEDADES DEL RESERVORIO Y DEL POZO	10
2.2.1	Propiedades del reservorio	10
2.2.2	Propiedades del fluido	10
2.2.3	Mecanismo de drenaje	11
2.2.4	Curva IPR (Inflow Performance Relationship).....	12
2.3	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	14
2.3.1	Bombeo Electrosumergible.....	14
2.3.2	Bombeo de cavidades progresivas.....	15
2.3.3	Bombeo hidráulico	16
2.3.4	Bombeo mecánico	16
2.3.5	Gas Lift	17

2.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT	18
2.4.1 Gas Lift continuo	18
2.4.2 Gas Lift intermitente.....	19
2.4.3 Tipos de válvulas	20
2.4.4 Ventajas y desventajas de Gas-Lift	22
2.5 FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA SISTEMAS GAS LIFT	23
2.5.1 Válvulas Gas Lift.....	23
2.5.2 Separadores	23
2.5.3 Mandriles	24
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	25
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	25
3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	25
3.3 POBLACIÓN	25
3.4 MUESTRA.....	26
3.5 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	26
3.6 ESQUEMA METODOLÓGICO.....	26
3.7 SIMULACIÓN EN PROSPER	27
3.7.1. Diseño de gas lift del pozo PLAN-051	27
3.7.2. Diseño de gas lift del pozo PLAN-053	32
3.7.3. Diseño de gas lift del pozo PLAN-057	35
3.7.4. Análisis de sensibilidad.....	37
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	38

4.1	CURVAS DE IPR.....	38
4.1.1	Pozo PLAN-051	38
4.1.2	Pozo PLAN-053	40
4.1.3	Pozo PLAN-057	42
4.1.4	Análisis económico.....	44
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		52
5.1	CONCLUSIONES	52
5.2	RECOMENDACIONES	54
REFERENCIAS		55
ANEXO A		58
ANEXO B		61
ANEXO C		63
ANEXO D.....		69
ANEXO E.....		71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del campo petrolero Palo Azul (Chiang & Eras, 2019).....	6
Figura 2. Mapa estructural de la cuenca Oriente (Chiang & Eras, 2019).....	7
Figura 3. Columna estratigráfica de la cuenca Oriente (Caiza & Méndez, 2014).....	9
Figura 4. Esquema de drenaje por empuje de agua, (Sevillano, 2016).....	12
Figura 5. Curva IPR (Inflow performance relationship), (Barrera, 2019; Peña, 2016a).	13
Figura 6. Equipo de bombeo electrosumergible (BES), (Gualacata & Parra, 2020).....	14
Figura 7. Partes de un sistema de bombeo por cavidades progresivas, (León, 2016). ...	15
Figura 8. Estructura de un sistema de bombeo hidráulico, (León, 2016)	16
Figura 9. Estructura de un sistema de bombeo mecánico, (León, 2016)	17
Figura 10. Sistema de Gas Lift, (Elldakli, 2017).....	18
Figura 11. Gas Lift de Flujo Continuo (Elldakli, 2017).....	19
Figura 12. Gas Lift de Flujo Intermitente, (Elldakli, 2017).	19
Figura 13. Condiciones iniciales de PROSPER.	27
Figura 14. Ingreso de las propiedades PVT.	28
Figura 15. Parámetros de inicio para la construcción de la curva IPR.	29
Figura 16. Modelo de perforación de la arena.....	29
Figura 17. Parámetros de los equipos del pozo PLAN-051.	30
Figura 18. Configuración general para el diseño de Gas Lift del pozo PLAN-051.	31

Figura 19. Carga de las válvulas al mecanismo de producción.....	31
Figura 20. Propiedades PVT del pozo PLAN-053.	32
Figura 21. Propiedades para la curva de IPR del pozo PLAN-053.	33
Figura 22. Propiedades de comportamiento geomecánico del pozo PLAN-053.....	33
Figura 23. Configuración del equipo de fondo.....	34
Figura 24. Configuración general para el diseño de Gas Lift del pozo PLAN-053.	35
Figura 25. Configuración del equipo de fondo del pozo PLAN-057.....	35
Figura 26. Configuración general para el diseño de Gas Lift del pozo PLAN-057.	36
Figura 27. Carga de las válvulas al mecanismo de producción del pozo PLAN-057.....	36
Figura 28. Curvas de IPR y VLP del pozo PLAN-051.....	38
Figura 29. Comportamiento de la tasa de fluido vs la tasa de inyección del pozo PLAN-051.....	39
Figura 30. Comportamiento del gradiente del fluido del pozo PLAN-051.....	40
Figura 31. Curvas de IPR y VLP del pozo PLAN-053.....	40
Figura 32. Comportamiento de la tasa de fluido vs la tasa de inyección del pozo PLAN-053.....	41
Figura 33. Comportamiento del gradiente del fluido del pozo PLAN-053.....	42
Figura 34. Curvas de IPR y VLP del pozo PLAN-057.....	42
Figura 35. Comportamiento de la tasa de fluido vs la tasa de inyección del pozo PLAN-057.....	43
Figura 36. Comportamiento del gradiente del fluido del pozo PLAN-057.....	44
Figura 37. Flujo de efectivo del escenario optimista de los tres pozos.....	46

Figura 38. Valor Actual Neto vs Tasa de descuento del escenario optimista de los tres pozos.	47
Figura 39. Flujo de efectivo del escenario promedio de los tres pozos.	48
Figura 40. Valor Actual Neto vs Tasa de descuento del escenario promedio de los tres pozos.	49
Figura 41. Flujo de efectivo del escenario pesimista de los tres pozos.	50
Figura 42. Valor Actual Neto vs Tasa de descuento del escenario pesimista de los tres pozos.	51
Figura 43. Esquema mecánico del pozo PLAN-051.....	58
Figura 44. Esquema mecánico del pozo PLAN-053.....	59
Figura 45. Esquema mecánico del pozo PLAN-057.....	60
Figura 46. Asentamiento de válvulas del pozo PLAN-051.....	61
Figura 47. Asentamiento de válvulas del pozo PLAN-053.....	61
Figura 48. Asentamiento de válvulas del pozo PLAN-057.....	62
Figura 48. Producción del pozo PLAN-051.....	69
Figura 49. Producción del pozo PLAN-053.....	69
Figura 50. Producción del pozo PLAN-057.....	70

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Zonas litológicas del campo Palo Azul (Caiza & Méndez, 2014; Rivadeneira, 2018).	8
Tabla 2: Propiedades del reservorio del campo Palo Azul (Gualacata & Parra, 2020). .	10
Tabla 3: Propiedades petrofísicas promedio del reservorio T (Bautista, 2017).	10
Tabla 4: Propiedades del fluido del campo Palo Azul (Gualacata & Parra, 2020).	11
Tabla 5: Propiedades PVT de pozos Palo Azul-1 y Palo Azul-2 (Bautista, 2017).....	11
Tabla 6: Tipos de válvula en Gas Lift de flujo continuo e intermitente (Schlumberger, 2017).	20
Tabla 7. Casos para el análisis de sensibilidad.	37
Tabla 8: Parámetros económicos para proyectos de inversión.....	45
Tabla 9: CAPEX Y OPEX para la implementación del Sistema de levantamiento artificial GAS LIFT.....	46
Tabla 10. Comportamiento del flujo del pozo PLAN-051.....	63
Tabla 11: Comportamiento del flujo del pozo PLAN-053.....	65
Tabla 12: Comportamiento del flujo del pozo PLAN-053.....	67
Tabla 13: Flujo de efectivo del escenario optimista	71
Tabla 14: Tasa de descuento del escenario optimista	72
Tabla 15: Flujo de efectivo del escenario promedio	73
Tabla 16: Tasa de descuento del escenario promedio.....	74
Tabla 17: Flujo de efectivo del escenario pesimista	75
Tabla 18: Tasa de descuento del escenario pesimista.....	76

GLOSARIO DE TÉRMINOS

BAPD:	Barriles de agua por día.
BES:	Bombeo electro sumergible.
BPPD:	Barriles de petróleo por día.
CAPEX:	Gastos en capital.
GOR:	Relación gas-petróleo.
IPR:	Relación del rendimiento del fluido.
MSCFD:	Mil pies cúbicos estándar por día.
OPEX:	Gastos de operaciones.
PVT:	Presión, volumen y temperatura.
TIR:	Tasa interna de retorno.
TVDSS:	Verdadera profundidad vertical submarina.
VAN:	Valor actual neto.
VLP:	Rendimiento de elevación vertical.
ZPF:	Estación petrolera.

“Implementación del sistema de levantamiento artificial Gas Lift en pozos petroleros del campo Palo Azul, mediante el software PROSPER”

Autores: López Tigrero Elizabeth, y
Muñoz Tomalá Anthony

Tutor: Sadi Iturralde

RESUMEN

El sistema de levantamiento artificial Gas Lift destaca su importancia en equipar los pozos petroleros para una mayor producción con una mínima inyección de gas. Según los monitoreos de pozos del campo petrolero Palo Azul, existen observaciones que resaltan el bajo aporte de producción debido al desgaste o taponamiento de bombas y bloqueo de bombas por alta relación gas-petróleo. Esta tesis tuvo como objetivo, evaluar la implementación del sistema Gas Lift continuo en pozos de baja productividad de la arena Basal Tena del campo Palo Azul mediante el software PROSPER. La metodología del estudio estuvo basada en, recopilar información de las propiedades del fluido de reservorio, cálculo de parámetros del diseño de Gas Lift, como presión de inyección de superficie, profundidades de inyección y gradiente de fluido de descarga. Además, se verifican las condiciones del flujo, se plantean escenarios de flujo para producción por tubing, se simula el sistema de levantamiento artificial Gas Lift mediante el software PROSPER, se crean gráficas mediante el índice de productividad y se determina la rentabilidad del proyecto. Los resultados muestran que, en el pozo PLAN-051 existe un incremento en la producción de petróleo con el sistema de levantamiento artificial Gas Lift, hasta 6100 bpd de 372.24 bpd; el pozo PLAN-053 de 380.70 bpd a 4733 bpd y el pozo PLAN-057 de 452.12 bpd a 788 bpd, es decir que se consigue un incremento de producción alta para los pozos PLAN-051 y PLAN-053. Se recomienda implementar este sistema en los pozos PLAN-051 y PLAN-053 ya que se logra un incremento significativo de la producción de petróleo y por ende se recuperará la inversión inicial teniendo en consideración los factores de riesgo referentes a la variabilidad del precio del petróleo y las tasas de inversión pública.

Palabras clave: Gas Lift, PROSPER, producción, rentabilidad, Palo Azul.

“Implementación del sistema de levantamiento artificial Gas Lift en pozos petroleros del campo Palo Azul, mediante el software PROSPER”

Autores: López Tigrero Elizabeth, y
Muñoz Tomalá Anthony

Tutor: Sadi Iturralde

ABSTRACT

Gas Lift artificial lift system highlights its importance in equipping oil wells for higher production with minimal gas injection. According to the monitoring of wells in the Palo Azul oil field, some observations highlight the low production contribution due to the wear or clogging of pumps and the blockage of pumps due to a high gas-oil ratio. This thesis aims to evaluate the implementation of the continuous Gas Lift system in low-productivity wells of the Basal Tena sand of the Palo Azul field using the PROSPER software. The study methodology is based on collecting information on the properties of the reservoir fluid calculation of Gas Lift design parameters, such as surface injection pressure, injection depths and discharge fluid gradient. In addition, the flow conditions are verified, flow scenarios for tubing production are proposed, the Gas Lift artificial lift system is simulated using the PROSPER software, graphs are created using the productivity index, and the project's profitability is determined. The results show that in the PLAN-051 well, there is an increase in oil production with the Gas Lift artificial lift system, up to 6100 bpd from 372.24 bpd; the PLAN-053 well from 380.70 bpd to 4733 bpd and the PLAN-057 well from 452.12 bpd to 788 bpd, that is, a high production increase is achieved for the PLAN-051 and PLAN-053 wells. Implementing this system in the PLAN-051 and PLAN-053 wells is recommended since a significant increase in oil production is completed. Therefore, the initial investment will be recovered, considering the risk factors related to the variability of oil prices and public investment rates.

Keywords: Gas Lift, PROSPER, production, profitability, Palo Azul.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Los 28 pozos que existen en el campo Palo Azul producen por el método de Bombeo Electro-Sumergible (BES) de las arenas Hollín superior e inferior a una profundidad de 9800 pies a 10100 pies y de la arena Basal Tena a una profundidad de 8,800 pies a 9,000 pies. 25 pozos pertenecen a las arenas Hollín y mantienen un promedio de producción de 2100 BPD; por otra parte, los tres pozos restantes pertenecen a la arena Basal Tena y tienen una producción baja en comparación a los demás: PLAN-051 con una producción de 372.24 BPPD, PLAN-053 con una producción de 380 BPPD y PLAN-057 con una producción de 452.12 BPPD. Con base al monitoreo de los medidores de flujo de los pozos y los registros del bloque 18 existen observaciones acerca del bajo aporte de producción de cada pozo debido al desgaste o taponamiento de las bombas y bloqueo de las bombas por la alta relación gas-petróleo. Además, mediante otro reporte del año 2021 de las facilidades de producción denominada estación ZPF del campo Palo Azul produce un promedio de gas diario 6,995.54 MSCFD de los cuales, se consume 1,359.500 MSCFD y se quema 5,636.040 MSCFD. De este modo, se pretende aprovechar la disponibilidad del gas que se produce en el campo y también evitar el impacto ambiental con la implementación del nuevo sistema de Levantamiento Artificial Gas Lift continuo.

1.2 ANTECEDENTES

Bahadori *et al.* (2001) seleccionaron correlaciones apropiadas y cálculos de flujo multifásico en varios puntos de inyección. Construyeron una curva de rendimiento de levantamiento artificial por Gas Lift para el pozo. Los resultados presentaron una condición óptima del sistema Gas Lift con el método nodal de solución, encontraron la profundidad de inyección, presión de cabeza de pozo y la tasa de producción óptima y el volumen de gas de inyección mínimo.

Otro estudio implementó la metodología de modificación robusta de mínimos cuadrados de la máquina de vectores de soporte para proponer un software mediante el cual se determina la región del gradiente de presión de descarga en varias tasas de producción del petróleo. Los resultados del modelo desarrollado evalúan el rendimiento y la aplicabilidad de sistemas de levantamiento artificial por Gas Lift (Kamari *et al.*, 2014).

Hanafizadeh *et al.* (2014) corrigieron simulaciones del flujo de gas-líquido en tuberías ascendentes de sistemas de levantamiento artificial por Gas Lift, a través del volumen del fluido y el modelo euleriano para el modelamiento de flujo de dos fases. Los resultados indican que el uso de volumen del fluido es apropiado para el modelado de flujos burbujeantes y lentos.

Shao *et al.* (2016) propusieron un modelo novedoso para abordar el problema del fenómeno de la cabeza del casing asociado con el sistema de levantamiento artificial Gas Lift por pérdidas de producción. Para aquello dividieron virtualmente la tubería en segmentos adyacentes conectados por canales virtuales. Para la validación, utilizaron un modelo de referencia basado en ecuaciones diferenciales parciales mediante simulaciones y comparaciones, logrando una mayor precisión en la dinámica del sistema de levantamiento artificial por Gas Lift.

Miresmaeili *et al.* (2019) investigaron la aplicación potencial de una red neuronal artificial para el modelado de la operación de levantamiento artificial por Gas Lift, mediante regularización bayesiana y un algoritmo de entrenamiento de propagación hacia atrás de Levenberg-Marquardt. El modelo de predicción y optimización propuesto se prueba en un sistema de Gas Lift para un periodo determinado de vida del yacimiento. Los resultados de la simulación demuestran la eficacia del modelo propuesto en las operaciones de levantamiento artificial.

Rodríguez *et al.* (2021) analizaron pozos de petróleo con sistemas de levantamiento artificial por Gas Lift mediante simulación por computadora y demostraron que los caudales de inyección de gas altos y diámetros de chorro pequeños obtienen una ganancia al invertir la dirección de la inyección de gas. Esta ganancia estimada puede llegar a 2 bar y se obtiene sin costo adicional, simplemente invirtiendo la dirección del chorro de gas, siendo más efectivo para pozos con un alto caudal de inyección de gas.

Hari *et al.* (2022) analizaron la influencia de parámetros críticos como el corte de agua, la presión en boca de pozo y la tasa de inyección de gas por Gas Lift en un pozo de extracción de gas. Este estudio encontró una disminución significativa en la producción de petróleo con el aumento del corte de agua. Para una tasa fija de inyección de gas de 1 Mmscf/día, la producción disminuyó en 26,90% cuando el corte de agua aumentó del 15% al 30% y en un 58% más, cuando el corte de agua alcanzó el 45%. Un aumento en la tasa de inyección de gas de 1 Mmscf/día a 8 Mmscf/día, dio como resultado un aumento en la tasa de producción.

1.3 HIPÓTESIS

¿Se puede incrementar la producción con el sistema de levantamiento artificial Gas Lift Continuo de manera rentable en pozos con bajo aporte de productividad debido a los problemas operacionales del equipo de fondo?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

- ❖ Evaluar la implementación del sistema Gas Lift continuo en pozos de baja productividad de la arena Basal Tena del campo Palo Azul mediante el software PROSPER.

1.4.2 Objetivos Específicos

- ❖ Definir el escenario de flujo óptimo para la producción por el tubing o anular.
- ❖ Establecer las condiciones de flujo crítico y subcrítico del gas de inyección en las válvulas.
- ❖ Realizar un análisis de sensibilidad en el simulador para la detección de parámetros que afectan a la producción de los pozos.

- ❖ Analizar el incremento de la producción en relación al índice de productividad y tiempo.
- ❖ Determinar la rentabilidad y viabilidad del proyecto mediante un análisis económico con un flujo de caja.

1.5 ALCANCE

Se pretende pronosticar el incremento de producción con base a generalizaciones empíricas e hipótesis y explicar las causas del fenómeno asociado al bajo aporte de producción. Por tal razón, se implementa el simulador o software PROSPER para obtener una producción óptima considerando factores internos y externos a los pozos de tal manera que se obtendrá un correcto diseño del sistema de Gas Lift. Además, se estimará la rentabilidad y viabilidad para los pozos con mayor productividad dónde se tendrá en cuenta el CAPEX y OPEX de todo el proceso de Gas Lift (tratamientos, facilidades, válvulas configuración mecánica de los pozos, entre otros).

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes

- ❖ Optimización de la producción del petróleo.

1.6.2 Variables Independientes

- ❖ Propiedades del fluido del reservorio.
- ❖ Historiales de producción.
- ❖ Presión de fondo fluyente y estática del reservorio.
- ❖ Análisis PVT.
- ❖ Flujo de producción (tubing o anular).
- ❖ Esquema mecánico de pozo.
- ❖ Índice de productividad.
- ❖ Disponibilidad de gas en superficie.
- ❖ Precio del petróleo.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1.1 Campo petrolero Palo Azul

El campo petrolero Palo Azul fue encontrado en 1999 dentro del Bloque 18, mediante la perforación exploratoria del pozo Palo Azul-A, realizada por la contratista CAYMAN INTERNATIONAL EXPLORATION COMPANY S.A. y PETROMANABI S.A. Posteriormente, se realiza una segunda perforación en el año 2000 (Palo Azul- B) para evidenciar la pervivencia del yacimiento en la formación Hollín y fuera del límite del Bloque 18 (Caiza & Méndez, 2014).

Este campo petrolero posee 60 pozos, 39 pozos en producción (28 pozos por BES, cinco pozos por bombeo mecánico y seis pozos por bombeo hidráulico), uno con workover, 11 cerrados, cuatro abandonados y cinco pozos reinyectores de agua (EpPetroecuador, 2023). Su reservorio principal es la arenisca de la formación Hollín, y como secundaria la arenisca del miembro Basal Tena y las areniscas de miembro U y T de la formación Napo (Rivadeneira, 2018).

La producción neta del campo Palo Azul, en el 2018 fue de 45,158.099 barriles de fluido por día (BFPD) con un BSW de 89 %, distribuidos en producción de 4,957.520 barriles de crudo por día (BPPD) y 40,200.579 barriles de agua por día (BAPD) manteniendo una tasa de declinación de 17 % y un total en reserva de 20,046.560 barriles (Gualacata & Parra, 2020).

2.1.2 Ubicación del campo

El Bloque 18, campo Palo Azul, está situado en la provincia Francisco de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador. Sus límites se establecen de la siguiente manera: al noroeste por el campo Sacha, al Este por el Río Coca y al noreste del Campo Pucuna; a 180 Km en la línea recta al Este de Quito (Figura 1) (Sevillano, 2016).



Figura 1. Ubicación del campo petrolero Palo Azul (Chiang & Eras, 2019).

2.1.3 Estructura geológica del campo

El eje mayor del campo es propio de una trampa estructural que pertenece a un anticlinal asimétrico y su dirección preferencial aproximada Norte-Sur a Noreste-Suroeste, posee 10 km de largo y un ancho máximo en dirección Oeste-Este de 5 km. El cierre estructural definido a la cota de - 9045 TVDSS abarcando un área aproximada de 33.26 Km², al Sur y Este del campo, en límite con una falla inversa de alto ángulo, que comienza en el basamento (Rivadeneira, 2018).

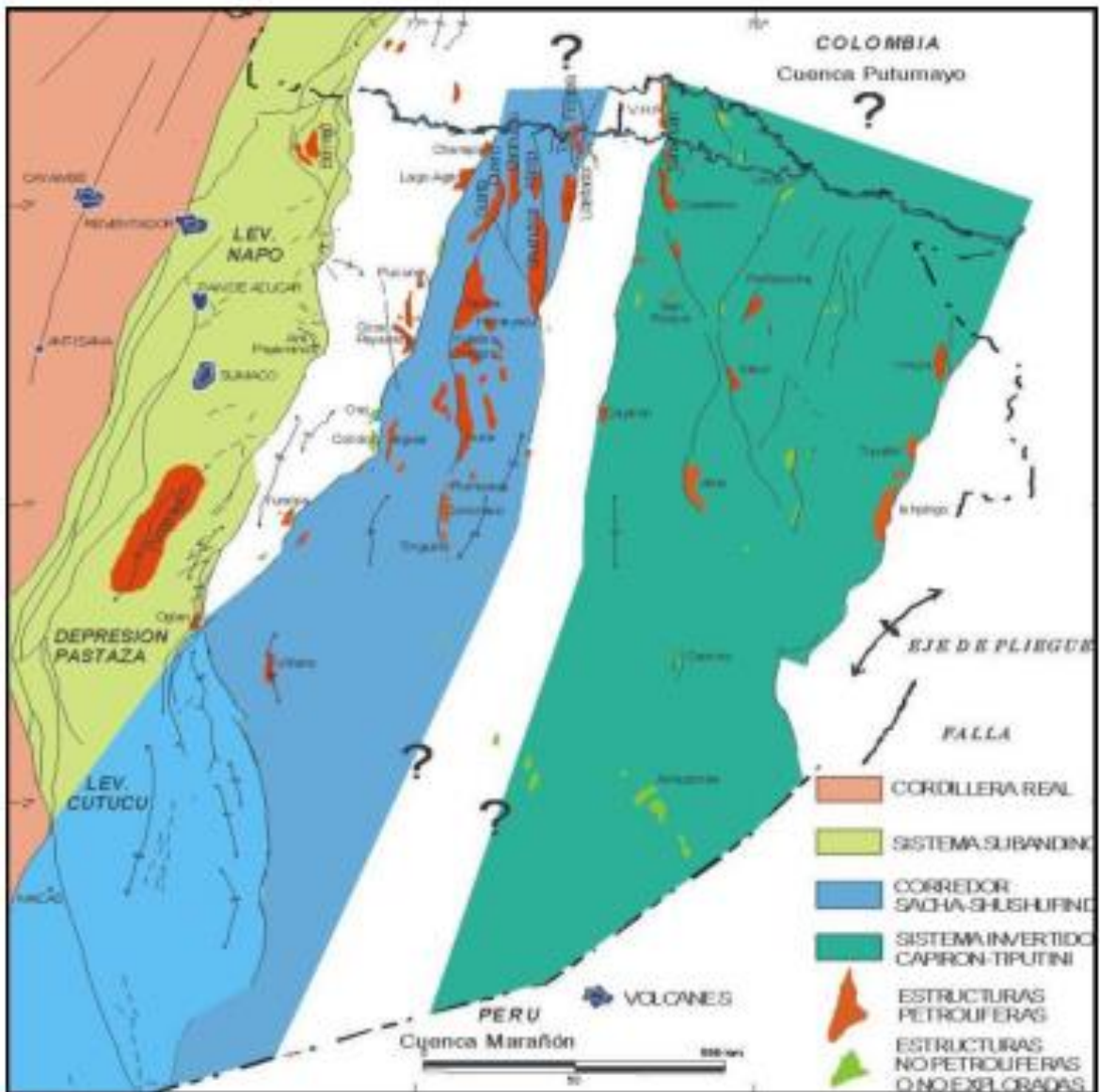


Figura 2. Mapa estructural de la cuenca Oriente (Chiang & Eras, 2019).

El mecanismo de drenaje regional de Hollín, yacimiento principal de Palo Azul, es generado mediante un acuífero activo de fondo con un efecto lateral generado por las intercalaciones lutíticas existentes alrededor de los pozos, el yacimiento está dividido en cuatro zonas de acuerdo con sus características litológicas y ambientales (Tabla 1).

Las arenas U y T de la formación Napo presentan una depositación tipo estuario dominado por mareas con cuerpos arenosos de barras de marea y de canal, las cuales se desarrollaron de mejor manera en la parte Este de la Cuenca y pierden continuidad lateral hacia el Oeste debido estar localizados en la parte más distal del estuario (Gualacata & Parra, 2020).

Tabla 1: Zonas litológicas del campo Palo Azul (Caiza & Méndez, 2014; Rivadeneira, 2018).

Zona	Descripción
Zona 1	Representa un <i>facie</i> de mar abierto, caracterizada por margas bioturbadas, calizas y lutitas.
Zona 2	Representa facies distales, transicionales de mar abierto y facies de costa, tales como: margas bioturbadas, lutitas, arenas glauconíticas y estratificaciones cruzadas.
Zona 3	Representada por depósitos tipo estuario, conformada por arenas de barra mareales con estratificación cruzada y laminaciones bidireccionales
Zona 4	Representada por depósitos fluviales, tales como: arcillas de planicies costeras, barras de canales meandrónicos, planicies de inundación y depósitos fluviales entrenzados.

La arena Basal Tena representa un depósito tipo estuario dominado por mareas más proximales y de mayor energía, se caracteriza por la presencia de arenas de grano medio a fino, cuarzosa, ocasionalmente matriz argilítica, cemento calcáreo, con trazas de glauconita y pequeñas intercalaciones lutíticas.

2.1.4 Estratigrafía del campo Palo Azul

La estratigrafía de las megasecuencias de la cuenca Oriente indica facies evolutivas que se diferencian por sus características sedimentológicas, magnéticas y tectónicas. La secuencia sedimentaria de la cuenca oriente se encuentra encima de un basamento cristalino que pertenece al margen occidental del escudo Precámbrico Guayanes (Figura 3) (Caiza & Méndez, 2014).

