

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



**PROYECTO DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO JNN-X1  
MEDIANTE SIMULACIÓN INTEGRADA**

**POSTULANTE:** UNIV. ALEXANDRA CANQUI MACIAS

**TUTOR:** ING. MARCO ANTONIO MONTESINOS MONTESINOS

LA PAZ - BOLIVIA

2023



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERIA**



**LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.**

**LICENCIA DE USO**

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

**TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.**

## **DEDICATORIA**

A la mujer extraordinaria que dio luz a mi vida, a mi querida madre, Mauricia Macias Choque, cuyo apoyo inquebrantable y amor incondicional han sido mi fuerza motriz para seguir adelante. En su bondad encontré el sustento para mis sueños y la fortaleza para mis desafíos.

A la memoria de mi amado padre, Lic. René Canqui Vargas, cuyo amor incondicional nos guió, cuyos cuidados nos envolvieron y cuya protección fue nuestro refugio constante. Siempre presente en nuestros corazones

A mis amadas hermanas, Maria y Carolina, quienes han sido faros luminosos en mi trayecto estudiantil. Su inquebrantable apoyo y compañía han sido el pilar que ha sostenido mis días de estudio.

A mis queridos compañeros y compañeras de universidad, quienes han convertido esta travesía académica en una experiencia única e inolvidable. A través de risas compartidas, desafíos superados en equipo y momentos de aprendizaje. Agradezco sinceramente la contribución de cada uno de ustedes a este capítulo de mi vida.

a todos los estudiantes apasionados por el fascinante mundo de los hidrocarburos. Que encuentren en este campo de estudio una fuente inagotable de conocimiento y desafíos emocionantes.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco profundamente a la Facultad de Ingeniería y a la carrera de Ingeniería Petrolera por acogerme en sus aulas en toda mi trayectoria universitaria.

Al Ing. Pedro Reynaldo Marín director de la carrera de Ingeniería Petrolera por su apoyo y guía al realizar el proyecto y al personal administrativo por su amabilidad y su ayuda.

Al el Ing. Marco Antonio Montesinos por su tutoría para realizar el proyecto de grado y al Ing. Carlos Torrico por su revisión realizada en el trabajo.

A los Señores tribunales, por la revisión y las observaciones del trabajo, por la dedicación de su tiempo.

A todos mis docentes e ingenieros que me dieron su consejo y apoyo.

A mis padres y a mis hermanas que siempre estuvieron conmigo apoyándome en toda mi carrera universitaria. Especialmente a mi madre Mauricia que para mí es el mayor orgullo y ejemplo de una persona trabajadora, que no se rinde, se supera cada día, por su amor incondicional y especialmente por estar siempre a mi lado.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>i</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>ii</b>
<b>SIMBOLOGÍA</b> .....	<b>xiv</b>
<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>xv</b>
<b>CAPITULO I</b> .....	<b>1</b>
<b>GENERALIDADES</b> .....	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.2. ANTECEDENTES .....	2
1.2.1. Antecedentes de la simulación integrada .....	2
1.2.2. Antecedentes del campo Junín .....	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.3.1. Identificación del Problema.....	3
1.3.2. Diagrama de Ishikawa .....	3
1.3.3. Formulación del problema.....	5
1.4. OBJETIVOS .....	5
1.4.1. Objetivo General .....	5
1.4.2. Objetivos Específicos .....	5
1.5. JUSTIFICACIÓN .....	5
1.5.1. Justificación Técnica .....	5
1.5.2. Justificación Económica.....	6
1.5.3. Justificación Ambiental.....	6
1.6. ALCANCE.....	6
1.6.1. Alcance Temático.....	6
1.6.2. Alcance geográfico.....	7

<b>CAPITULO II.....</b>	<b>8</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>8</b>
2.1. SIMULACIÓN Y MODELAJE .....	8
2.1.1. Simulador .....	8
2.1.2. Modelo.....	8
2.1.3. Modelo Discreto .....	8
2.1.4. Modelo Continuo.....	8
2.1.5. Modelo Estático.....	8
2.1.6. Modelo Dinámico.....	9
2.1.7. Modelo Determinista.....	9
2.1.8. Modelo Estocástico .....	9
2.2. RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS.....	9
2.2.1. Reservorio de Gas Seco.....	9
2.3. SIMULACIÓN DE RESERVORIOS.....	9
2.4. MÉTODO VOLUMÉTRICO .....	10
2.5. BALANCE DE MATERIA .....	10
2.6. MÉTODO P/Z.....	12
2.7. ÍNDICE DE PRODUCCIÓN (IPR).....	13
2.8. MÉTODO C Y N PARA CUERVAS IPR .....	14
2.9. PRUEBAS DE PRESIÓN.....	15
2.9.1. Prueba de Flujo tras Flujo (Flow After Flow test, FAF) .....	15
2.9.2. Prueba de Restitución (Build up test, BU) .....	16
2.10. MBAL (MATERIAL BALANCE).....	16
2.11. PROPIEDADES DEL GAS.....	17
2.11.1. Desviación del gas.....	17

2.11.2.	Factor volumétrico del gas .....	17
2.11.3.	Gravedad específica del gas .....	18
2.11.4.	Viscosidad del gas .....	19
2.11.5.	Propiedades pseudocríticas.....	19
2.12.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PRODUCTIBILIDAD DE POZOS .....	20
2.12.1.	Sistema integral de producción .....	20
2.12.2.	Elementos que conforman el SIP .....	21
2.13.	ANÁLISIS NODAL .....	21
2.13.1.	Modo de solución .....	22
2.13.2.	Curvas de oferta IPR (inflow) .....	22
2.13.3.	Curvas de demanda (outflow) .....	23
2.13.4.	Punto de operación mediante análisis nodal.....	24
2.13.5.	Análisis de sensibilidad .....	25
2.14.	FLUJO MULTIFÁSICO.....	25
2.14.1.	Definiciones básicas para flujo multifásico.....	26
2.14.1.1.	Hold-Up de líquido .....	26
2.14.1.2.	Fracción de líquido sin deslizamiento.....	26
2.14.1.3.	Densidad de líquidos.....	27
2.14.1.4.	Densidad bifásica .....	28
2.14.1.5.	Velocidad .....	28
2.14.1.6.	Velocidad superficial bifásica.....	29
2.14.1.7.	Viscosidad.....	29
2.14.1.8.	Tensión superficial.....	30
2.14.2.	Patrones de flujo.....	30
2.14.3.	Patrones de flujo vertical y fuertemente inclinado.....	30

2.14.3.1. Flujo burbuja .....	31
2.14.3.2. Flujo tapón .....	31
2.14.3.3. Flujo niebla .....	31
2.14.3.4. Flujo de transición.....	32
2.14.4. Ecuación general del gradiente de presión .....	32
2.14.5. Descripción de correlaciones de flujo multifásico .....	33
2.15. Curva de declinación .....	34
2.15.1. Declinación de porcentaje constante o declinación exponencial .....	35
2.15.2. Declinación hiperbólica.....	35
2.15.3. Declinación armónica.....	36
2.15.4. Limite económico.....	36
2.15.5. Rapidez de declinación.....	37
2.15.6. Tipos de curvas de declinación .....	38
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>39</b>
<b>MARCO REFERENCIAL .....</b>	<b>39</b>
3.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO .....	39
3.1.1. Georeferenciación del campo Junin .....	41
3.1.2. Descripción geológica del área.....	43
3.1.2.1. Estratigrafía.....	43
3.1.2.2. Formaciones productoras .....	46
3.1.3. Historial de producción y recuperación del campo Junín .....	47
3.2. DESCRIPCIÓN DEL POZO JUNIN X1.....	51
3.2.1. Historial de producción y recuperación del campo Junín .....	51
3.2.2. Comportamiento de la producción de los reservorios del Pozo JNN-X1.....	52
3.2.3. Modelo geológico y registros del pozo Junin X1 .....	54



<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>55</b>
<b>MARCO PRÁCTICO.....</b>	<b>55</b>
4.1. DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES DE PRODUCCIÓN DEL POZO JUNIN X1 .....	55
4.1.1. Análisis de productividad del pozo .....	55
4.1.2. Selección del tipo de declinación del pozo JNN-X1 .....	60
4.2. DESCRIPCIÓN DE ECUACIONES DE CÁLCULO .....	61
4.2.1. Cálculo de propiedades del fluido .....	61
4.2.2. Caídas de presión en flujo multifásico .....	63
4.3. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN PIPESIM .....	65
4.4. PRONÓSTICO DE LA PRODUCCIÓN CON EL SOFTWARE MBAL .....	67
4.5. SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL AL POZO JNN X1 .....	71
4.5.1. Selección técnica del pozo JNN-X1 .....	71
4.5.2. Predicción de la presión de reservorio poco antes de la aplicación del levantamiento artificial.....	72
4.6. MODELAJE DE GAS LIFT CON EL SOFTWARE PIPESIM PARA EL POZO JNN-X1 .....	73
4.6.1. Análisis de Gas Lift en el pozo JNN-X1 .....	74
<b>CAPITULO V.....</b>	<b>80</b>
<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA.....</b>	<b>80</b>
5.1. ESTUDIO ECONÓMICO .....	80
5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO JNN-X1 SIN LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	80
5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO JNN-X1 CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE GAS LIFT .....	82
5.4. RATIOS FINANCIEROS.....	86

5.4.1. Valor Actual Neto (VAN) .....	86
5.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	86
5.4.3. Razón beneficio (B/C).....	87
<b>CAPITULO VI .....</b>	<b>88</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>88</b>
6.1. CONCLUSIONES .....	88
6.2. RECOMENDACIONES.....	89
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>90</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>92</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Gráfica Presión del reservorio vs Producción acumulada.....	13
Figura 2.2. Yacimiento de petróleo aplicado.....	14
Figura 2.3 Gráficas de Prueba de flujo tras flujo caudal vs tiempo y presión wf vs tiempo .....	15
Figura 2.4 Prueba de restitución.....	16
Figura 2.5 Caídas de presión en un sistema básico de producción.....	21
Figura 2.6 Curva de demanda.....	23
Figura 2.7. Representación de un análisis nodal .....	24
Figura 2.8. Análisis de sensibilidad para la relación gas líquido .....	25
Figura 2.9. Tipo de patrones de flujo en tuberías verticales.....	30
Figura 2.10 Rata de declinación .....	34
Figura 2.11 Límite económico .....	36
Figura 2.12 Rapidez de declinación .....	37
Figura 2.13. Tipos de curvas de declinación .....	38
Figura 3.1 Disposición de pozos del campo Junin.....	40
Figura 3.2 Georeferenciación del campo.....	42
Figura 3.3 Estratigrafía.....	44
Figura 3.4 Mapa estructural.....	45
Figura 3.5 Modelado de las formaciones productoras.....	47
Figura 4.1 Herramientas del simulador PIPESIM .....	66
Figura 4.2 Panel de opciones para establecer fecha de pronóstico simulador MBAL .....	68
Figura 4.3 Corrida de la simulación del pronóstico simulador MBAL .....	68
Figura 4.4 Consideraciones del diseño de gas lift para el pozo JNN-X1 .....	75
Figura 4.5 Determinación de las profundidades y número de válvulas del sistema gas lift.....	75
Figura 4.6 Corrida de análisis nodal con las 9 válvulas .....	76
Figura 4.7 Resultados de la simulación mediante IPR y VLP.....	76
Figura 4.8 Análisis de IPR de cada formación del pozo JNN-X1 .....	77
Figura 4.9 Predicción del tiempo de vida con la inyección de gas lift.....	78
Figura 4.10 Comportamiento de la producción del Pozo JNN-X1 Con la aplicación del gas lift .....	78