La producción de Palo Azul esencialmente se concentra en dos de sus formaciones Hollín (Aptiense-Albiense) y Napo (Albiense-Campaniense). Hollín es la formación del campo Palo Azul de mayor producción, está seccionada en dos horizontes de Arenisca Superior e Inferior. Por otro lado, la formación Napo tiene una estructura de intercalaciones de arenisca, lutita y caliza y se fracciona en Napo Superior, Napo Medio, Napo Inferior y Napo Basal (Gualacata & Parra, 2020).

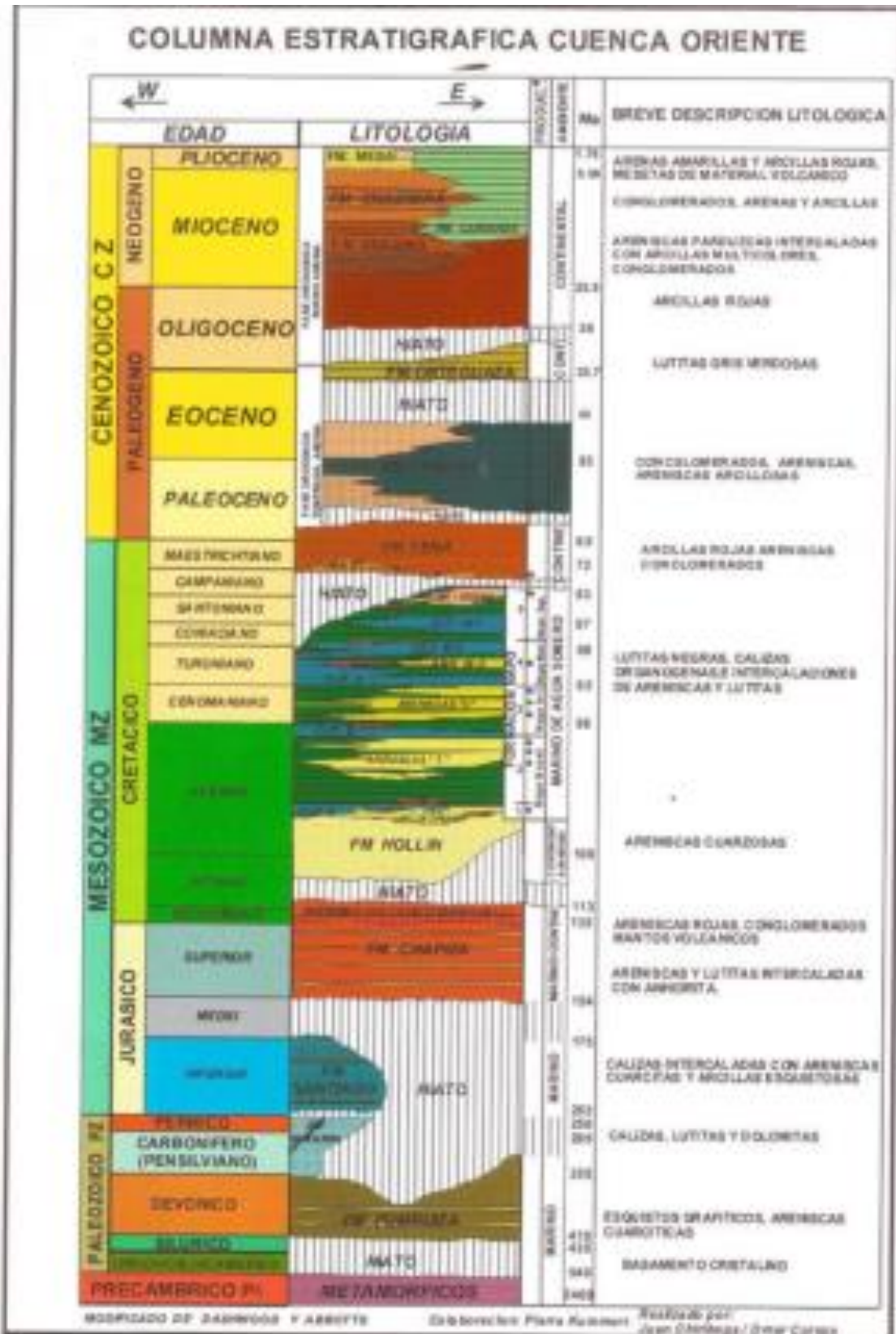


Figura 3. Columna estratigráfica de la cuenca Oriente (Caiza & Méndez, 2014).

2.2 PROPIEDADES DEL RESERVORIO Y DEL POZO

2.2.1 Propiedades del reservorio

Las características de las propiedades del yacimiento más representativas se encuentran en las arenas Basal Tena y Hollín (Tabla 2).

Tabla 2: Propiedades del reservorio del campo Palo Azul (Gualacata & Parra, 2020).

Reservorio	Porosidad	Permeabilidad	Temperatura (°F)
Basal Tena	14.6	500	213
Napo U	12.8	25	225
Napo T	13.9	16.5	232
Hollín Superior	13	80	235
Hollín Inferior	14.5	420	235
Hollín	13.7	250	235

Además, la Tabla 3 muestra las propiedades más relevantes del reservorio T, el mismo que es utilizado como fuente de extracción secundaria de hidrocarburo.

Tabla 3: Propiedades petrofísicas promedio del reservorio T (Bautista, 2017).

Abreviatura	Propiedad	Valor
P_i	Presión inicial	4074 psi
H_o	Espesor del petróleo	14 ft
Φ	Porosidad	12.2 %
S_w	Saturación de agua	20%
S_o	Saturación de petróleo	20%
K	Permeabilidad	10 Md

2.2.2 Propiedades del fluido

La tabla 4 presenta las propiedades del fluido de las arenas del campo Palo Azul, obtenidos a través de pruebas de pozo y análisis PVT.

Tabla 4: Propiedades del fluido del campo Palo Azul (Gualacata & Parra, 2020).

Reservorio	Propiedad				
	API	Factor volumétrico inicial (Boi)	Saturación de agua	Salinidad	Viscosidad
Basal Tena	20.1	1145	25.8	24400	8.3
Napo U	30.7	1265	31.7	20000	1.16
Napo T	27.7	1431	30.4	15000	0.57
Hollín Superior	26.5	1178	22.4	4500	1.45
Hollín Inferior	26.5	1178	30.3	4500	1.435
Hollín	26.5	1178	26.3	4500	1.45

Asimismo, se presentan las propiedades promedio de los fluidos pertenecientes al campo Palo Azul, del reservorio T superior (Tabla 5).

Tabla 5: Propiedades PVT de pozos Palo Azul-1 y Palo Azul-2 (Bautista, 2017).

Propiedad	Valor
Presión de Burbuja	1598 Psi
BFPD	59 Bls
BPPD	47.2 Bls
BAPD	1.8 Bls
BSW	20 %
Salinidad	60000 Ppm
Viscosidad	0.57 Cp
RGL	136 PCN/BF
Boi	1236 BY/BN
GOR	230 PCN/BP
API	29.5 °

2.2.3 Mecanismo de drenaje

El reservorio Hollín del campo Palo Azul tiene un mecanismo de drenaje de empuje de agua, debido al acuífero activo en el fondo del pozo, esto se observa en otros campos que producen la misma formación (Sevillano, 2016). La figura 4, presenta el diagrama de drenaje por empuje de agua.

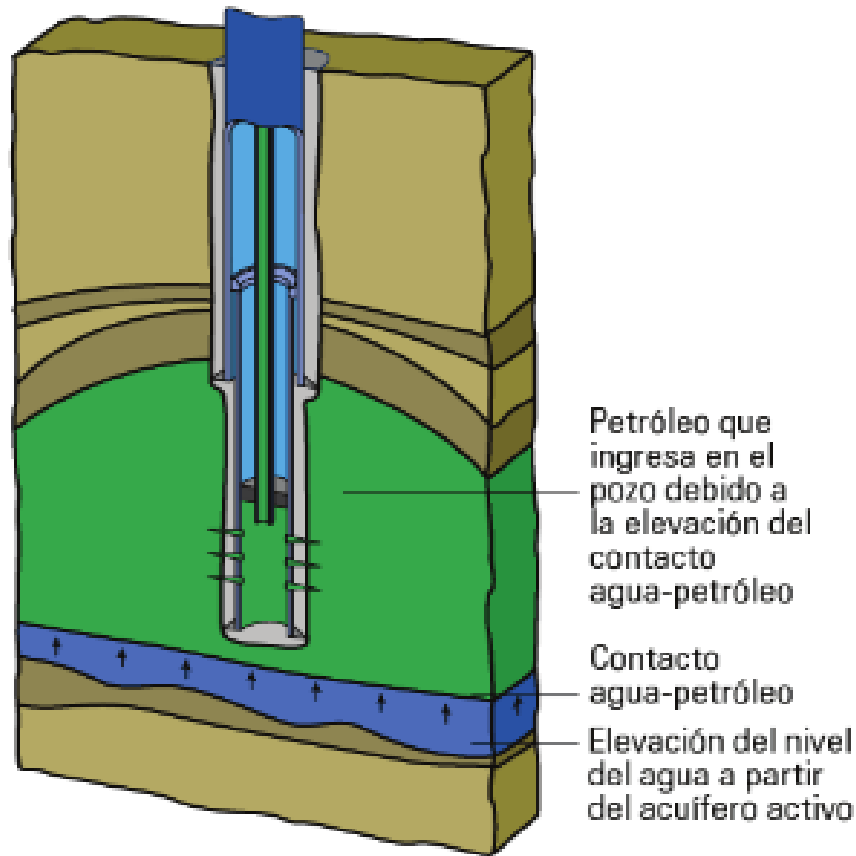


Figura 4. Esquema de drenaje por empuje de agua, (Sevillano, 2016).

2.2.4 Curva IPR (Inflow Performance Relationship)

Las curvas IPR muestran el desempeño del reservorio, a condiciones actuales, con las diversas tasas de flujo obtenidas a distintas presiones de fondo fluuyente. Este tipo de curvas son cruciales para la toma de decisiones respecto al uso y cambio de sistemas de levantamiento artificial, operaciones de reacondicionamiento de pozo y mecanismos de recuperación de crudo (Elldakli, 2017).

Además, el IPR se establece en un rango de presión que considera la presión promedio del reservorio y la presión atmosférica. La figura 5 muestra la curva del índice de productividad, que considera la relación entre la variación del caudal y la presión (Barrera, 2019).

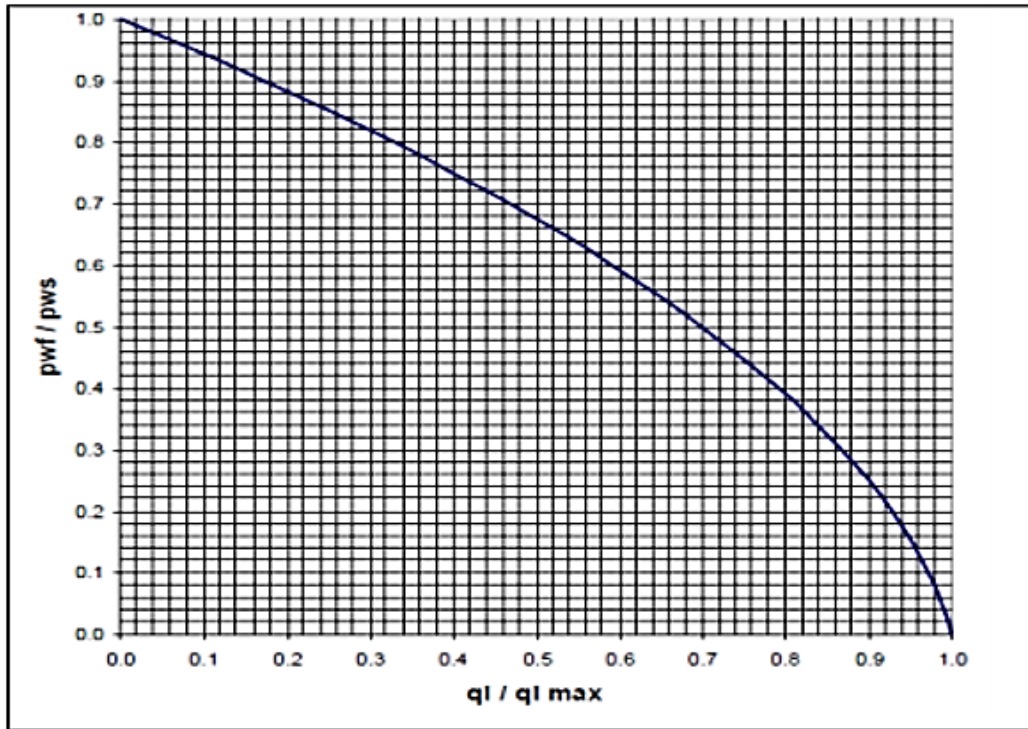


Figura 5. Curva IPR (Inflow performance relationship), (Barrera, 2019; Peña, 2016a).

Para construir las curvas IPR se consideran diversos parámetros como las condiciones del reservorio, propiedades petrofísicas y tipo de flujo. Respecto a los datos de este estudio, se representa las curvas IPR mediante la ecuación de Darcy para flujo pseudo estable (Prada, 2017). La ecuación 1 describe el comportamiento de los hidrocarburos mediante la Ley de Darcy:

$$J = \frac{Q_o}{\overline{Pr} - Pwf} = \frac{0,00708 K_o h}{\mu_o \beta_o \ln(0,472 X + S)} \quad (1)$$

Donde, J es el índice de productividad. BOPD/psi.

Q_o es el caudal de petróleo. BOPD.

Pr es la presión del reservorio. Psi.

Pwf es la presión de fondo fluente. Psi.

K_o es la permeabilidad efectiva. mD.

h es el espesor del reservorio. ft.

μ_o es la viscosidad del petróleo. cP.

B_o es el factor volumétrico del petróleo. BY/BN.

X es el factor de forma adimensional.

S es el factor de daño adimensional.

2.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

2.3.1 Bombeo Electrosumergible

El sistema de bombeo electrosumergible (BES), es un método eficiente y económico en producción de crudos livianos, medianos y pesados. Se lo utiliza para producir altos volúmenes aproximados de 30000 bpd a profundidades pequeña de 1000 pies. Para determinar el comportamiento del sistema se requiere supervisión, análisis y control en la ejecución del sistema. El equipo BES necesita de la instalación típica de fondo, que consiste en un motor trifásico, protectores, bomba centrífuga, cable de potencia, válvulas de drenaje y retención. Además, en la superficie posee tres transformadores monofásicos, panel de control y cabezal (Figura 6) (Gualacata & Parra, 2020).

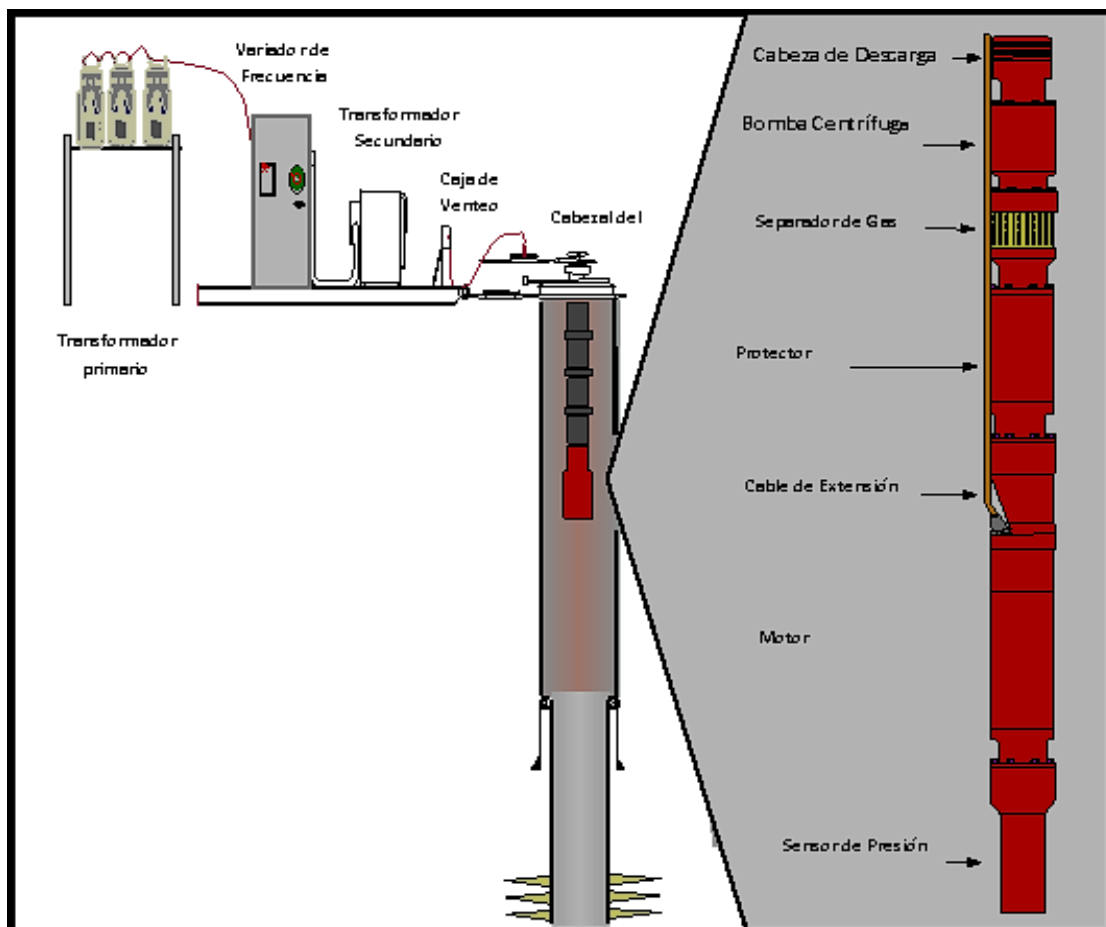


Figura 6. Equipo de bombeo electrosumergible (BES), (Gualacata & Parra, 2020).

2.3.2 Bombeo de cavidades progresivas

En este sistema de bombeo, el fluido es extraído mediante los helicoides. Estas bombas poseen un sello de líquido permanente en la entrada y salida de la bomba, que ocasiona un cierre dinámico. Por lo tanto, se puede bombear fluidos viscosos y multifásicos a amplios caudales y distintas presiones (figura 7).

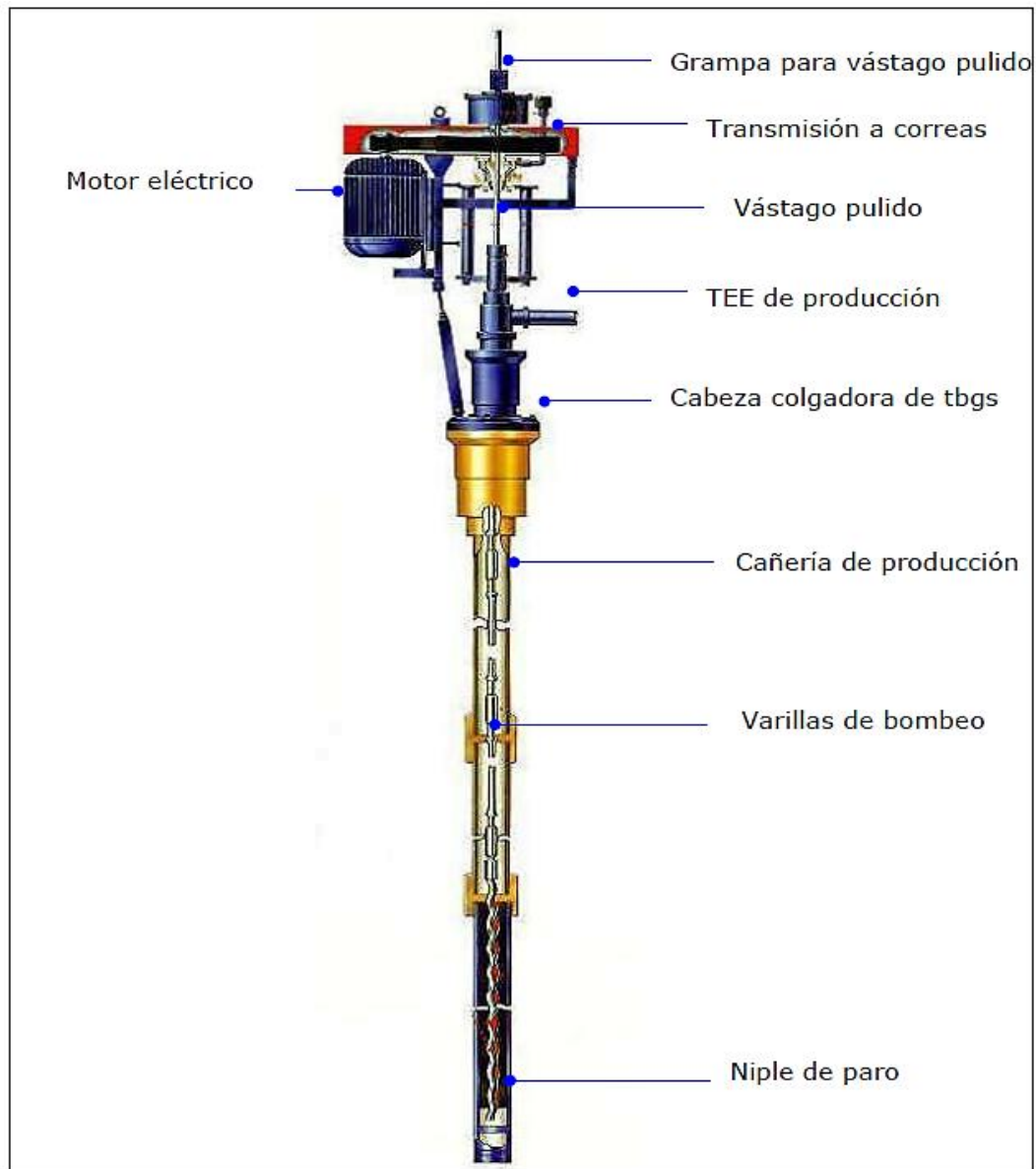


Figura 7. Partes de un sistema de bombeo por cavidades progresivas, (León, 2016).

2.3.3 Bombeo hidráulico

El sistema de bombeo hidráulico es un método que transita energía al fondo del pozo, a través de un fluido presurizado. Para aquello, se utiliza una bomba de fondo de pozo, donde se extraen los fluidos del reservorio. Además, esta bomba convierte la energía de velocidad en energía de presión (Figura 8). La superficie consta de desplazamiento multiplex, motor eléctrico, gas multicilindro, válvulas y tuberías de control (León, 2016). Este tipo de bombas tienen la capacidad de bombear a profundidades de 17000 pies.

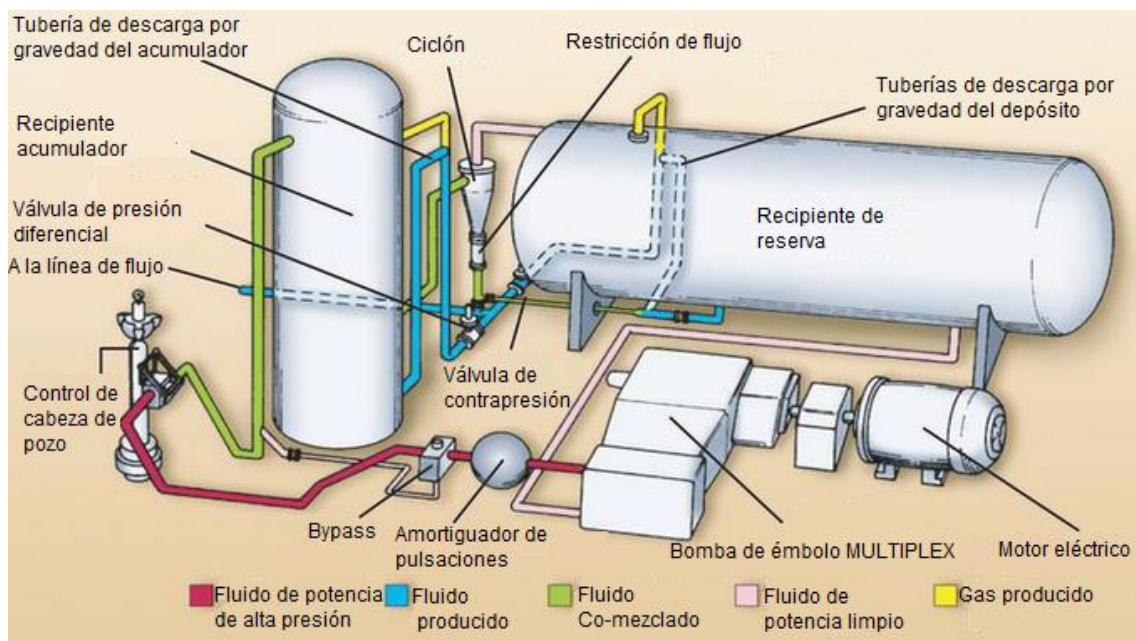


Figura 8. Estructura de un sistema de bombeo hidráulico, (León, 2016)

2.3.4 Bombeo mecánico

El sistema de bombeo mecánico es un método que se compone de varios componentes en el fondo del pozo y superficie. Las varillas de bombeo se conectan a una bomba subterránea y a la unidad de superficie. Las varillas de acero actúan juntas a longitudes de 25 a 30 pies. Estas varillas encajan en el interior del tubo y produce un movimiento hacia arriba y abajo por unidad de bombeo de superficie. Esto produce un volumen de fluido que se descarga en la superficie (figura 9) (León, 2016). Este tipo de levantamiento se aplica a una profundidad no mayor a 9000 pies.