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Opciones de IPR su aplicación .....	23
Tabla 2.2 Opciones para el gradiente de presión.....	24
Tabla 3.1 Historial de producción del reservorio Yantata .....	48
Tabla 3.2 Historial de producción del reservorio cajones .....	49
Tabla 3.3 Historial de producción del reservorio Petaca .....	50
Tabla 3.4 Tipo de patrones de flujo en tuberías verticales de producción del Pozo JNN-X1 ...	51
Tabla 4.1 Datos del pozo JNN-X1 .....	55
Tabla 4.2 Resultados del pronóstico de producción .....	70
Tabla 4.3 Selección técnica JNN-X1 .....	71
Tabla 4.4 Análisis de predicción de la presión de reservorio .....	72
Tabla 5.1 Costos y gastos de operación para la producción del pozo hasta el año 2033 .....	81
Tabla 5.2 Tabla de costos con la implementación de gas lift .....	82
Tabla 5.3 Flujo de caja .....	84
Tabla 5.4 Flujo de caja con la aplicación del gas lift en el pozo JNN-X1 .....	85

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 Diagrama de Ishikawa .....	4
Gráfico 3.1 Producción mensual del gas del pozo JNN-X1 .....	52
Gráfico 3.2 Producción mensual reservorio Yantata del pozo JNN-X1.....	52
Gráfico 3.3 Producción mensual reservorio Cajones del pozo JNN-X1 .....	53
Gráfico 3.4 Producción mensual del reservorio Petaca.....	53
Gráfico 3.5 Modelo geológico y registros del pozo Junin X1 .....	54
Gráfico 4.1 Arreglo de producción del pozo JNN-X1.....	56
Gráfico 4.2 Análisis de la producción del pozo JNN – X1 .....	57
Gráfico 4.3 Condiciones de producción de cada reservorio del pozo JNN-X1 .....	57
Gráfico 4.4 Comportamiento de la presión de reservorio .....	58
Gráfico 4.5 Comportamiento de la gradiente de presión de reservorio.....	59
Gráfico 4.6 Historial de producción introducido en el software MBAL.....	60
Gráfico 4.7 Ajuste de regresión armónico.....	60
Gráfico 4.8 Predicción de la producción acumulada del pozo JNN-X1 simulador MBAL .....	69
Gráfico 4.9 Comportamiento de los caudales de producción del pozo JNN-X1 simulador MBAL.....	70
Gráfico 4.10 Proyección de la presión de reservorio.....	73
Gráfico 4.11 Análisis para definir el caudal de inyección de Gas Lift.....	74
Gráfico 5.1 Predicción de la producción acumulada de gas.....	81

## INDICE DE ECUACIONES

Ec 2-1 Ecuación Balance de materia .....	10
Ec 2-2 Ecuación general de balance de materia para reservorios de gas .....	11
Ec 2-7 Ecuación General de Balance de Materia sin empuje hidráulico.....	12
Ec 2-8 Ecuación caudal de gas con coeficiente de rendimiento.....	14
Ec 2-9 Factor de compresibilidad.....	17
Ec 2-10 Factor Volumétrico del gas.....	18
Ec 2-11 Gravedad específica del gas.....	18
Ec 2-12 Viscosidad del gas.....	19
Ec 2-13 Presion y Temperatura seudo crítica.....	20
Ec 2-14 Ecuacion Hold-Up de líquido .....	26
Ec-18 Densidad total del liquido .....	27
Ec 2-21 Ecuación densidad bifásica .....	28
Ec 2-22 Ecuación Velocidad superficial del liquido .....	28
Ec 2-23. Ecuación Velocidad superficial del gas .....	28
Ec 2- 24 Velocidad superficial bifásica .....	29
Ec 2-25 Viscosidad del fluido .....	29
Ec 2-26 Ecuación viscosidad del líquido sin desplazamiento .....	29
Ec 2-27 Ecuación viscosidad del líquido con desplazamiento.....	29
Ec 2-28 Tensión superficial.....	30
Ec 2-29 Ecuación general del gradiente de presión.....	32
Ec 2-30 Correlación para flujo vertical homogéneo sin desplazamiento .....	33
Ec 2-31 Correlacion Hagedorn y Brown .....	33
Ec 2-32 Ecuación de la gradiente de presión expresada con correlaciones Tipo C .....	33
Ec 2-33 Ecuación declinación exponencial .....	35
Ec 2-24 Ecuación declinación hiperbólica .....	35
Ec 2-35 Ecuación declinación armónica .....	36
Ec 2-36 Límite económico .....	36
Ec 2-37 Rapidez de declinación .....	37

## INDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Balance volumétrico del reservorio PETACA Y CAJONES Y YANTATA.....	92
Anexo 2. Grafica P/Z vs Gp de los reservorios PETACA Y CAJONES-YANTATA .....	94
Anexo 3. Balance de materia para gas del campo Junín .....	96
Anexo 4. Reporte del reservorio PETACA con el simulador MBAL .....	97
Anexo 5. Variación del factor de compresibilidad del reservorio PETACA para el gas .....	98
Anexo 6. Variación de la Z en función de la presión .....	98
Anexo 7. Reporte del reservorio Cajones-Yantata con el simulador MBAL .....	99
Anexo 8. Curva inflow y outflow del análisis nodal, resultados del simulador PIPESIM 2017.2 del pozo JNN-X1.....	100
Anexo 9. Resultado de las curvas inflow y outflow para el líquido .....	101
Anexo 10. Curva inflow y outflow para el petróleo .....	102
Anexo 11. Curva inflow y outflow del pozo JNN-X1 .....	103
Anexo 12. Resultados de la simulación (Reporte PIPESIM 2017.2) .....	105
Anexo 13. Resultados de la simulación en el pozo JNN-X1 .....	106
Anexo 14. Resultados de la curva de declinación en el pozo JNN-X1 .....	107
Anexo 15. Technical Evaluation Matrix.....	108
Anexo 16. Procedimiento de manejo del software .....	112

## SIMBOLOGÍA

**SNN-XI:** Pozo Junín

**IPR:** Inflow performance Relationship

**VLP:** Curva de capacidad de transporte del fluido demandado

**Lutita:** Roca sedimentaria, conformada por partículas de tamaño similar al de la arcilla y limo.

**LWD:** “Logging while drilling” Medición de propiedades de una formación, durante la perforación.

**Md:** “Measured depth”, Profundidad total medida, en pies.

**Mwd:** “Measurements while drilling”, evaluación de propiedades físicas mientras se perfora.

**PD:** Power Drive, herramienta de perforación.

**PDM:** “Positive Displacement Motor”, Motor de desplazamiento positivo. POOH: “Pull out of hole”, extracción de tubería del pozo.

**Psi:** “Pound square inch”. Medida de presión, Libra por pulgada cuadrada.

**RIH:** “Run in hole”, Corrida de tubería en el pozo.

**ROP:** “Rate of penetration”, Velocidad de penetración del hoyo.

**RPM:** Velocidad de rotación de la tubería (Revoluciones por minuto).

**RSS:** “Rotary Steerable System”, Sistema de Rotación Continua.

**Side Track:** Perforación secundaria de un pozo, desviándolo de su trayectoria original.

**TVD:** “True vertical Depth”, profundidad vertical verdadera.

**WOB:** Peso sobre la broca.



## RESUMEN EJECUTIVO

Utilizando la tecnología de simulación integrada, se pretende conocer las condiciones actuales del pozo en sus diferentes reservorios, permitiendo definir la vida útil y restante del pozo.

Se planteó una alternativa de producción que mejore y alargue la vida productiva del pozo, analizando la factibilidad de aplicación de un nuevo método de recuperación artificial del pozo. Considerando esta última premisa, en caso de que sea viable aplicar un nuevo enfoque de recuperación, procederemos a hacer la recomendación y elegir el método más adecuado para su implementación.

El Pozo Junin X1 (JNN-X1) produce de los reservorios PETACA, CAJONES y YANTATA los mismos que producen con surgencia natural, esto significa que están usando la energía propia de los reservorios. Actualmente el pozo se encuentra en etapa de declinación, debido a una fuerte caída de presión en los reservorios.

Esto se debe a que las formaciones tienen menor aporte, lo que en consecuencia reduce los caudales de producción en superficie.

Al realizar la evaluación técnico económica a través de ratios financieros dan como resultado que el VAN para el proyecto considerando los flujos de efectivo al año 2030, proporciona un valor de \$us.694.187,00, y la TIR un valor igual a 36,29% indicando que la implementación del proyecto es factible y altamente rentable.

# **CAPITULO I**

## **GENERALIDADES**

### **1.1. INTRODUCCIÓN**

La simulación de sistemas es una alternativa para conocer de forma acertada los puntos críticos que pueden tener los procesos de producción de una empresa y con estos modelar soluciones que incrementen la eficiencia y que reduzcan los tiempos en las diferentes actividades realizadas durante la producción de un artículo o la prestación de un servicio. (Sanchez , 2015)

Un estudio de simulación presenta el efecto de cambios internos y externos del sistema, al hacer alteraciones en el modelo del sistema y observando los efectos de esas alteraciones en el comportamiento del sistema.

La técnica de simulación es usada para experimentar con situaciones, sobre las cuales se tiene poca o ninguna información. A través de esta experimentación se puede anticipar mejor a posibles resultados no previstos.

En el presente proyecto se realizó un diagnóstico de las condiciones de producción del Pozo Junin X1 (JNN-X1), a través de un análisis de producción del pozo que se realizará a través del software PIPESIM para analizar la condición actual y curvas de declinación dependiendo el caso o al tipo de declinación (exponencial, armónico e hiperbólico) para poder predecir futuros comportamientos en el sistema. Por otro lado, se utilizará el software MBAL para la determinación del historial de producción y balance de materia volumétrica de gas.

La simulación involucra varias disciplinas y especialidades en el área de petróleo como ser la ingeniería de yacimientos, producción y completación que requiere una base de datos como ser las propiedades petrofísicas de la roca, la producción acumulada, el estado mecánico de los pozos y datos de producción.

## **1.2. ANTECEDENTES**

### **1.2.1. Antecedentes de la simulación integrada**

En febrero del año 2013 en Ecuador se realizó un análisis nodal de todos los pozos de la estación del sur del Campo Sacha utilizando la simulación integrada para encontrar restricciones de flujo en su sistema de producción usando los programas Wellflo y ReO, resultando en que todos los pozos del Campo se ajustaron a la simulación con un mínimo error y encontrado una solución para sus problemas. (Universidad Central del Ecuador 2013).

En mayo de 2012 en la guinea ecuatorial se realizó un modelo dinámico aplicando la simulación integrada para mejorar la recuperación de hidrocarburos del reservorio Qua Iboe Este con el fin de producir más crudo que el inicialmente planeado, para ello se utilizará los programas de simulación de yacimientos PETREL 2011.2 y ECLIPSE 100. (Escuela Técnica superior de ingenieros de minas y energía Madrid 2012).

En abril de 2016 en Santa Cruz de la Sierra se realizó una simulación de un modelo integrado a los pozos del Campo Santa Rosa para maximizar la producción hidrocarburifera pronosticando y diagnosticando su comportamiento actual y futuro para los cuales se usaron los simuladores de GAP y MBAL (Universidad Gabriel Rene Moreno Santa Cruz 2016).

### **1.2.2. Antecedentes del campo Junín**

El campo Junín inició producción en el año 2009 con el pozo JNN-X2, productor del reservorio Sara. El año 2011 se perforó el pozo JNN-3 para producir del mismo reservorio.

En el año 2012 se perforó el pozo JNN-4D que resultó productor del reservorio Sara y se descubrió reservas comerciales en el reservorio Pirai. En la misma gestión, se perforó el pozo JNN-5D y se realizó la intervención del pozo JNN-X1. Ambos presentaron resultados positivos en los reservorios someros de Petaca, Cajones y Yantata.

Los pozos JNN-5D y JNN-X1 presentan arreglo dual con empaque de grava, produciendo de los reservorios Petaca por la línea corta y de los reservorios Cajones-Yantata por la línea larga.

Fue implementado con la intervención del pozo JNN-X1 (2012) y la perforación del pozo JNN-5D (2012). Al 31 de diciembre de 2015, ambos pozos productores no exhiben declinación

identificable en la producción de gas. Adicionalmente, ha sido proyectada la perforación de dos pozos adicionales en el flanco Este de la estructura, zona de baja señal sísmica: JNN-6D (2017) y JNN-7D (2017). (YPFB Chaco S.A., 2017).

### **1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.3.1. Identificación del Problema**

El pozo JNN-X1 produce de los reservorios PETACA, CAJONES y YANTATA los mismos que producen con surgencia natural, esto significa que están usando la energía natural de los reservorios. Actualmente el pozo se encuentra en etapa de declinación, debido a una fuerte caída de presión en los reservorios. Esto se debe a que las formaciones tienen menor aporte, lo que en consecuencia reduce los caudales de producción en superficie.

Dado que el pozo produce de tres reservorios distintos, no se tiene la certeza de cuál nivel está declinando primero en su producción. Esta situación de declinación, origina la modificación de propiedades petrofísicas de los reservorios por el tiempo de producción transcurrido, lo cual a su vez origina el agotamiento natural de la energía de los reservorios. Por lo tanto, mediante el uso de la herramienta de simulación integrada, se pretende conocer el estado actual del pozo y cada uno de sus reservorios y pronosticar su comportamiento a futuro, encontrando su límite económico y sugerir alternativas de producción para el pozo.

#### **1.3.2. Diagrama de Ishikawa**

El diagrama de Ishikawa, o diagrama de pescado, es una herramienta que identifica problemas de calidad y les da solución al representar de forma gráfica los factores que involucran la ejecución de un proceso. También es conocido como diagrama de causa-efecto, como se puede ver en el Gráfico 1.1.

Gráfico 1.1 Diagrama de Ishikawa



Fuente: Elaboración propia, 2022

### **1.3.3. Formulación del problema**

¿Podrá la simulación integrada ayudar a evaluar la productividad del pozo JNN-X1?

## **1.4. OBJETIVOS**

### **1.4.1. Objetivo General**

Evaluar la productividad del pozo JNN-X1 mediante simulación integrada haciendo uso del simulador PETROLEUM EXPERTS y PIPESIM con el fin de mejorar las condiciones de producción del pozo.

### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- Realizar un diagnóstico del pozo JNN-X1, mediante la simulación integrada.
- Determinar la mejor opción de levantamiento artificial mediante los simuladores PETROLEUM EXPERTS y PIPESIM.
- Realizar un pronóstico de la producción del pozo JNN-X1 en las condiciones actuales y futuras.
- Realizar un estudio económico del levantamiento artificial sugerido.

## **1.5. JUSTIFICACIÓN**

### **1.5.1. Justificación Técnica**

Se pretende conocer las condiciones actuales del pozo en sus diferentes reservorios, permitiendo definir la vida útil y restante del pozo. En consecuencia, plantear una alternativa de producción que mejore y alargue la vida productiva del pozo. Analizando la factibilidad de aplicación de un nuevo método de recuperación artificial al pozo. En función a esta última consideración, en caso de ser factible la aplicación de un nuevo método de recuperación, efectuar la recomendación y selección del método a aplicar.

De acuerdo al análisis de producción se deberá establecer qué características se generarán para determinar inicialmente las condiciones iniciales del pozo, en base a la cual se realizará un análisis nodal, para identificar cuál de los reservorios está teniendo una declinación y producción baja. En función a los resultados, se realizará un pronóstico de producción a futuro,

determinando de esta manera el año en que el pozo dejará de producir. En consecuencia, plantear un plan de trabajo para la operación óptima y de manera eficiente del pozo, generando mayores ingresos para la empresa y menores costos de operación.