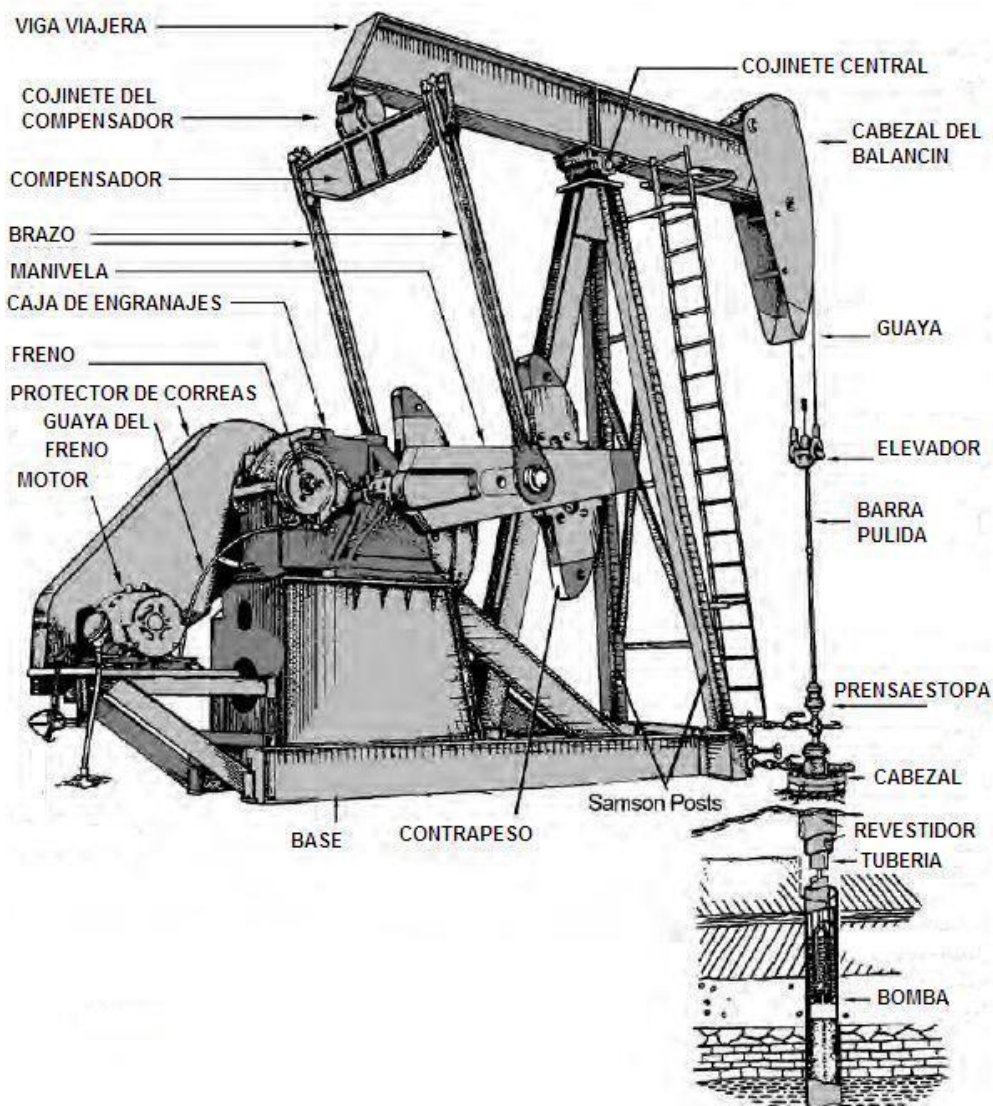


Figura 9. Estructura de un sistema de bombeo mecánico, (León, 2016)

2.3.5 Gas Lift

El sistema de Gas Lift, es un método que se asemeja poco al proceso de flujo natural. A medida que el fluido viaja hacia la superficie, la presión de la columna de fluido se reduce, produciendo gas para expandirse y moverse más rápido hacia arriba. El gas que se inyecta ayuda a llevar algo de líquido diluido a la superficie. Sin embargo, si la velocidad del gas no es lo suficientemente alta, algo de líquido puede descender en algún punto cerca de la superficie (Elldakli, 2017). El levantamiento artificial por gas suplementa gas adicional para aumentar la relación gas-líquido, que resulta en la reducción de la densidad del fluido (figura 10).

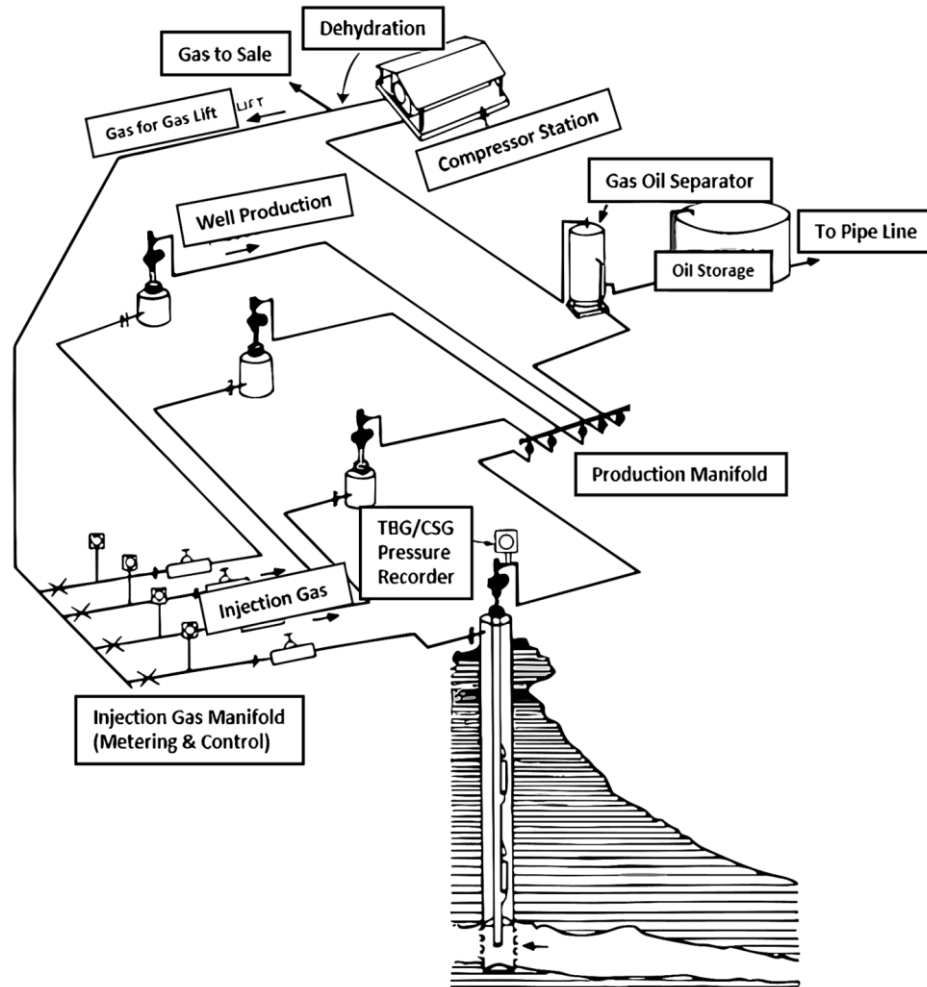


Figura 10. Sistema de Gas Lift, (Elldakli, 2017)

2.4 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT

2.4.1 Gas Lift continuo

Es el método más común en la industria. En esta técnica se inyecta gas en el conducto de producción a profundidad máxima dependiendo de la presión de inyección y la profundidad del pozo, dando como resultado un aumento en la relación gas-líquido de la formación (Figura 11). Por lo tanto, la densidad del fluido producido y presión de flujo de gradiente disminuye, lo que conduce a una menor presión de fondo de pozo y menor índice de productividad del pozo (Elldakli, 2017).

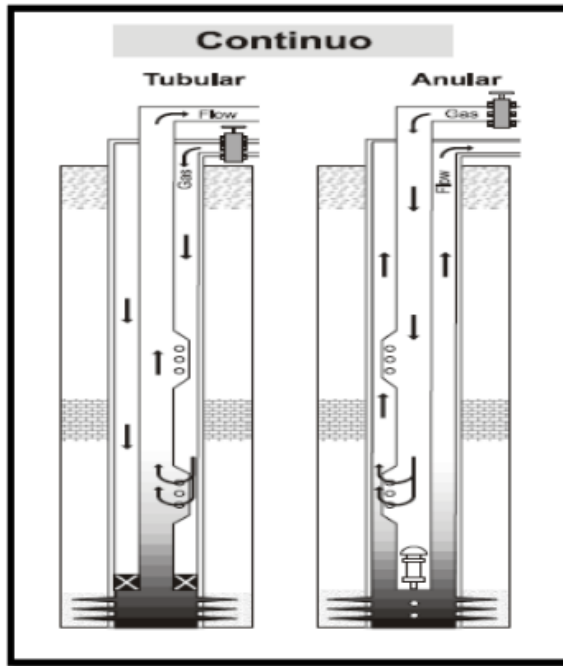


Figura 11. Gas Lift de Flujo Continuo (Elldakli, 2017)

2.4.2 Gas Lift intermitente

En esta técnica, se inyecta gas a suficiente volumen y presión en la tubería hasta el punto debajo de la columna de fluido, para elevar el líquido a la superficie. El flujo intermitente es el desplazamiento periódico del líquido de la tubería, mediante la inyección de gas a alta presión en el pozo (figura 12). La ventaja de esta técnica sobre la de flujo continuo es la necesidad periódica de gas a alta presión (Elldakli, 2017).

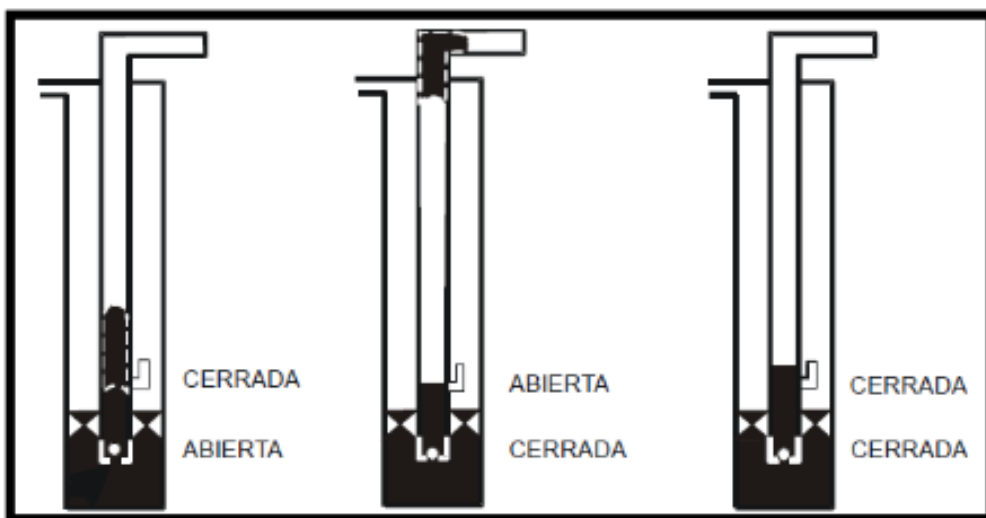









Figura 12. Gas Lift de Flujo Intermitente, (Elldakli, 2017).



2.4.3 Tipos de válvulas

La tabla 6 muestra los tipos de válvula con sus respectivas ventajas de aplicación, utilizadas en el levantamiento artificial por gas.

Tabla 6: Tipos de válvula en Gas Lift de flujo continuo e intermitente (Schlumberger, 2017).

Gas Lift	Válvulas	Ventajas	Figura
Continuo	TCBV	<ul style="list-style-type: none"> - Mejora la seguridad al garantizar la integridad del pozo durante los periodos de cierre. - Ahorra costos y tiempo de inactividad, eliminando la necesidad de descargar fluidos anulares. - Amplia las capacidades de los sistemas de gas lift, mediante el uso de un dual- pocket. 	
Continuo/Intermitente	R-20-02-B	<ul style="list-style-type: none"> - Aumenta la producción debido a la operación uniforme sobre una serie de presiones de inyección. - Instalaciones de gas lift de alto rendimiento 	
Continuo	0-21R-B	Alta confiabilidad en la integridad del pozo.	

Continuo	NOVA 15-B	<ul style="list-style-type: none"> - Las tasas de inyección estable pueden resultar en una presión de tubería más estable. <ul style="list-style-type: none"> - Mayor producción. - Reducción de gastos operativos. 	
Continuo	02-30R-B	<ul style="list-style-type: none"> - Pozos con CO2 y H2S. - Proporcionan un medio de comunicación entre el espacio anular del casing y la tubería. 	
Continuo/Intermitente	RLC-4R-B	<ul style="list-style-type: none"> - Alta presión, aguas profundas e instalaciones submarinas. <ul style="list-style-type: none"> - Diseño simple con un funcionamiento prolongado de vida. - Mantenimiento rápido y económico. 	
Continuo/Intermitente	BK-B	<ul style="list-style-type: none"> - Cuentan con válvula de retención de flujo inverso de calidad de barrera. - Incorporan un dispositivo de protección contra sobrepresión y amortiguación de líquido. 	

Continuo	NOVA-10-B	<ul style="list-style-type: none"> - Perfil de flujo probado dinámicamente para promover una tasa de inyección de gas de flujo constante. - Presión de tubería estable. - Reemplazan las válvulas de operación tradicionales. 	
Continuo	OM-21R-B	<ul style="list-style-type: none"> - Incorpora geometría mejorada que minimiza la erosión. - Instalación como elementos de barrera de pozo. 	

2.4.4 Ventajas y desventajas de Gas-Lift

Elldakli (2017) establece las siguientes ventajas y desventajas del levantamiento artificial por gas:

Ventajas

- Es flexible en términos de rangos de tasa de producción y profundidad del levantamiento.
- Costo inicial de equipos de subsuelos es menor que otros equipos de sistemas de levantamiento.
- No existen alteraciones por desviación de hoyo.
- La producción de arena del pozo no afecta a equipos de gas lift en el subsuelo.
- Relación gas-petróleo muy alta no afecta al sistema de levantamiento.

Desventajas

- No está diseñado para producciones pequeñas de crudo con corte de agua alto.
- Se limita por la disponibilidad del gas.
- Tiempos largos de compresión del gas.
- La distancia entre pozos productores varía el costo del sistema de distribución y recolección de gas.

2.5 FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA SISTEMAS GAS LIFT

2.5.1 Válvulas Gas Lift

Estos equipos controlan las tasas de producción. Funcionan como un regulador de contrapresión en base al diferencial de presión entre la presión de inyección de gas y la presión del fluido de producción. La calibración de estas válvulas mejora el rendimiento en el pozo. Con el diseño de parámetros como columna de presión, corte de agua, relación gas-líquido y cambio de la capacidad de entrega del pozo, estas válvulas pueden instalarse en diferentes profundidades para ajustar el sistema de levantamiento de gas (Muhammad et al., 2019).

- **Válvulas por presión de gas**

Se utiliza sobre el área de retención de gas, debido a que se habilitan principalmente por esa presión del gas.

- **Válvulas por presión de fluido**

Se la utiliza cuando la presión del fluido del pozo actúa sobre el área de retención del gas.

2.5.2 Separadores

Según Muhammad et al. (2019), los separadores se utilizan para encontrar las profundidades de las válvulas de descarga y determinar los siguientes parámetros:

- Caudal del petróleo
- Caudal de gas de inyección
- Diámetro del asentamiento de la válvula
- Presión de apertura o cierre de calibración

2.5.3 Mandriles

Son tuberías de diseño especial, cuyos extremos poseen rosca para conexión de la sarta de producción. La misma que sirve para asentar la válvula de levantamiento a la profundidad que se requiera (Peña, 2016b). Entre los principales tipos de mandriles, se tienen los siguientes:

- Mandril convencional
- Mandril concéntrico
- Mandril de bolsillo

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación corresponde al método hipotético – deductivo con la inclusión del modelo científico, asociada a la problemática identificada se parte de lo general a lo particular, con el objetivo de comprobar o eliminar las hipótesis. Por lo tanto, se plantea de idea de implementar otro sistema de levantamiento artificial.

3.2 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

Con base a la contextualización teórica y numérica que se involucran para el desarrollo de la investigación, se fundamenta del método mixto ya que se implementarán datos cuantitativos y cualitativos del diseño, procesamiento y ejecución del Gas Lift continuo; además, las consideraciones operativas y resultados de producción para el análisis económico.

3.3 POBLACIÓN

De acuerdo con el reporte de producción generado por la empresa Estatal EP Petroecuador año 2022, correspondiente a las facilidades de producción ZPF del campo Palo Azul la población es finita y está conformada por 28 pozos que actualmente producen de manera activa en el campo Palo Azul. También, se conoce que no hay registro de pozos inyectoros, pozos cerrados o abandonados.

3.4 MUESTRA

El tipo de muestreo es por conveniencia o intencional que corresponde al tipo de muestro no probabilístico y por lo cual queda a criterio del investigador. Por tal razón, la muestra corresponde a los tres pozos que poseen bajo aporte de producción.

3.5 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información del reservorio y fluido del campo Palo Azul correspondiente a la arena Basal Tena serán tomadas de los registros de la estación ZPF de la empresa estatal EP Petroecuador.

3.6 ESQUEMA METODOLÓGICO

A continuación, se describe el procedimiento establecido para la ejecución del tema:

- Recopilación de la información de propiedades del fluido reservorio, pruebas PVT de laboratorio, propiedades del reservorio, configuración mecánica de los pozos e historiales de producción de la estación ZPF de EP Petroecuador.
- Calcular mediante modelos matemáticos para el diseño de gas Lift continuo, los siguientes parámetros: presión de inyección de superficie, profundidades de inyección, gravedad específica del gas, presión en cabeza del pozo y de cierre, tamaño de válvulas, nivel de líquido del tubing, factores de espaciamiento y gradiente de fluido de descarga.
- Verificar que las condiciones del flujo sean críticas para garantizar que el pozo se pueda auto estabilizar, no varíe la tasa y presión de inyección ante cualquier caída presión, que suele suceder por la variación de presión de fondo fluyente o la comunicación de una zona indeseada.
- Establecer dos escenarios de flujo para producción por el anular o tubing en base a las propiedades o mediante el simulador, para definir el más adecuado para cada pozo.
- Simular el sistema de levantamiento artificial Gas Lift continuo en el software PROSPER para los tres pozos con problemas de baja productividad.

- Crear gráficas en el simulador del índice de productividad, diagrama del número de válvulas para cada profundidad, condiciones de flujo crítico y subcrítico.
- Analizar la incidencia del incremento de producción debido al cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electro-sumergible por el Gas Lift.
- Determinar la rentabilidad del proyecto de inversión de Gas Lift mediante en el VAN y el TIR, dónde se incluirán los costos de inversión, costos operativos, precio actual del petróleo producido y la cantidad de petróleo en superficie.

3.7 SIMULACIÓN EN PROSPER

3.7.1. Diseño de gas lift del pozo PLAN-051

- **Condiciones iniciales del simulador**

Se inicia el simulador y se agrega los detalles de la Figura 13, en la parte de Artificial Lift el método de Gas Lift Continuo y en la sección de tipo la pérdida de fricción en el anular y el nombre del pozo.

The screenshot shows the 'System Summary (GL-PLAN-051.Out)' window with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil; Separator: Single-Stage Separator; Emulsions: No; PVT Warnings: Disable Warning; Water Viscosity: Use Default Correlation; Viscosity Model: Newtonian Fluid.
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (on land); Model: Rough Approximation; Range: Full System.
- Brine Modelling:** Brine Properties Correlation: Default.
- Well:** Flow Type: Tubing Flow; Well Type: Producer.
- Well Completion:** Type: Cased Hole; Sand Control: None.
- Artificial Lift:** Method: Gas Lift (Continuous); Type: Friction Loss In Annulus.
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coning: No.
- User information:** Company: [empty]; Field: [empty]; Location: [empty]; Well: PLAN-051; Platform: [empty]; Analyst: [empty]; Date: lunes, 17 de abril de 2023.
- Comments:** (Ctrl-Enter for new line)

Figura 13. Condiciones iniciales de PROSPER.

- **Propiedades PVT**

Para ingresar las propiedades PVT del pozo y la arena se debe dirigir a la sección “PVT INPUT DATA” del menú principal de PROSPER. En la Figura 14, se puede observar las propiedades ingresadas. Luego se aplica “Done” para guardar la sección cargada.

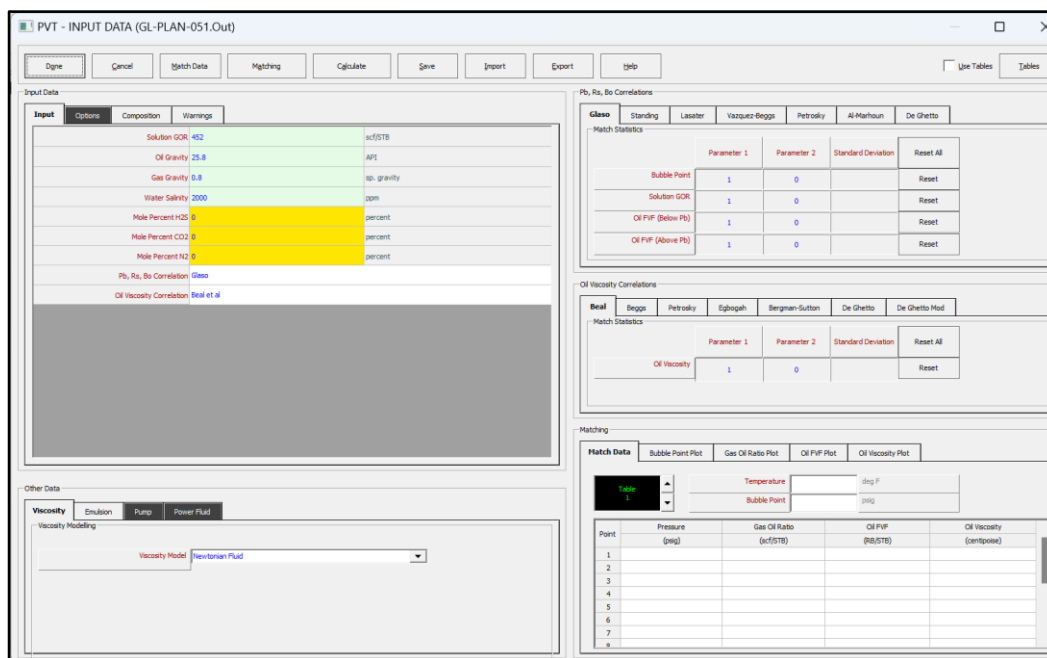


Figura 14. Ingreso de las propiedades PVT.

- **Construcción de la curva de IPR**

El siguiente procedimiento se realiza para la construcción de la curva IPR. En la Figura 15, se puede observar la selección del modelo de “Darcy” para el reservorio, la geometría del daño “Karakas+Tariq” y en la desviación “Cinco/Marting-Brons”. Luego se ingresó las características del reservorio. En las propiedades del reservorio para el modelo “Darcy” se estimó el área de drenaje de 48.49 en relación al radio externo del pozo de 820 ft y radio del pozo es 0.225.

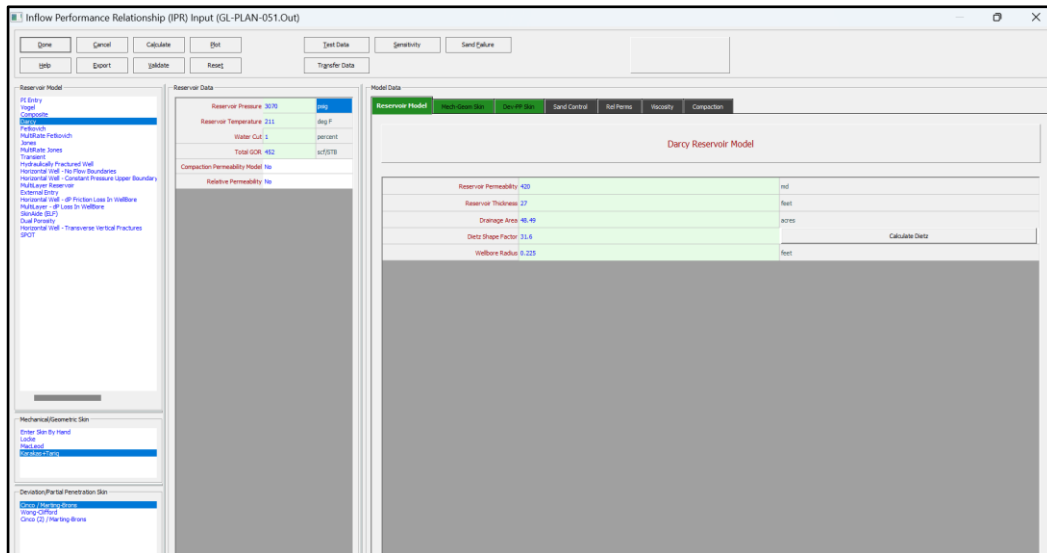


Figura 15. Parámetros de inicio para la construcción de la curva IPR.

Posteriormente, se ingresaron los valores correspondientes al modelo de la geomecánica de la zona perforada como de detalla en la Figura 16. Adicionalmente, se ingresaron los valores de la última sección “Dev-PP kin”. Luego de haber ingresado toda la data se selecciona “Calculate” para obtener los puntos de extrapolación de la curva de IPR.

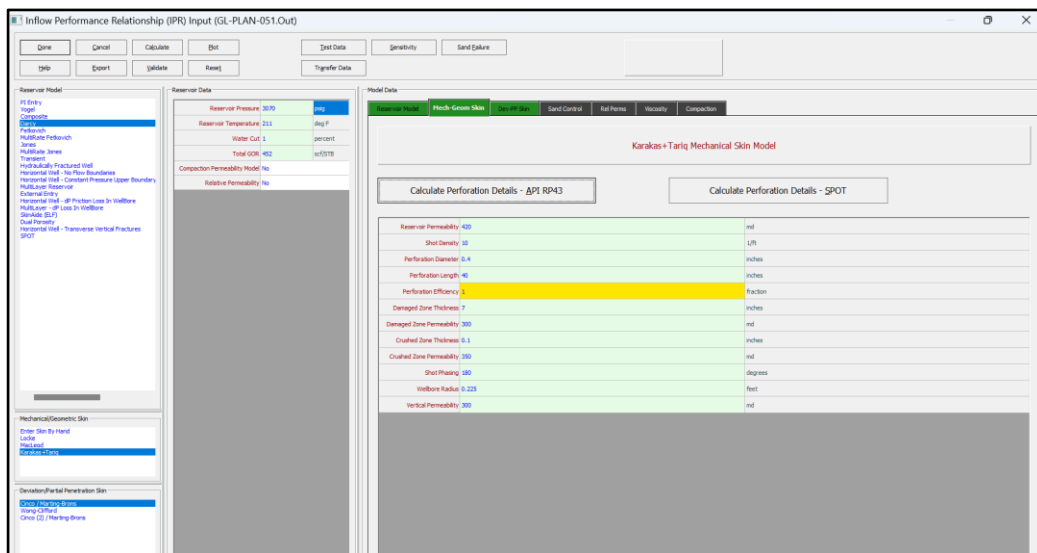


Figura 16. Modelo de perforación de la arena.

- **Datos del equipo**

En esta sección se utiliza la pantalla principal de PROSPER, se selecciona el apartado “Equipment Data” y en la parte de input seleccionar: Deviation Survey, Downhole Equipment, Geothermal Gradient y Average Heat Capacities. Luego, dar click en “Edit”

y automáticamente se habilitan para el ingreso. En la Figura 17, se puede observar el resumen de los componentes que conforman el equipo de fondo; además, para los datos del survey se ingresó cinco puntos hasta llegar a las coordenadas de 12200ft de MD y 10052ft de TVD. En la sección del gradiente geotérmico se asignó 8.2 al gradiente global de transferencia de calor. Para la temperatura ambiente se consideró 60°F a 0ft y 211°F a 12200ft. Finalmente, se calculan las capacidades de calor promedio en $BTU/lb/°F$ para el petróleo, agua y gas en función de las propiedades ingresadas.