### **1.5.2. Justificación Económica**

Dicho estudio por lo tanto es necesario, con el fin de poder alargar la vida productiva del pozo JUNIN-X1 mediante la predicción de su comportamiento de producción en los siguientes años, lo cual ayudaría a controlar los volúmenes de producción de las reservas en el campo JUNIN, garantizando los mercados de exportación que hoy en día no se cumplen, debido a la baja producción de nuestros campos, través de datos de volúmenes producidos y caudales requeridos.

### **1.5.3. Justificación Ambiental**

El impacto ambiental es uno de los problemas principales al realizar perforaciones y actividades hidrocarburíferas, teniendo en cuenta que este aspecto cada día se vuelve más importante, por tanto, será de importancia el mantenimiento basado en confiabilidad para evitar las fallas que podrían derivar en impactos ambientales no deseados como derrames, explosiones, etc.

## **1.6. ALCANCE**

### **1.6.1. Alcance Temático**

Se realizará el uso de simuladores para la determinación de alternativas de mejora para la producción del pozo JNN-XI.

El proyecto de grado consta de las siguientes áreas de especialidad:

- Producción Petrolera
- Ingeniería de reservorios
- Preparación y evaluación de proyectos
- Modelos de simulación



### 1.6.2. Alcance geográfico

El pronóstico de producción para el pozo JNN-X1, ubicado en el Complejo Santa Rosa, área donde además están las estructuras de Junín, Santa Rosa Oeste, Humberto Suárez Roca, Santa Rosa y Palometas NW. En las coordenadas Latitud: 16°57'22.01''S, Longitud: 63°51'31.52''O.





## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. SIMULACIÓN Y MODELADO**

Simulación es el proceso de diseñar y desarrollar un modelo, computarizado o no, de un sistema o proceso y conducir experimentos con el propósito de entender el comportamiento del sistema o evaluar varias estrategias con las cuales se puede operar el sistema. (Coss, 2005)

##### **2.1.1. Simulador**

La simulación de reservorios combina física, matemáticas, ingeniería de reservorios, y programación en computadora para desarrollar una herramienta para predecir el comportamiento de los reservorios de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación. (Ertekin & Kassem, 2001)

##### **2.1.2. Modelo**

Representación, matemática o no, de algún aspecto de la realidad (por lo general un fenómeno físico-químico) que se desarrolla para un propósito específico de estudio de dicha realidad. (Concari, 2016)

##### **2.1.3. Modelo Discreto**

Las variables de estado pueden cambiar de valor sólo un número finito de veces por unidad de tiempo. (Concari, 2016)

##### **2.1.4. Modelo Continuo**

Variables de estado que pueden cambiar continuamente con el tiempo. (Concari, 2016)

##### **2.1.5. Modelo Estático**

Sistema en un determinado instante. (Concari, 2016)

### **2.1.6. Modelo Dinámico**

Evolución del sistema en el tiempo. (Concari, 2016)

### **2.1.7. Modelo Determinista**

Valores de las variables no se ven afectadas por variaciones aleatorias y se conocen con exactitud. (Concari, 2016)

### **2.1.8. Modelo Estocástico**

Variables que sufren modificaciones aleatorias con respecto a un valor promedio y son caracterizadas por distribuciones de probabilidad. (Concari, 2016)

## **2.2. RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS**

Según la ley de Hidrocarburos “Es uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o sean capaces de producir hidrocarburos, con un sistema común de presión en toda su extensión, en los cuales los hidrocarburos estén rodeados por roca impermeable o agua. Para fines de la presente Ley, yacimiento y reservorio de hidrocarburos son sinónimos”<sup>1</sup>.

### **2.2.1. Reservorio de Gas Seco**

Reservorios que contengan gas natural no asociado en una sola fase, y que no se condensan líquidos en el reservorio ni en superficie en la vida productiva del mismo. (Craft & Hawkims, 1959)

## **2.3. SIMULACIÓN DE RESERVORIOS**

Herramienta que permite al ingeniero de hidrocarburos ganar conocimiento sobre los mecanismos de recuperación que son posibles. Sin embargo, no reemplaza un buen juicio de ingeniería que es esencial para conducir los estudios de reservorios. Además, no todos los reservorios requieren modelos complejos de estudio y en ciertos casos modelos simples o

---

<sup>1</sup> Ley de Hidrocarburos 3058; 2005.

estudios convencionales de reservorios pueden responder las preguntas en cuestión. (Aziz & Settari, 2016)

## 2.4. MÉTODO VOLUMÉTRICO

La ecuación volumétrica es útil en ingeniería de reservorios para estimar el gas in situ cuando no se tiene datos históricos de presión y producción. Esta ecuación asume que el volumen poral ocupado por el gas es constante. (Castro & Gómez, 2016)

Los cálculos volumétricos son comprobados con los valores estimados por la ecuación de balance de materia Ec. 2-1 una vez obtenidos los datos de presiones y producción. (Castro & Gómez, 2016)

2-1 Ecuación Balance de materia

$$G = \frac{43,560 * A * h * \Phi * (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad \text{Ec 2- 1}$$

Donde:

G = Gas in situ, scf.

A = Área de reservorio, acres.

h = Espesor promedio de reservorio, ft.

$\Phi$  = Porosidad, fracción.

$S_{wi}$  = Saturación de agua, fracción.

$B_{gi}$  = Factor de volumen de formación de gas, ft<sup>3</sup>/scf.