Point	Type	Label	Rate Multiplier	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Length (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)
1	Inner Tree		1	0	0							
2	Tubing		1	38.0	38.0	38.0	50.50	0.0006	11.00	0.0006	13.38	0.0006
3	SSPV		1	38.0	38.0	0	4.30					
4	Tubing		1	38.0	38.0	0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
5	Tubing		1	45.0	45.0	7.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
6	Tubing		1	7815.0	7472.7	7770.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
7	Casing		1	7814.0	7510.0	39.0					7.00	0.0006
8	Casing		1	7890.0	7540.0	36.0					7.00	0.0006
9	Casing		1	12200.0	10052.0	4320.0					7.00	0.0006

Figura 17. Parámetros de los equipos del pozo PLAN-051.

- **Diseño de Gas Lift**

En la Figura 18, se puede observar el diseño completo del gas lift para el pozo PLAN-051; para ello se parte desde las opciones de diseño, cambiando las secciones del método de diseño, punto de inyección y el método para el espaciamiento de las válvulas. Posteriormente, se insertan los datos disponibles en la sección de “Design input” y aquellos valores que no se dispongan se dejan por defecto. Después, se selecciona el tipo de válvula, en este caso se seleccionó la Baker tipo b1. Finalmente, se selecciona en la parte de “Design” para poder visualizar la curva del diseño y los parámetros de producción del rendimiento del fluido.

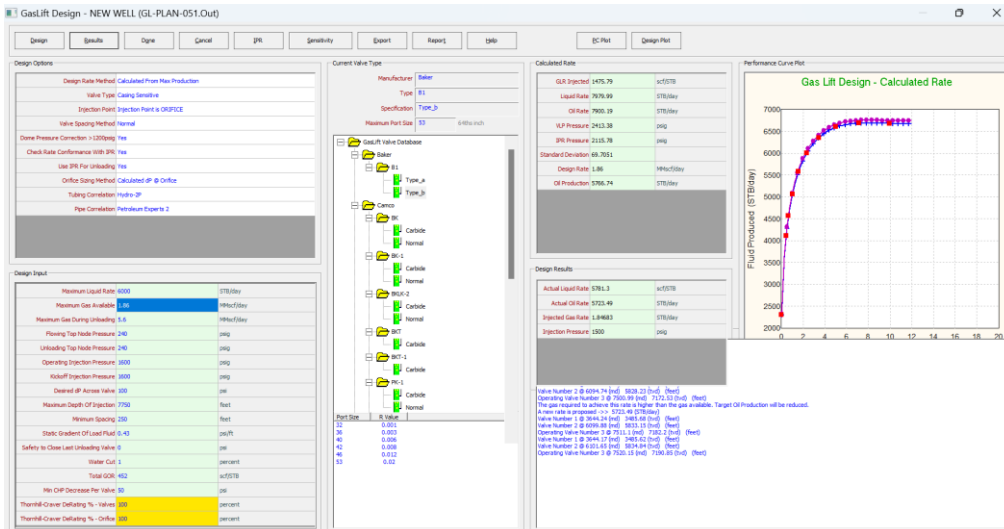


Figura 18. Configuración general para el diseño de Gas Lift del pozo PLAN-051.

Una vez obtenido los resultados del diseño, se procede a cargar la información; para ello, se dirige a la sección de “Gas Lift Input Data” y define las variables como se detallan en la Figura 19. Además, se ingresa la presión del casing y el valor de “dP Across Valve” obtenido en la sección anterior (100) y como último paso, en la parte de “Transfer” seleccionar “From Gas Lift Design”, “From New Gas Lift Design” y verificar que los datos se carguen.

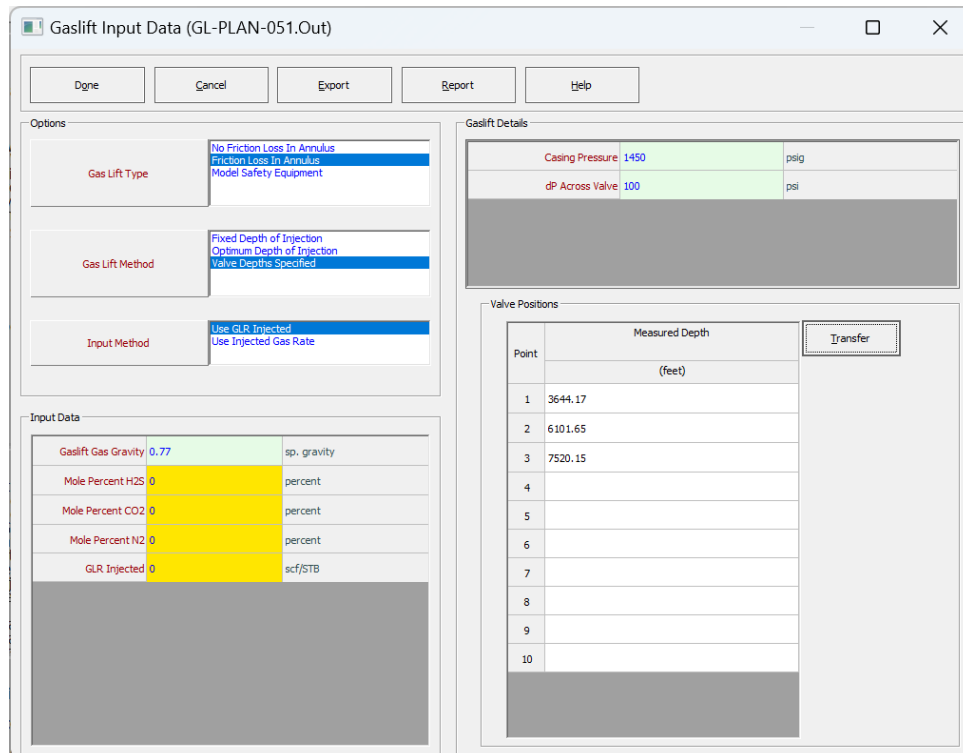


Figura 19. Carga de las válvulas al mecanismo de producción.

3.7.2. Diseño de gas lift del pozo PLAN-053

Para el diseño del pozo PLAN-053 el primer paso de las condiciones iniciales del simulador es similar al pozo anterior, con la diferencia de las propiedades que se pueden observar en la Figura 20. Luego de ingresar los datos se selecciona “Done” para guardar los cambios realizados.

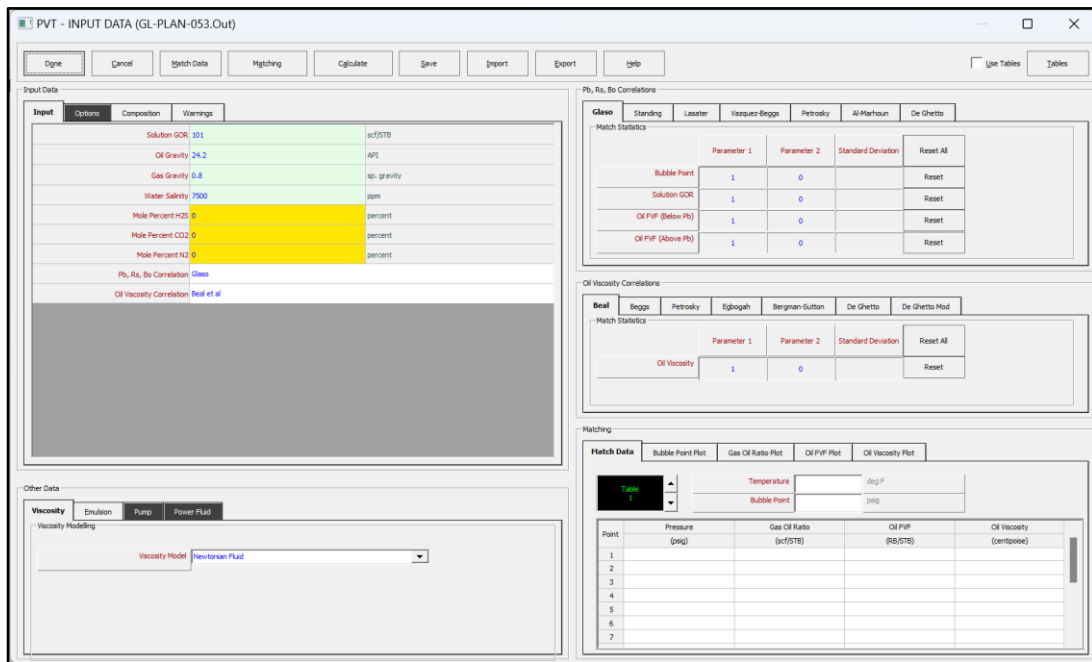


Figura 20. Propiedades PVT del pozo PLAN-053.

- **Curva IPR**

Se aplicó el modelo de “Darcy” para el reservorio, la geometría del daño “Karakas+Tariq” y en la desviación “Cinco/Marting-Brons”. Luego se ingresó las propiedades del reservorio y en el modelo “Darcy” se estimó el área de drenaje de 58.41 en relación del radio externo del pozo de 900 ft y radio del pozo es 0.225 (Figura 21).

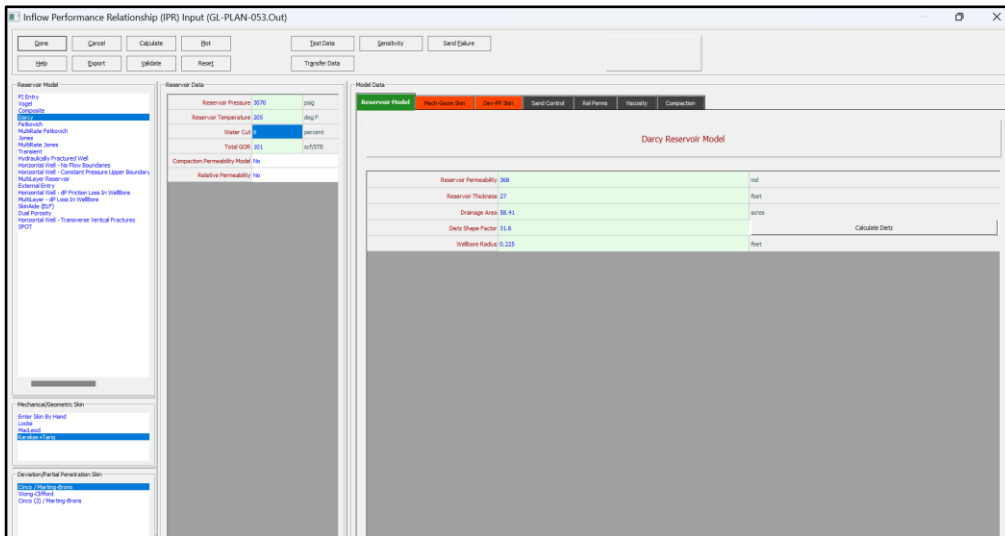


Figura 21. Propiedades para la curva de IPR del pozo PLAN-053.

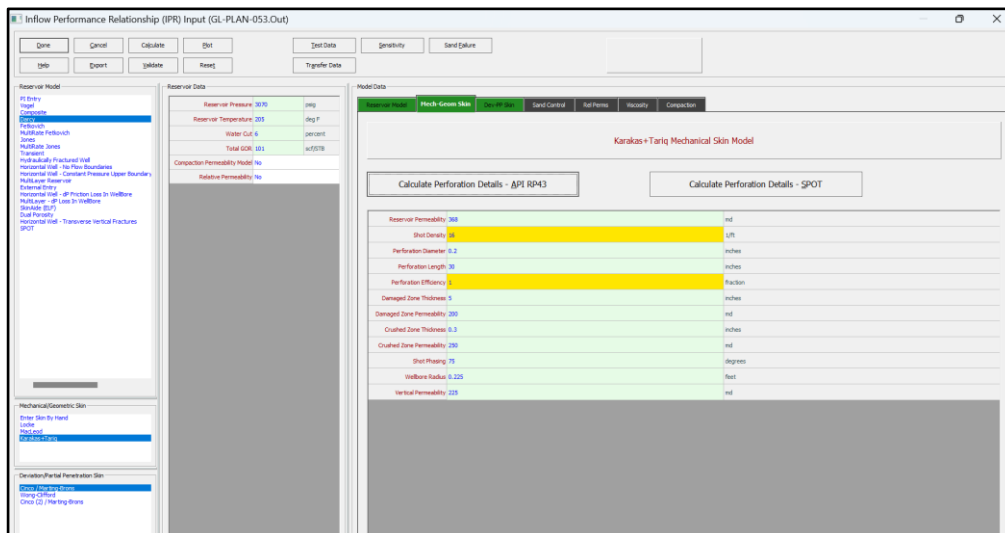


Figura 22. Propiedades de comportamiento geomecánico del pozo PLAN-053.

En la Figura 22, se puede visualizar los parámetros geomecánicos que se ingresaron para la definición de la curva IPR.

- **Datos de los equipos de fondo**

Para esta sección se dirige a la pantalla principal de PROSPER y selecciona el apartado “Equipment Data”. En la parte de input seleccionar: Deviation Survey, Downhole Equipment, Geothermal Gradient y Average Heat Capacities. Luego, dar click en “Edit” y automáticamente se habilitan para llenar en orden. En la Figura 23, se puede observar el sumario de los componentes que conforman el equipo de fondo; además, para los datos

del survey se ingresó cinco puntos hasta llegar a las coordenadas de 10275ft de MD y 10050ft de TVD. En la sección del gradiente geotérmico se asignó 8.3 al gradiente global de transferencia de calor, la temperatura ambiente se consideró 60°F a 0ft y 205°F a 10275ft. Finalmente, se calculan las capacidades de calor promedio en *BTU/lb/°F* para el petróleo, agua y gas en función de las propiedades ingresadas.

Point	Type	Label	Rate Multiplier	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Length (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)
1	Intake Tree		1	0	0							
2	Tubing		1	37.0	36.9	37.0	5.50	0.0006	11.00	0.0006	13.38	0.0006
3	SSIV		1		36.9		4.30					
4	Tubing		1	37.0	36.9	0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
5	Tubing		1	200.0	200.0	163.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
6	Tubing		1	600.0	600.0	400.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
7	Tubing		1	1000.0	995.0	400.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
8	Tubing		1	2230.0	2204.0	1330.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
9	Tubing		1	3587.0	3529.0	757.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
10	Tubing		1	4032.0	3972.0	945.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
11	Tubing		1	7900.0	7827.5	2468.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
12	Casing		1	8228.0	8172.0	726.0					7.00	0.0006
13	Casing		1	8900.0	8791.0	665.0					7.00	0.0006
14	Casing		1	9590.0	9398.0	690.0					7.00	0.0006
15	Casing		1	9968.0	9748.0	378.0					7.00	0.0006
16	Casing		1	10275.0	10050.0	307.0					7.00	0.0006

Figura 23. Configuración del equipo de fondo.

Posteriormente, en la sección de “Gas Lift Input Data”, se asigna la gravedad específica del gas para evitar errores en el siguiente paso que corresponde al diseño del método.

- **Diseño de Gas Lift**

En la Figura 24, se puede observar el diseño completo del gas lift para el pozo PLAN-053. Para aquello se parte desde las opciones de diseño y se cambian las secciones del método de diseño, punto de inyección y el método para el espaciamiento de las válvulas. Posteriormente, se insertan los datos disponibles en la sección de “Design input” y aquellos valores que no se dispongan se dejan por defecto. A continuación, se selecciona el tipo de válvula, en este caso se seleccionó la Baker tipo b1. Finalmente, se selecciona en la parte de “Design” para poder visualizar la curva del diseño y los parámetros de producción del rendimiento del fluido.

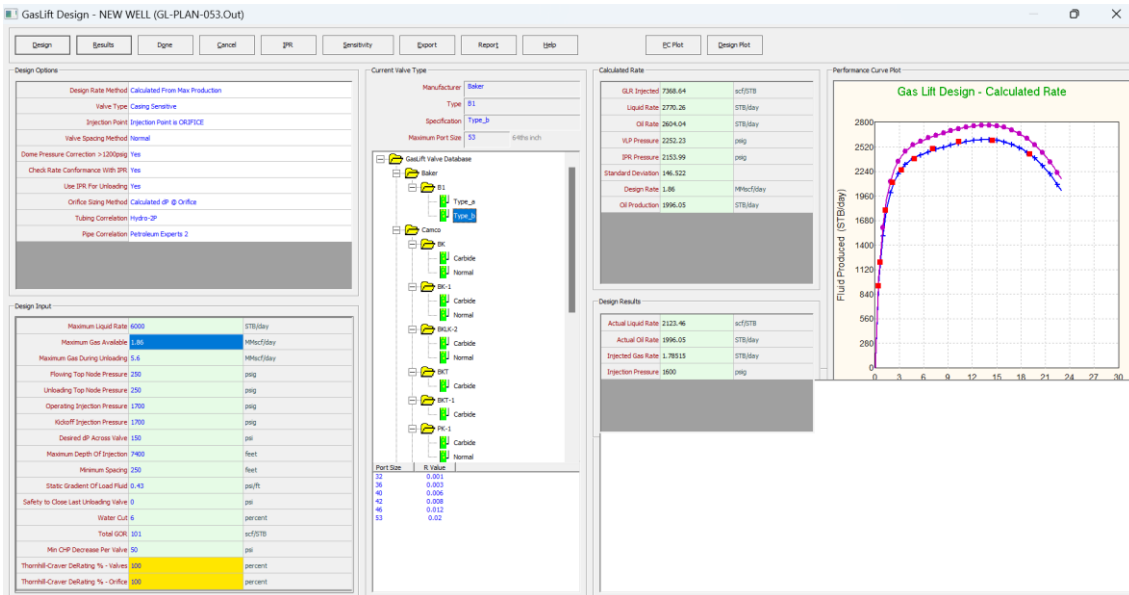


Figura 24. Configuración general para el diseño de Gas Lift del pozo PLAN-053.

Por último, la información calculada se carga y verifica en la sección de “Gas Lift Input Data” con el propósito de agregar las válvulas en la configuración del pozo.

3.7.3. Diseño de gas lift del pozo PLAN-057

Para el diseño del pozo PLAN-057 el proceso inicial correspondiente a las condiciones iniciales el simulador y la construcción es similar a los pozos anteriores; para este pozo se agregó el $GOR = 50 SCF/STB$, $API = 28$, $S_g = 0.8$ y la salinidad de 2700 ppm en base a las pruebas de producción del pozo.

The screenshot shows the Equipment Summary table for well PLAN-053. The table lists equipment points with their respective labels, rate multipliers, measured and true vertical depths, pipe lengths, and tubing/casing diameters and roughness values.

Point	Type	Label	Rate Multiplier	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pipe Length (feet)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)
1	Tree	Tree	1	0	0							
2	Tubing		1	37.0	36.9	37.0	10.50	0.0006	11.00	0.0006	13.38	0.0006
3	SSSV		1		36.9		4.30					
4	Tubing		1	37.0	36.9	0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
5	Tubing		1	200.0	200.0	163.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
6	Tubing		1	600.0	600.0	400.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
7	Tubing		1	1000.0	995.0	400.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
8	Tubing		1	2330.0	2284.0	1330.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
9	Tubing		1	3087.0	3029.0	757.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
10	Tubing		1	4032.0	3972.0	945.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
11	Tubing		1	7500.0	7437.5	3468.0	4.30	0.0006	4.50	0.0006	9.63	0.0006
12	Casing		1	8235.0	8172.0	735.0					7.00	0.0006
13	Casing		1	8900.0	8791.0	665.0					7.00	0.0006
14	Casing		1	9590.0	9398.0	690.0					7.00	0.0006
15	Casing		1	9968.0	9748.0	378.0					7.00	0.0006
16	Casing		1	10278.0	10090.0	307.0					7.00	0.0006

Figura 25. Configuración del equipo de fondo del pozo PLAN-057

En la Figura 26, se puede observar el conjunto del fondo del pozo PLAN-057; adicionalmente, se ingresó valores de la trayectoria del pozo de profundidad vertical verdadera y profundidad medida de 5900 ft TVD y 10100 ft MD, luego la configuración mecánica del pozo respecto a las secciones de tuberías de revestimiento y producción. Para el cálculo del gradiente geotérmico se agregó los valores de profundidad y la temperatura de superficie de 60°F y la temperatura promedio del reservorio de 210°F para estimar las capacidades de calor promedio en $BTU/lb/°F$ para el petróleo, agua y gas.

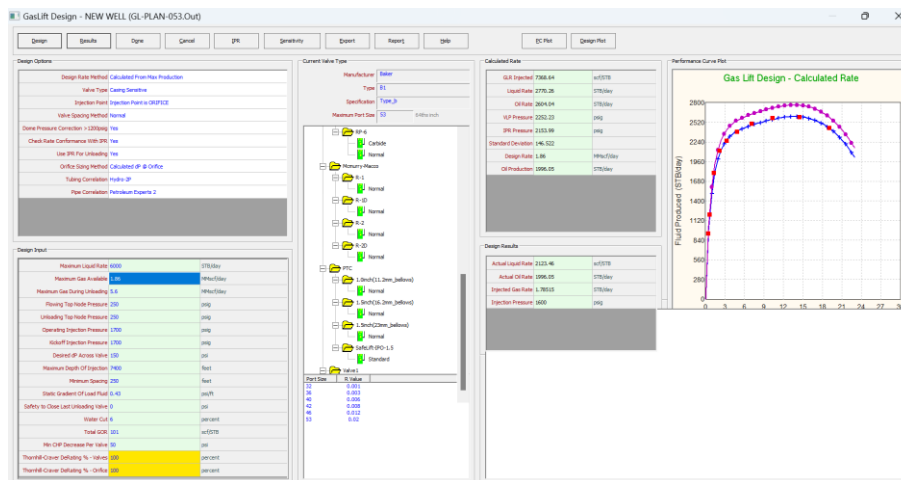


Figura 26. Configuración general para el diseño de Gas Lift del pozo PLAN-057.

En la Figura 27, se puede observar la ventana para el diseño de Gas Lift del pozo PLAN-057, al simular esta sección se obtiene las profundidades de asentamiento de las válvulas que posteriormente se cargaron en los datos de entrada como se muestra en la Figura 18; también, se ingresó los valores de la presión del revestidor de producción y el diferencial de presión que se obtuvo en el diseño y como último procedimiento se presiona en “Done” para guardar el procedimiento y se carguen las válvulas en el diagrama del pozo.

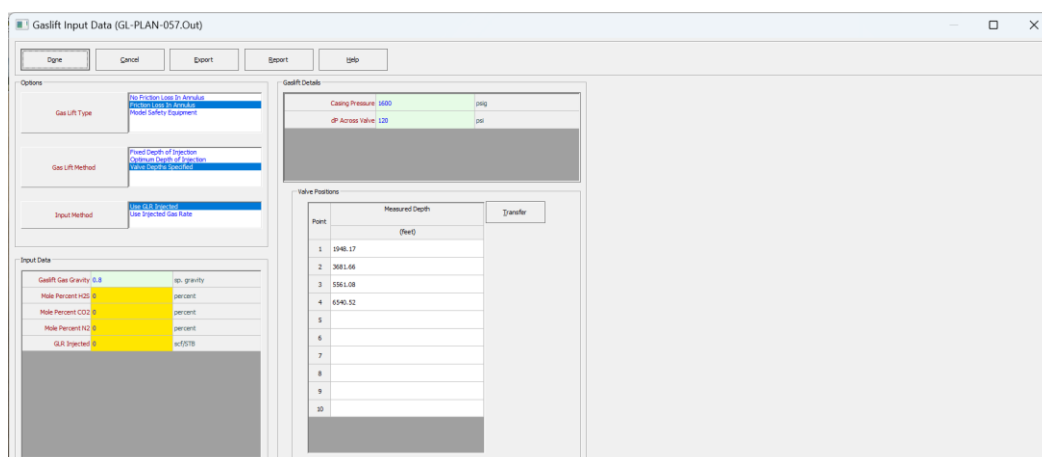


Figura 27. Carga de las válvulas al mecanismo de producción del pozo PLAN-057.

3.7.4. Análisis de sensibilidad

En análisis de sensibilidad consiste en una simulación adicional, luego de haber realizado el diseño y carga de las propiedades para cada pozo y así obtener las curvas de rendimiento de entrada de flujo de un pozo respecto a la presión de fondo, también, conocida como IPR (Inflow Performance Relationship) y la curva para obtener la tasa de flujo óptima conocida como VLP (Vertical Lift Performance). Para ello, se debe ingresar en el menú de opciones de PROSPER y seleccionar “Calculation” y seleccionar “System Ipr +Vlp”. Dentro de la sección del análisis del sistema de sensibilidad se deben ingresar la presión en la cabeza del pozo, el porcentaje del corte de agua y el GOR; además, para cada pozo se fijó las correlaciones de “Beggs and Brill” y la tasa del método se fijó en “Geometric”.

Tabla 7. Casos para el análisis de sensibilidad.

Casos	Tasa de prueba
1	0
2	1.86
3	5
4	10
5	20

Nota. Elaboración propia, realizado para conocer el comportamiento del fluido con la inyección de gas.

La Tabla 7 detalla los casos que se han implementado para el análisis de sensibilidad, el caso 2 representa las condiciones para la cual se diseñó cada pozo, debido a que se tomó como referencia la cantidad de gas que se quema en el bloque 18 de 5.86 MMSCF la división para los 3 pozos es de 1.86 MMSCF aproximadamente; los valores posteriores que se asignaron fueron para conocer el comportamiento de la curva, el punto óptimo de producción y determinar hasta que porcentaje de gas adicional se puede inyectar y la influencia de la producción. Estos valores se colocaron en la sección de “Cases” que existe dentro del análisis de sensibilidad de PROSPER; luego de haber configurado se valida la simulación para obtener los resultados.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 CURVAS DE IPR

4.1.1 Pozo PLAN-051

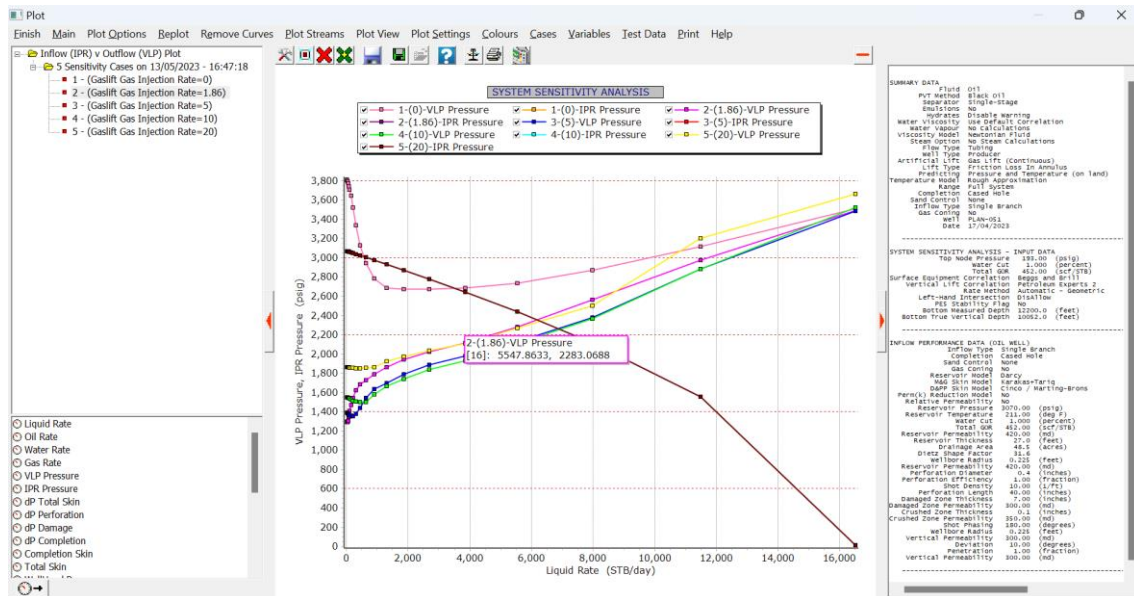


Figura 28. Curvas de IPR y VLP del pozo PLAN-051.

En la Figura 28 se puede observar que la tasa máxima de flujo obtenido para el método de gas lift continuo es de 6200 barriles de fluido por día; de este modo, se mejoró la producción del pozo debido a que en el reporte de la estación ZPF han determinado un promedio de 376 barriles de fluido por día; sin embargo, en el análisis de sensibilidad se obtuvo una tasa de 6844 barriles de fluido por día para 5 MMSCF, 7979 barriles de fluido por día para 10 MMSCF y un valor de 6250 barriles de fluido por día para 20 MMSCF.

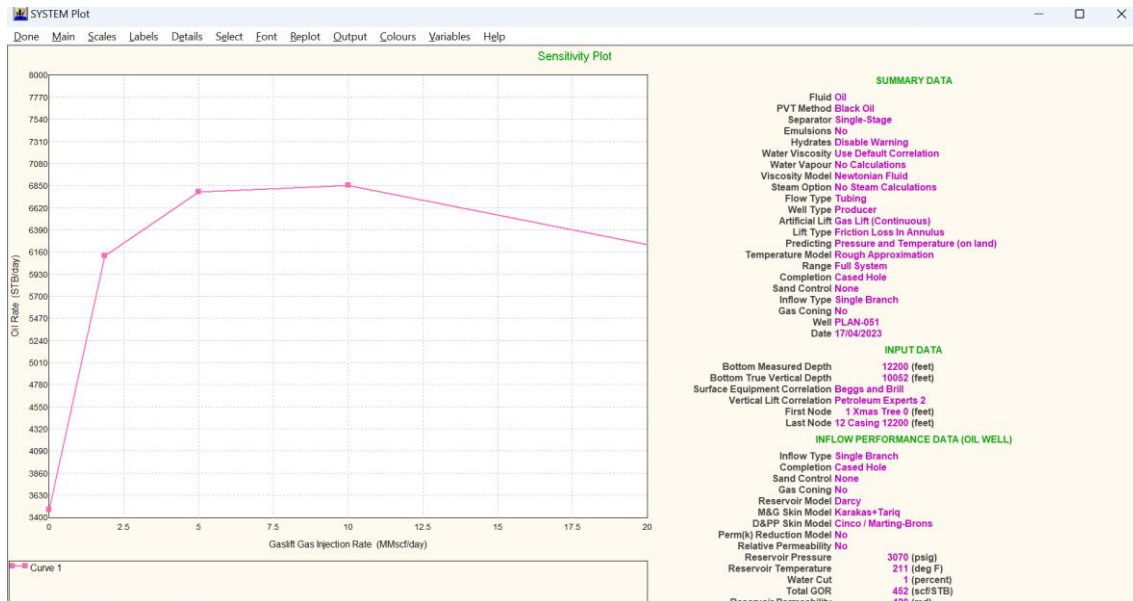


Figura 29. Comportamiento de la tasa de fluido vs la tasa de inyección del pozo PLAN-051.

De acuerdo con la Figura 29, se puede visualizar el comportamiento de la cantidad de gas de inyección con la producción de petróleo a condiciones de superficie, el cual representan la interpolación de los 5 puntos de la Tabla 7. Para las condiciones de diseño de 1.86 MMSCF se puede obtener 6125 bpd, para 5 MMSCF una producción de 6811 bpd, para 10 MMSCF una producción de 7873 bpd y para 20 MMSCF una producción de 6225 bpd. Con estas consideraciones se puede determinar que la producción máxima que el pozo puede aportar es para las condiciones de inyección de 10 MMSCF, para 20 MMSCF es una cantidad excesiva lo que ocasiona que el gas que se encuentra en solución se acumula y se libera en la tubería de producción.

Con base a la Figura 30 se puede observar el comportamiento del gradiente del fluido con la inyección vs la profundidad del pozo; además, en el Anexo C del pozo PLAN-051 se obtuvo en la simulación que desde la superficie hasta 7667.6 ft la condición del flujo es de tipo “Slug” y posteriormente hasta los 12200 ft el fluido dentro del tubing es de tipo “Bubble”. De este modo, se puede corroborar que hay un intervalo de 4385 ft que el gas inyectado funciona como mecanismo de empuje hacia la superficie.

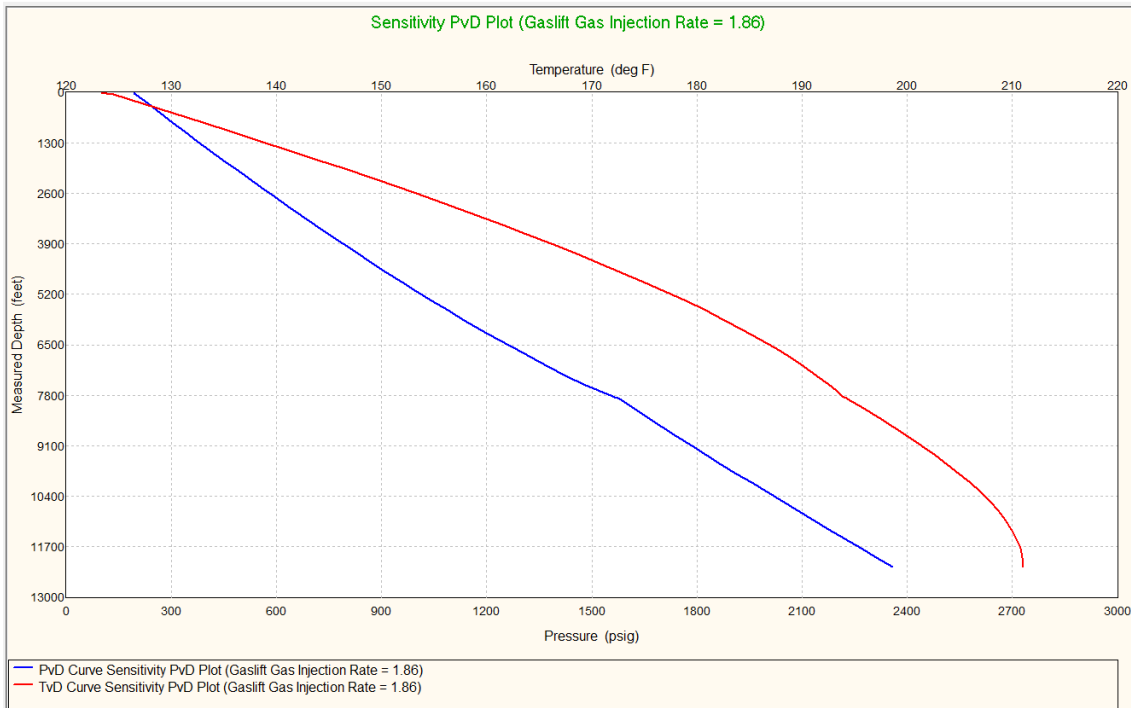


Figura 30. Comportamiento del gradiente del fluido del pozo PLAN-051.

4.1.2 Pozo PLAN-053

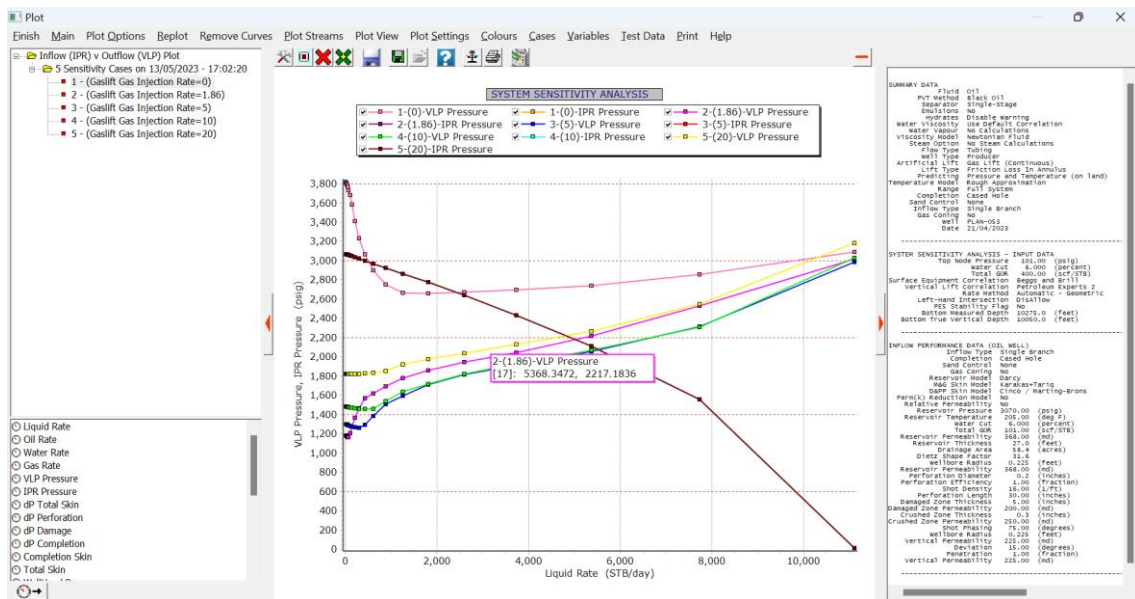


Figura 31. Curvas de IPR y VLP del pozo PLAN-053.

En la Figura 31 se puede observar que la tasa máxima de flujo obtenido para el método de gas lift continuo es de 5000 barriles de fluido por día para 1.83 MMSCF; de este modo, se mejoró la producción del pozo debido a que en el reporte de la estación ZPF han determinado un promedio de 405 barriles de fluido por día; sin embargo, en el análisis de

sensibilidad se obtuvo una tasa de 5130 barriles de fluido por día para 5 MMSCF, 5473 barriles de fluido por día para 10 MMSCF y un valor de 4822 barriles de fluido por día para 20 MMSCF.

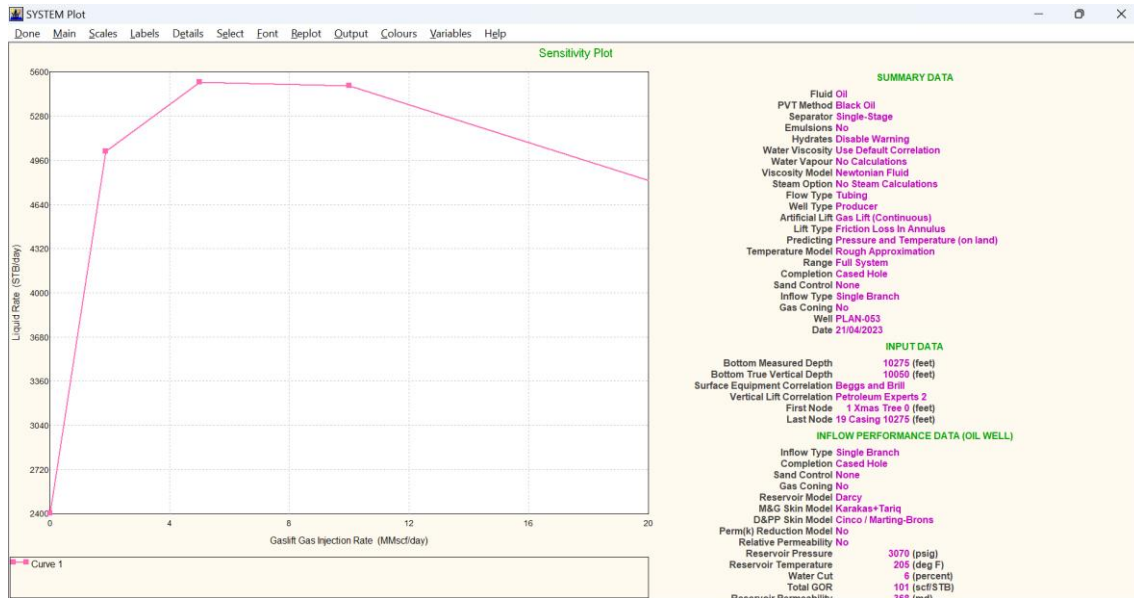


Figura 32. Comportamiento de la tasa de fluido vs la tasa de inyección del pozo PLAN-053.

De acuerdo con la Figura 32, se puede visualizar el comportamiento de la cantidad de gas de inyección con la producción de petróleo a condiciones de superficie, el cual representan la interpolación de los 5 puntos de la Tabla 7. Para las condiciones de diseño de 1.86 MMSCF se puede obtener 4726 bpd, para 5 MMSCF una producción de 5200 bpd, para 10 MMSCF una producción de 5167 bpd y para 20 MMSCF una producción de 4459 bpd. Con estas consideraciones se puede determinar que la producción máxima, que el pozo PLAN-053 puede aportar son para las condiciones de inyección de 5 MMSCF, para 10 MMSCF y 20 MMSCF es una cantidad excesiva, ocasiona que el gas que se encuentra en solución se acumula y se libera en la tubería de producción. Adicionalmente, la presencia de tapones de gas y/o bloqueo por gas.

Con base a la Figura 33 se puede observar el comportamiento del gradiente del fluido con la inyección vs la profundidad del pozo; además, en el Anexo C del pozo PLAN-053 se obtuvo en la simulación que desde la superficie hasta 7057.5 ft la condición del flujo es de tipo “Slug” y posteriormente hasta los 10275 ft el fluido dentro del tubing es de tipo “Bubble”. De este modo, se puede corroborar que hay un intervalo de 3217.5 ft donde el gas inyectado funciona como mecanismo de empuje hacia la superficie.

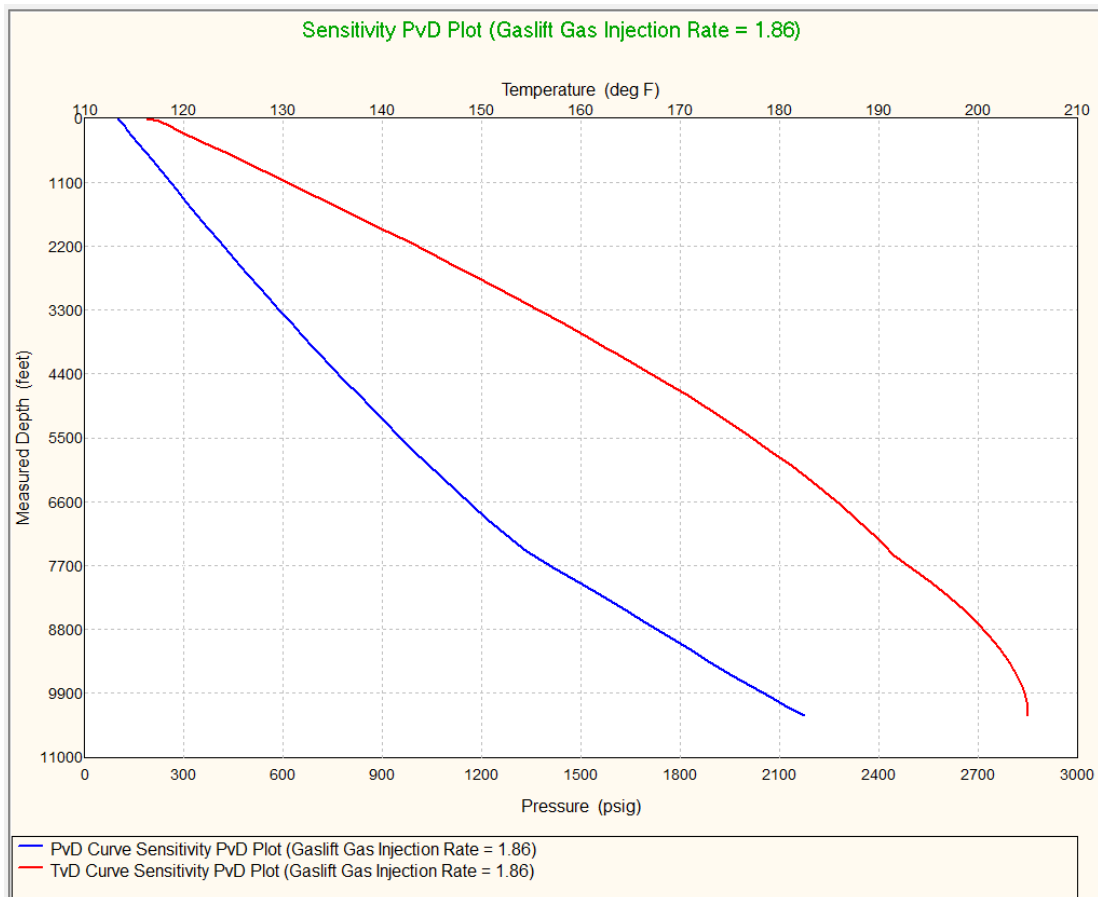


Figura 33. Comportamiento del gradiente del fluido del pozo PLAN-053.

4.1.3 Pozo PLAN-057

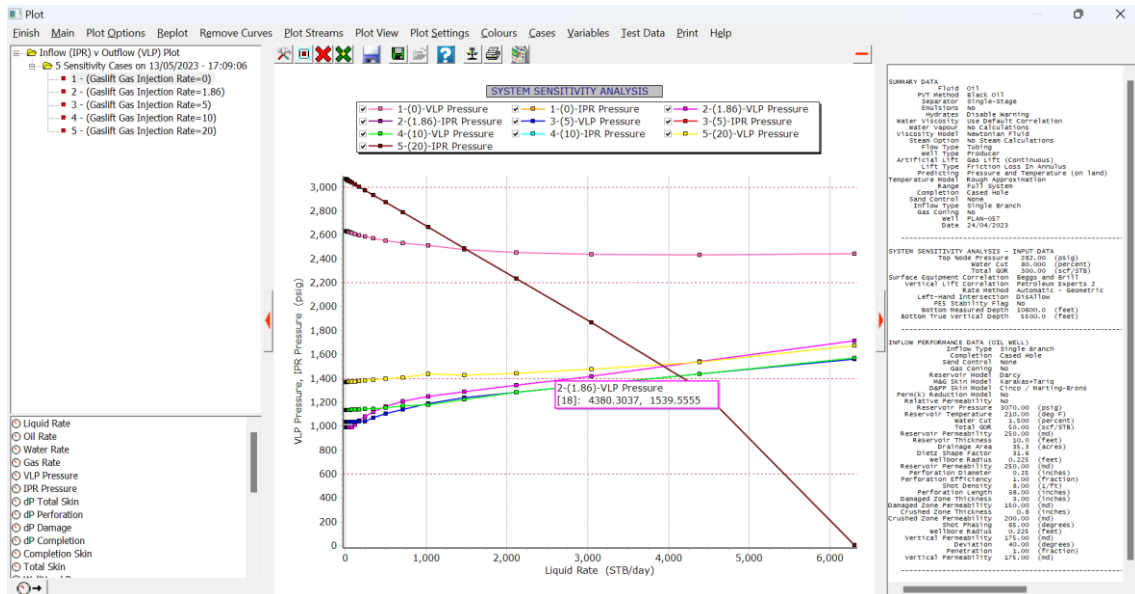


Figura 34. Curvas de IPR y VLP del pozo PLAN-057.

En la Figura 34 se puede observar que la tasa máxima de flujo obtenida para el método de gas lift continuo es de 4 944 barriles de fluido por día para 1.83 MMSCF; de este modo, se mejoró la producción del pozo debido a que en el reporte de la estación ZPF han determinado un promedio de 459 barriles de fluido por día; sin embargo, en el análisis de sensibilidad se obtuvo una tasa de 4 132 barriles de fluido por día para 5 MMSCF, 4 128 barriles de fluido por día para 10 MMSCF y un valor de 3903 barriles de fluido por día para 20 MMSCF.

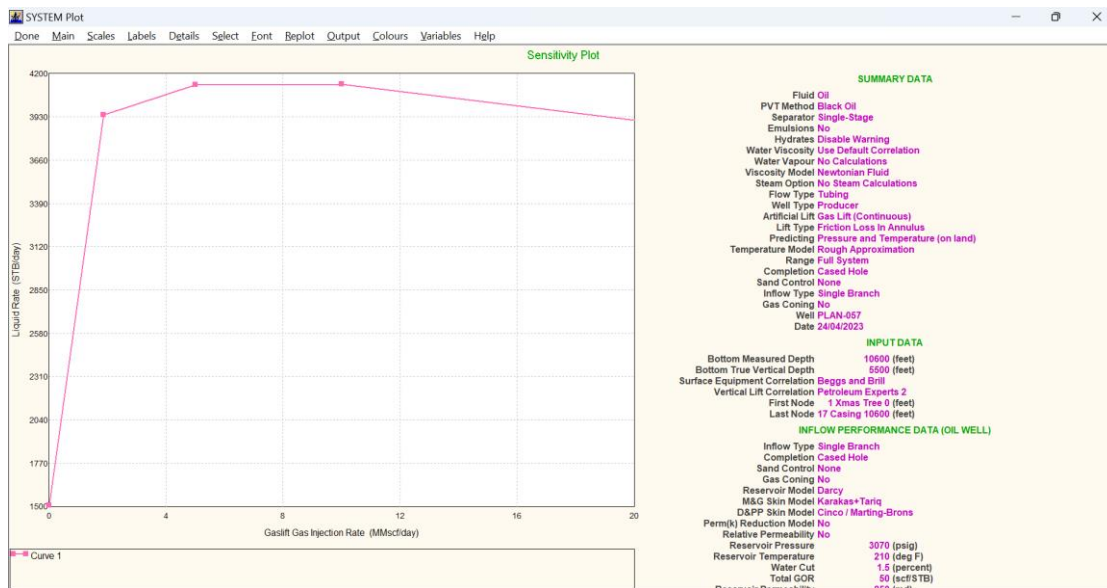


Figura 35. Comportamiento de la tasa de fluido vs la tasa de inyección del pozo PLAN-057.

De acuerdo con la Figura 35, se puede visualizar el comportamiento de la cantidad de gas de inyección con la producción de petróleo a condiciones de superficie, el cual representan la interpolación de los 5 puntos de la Tabla 7. Para las condiciones de diseño de 1.86 MMSCF se puede obtener 789 bpd, para 5 MMSCF una producción de 826 bpd, para 10 MMSCF una producción de 828 bpd y para 20 MMSCF una producción de 784 bpd. Con estas consideraciones se puede determinar que la producción máxima que el pozo PLAN-057 puede aportar son para las condiciones de inyección de 10 MMSCF, para 20 MMSCF es una cantidad excesiva lo que ocasiona que el gas que se encuentra en solución se acumula y se libera en la tubería de producción. Adicionalmente, la presencia de tapones de gas y/o bloqueo por gas.

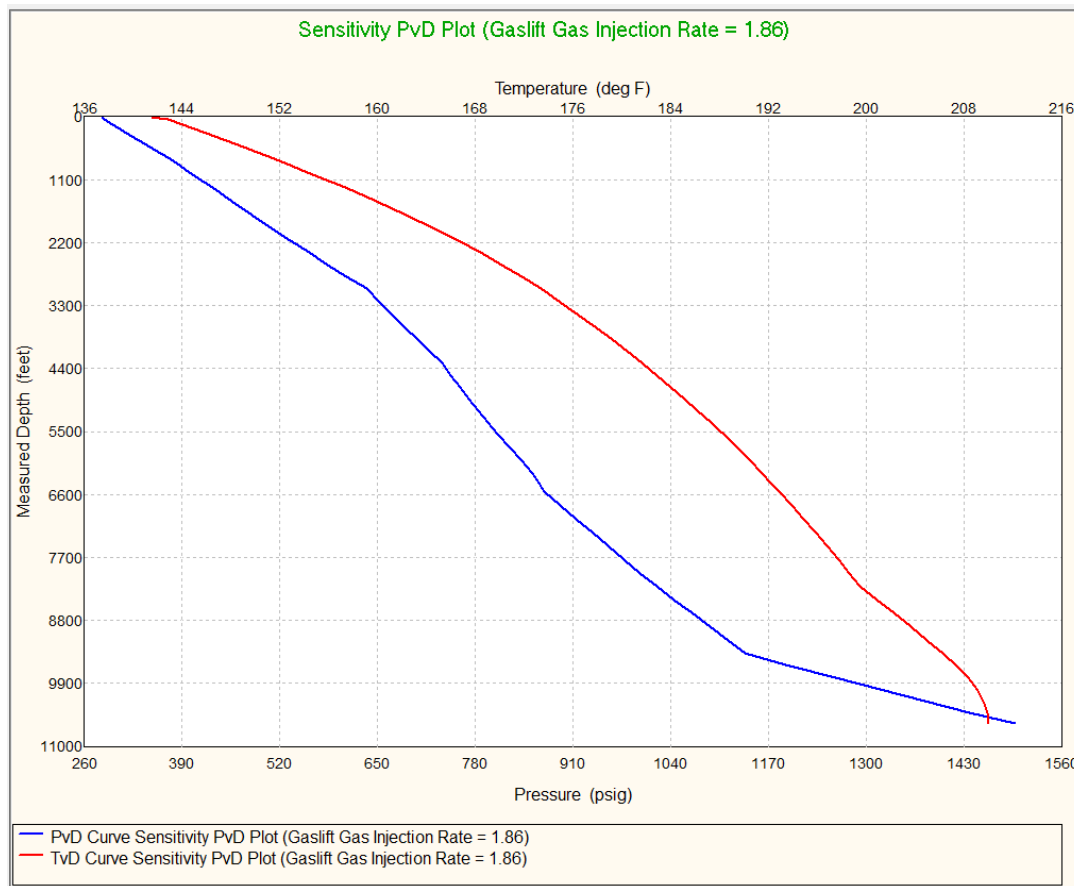


Figura 36. Comportamiento del gradiente del fluido del pozo PLAN-057.

Con base a la Figura 36 se puede observar el comportamiento del gradiente del fluido con la inyección vs la profundidad del pozo; además, en el Anexo C del pozo PLAN-057 se obtuvo en la simulación que desde la superficie hasta 9 136 ft la condición del flujo es de tipo “Slug” y posteriormente hasta los 10 600 ft el fluido dentro del tubing es de tipo “Bubble”. De este modo, se puede corroborar que hay un intervalo de 1 230 ft donde el gas inyectado funciona como mecanismo de empuje hacia la superficie.