## 2.5. BALANCE DE MATERIA

Aplicado a la ingeniería de yacimiento es una técnica que se basa en las leyes de la conservación de la masa y la energía y que se utiliza desde el comienzo de la industria del petróleo. Su finalidad es determinar el petróleo original en sitio, ayudar a definir el volumen de intrusión de

agua del acuífero asociado al yacimiento y estimar el tamaño de la capa de gas en caso de que existan. (Brito, 2017)

La ecuación general de balance de materia para reservorios de gas Ec 2-2 (Craft & Hawkims, 1959)

$$G(Bg - Bgi) + GBgi \left[ \frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi} \right] \Delta P + We = Gp * Bg + Wp * Bw \quad \text{Ec 2-2}$$

Dónde:

G = Gas in situ, MMscf

Bg = Factor de volumen de formación de gas, ft<sup>3</sup>/scf.

Bw = Factor de volumen de formación de agua, bbl/STB

cf = Compresibilidad de la formación, psi<sup>-1</sup>

Sw = Saturación de agua, fracción

Cw = Compresibilidad del agua, psi<sup>-1</sup>

dP = Diferencial de presión, psi

We = influjo de agua, bbl

Wp = agua producida, bbl

Considerando que la compresibilidad del gas en la mayoría de los casos es mayor a la compresibilidad de la roca, se vuelve despreciable y cuando no hay invasión de agua se considera al reservorio como volumétrico y la ecuación se reduce como se muestra en la Ec 2-3 (Craft & Hawkims, 1959)

$$G(Bg - Bgi) = GpBg \quad \text{Ec 2-3}$$

Se toma el factor de volumen de formación del gas y se lo reemplaza con la ecuación Ec 2-4 en la Ec 2-5 (Craft & Hawkims, 1959)

$$Bg = \frac{P_{sc}ZT}{T_{sc}P} \quad \text{Ec 2-4}$$

$$G \left( \frac{P_{sc}ZT}{T_{sc}P} \right) - G \left( \frac{P_{sc}Z_iT_i}{T_{sc}P_i} \right) = Gp \left( \frac{P_{sc}ZT}{T_{sc}P} \right) \quad \text{Ec 2-5}$$

Dónde:

P<sub>sc</sub>: Presión estándar, 14.7 psia. T<sub>sc</sub>: Temperatura Estándar, 60°F. P: Presión, psia.

T: Temperatura, °R.

Z: Factor de desviación del Gas.

Se considera que la producción es un proceso esencialmente isotérmico. La ecuación se reduce Ec 2-6 (Craft & Hawkims, 1959):

$$G \left( \frac{Z}{P} \right) - G \left( \frac{Z_i}{P_i} \right) = Gp \left( \frac{Z}{P} \right) \quad \text{Ec 2-6}$$

## 2.6. MÉTODO P/Z

Se grafica la presión del reservorio versus la producción acumulada de gas para cada presión, obteniendo una línea recta que al ser extrapolada se obtiene G (gas original en sitio) Ec 2-7. (Escobar Macualo).

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left[ 1 - \frac{Gp}{G} \right] \quad \text{Ec 2-7}$$

Dónde:

P = Presión, psi.

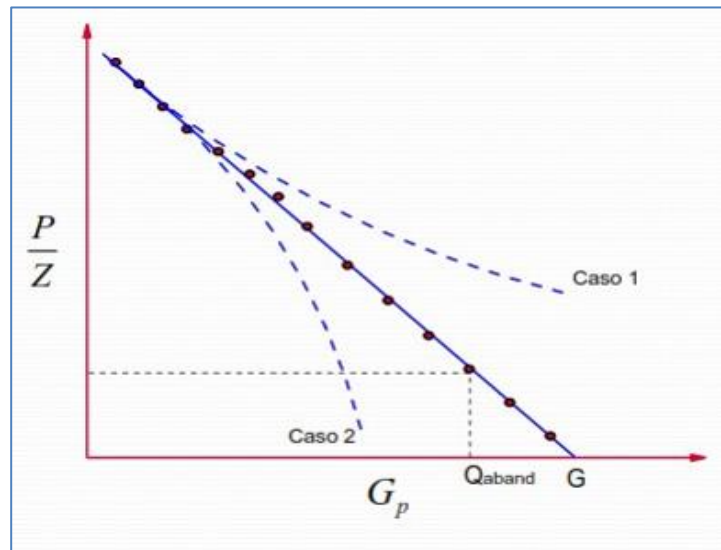
P<sub>i</sub> = Presión inicial, psi.

Z = Factor de compresibilidad

G = Gas Original en sitio, Scf.

G<sub>p</sub> = Gas Producto, Scf, MMscf, Bcf.

**Figura 2.1 Gráfica Presión del reservorio vs Producción acumulada**



**Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Fredy Escobar; 2010**

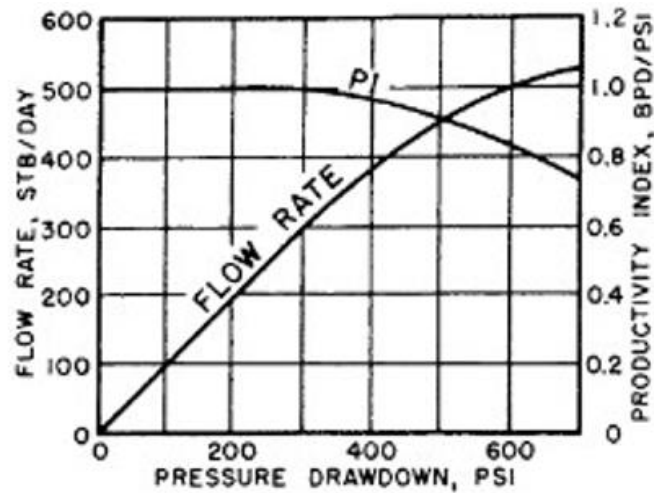
Los ingenieros de yacimientos necesitan contar con conocimientos geológicos durante el desarrollo de su vida profesional, en virtud a que todo yacimiento que se estudie tiene antecedentes de tipo geológico. Normalmente, un yacimiento es definido mediante la perforación, de modo que se dispone de algunos datos en puntos discretos dentro del sistema. Dicha información es contenida en análisis de rípos, perfiles de pozo, análisis de corazones, análisis de rayos X y tomografía, muestras de paredes, pruebas de presión y pruebas de producción, entre otros. Lo que indica que una buena descripción del yacimiento depende de la habilidad para interpretar la información recolectada. (Escobar, 2012)