4.1.4 Análisis económico

❖ Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN) es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que permite determinar la rentabilidad de una inversión. Se calcula restando el costo inicial de la inversión del valor presente de los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto, descontados a una tasa de descuento adecuada. Un VAN positivo indica que el proyecto generará un rendimiento mayor que la tasa de descuento, lo cual lo hace

atractivo desde el punto de vista financiero, en el caso de un valor negativo indica que el proyecto no sería viable (Cevallos y otros, 2022).

$$VAN = \frac{FNC_1}{(1+K)^1} + \frac{FNC_2}{(1+K)^2} + \dots n. -I > 0 \quad (2)$$

Dónde:

- *FNC*: Ingresos generados por año.
- *K*: Tasa de descuento.
- *I*: Inversión inicial.

❖ Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es otra medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión. Se define como la tasa de descuento a la cual el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto se iguala a cero. En otras palabras, la TIR es la tasa de rendimiento que se obtendría al invertir en un proyecto y que igualaría la inversión inicial con los flujos de efectivo futuros descontados. Si la TIR es mayor que la tasa de descuento requerida, el proyecto se considera rentable (Virreira, 2020).

$$TIR = \frac{FNC_1}{(1+K)^1} + \frac{FNC_2}{(1+K)^2} + \dots n = 0 \quad (3)$$

Para el análisis económico se estableció tres escenarios con relación al precio del crudo para determinar la veracidad del proyecto debido a que en la industria del petróleo los precios varían con frecuencia. Para este caso de estudio se estableció el valor de 72,40 y 20 \$/bbl detallado en la Tabla 8 para la fecha del 12 de junio de 2023 (Precio Petroleo, 2022); además, la tasa de interés activa máxima se definió en 9.33 % anual para proyectos de inversión pública (Banco Central del Ecuador, 2022).

Tabla 8: Parámetros económicos para proyectos de inversión.

Precio del petróleo	72,40,20	\$/bbl
Tasa de interés activas máximas (anual)	9.33	%
Tasa de descuento	0.10	%

Los valores representados en la Tabla 9, determinan los costos fijos al inicio de un proyecto de Gas Lift y costos que se deben realizar cada año. Además, en la revisión bibliográfica existen diferentes consideraciones económicas para la implementación del sistema de levantamiento artificial, en este caso de estudio se tomó en consideración aspectos económicos de los autores Matateyou y otros (2022), Okotie y otros (2015) y Imran y otros (2018).

Tabla 9: CAPEX Y OPEX para la implementación del Sistema de levantamiento artificial GAS LIFT

Variables	Precio (\$)	Total (\$)
Equipos de levantamiento artificial	50 000	50 000
Instalación/Workover	20 000	20 000
Equipos eléctricos de superficie	86 000	86 000
Sistema de control de medición de gas	62 000	62 000
Mantenimiento por año	100 000	2 000 000
Suministro de energía por año	3 000	60 000
Costos de funcionamiento (sueldo, calefacción, alquiler, entre otros) por año	250 000	5 000 000
Inversión total (\$)		7 278 000

❖ **Escenario optimista**

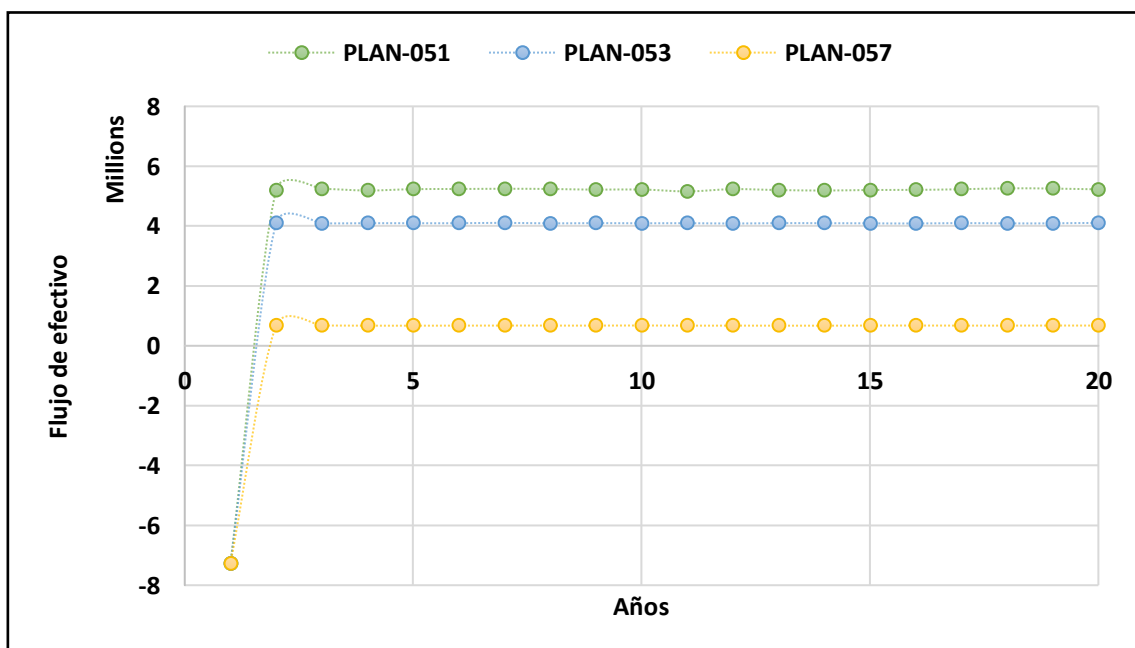


Figura 37. Flujo de efectivo del escenario optimista de los tres pozos.

En la Figura 37 se puede observar que los tres proyectos parten con una inversión inicial de 7 278 Millones, por tal razón, existe un flujo de efectivo inicialmente negativo en los primeros años, lo cual indica una inversión inicial significativa. A medida que transcurre el tiempo, el flujo de efectivo comienza a ser positivo, mostrando una tendencia creciente y decreciente a lo largo de los años de producción. Para este escenario se tomó en consideración el precio del barril de 72 dólares y la inversión se recupera a los dos años. En el caso del pozo PLAN-051 se puede obtener un promedio de 5.22 millones por año, en el pozo PLAN-053 4.09 millones por año y en el pozo PLAN-057 0.67 millones por año. Además, en la Tabla 13 se puede comprobar que el VAN es positivo para el PLAN-051 y PLAN-053 lo cual indica que el proyecto es rentable a excepción del pozo PLAN-057 que se obtuvo un valor negativo; adicionalmente, el TIR para los pozos PLAN-051 y PLAN-053 con 72% y 56% de retorno respectivamente y para el pozo PLAN-057 es 7% lo cual representa un valor inferior a la tasa de descuento.

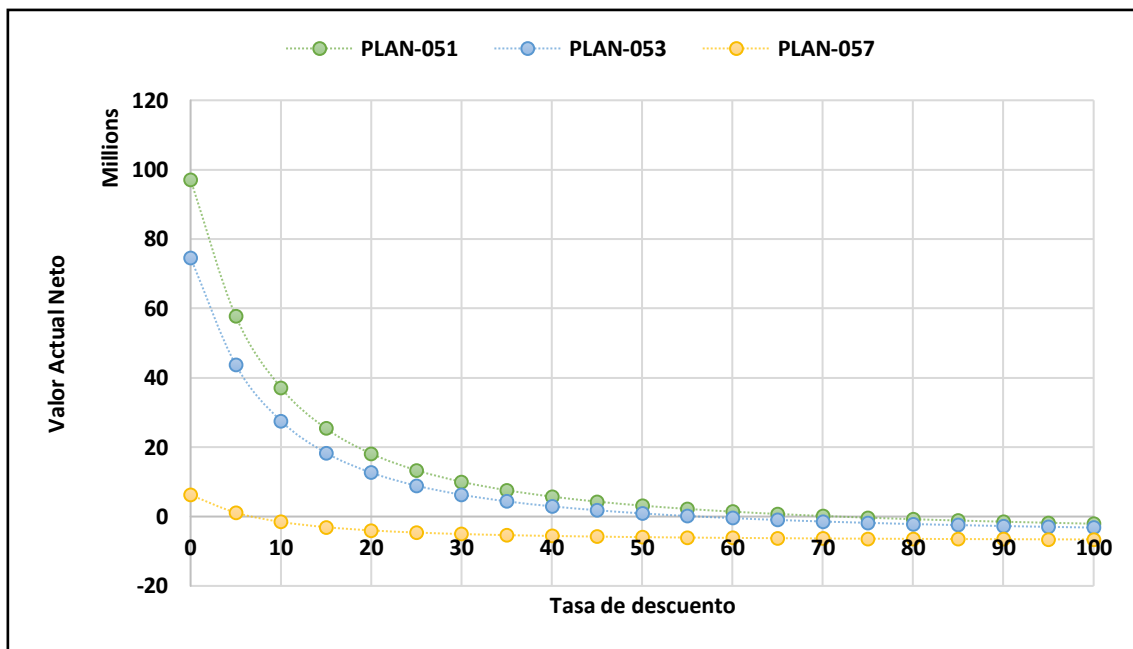


Figura 38. Valor Actual Neto vs Tasa de descuento del escenario optimista de los tres pozos.

El Figura 38 se puede observar que para la tasa del 10% de descuento el pozo PLAN-051 genera un total de 36.37 Millones, el pozo PLAN-053 un total de 26.97 Millones y el pozo PLAN-057 -1.6 Millones. Además, el PLAN-051 genera ingresos hasta una tasa de descuento del 70%, el PLAN-053 hasta una tasa de 55% y el PLAN-057 tiende a negativo desde el 10%. Es decir, que los proyectos del PLAN-051 y PLAN-053 pueden regirse hasta las tasas mencionadas y evitar pérdidas económicas.

❖ Escenario promedio

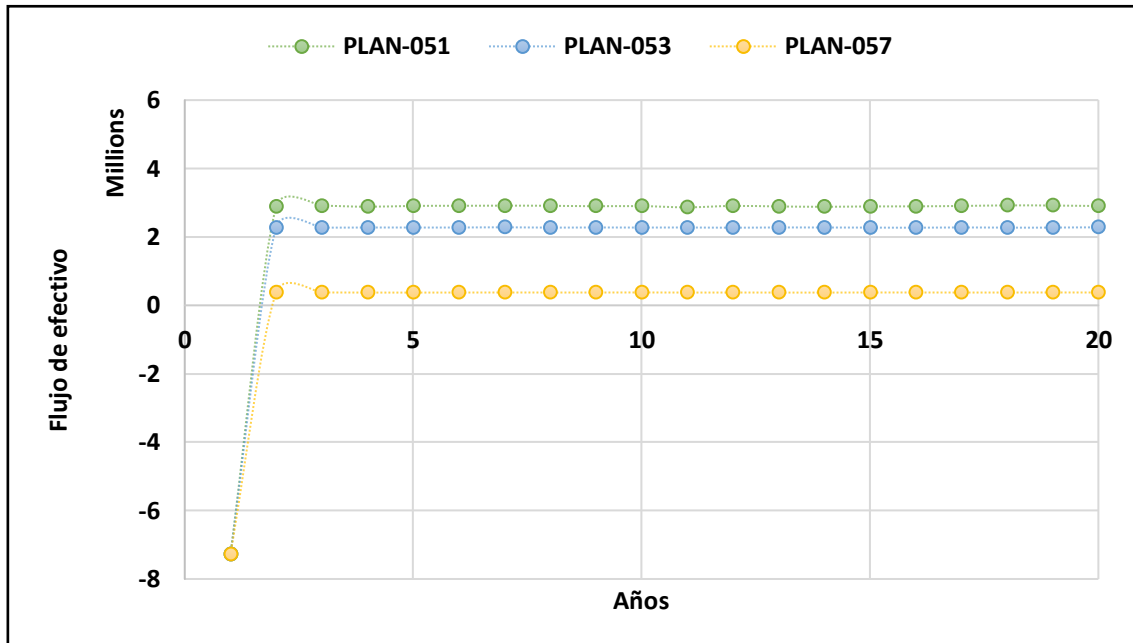


Figura 39. Flujo de efectivo del escenario promedio de los tres pozos.

En la Figura 39, se puede apreciar que los tres proyectos comienzan con una inversión inicial de 7 278 millones. Como resultado, se observa un flujo de efectivo negativo al principio de los primeros años, lo cual indica una inversión inicial significativa. A medida que pasa el tiempo, el flujo de efectivo se vuelve positivo, mostrando una tendencia fluctuante a lo largo de los 20 años de producción. Para este escenario, se consideró un precio del barril de petróleo de 40 dólares y la inversión se recupera en un plazo de dos años. En el caso del pozo PLAN-051, se puede generar un promedio anual de 2.9 millones, mientras que en el pozo PLAN-053 el promedio anual es de 2.27 millones y en el pozo PLAN-057 es de 0.37 millones. Además, al consultar la Tabla 15, se confirma que el Valor Actual Neto (VAN) es positivo para los pozos PLAN-051 y PLAN-053, lo cual indica que estos proyectos son rentables. Sin embargo, el pozo PLAN-057 muestra un VAN negativo, lo que sugiere que no es rentable. Además, la Tasa Interna de Retorno (TIR) para los pozos PLAN-051 y PLAN-053 es del 40% y 31% respectivamente, lo que indica un retorno significativo. Finalmente, el pozo PLAN-057 tiene una TIR del 6%, lo que representa un valor inferior a la tasa de descuento.

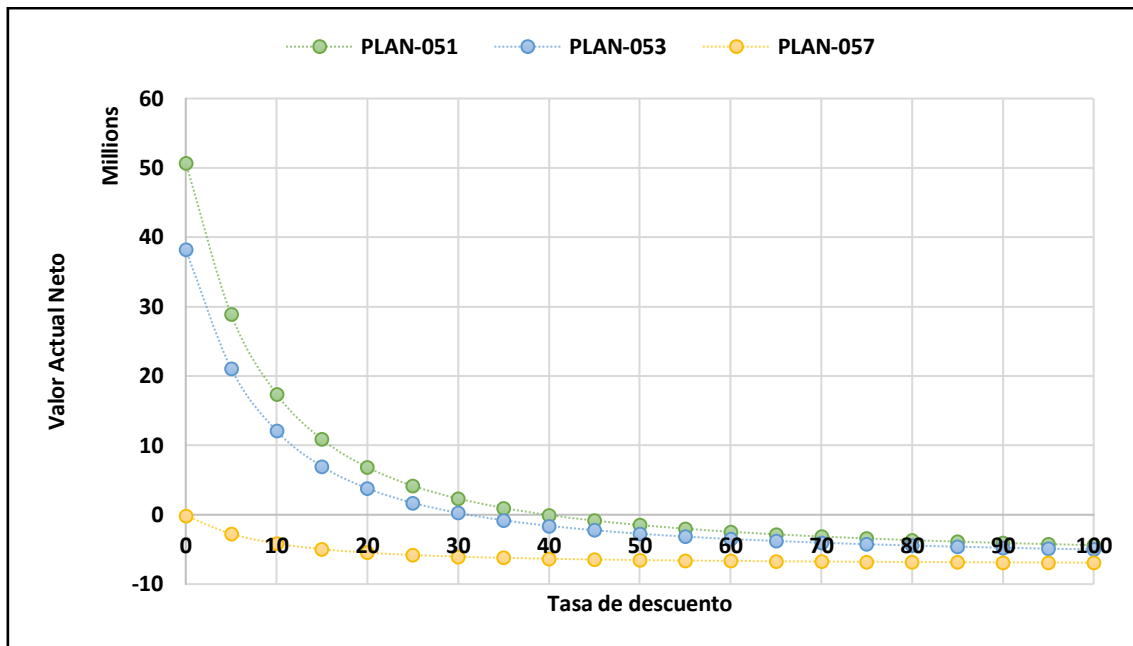


Figura 40. Valor Actual Neto vs Tasa de descuento del escenario promedio de los tres pozos.

En la Figura 40 se presenta información sobre los resultados financieros de los pozos PLAN-051, PLAN-053 y PLAN-057 a diferentes tasas de descuento. Para la tasa de descuento propuesta del 10% el pozo PLAN-051 genera un beneficio total de 17.4 millones, el pozo PLAN-053 genera un beneficio total de 12.08 millones y el pozo PLAN-057 registra una pérdida de -4.14 millones. Además, el pozo PLAN-051 genera ingresos positivos hasta una tasa de descuento del 35%, el pozo PLAN-053 hasta una tasa de descuento del 30%, mientras que el pozo PLAN-057 tiene resultados negativos desde una tasa de descuento del 10%. Esto significa que los proyectos del PLAN-051 y PLAN-053 son viables y pueden obtener beneficios económicos hasta las tasas de descuento mencionadas, evitando pérdidas financieras.

❖ Escenario pesimista

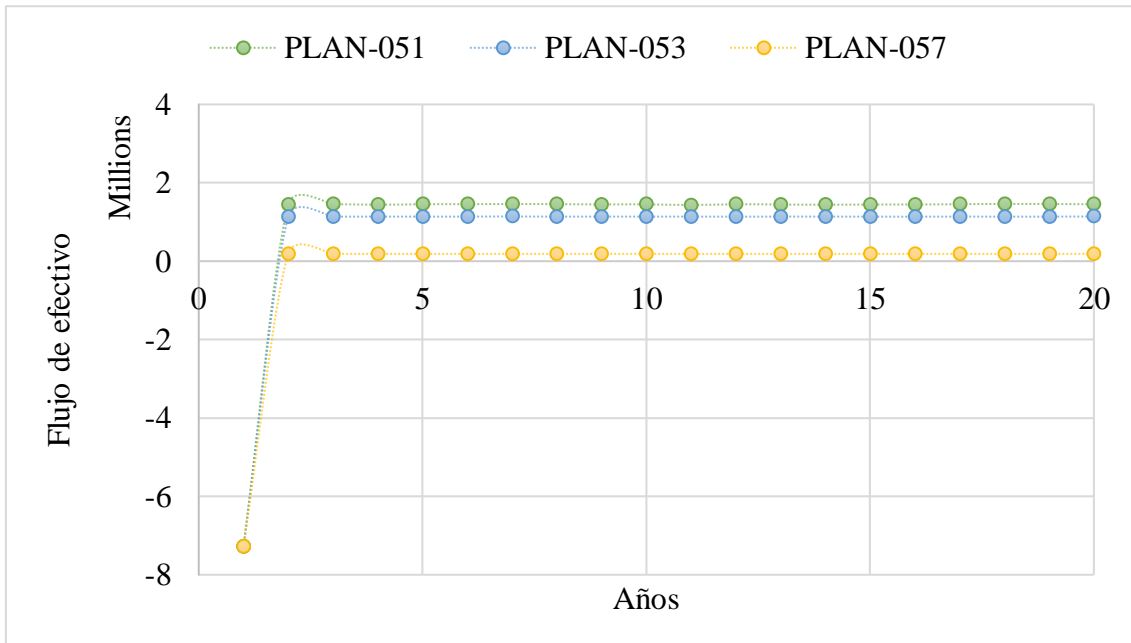


Figura 41. Flujo de efectivo del escenario pesimista de los tres pozos.

La Figura 41 se proporciona información sobre los tres proyectos, que comienzan con una inversión inicial de 7.278 millones. Esto justifica que hay un flujo de efectivo negativo al principio. Con el paso del tiempo, el flujo de efectivo se vuelve positivo y muestra una tendencia de crecimiento y decrecimiento a lo largo de los años de producción para este análisis se consideró un precio del barril de petróleo de 20 dólares, y la inversión inicial se recupera en un plazo de dos años.

En el caso del pozo PLAN-051, se puede obtener un promedio de 1.45 millones por año, mientras que en el pozo PLAN-053, la cifra promedio es de 1.13 millones por año. Por otro lado, el pozo PLAN-057 tiene un promedio de 0.18 millones por año. Al examinar la Tabla 17, se puede observar que el Valor Actual Neto (VAN) es positivo para el PLAN-051 y PLAN-053, lo que indica que estos proyectos son rentables. Sin embargo, el pozo PLAN-057 registra un valor negativo de VAN, lo cual implica que no es rentable.

Además, al analizar la Tasa Interna de Retorno (TIR), se observa que el pozo PLAN-051 tiene un retorno del 19%, mientras que el PLAN-053 tiene un retorno del 15%. Por otro lado, el pozo PLAN-057 tiene una TIR del -6%, que es inferior a la tasa de descuento implementada.

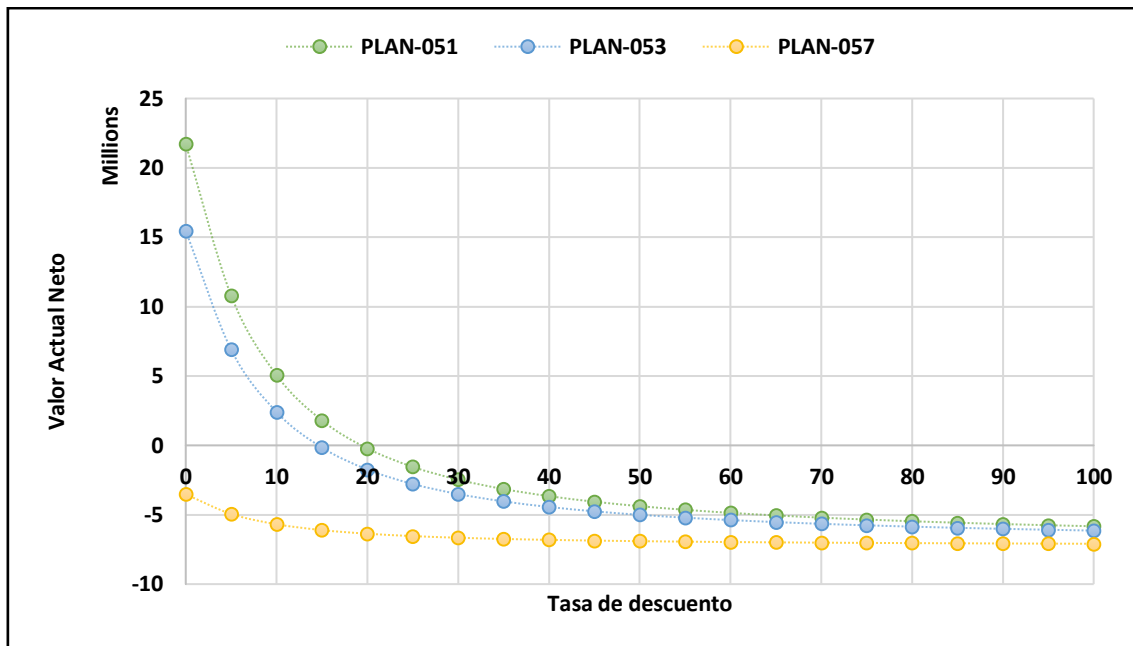


Figura 42. Valor Actual Neto vs Tasa de descuento del escenario pesimista de los tres pozos.

En la Figura 42 se muestra información acerca de los resultados financieros de los pozos PLAN-051, PLAN-053 y PLAN-057 a diferentes tasas de descuento. Con respecto a la tasa de descuento propuesta del 10%, el pozo PLAN-051 genera un beneficio total de 5.06 millones, el pozo PLAN-053 genera un beneficio total de 2.40 millones y el pozo PLAN-057 registra una pérdida de -5.68 millones.

Además, el pozo PLAN-051 genera ingresos positivos hasta una tasa de descuento del 15%, mientras que el pozo PLAN-053 genera ingresos positivos hasta una tasa de descuento del 10%. Por otro lado, el pozo PLAN-057 presenta resultados negativos a partir de una tasa de descuento del 10%.

Estos datos indican que el proyecto del PLAN-051 es viable y pueden generar beneficios económicos hasta las tasas de descuento mencionadas, evitando pérdidas financieras.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados de la investigación se logró determinar que en el pozo PLAN-051 existe un incremento en la producción de petróleo con el sistema de levantamiento artificial Gas Lift, hasta 6100 bpd de 372.24 bpd que se registró en el reporte de producción del bloque 18; de igual manera, el pozo PLAN-053 de 380.70 bpd a 4733 bpd y el pozo PLAN-057 de 452.12 bpd a 788 bpd, de este modo, se puede corroborar un incremento de producción alta para los pozos PLAN-051 y PLAN-053 que oscilan en el rango de producción de los otros pozos que se encuentran en el bloque; sin embargo, el pozo PLAN-057 tiene baja producción debido a la condición de la trayectoria y la baja relación de GOR.

Por otra parte, se aplicó la producción por el tubing para obtener mayor producción de los pozos y evitar pérdidas por fricción con el anular, en consecuencia, se incrementó la producción, en el caso del pozo PLAN-051 existe un intervalo de 4 385 ft donde el fluido es tipo burbuja, en el pozo PLAN-053 un intervalo de 3 217.5 ft y en el pozo PLAN-057 un intervalo de 1 230 ft, cada intervalo que define el comportamiento del fluido en la tubería depende de las condiciones de trayectoria del pozo, GOR y las condiciones de flujo crítico y subcríticas que ocurren en las válvulas del sistema gas Lift, por tal razón, en el software PROSPER se agregó tales consideraciones donde los pozos PLAN-051 y PLAN-053 tienen mayor producción y el PLAN-057 menor producción.

Mediante el análisis económico se determinó que los pozos PLAN-051 y PLAN-053 son viables para el escenario óptimo que se realizó con el precio de 72 \$/bpp, para el escenario promedio que se realizó con el precio de 40 \$/bpp y para el escenario pesimista que se realizó con el precio de 20 \$/bpp debido a que se obtuvieron valores actuales netos (VAN) superiores a 0 y las tasas internas de retornos (TIR) son superiores a la tasa de descuento. Por otra parte, el pozo PLAN-057 no es viable porque se obtuvieron valores negativos de VAN y el TIR no supera la tasa de descuento, se obtuvo un incremento en la producción; sin embargo, no es económicamente rentable la implementación del sistema Gas Lift.

5.2 RECOMENDACIONES

Implementar el sistema de levantamiento artificial Gas Lift en los pozos PLAN-051 y PLAN-053 ya que se logra un incremento significativo de la producción de petróleo y por ende se recuperará la inversión inicial teniendo en consideración los factores de riesgo referentes a la variabilidad del precio del petróleo y las tasas de inversión pública.

Emplear un sistema de monitoreo de fondo y superficie para determinar parámetros relacionados a las condiciones de la tubería y condiciones de flujo como la arena que puedan restringir la eficiencia del sistema Gas Lift.

Aplicar el sistema Gas Lift en pozos de poca inclinación y pozos con grandes cantidades de relación de gas petróleo para obtener mayor producción y que la inversión retorne de manera eficiente. Por ejemplo, en el caso del pozo PLAN-057 las condiciones del pozo y diseño es diferente.

Desarrollar un estudio de mayor escala que se involucren problemas operacionales de los sistemas de levantamiento artificial relacionados al Gas Lift, pozos con diferentes tamaños de tubing de producción, índices de pulling e inyecciones de químicos para optimizar la producción de los pozos e incluir recursos tecnológicos en el conjunto de producción.

REFERENCIAS

- Bahadori, A., Ayatollahi, Sh., & Moshfeghian, M. (2001, October 8). Simulation and Optimization of Continuous Gas Lift System in Aghajari Oil Field. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/72169-MS>
- Barrera, K. (2019). *Estudio de factibilidad para la implementación de cable calentador en el pozo Tarapoa Noroeste 1 para la recuperación de crudo extrapesado*.
- Bautista, J. (2017). *Análisis técnico económico de factibilidad de fracturamiento en las condiciones actuales de la Arenisca T para el incremento de producción y recuperación de reservas en el campo Palo Azul*.
- Caiza, B., & Méndez, E. (2014). *Análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio Hollín, del campo Palo Azul*.
- Chiang, S., & Eras, C. (2019). *Recuperación secundaria de la arena Basal Tena en el Well Pad Norte del campo Palo Azul*.
- Elldakli, F. (2017). *Gas Lift System*.
- EpPetroecuador. (2023). *Petróleo del campo activo Palo Azul* .
<https://www.eppetroecuador.ec/?P=14539>.
- Gualacata, N., & Parra, R. (2020). *Análisis de tendencias históricas de los patrones de comportamiento en equipos electrosumergibles para el monitoreo de pozos en el campo Palo Azul, mediante la utilización del software Lowis*.
- Hanafizadeh, P., Moezzi, M., & Hassan Saidi, M. (2014). Simulation of gas-liquid two phase flow in upriser pipe of gas-lift systems. *Energy Equipment and Systems*.
- Hari, S., Krishna, S., Patel, M., Bhatia, P., & Vij, R. K. (2022). Influence of wellhead pressure and water cut in the optimization of oil production from gas lifted wells. *Petroleum Research*, 7(2), 253–262.
<https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.09.008>

- Kamari, A., Bahadori, A., Mohammadi, A. H., & Zendejboudi, S. (2014). Evaluating the Unloading Gradient Pressure in Continuous Gas-lift Systems During Petroleum Production Operations. *Petroleum Science and Technology*, 32(24), 2961–2968. <https://doi.org/10.1080/10916466.2014.936455>
- León, C. (2016). *Evaluación del sistema de levantamiento artificial en el campo Palo Azul*.
- Miresmaeili, S. O. H., Zoveidavianpoor, M., Jalilavi, M., Gerami, S., & Rajabi, A. (2019). An improved optimization method in gas allocation for continuous flow gas-lift system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, 819–830. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.076>
- Muhammad, J., Abdulwahab, S., Rajab, S., & Pshtiwan Jaf, M. (2019). *Production Optimization Using Gas Lift Technique*.
- Peña, J. (2016a). *Evaluación técnico financiera para la selección del sistema de levantamiento artificial para el campo Corrales Bloque Buenavista*.
- Peña, J. (2016b). *EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL CAMPO CORRALES BLOQUE BUENAVISTA*.
- Prada, C. (2017). *Determinación de una correlación de comportamiento de afluencia para flujo multifásico que se ajusta a las condiciones de las arenas B-Formación Mugrosa del campo Llanito*.
- Rivadeneira, J. (2018). *Desarrollo del filosilicato caolinita en el reservorio Hollín del campo Palo Azul*.
- Rodrigues, H. T., Almeida, A. R., Barrionuevo, D. C., & Fraga, R. S. (2021). Effect of the gas injection angle and configuration in the efficiency of gas lift. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108126. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108126>
- Schlumberger. (2017). *Artificial Lift Solutions Catalog*.
- Sevillano, G. (2016). *Estudio del uso de tubería especial de producción para mitigar la corrosión en el campo Palo Azul, reservorio Hollín*.

Shao, W., Boiko, I., & Al-Durra, A. (2016). Control-oriented modeling of gas-lift system and analysis of casing-heading instability. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 29, 365–381.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.007>

ANEXO A

Anexo A. Configuración de los pozos

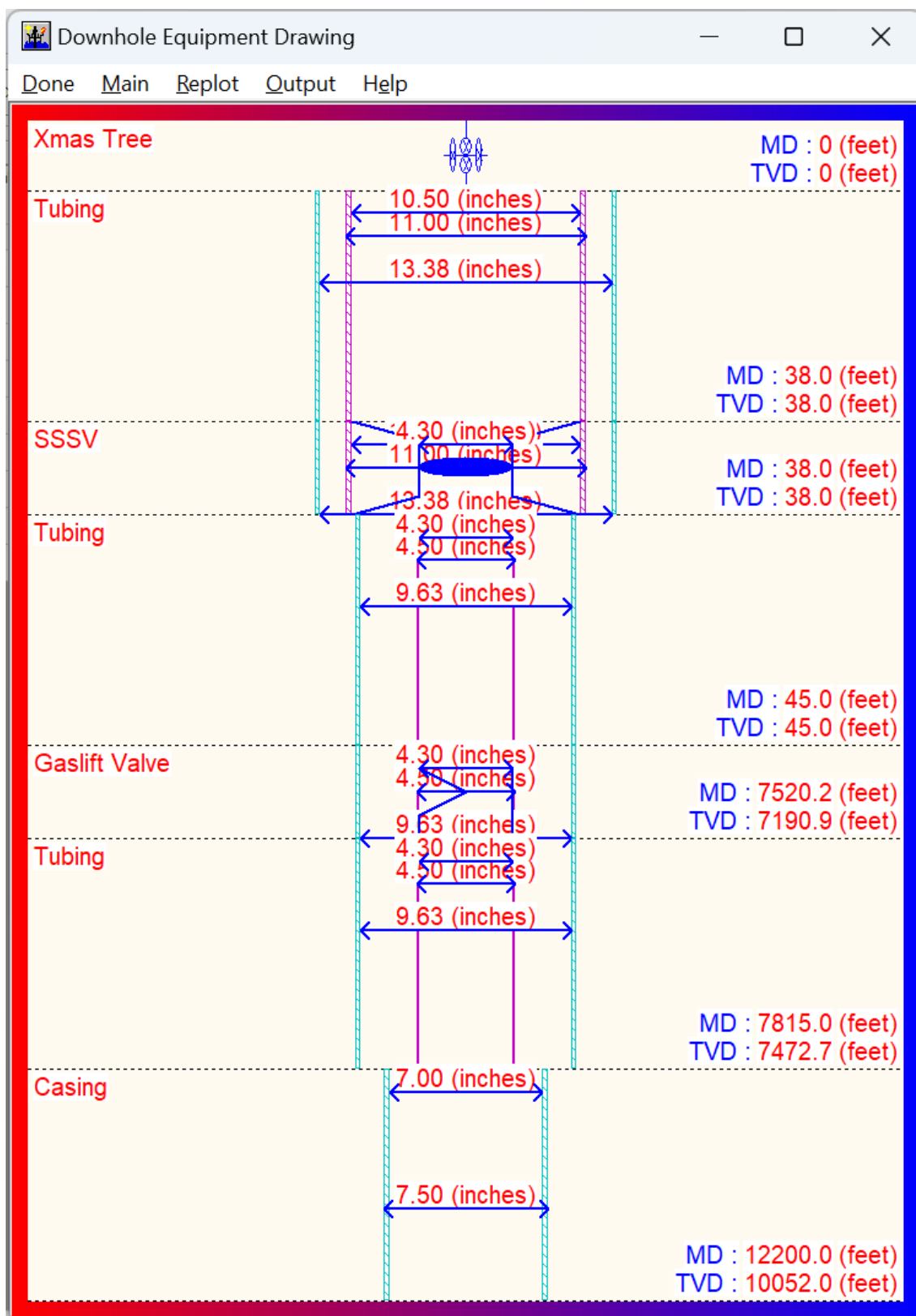


Figura 43. Esquema mecánico del pozo PLAN-051.

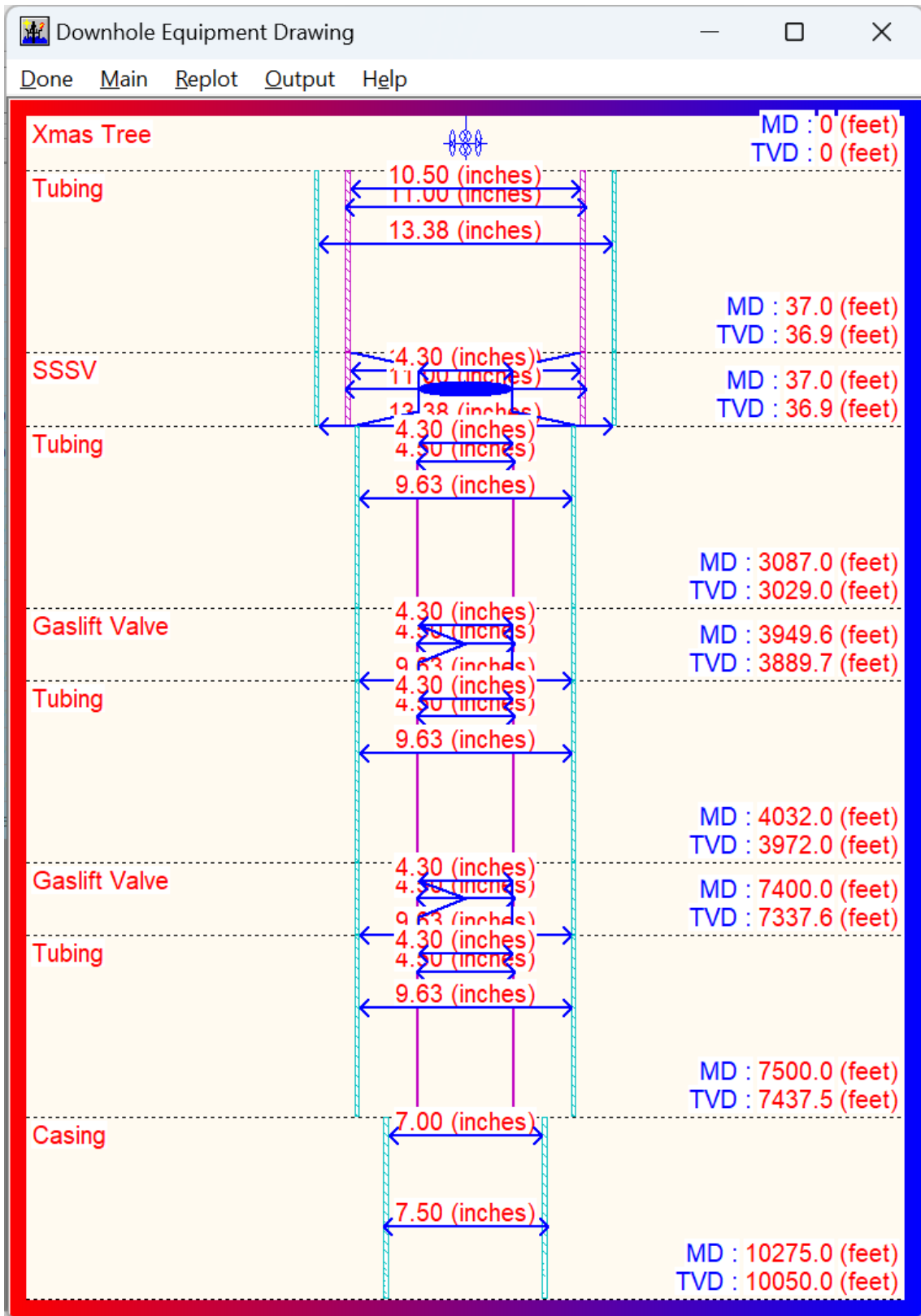


Figura 44. Esquema mecánico del pozo PLAN-053.

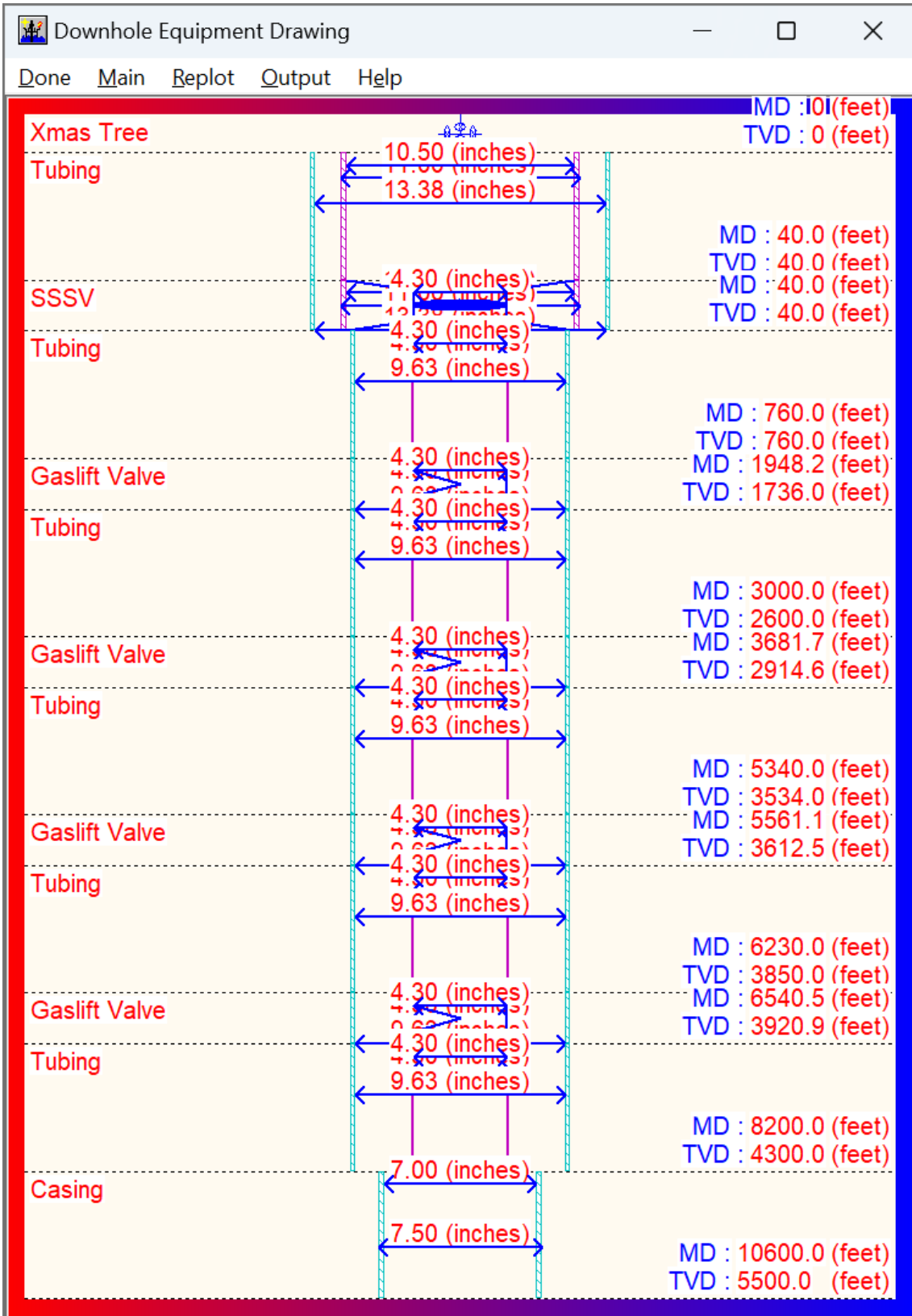


Figura 45. Esquema mecánico del pozo PLAN-057.

ANEXO B

Asentamiento de válvulas

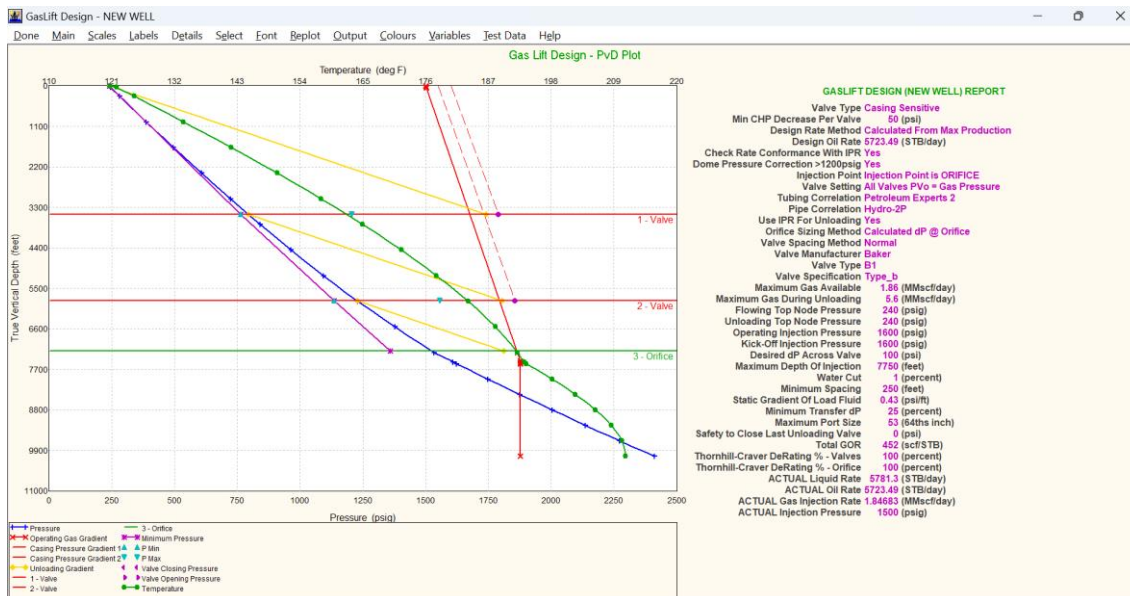


Figura 46. Asentamiento de válvulas del pozo PLAN-051.

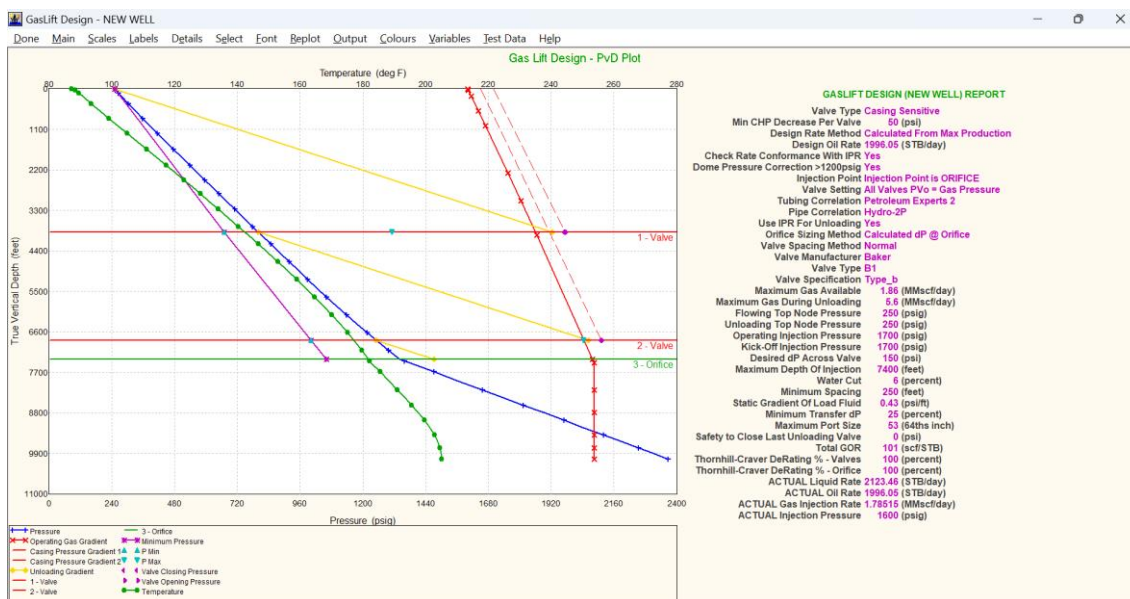


Figura 47. Asentamiento de válvulas del pozo PLAN-053.

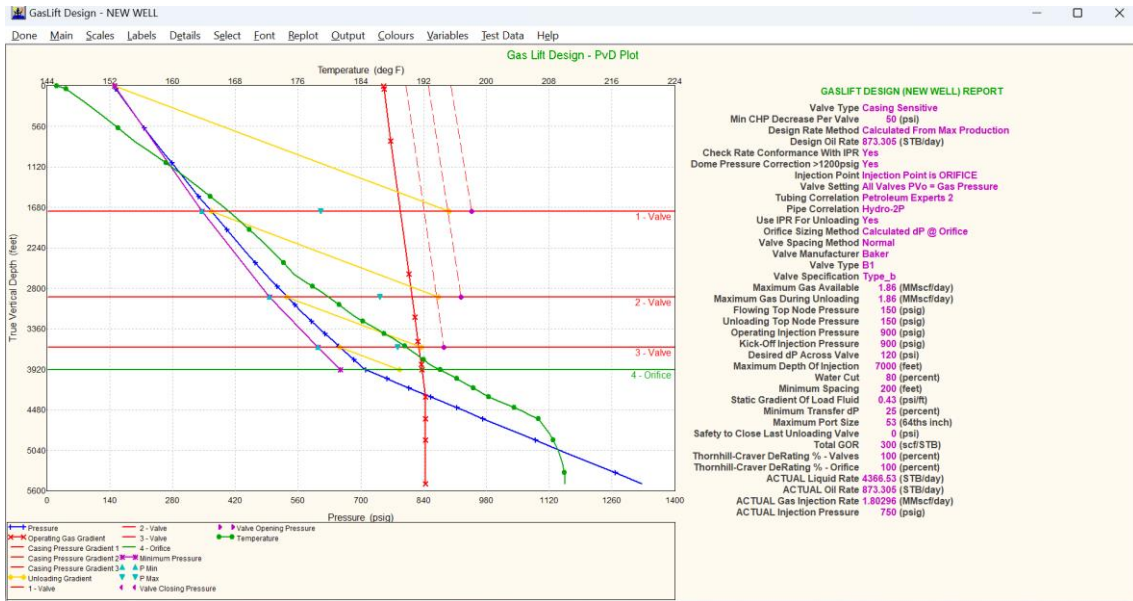


Figura 48. Asentamiento de válvulas del pozo PLAN-057.

ANEXO C

Comportamiento del fluido en el fondo del pozo

Tabla 10. Comportamiento del flujo del pozo PLAN-051.

Bottom Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pressure (psig)	Temperature (deg F)	Gradient (psi/ft)	Holdup		Heat Transfer Coefficient (BTU/hft ² /F)
0	0	193	123.29			WellHead	
19	19	194.32	123.84	0.069823	0.16598	Slug	8.2
38	38	195.65	124.39	0.069752	0.16576	Slug	8.2
38	38	197.08	124.39	0.01		SSSV	8.2
41.5	41.5	197.6	124.43	0.1488	0.30203	Slug	8.2
45	45	198.12	124.48	0.14881	0.30212	Slug	8.2
284.9	274.4	232.57	127.33	0.14356	0.30669	Slug	8.2
524.9	503.7	267.21	130.16	0.14435	0.31163	Slug	8.2
764.8	733.1	302.18	132.96	0.14576	0.31727	Slug	8.2
1004.8	962.5	337.49	135.73	0.14716	0.32219	Slug	8.2
1244.7	1191.9	373.13	138.46	0.14852	0.32655	Slug	8.2
1484.7	1421.2	409.08	141.17	0.14982	0.33044	Slug	8.2
1724.6	1650.6	445.32	143.84	0.15105	0.33396	Slug	8.2
1964.6	1880	481.85	146.48	0.15222	0.33715	Slug	8.2
2204.5	2109.4	518.64	149.08	0.15334	0.34008	Slug	8.2
2444.4	2338.7	555.88	151.63	0.15523	0.34545	Slug	8.2
2684.4	2568.1	593.59	154.15	0.15715	0.35091	Slug	8.2
2924.3	2797.5	631.74	156.63	0.15899	0.35604	Slug	8.2
3164.3	3026.9	670.31	159.06	0.16075	0.36089	Slug	8.2
3404.2	3256.2	709.29	161.45	0.16244	0.36548	Slug	8.2
3644.2	3485.6	748.65	163.78	0.16406	0.36986	Slug	8.2
3889.9	3720.5	789.36	166.12	0.16564	0.37409	Slug	8.2
4135.7	3955.5	830.45	168.41	0.1672	0.3782	Slug	8.2
4381.4	4190.4	871.91	170.63	0.1687	0.38216	Slug	8.2
4627.2	4425.3	913.73	172.8	0.17017	0.38599	Slug	8.2
4872.9	4660.2	955.9	174.9	0.1716	0.3897	Slug	8.2
5118.7	4895.2	998.41	176.93	0.17301	0.39333	Slug	8.2
5364.4	5130.1	1042.76	178.89	0.18047	0.40722	Slug	8.2
5610.2	5365	1088.13	180.78	0.18459	0.42095	Slug	8.2
5855.9	5599.9	1134.51	182.59	0.18875	0.43474	Slug	8.2
6101.6	5834.8	1181.92	184.32	0.19293	0.44856	Slug	8.2
6338.1	6060.8	1228.51	185.9	0.19706	0.46215	Slug	8.2

6574.5	6286.8	1276.06	187.41	0.20112	0.4755	Slug	8.2
6810.9	6512.9	1324.57	188.82	0.20518	0.48887	Slug	8.2
7047.3	6738.9	1374.03	190.15	0.20924	0.50224	Slug	8.2
7283.7	6964.9	1424.46	191.38	0.21328	0.5156	Slug	8.2
7520.2	7190.9	1475.83	192.52	0.21731	0.52896	Slug	8.2
7667.6	7331.8	1516.54	193.17	0.27613	0.73178	Slug	8.2
7815	7472.7	1557.7	193.79	0.27929	0.74282	Bubble	8.2
7834.5	7491.3	1563.06	193.92	0.27435	0.7555	Bubble	8.2
7854	7510	1568.42	194.04	0.27474	0.75685	Bubble	8.2
7872	7526	1573.03	194.16	0.25587	0.76005	Bubble	8.2
7890	7542	1577.64	194.28	0.25617	0.7612	Bubble	8.2
8129.4	7681.4	1618.12	195.79	0.16906	0.77087	Bubble	8.2
8368.9	7820.9	1658.98	197.25	0.17065	0.78045	Bubble	8.2
8608.3	7960.3	1700.21	198.67	0.17219	0.78989	Bubble	8.2
8847.8	8099.8	1741.8	200.04	0.17369	0.79919	Bubble	8.2
9087.2	8239.2	1783.74	201.35	0.17515	0.80835	Bubble	8.2
9326.7	8378.7	1826.02	202.61	0.17656	0.81737	Bubble	8.2
9566.1	8518.1	1868.62	203.8	0.17793	0.82627	Bubble	8.2
9805.6	8657.5	1911.55	204.92	0.17927	0.83505	Bubble	8.2
10045	8797	1954.78	205.97	0.18056	0.84371	Bubble	8.2
10284.4	8936.4	1998.32	206.93	0.18183	0.85225	Bubble	8.2
10523.9	9075.9	2042.15	207.82	0.18305	0.86069	Bubble	8.2
10763.3	9215.3	2086.27	208.61	0.18425	0.86903	Bubble	8.2
11002.8	9354.8	2130.67	209.3	0.18542	0.87727	Bubble	8.2
11242.2	9494.2	2175.33	209.89	0.18655	0.88542	Bubble	8.2
11481.7	9633.7	2220.62	210.36	0.18914	0.90838	Bubble	8.2
11721.1	9773.1	2266.1	210.71	0.18993	0.9148	Bubble	8.2
11960.6	9912.5	2311.76	210.93	0.1907	0.92112	Bubble	8.2
12200	10052	2357.6	211	0.19144	0.92734	Bubble	8.2

Tabla 11: Comportamiento del flujo del pozo PLAN-053.

Bottom Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pressure (psig)	Temperature (deg F)	Gradient (psi/ft)	Holdup		Heat Transfer Coefficient (BTU/hft ² /F)
0	0	101	116.24			WellHead	
18.5	18.5	102.19	116.8	0.064187	0.15382	Slug	8.3
36.9	36.9	103.37	117.37	0.064241	0.15393	Slug	8.3
36.9	36.9	105.06	117.37	0.01		SSSV	8.3
118.5	118.4	116.89	118.39	0.14512	0.28736	Slug	8.3
200	199.9	128.66	119.41	0.14443	0.29194	Slug	8.3
400	400	157.52	121.89	0.1443	0.29883	Slug	8.3
600	600	186.48	124.36	0.1448	0.3059	Slug	8.3
800	797.5	215.27	126.81	0.14398	0.31192	Slug	8.3
1000	995	244.25	129.24	0.1449	0.31599	Slug	8.3
1221.7	1209.8	276.05	131.91	0.14346	0.32002	Slug	8.3
1443.3	1424.7	308.07	134.56	0.14441	0.32296	Slug	8.3
1665	1639.5	340.27	137.19	0.14529	0.32539	Slug	8.3
1886.7	1854.3	372.66	139.8	0.14611	0.32741	Slug	8.3
2108.3	2069.2	405.21	142.38	0.14686	0.3291	Slug	8.3
2330	2284	438.03	144.94	0.14806	0.33204	Slug	8.3
2519.3	2470.3	466.65	147.1	0.15122	0.33415	Slug	8.3
2708.5	2656.5	495.45	149.23	0.1522	0.33636	Slug	8.3
2897.8	2842.7	524.43	151.35	0.15313	0.33842	Slug	8.3
3087	3029	553.63	153.43	0.15428	0.3411	Slug	8.3
3302.6	3244.2	587.7	155.78	0.15796	0.34458	Slug	8.3
3518.3	3459.4	622.14	158.09	0.15974	0.34888	Slug	8.3
3733.9	3674.5	656.96	160.36	0.16145	0.35295	Slug	8.3
3949.6	3889.7	692.12	162.6	0.16308	0.35681	Slug	8.3
3990.8	3930.9	698.88	163.02	0.16402	0.35901	Slug	8.3
4032	3972	705.66	163.44	0.16432	0.35971	Slug	8.3
4269.9	4209.7	745.03	165.83	0.16554	0.36186	Slug	8.3
4507.7	4447.4	784.8	168.17	0.16719	0.36568	Slug	8.3
4745.6	4685.1	824.95	170.45	0.1688	0.36934	Slug	8.3
4983.4	4922.8	865.47	172.67	0.17035	0.37286	Slug	8.3
5221.3	5160.4	906.35	174.82	0.17187	0.37627	Slug	8.3
5459.2	5398.1	947.59	176.9	0.17336	0.37957	Slug	8.3
5697	5635.8	989.17	178.91	0.17481	0.3828	Slug	8.3

5934.9	5873.5	1032.25	180.84	0.18113	0.39462	Slug	8.3
6172.7	6111.2	1076.39	182.7	0.18555	0.40751	Slug	8.3
6410.6	6348.9	1121.58	184.47	0.19001	0.42047	Slug	8.3
6648.5	6586.6	1167.84	186.14	0.19449	0.43349	Slug	8.3
6886.3	6824.3	1215.17	187.73	0.19899	0.44656	Slug	8.3
7057.5	6995.4	1249.91	188.81	0.20286	0.45781	Slug	8.3
7228.8	7166.5	1285.2	189.83	0.20612	0.46727	Bubble	8.3
7400	7337.6	1321.05	190.8	0.20937	0.47675	Bubble	8.3
7450	7387.5	1335.49	191.08	0.28886	0.72254	Bubble	8.3
7500	7437.5	1349.99	191.34	0.29021	0.72668	Bubble	8.3
7745	7682.3	1421.14	193.4	0.29039	0.74631	Bubble	8.3
7990	7927.2	1493.74	195.31	0.29629	0.76473	Bubble	8.3
8235	8172	1567.7	197.08	0.30188	0.78255	Bubble	8.3
8456.7	8378.3	1631.05	198.54	0.28577	0.8025	Bubble	8.3
8678.3	8584.7	1695.26	199.88	0.28969	0.81662	Bubble	8.3
8900	8791	1760.31	201.09	0.29343	0.83033	Bubble	8.3
9130	8993.3	1824.86	202.19	0.28068	0.84497	Bubble	8.3
9360	9195.7	1890.14	203.14	0.28381	0.85769	Bubble	8.3
9590	9398	1956.1	203.92	0.2868	0.87007	Bubble	8.3
9779	9573	2013.68	204.41	0.30464	0.87998	Bubble	8.3
9968	9748	2072.46	204.77	0.31101	0.91574	Bubble	8.3
10121.5	9899	2123.43	204.94	0.33204	0.92293	Bubble	8.3
10275	10050	2174.62	205	0.3335	0.9294	Bubble	8.3

Tabla 12: Comportamiento del flujo del pozo PLAN-053.

Bottom Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Pressure (psig)	Temperature (deg F)	Gradient (psi/ft)	Holdup		Heat Transfer Coefficient (BTU/hft ² /F)
0	0	282	141.46			WellHead	
20	20	283.57	142.12	0.078429	0.16871	Slug	8
40	40	285.14	142.78	0.078707	0.16935	Slug	8
40	40	285.49	142.78	0.01		SSSV	8
280	280	315.48	145.96	0.12495	0.25449	Slug	8
520	520	345.98	149.01	0.12708	0.25916	Slug	8
760	760	376.96	151.91	0.12911	0.26349	Slug	8
997.6	955.2	402.93	154.66	0.10926	0.27016	Slug	8
1235.3	1150.4	429.17	157.31	0.11044	0.27323	Slug	8
1472.9	1345.6	455.69	159.86	0.11158	0.27614	Slug	8
1710.5	1540.8	482.47	162.29	0.11269	0.2789	Slug	8
1948.2	1736	509.5	164.6	0.11376	0.28153	Slug	8
2158.5	1908.8	533.64	166.55	0.11475	0.28391	Slug	8
2368.9	2081.6	557.97	168.4	0.11565	0.28605	Slug	8
2579.3	2254.4	582.77	170.15	0.11791	0.29264	Slug	8
2789.6	2427.2	608.23	171.79	0.12102	0.30199	Slug	8
3000	2600	634.35	173.33	0.12417	0.31143	Slug	8
3227.2	2704.9	651.34	174.9	0.074784	0.32106	Slug	8
3454.4	2809.7	668.57	176.42	0.0758	0.32692	Slug	8
3681.7	2914.6	686.02	177.89	0.076822	0.33278	Slug	8
3887.8	3009.7	702.06	179.18	0.077802	0.33838	Slug	8
4093.9	3104.9	718.29	180.43	0.07874	0.34372	Slug	8
4300	3200	734.71	181.63	0.079683	0.34907	Slug	8
4508	3266.8	746.83	182.8	0.058258	0.35405	Slug	8
4716	3333.6	759.04	183.95	0.058691	0.35782	Slug	8
4924	3400.4	771.33	185.08	0.059126	0.3616	Slug	8
5132	3467.2	783.72	186.18	0.059561	0.36536	Slug	8
5340	3534	796.2	187.26	0.059997	0.36913	Slug	8
5450.5	3573.2	803.49	187.82	0.065971	0.37203	Slug	8
5561.1	3612.5	810.82	188.37	0.066262	0.37424	Slug	8
5784.1	3691.7	825.69	189.45	0.066702	0.37758	Slug	8
6007	3770.8	840.7	190.49	0.067291	0.38204	Slug	8
6230	3850	856.18	191.49	0.069449	0.39066	Slug	8

6385.3	3885.5	863.59	192.17	0.047704	0.39427	Slug	8
6540.5	3920.9	871.02	192.84	0.047849	0.39637	Slug	8
6777.6	3975.1	892.24	193.85	0.089542	0.92672	Bubble	8
7014.7	4029.2	913.52	194.84	0.089746	0.92963	Bubble	8
7251.7	4083.4	934.84	195.81	0.08994	0.93243	Bubble	8
7488.8	4137.5	956.21	196.76	0.090125	0.93513	Bubble	8
7725.9	4191.7	977.62	197.69	0.090301	0.93773	Bubble	8
7962.9	4245.8	999.06	198.6	0.09047	0.94023	Bubble	8
8200	4300	1020.55	199.48	0.090632	0.94264	Bubble	8
8434	4360	1044.21	200.88	0.1011	0.95937	Bubble	8
8668	4420	1067.89	202.25	0.10122	0.96117	Bubble	8
8902	4480	1091.6	203.62	0.10133	0.96289	Bubble	8
9136	4540	1115.34	204.96	0.10143	0.96455	Bubble	8
9370	4600	1139.09	206.29	0.10152	0.96614	Bubble	8
9585	4750	1198.48	207.41	0.2762	0.96891	Bubble	8
9800	4900	1258.03	208.35	0.27701	0.97263	Bubble	8
10000	5050	1317.74	209.06	0.29853	0.97605	Bubble	8
10200	5200	1377.6	209.57	0.29927	0.97921	Bubble	8
10400	5350	1437.59	209.89	0.29996	0.98212	Bubble	8
10600	5500	1497.71	210	0.3006	0.98483	Bubble	8

ANEXO D

Prolongación de la producción por pozo

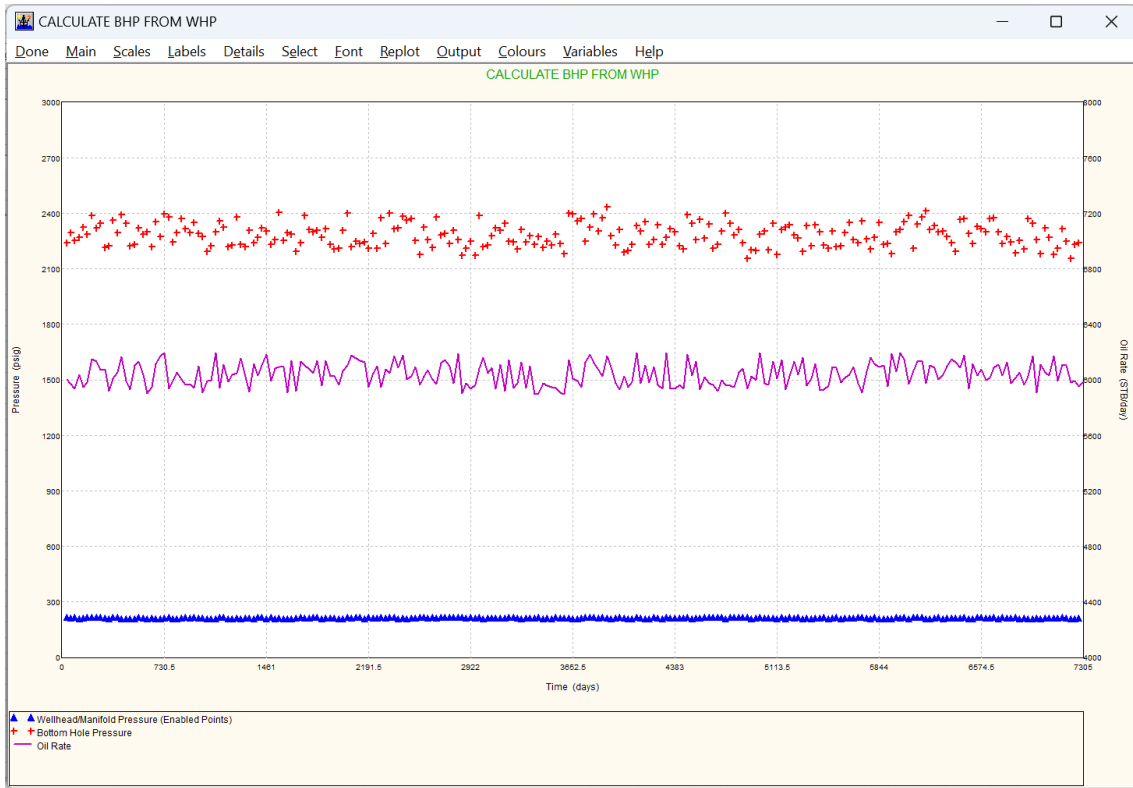


Figura 48. Producción del pozo PLAN-051.

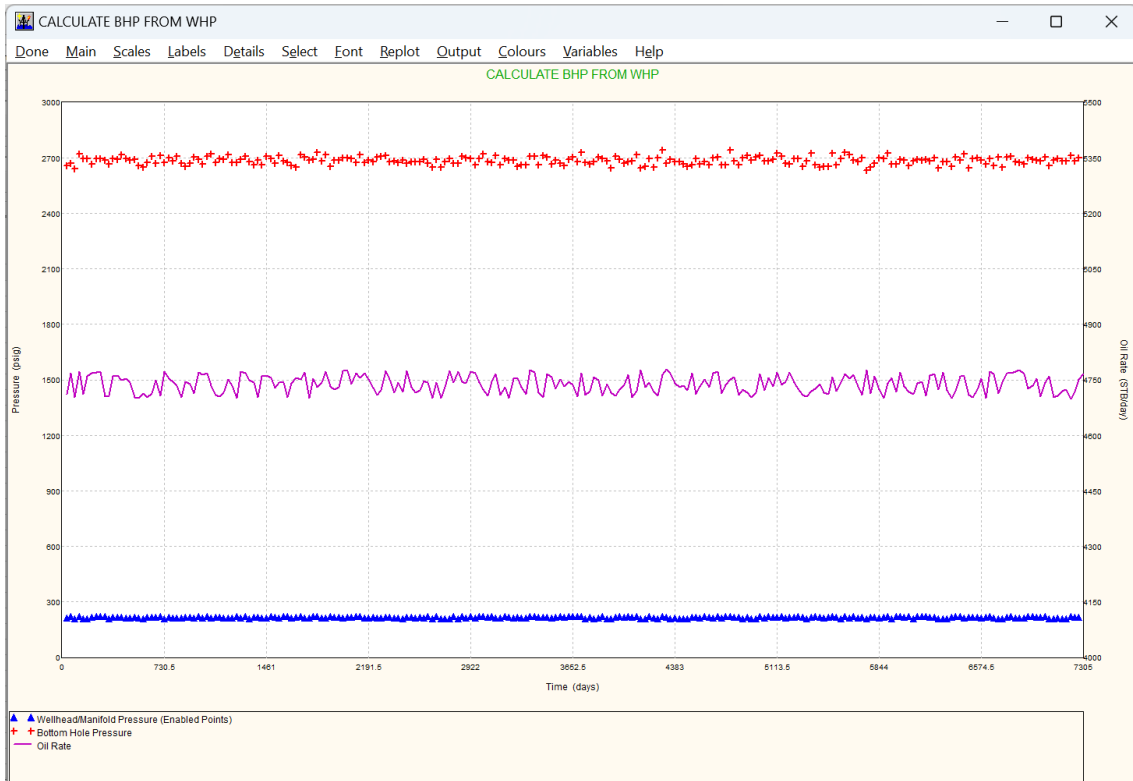


Figura 49. Producción del pozo PLAN-053.

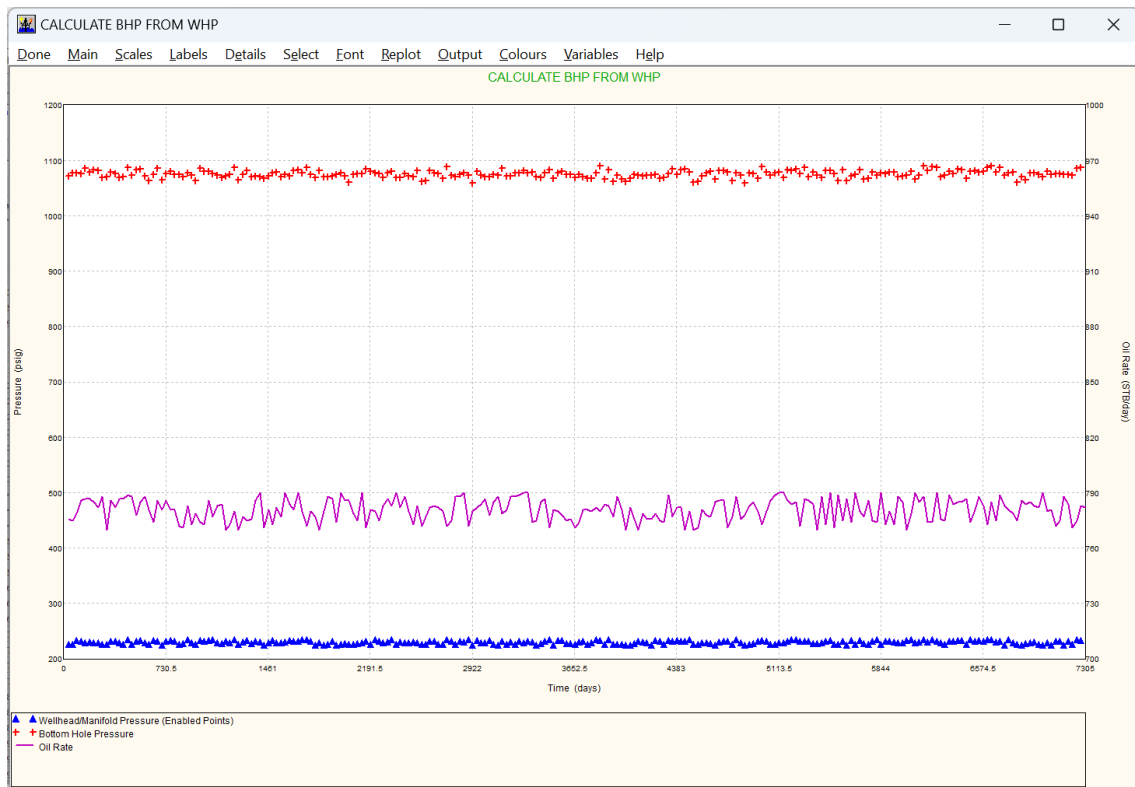


Figura 50. Producción del pozo PLAN-057.

ANEXO E

Resultados del análisis económico

Tabla 13: Flujo de efectivo del escenario optimista

Tiempo Años	Producción acumulada por pozo			Ingresos y Egresos		
	PLAN-051	PLAN-053	PLAN-057	PLAN-051 (\$)	PLAN-053 (\$)	PLAN-057 (\$)
0 (Inversión)				-7278000	-7278000	-7278000
1	72259	56920	9383	5202648	4098240	675576
2	72782	56780	9410	5240304	4088160	677520
3	72062	56889	9333	5188464	4096008	671976
4	72677	56873	9333	5232744	4094856	671976
5	72759	56882	9356	5238648	4095504	673632
6	72862	57042	9387	5246064	4107024	675864
7	72771	56814	9376	5239512	4090608	675072
8	72442	56923	9369	5215824	4098456	674568
9	72529	56842	9419	5222088	4092624	678168
10	71647	56899	9343	5158584	4096728	672696
11	72677	56747	9361	5232744	4085784	673992
12	72274	56923	9335	5203728	4098456	672120
13	72042	56886	9337	5187024	4095792	672264
14	72301	56832	9385	5205672	4091904	675720
15	72355	56755	9395	5209560	4086360	676440
16	72643	56930	9368	5230296	4098960	674496
17	73065	56809	9359	5260680	4090248	673848
18	72958	56823	9397	5252976	4091256	676584
19	72599	57018	9378	5227128	4105296	675216
20	72414	56757	9363	5213808	4086504	674136
			VAN	36294431.52	26904851.69	-1646708.15
			TIR	72%	56%	7%

Tabla 14: Tasa de descuento del escenario optimista

Tasa de descuento	Valor Actual Neto		
	PLAN-051	PLAN-053	PLAN-057
%			
0	97130496	74610768	6213864
5	57773912.42	43750793.67	1128782.31
10	37160304.92	27583997.86	-1534821.635
15	25393145.49	18354045.27	-3055343.381
20	18138630.14	12663398.27	-3992711.249
25	13358474.02	8913702.206	-4610314.56
30	10027271.65	6300691.698	-5040672.983
35	7595777.809	4393502.109	-5354773.454
40	5752345.588	2947632.284	-5592894.816
45	4310670.896	1816912.354	-5779114.77
50	3154062.134	909789.7705	-5928512.984
55	2206350.737	166507.9709	-6050931.258
60	1415984.618	-453374.2979	-6153029.744
65	746949.4759	-978106.9141	-6239460.555
70	173379.9973	-1427977.045	-6313564.354
75	-323754.7967	-1817910.187	-6377798.795
80	-758757.2424	-2159122.452	-6434010.67
85	-1142578.207	-2460201.133	-6483613.883
90	-1483741.716	-2727830.137	-6527708.918
95	-1788980.56	-2967288.609	-6567164.957
100	-2063682.619	-3182801.037	-6602677.533

Tabla 15: Flujo de efectivo del escenario promedio

Tiempo Años	Producción acumulada por pozo			Ingresos y Egresos		
	PLAN-051	PLAN-053	PLAN-057	PLAN-051 (\$)	PLAN-053 (\$)	PLAN-057 (\$)
0 (Inversión)				-7278000	-7278000	-7278000
1	72259	56920	9383	2890360	2276800	375320
2	72782	56780	9410	2911280	2271200	376400
3	72062	56889	9333	2882480	2275560	373320
4	72677	56873	9333	2907080	2274920	373320
5	72759	56882	9356	2910360	2275280	374240
6	72862	57042	9387	2914480	2281680	375480
7	72771	56814	9376	2910840	2272560	375040
8	72442	56923	9369	2897680	2276920	374760
9	72529	56842	9419	2901160	2273680	376760
10	71647	56899	9343	2865880	2275960	373720
11	72677	56747	9361	2907080	2269880	374440
12	72274	56923	9335	2890960	2276920	373400
13	72042	56886	9337	2881680	2275440	373480
14	72301	56832	9385	2892040	2273280	375400
15	72355	56755	9395	2894200	2270200	375800
16	72643	56930	9368	2905720	2277200	374720
17	73065	56809	9359	2922600	2272360	374360
18	72958	56823	9397	2918320	2272920	375880
19	72599	57018	9378	2903960	2280720	375120
20	72414	56757	9363	2896560	2270280	374520
			VAN	16928906.40	11712473.16	-4149504.53
			TIR	40%	31%	0%

Tabla 16: Tasa de descuento del escenario promedio

Tasa de descuento	Valor Actual Neto		
	PLAN-051	PLAN-053	PLAN-057
%			
0	50726720	38215760	-157040
5	28861951.35	21071329.82	-2748718.032
10	17409947.18	12089776.59	-4143015.365
15	10872636.38	6962025.151	-4954962.933
20	6842350.075	3800554.595	-5462608.582
25	4186707.79	1717390.114	-5800270.455
30	2336039.806	265717.6101	-6037011.189
35	985209.8938	-793832.1617	-6210467.21
40	-38919.11791	-1597093.175	-6342278.078
45	-839849.5023	-2225270.914	-6445507.861
50	-1482409.926	-2729227.905	-6528397.62
55	-2008916.257	-3142162.238	-6596353.601
60	-2448008.545	-3486541.277	-6653047.504
65	-2819694.736	-3778059.397	-6701050.383
70	-3138344.446	-4027987.247	-6742211.634
75	-3414530.443	-4244616.771	-6777893.38
80	-3656198.468	-4434179.14	-6809119.977
85	-3869432.337	-4601445.074	-6836676.078
90	-4058967.62	-4750127.854	-6861172.617
95	-4228544.756	-4883160.338	-6883092.235
100	-4381157.011	-5002889.465	-6902821.209

Tabla 17: Flujo de efectivo del escenario pesimista

Tiempo	Producción acumulada por pozo			Ingresos y Egresos		
Años	PLAN-051	PLAN-053	PLAN-057	PLAN-051 (\$)	PLAN-053 (\$)	PLAN-057 (\$)
0 (Inversión)				-7278000	-7278000	-7278000
1	72259	56920	9383	1445180	1138400	187660
2	72782	56780	9410	1455640	1135600	188200
3	72062	56889	9333	1441240	1137780	186660
4	72677	56873	9333	1453540	1137460	186660
5	72759	56882	9356	1455180	1137640	187120
6	72862	57042	9387	1457240	1140840	187740
7	72771	56814	9376	1455420	1136280	187520
8	72442	56923	9369	1448840	1138460	187380
9	72529	56842	9419	1450580	1136840	188380
10	71647	56899	9343	1432940	1137980	186860
11	72677	56747	9361	1453540	1134940	187220
12	72274	56923	9335	1445480	1138460	186700
13	72042	56886	9337	1440840	1137720	186740
14	72301	56832	9385	1446020	1136640	187700
15	72355	56755	9395	1447100	1135100	187900
16	72643	56930	9368	1452860	1138600	187360
17	73065	56809	9359	1461300	1136180	187180
18	72958	56823	9397	1459160	1136460	187940
19	72599	57018	9378	1451980	1140360	187560
20	72414	56757	9363	1448280	1135140	187260
			VAN	4825453.20	2217236.58	-5713752.26
			TIR	19%	15%	-6%

Tabla 18: Tasa de descuento del escenario pesimista

Tasa de descuento	Valor Actual Neto		
	PLAN-051	PLAN-053	PLAN-057
0	21724360	15468880	-3530260
5	10791975.67	6896664.908	-4942782.692
10	5065973.588	2405888.295	-5682672.677
15	1797318.192	-157987.4247	-6105039.828
20	-217824.9624	-1738722.702	-6365419.791
25	-1545646.105	-2780304.943	-6536976.267
30	-2470980.097	-3506141.195	-6656520.273
35	-3146395.053	-4035916.081	-6743770.404
40	-3658459.559	-4437546.588	-6809915.227
45	-4058924.751	-4751635.457	-6861642.992
50	-4380204.963	-5003613.953	-6903142.496
55	-4643458.129	-5210081.119	-6937147.572
60	-4863004.273	-5382270.638	-6965508.262
65	-5048847.368	-5528029.698	-6989516.821
70	-5208172.223	-5652993.624	-7010101.21
75	-5346265.221	-5761308.385	-7027944.11
80	-5467099.234	-5856089.57	-7043558.519
85	-5573716.169	-5939722.537	-7057337.19
90	-5668483.81	-6014063.927	-7069585.81
95	-5753272.378	-6080580.169	-7080545.821
100	-5829578.505	-6140444.732	-7090410.426