## **2.7. ÍNDICE DE PRODUCCIÓN (IPR)**

Medida del potencial del pozo, o habilidad del pozo de producir. Para calcular la IPR de una prueba de producción, es necesario hacer fluir el pozo un periodo de tiempo suficiente para alcanzar un estado de flujo pseudo-estable. Solo durante este régimen de flujo, la diferencia entre la presión promedio del reservorio y la presión de fondo fluyente es constante. (Craft & Hawkims, 1959)



Figura 2.2. Yacimiento de petróleo aplicado



Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Fredy Escobar; 2010

## 2.8. MÉTODO C Y N PARA CUERVAS IPR

El método C y n para determinar curvas IPR incluye el comportamiento del flujo en el pozo. El exponente n está destinado a tomar en cuenta la caída de presión adicional causada por el flujo del gas a alta velocidad, siendo el valor de n = 1 para un flujo completamente laminar y 0,5 para completamente turbulento. (Ahmed, 1989)

El coeficiente de rendimiento C (Ec 2-8), se incluye para tomar en cuenta las propiedades del fluido, geometría del reservorio y las propiedades de la formación reservorio. (Ahmed, 1989)

$$q_{sc} = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ec 2-8}$$

Donde:

$q_{sc}$  = Caudal de gas, MMscf/día

C = Coeficiente de Flujo, Mscf/día/Psi<sup>2</sup>

n = Exponente de entrega, adimensional.

$P_r$  = Presión promedio del reservorio, psia.

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluente, psia.

Para la determinación de los valores  $C$  y  $n$  se necesitan al menos cuatro pruebas de flujo para construir un gráfico log-log de  $P_R^2 - P_{wf}^2$  versus  $q_{sc}$  de la cual se extrae la pendiente  $1/n$  y la intersección de  $C = q_{sc}$  al valor de  $P_R^2 - P_{wf}^2$  igual a 1. (H. Dale, 1991).

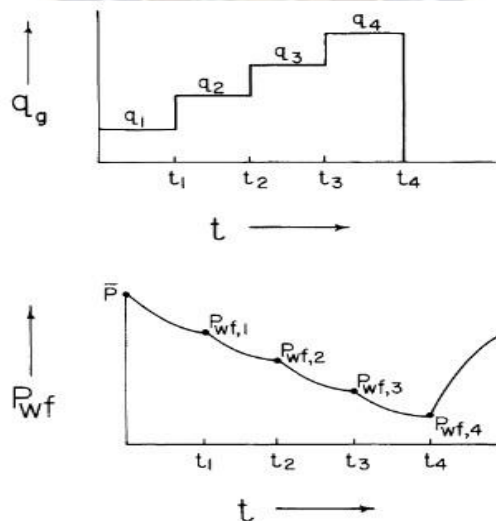
## 2.9. PRUEBAS DE PRESIÓN

Tres tipos de pruebas son usadas para las pruebas de pozos de gas para determinar  $C$  y  $n$ . El tipo de prueba que se realice depende del tiempo de estabilización del pozo, que es función de la permeabilidad del reservorio. (Lee & Wattenbarger, 1982)

### 2.9.1. Prueba de Flujo tras Flujo (Flow After Flow test, FAF)

En este método de prueba de presiones, el pozo se deja fluir a un caudal constante hasta que la presión se estabiliza. La presión estabilizada y el caudal son anotados, luego el caudal es cambiado y el pozo fluye hasta que la presión se estabiliza nuevamente con el nuevo caudal, Figura 2.3 (Lee & Wattenbarger, 1982)

Figura 2.3 Gráficas de Prueba de flujo tras flujo caudal vs tiempo y presión wf vs tiempo



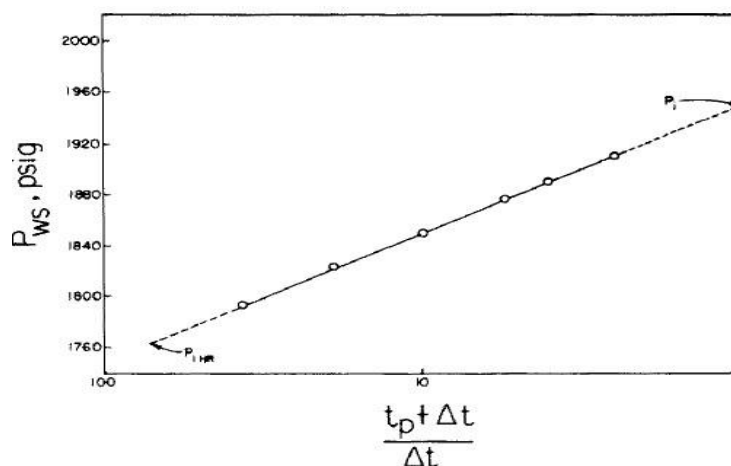
Fuente: "Gas Reservoir Engineering", Society of Petroleum; 1982 (Lee & Wattenbarger, 1982)



## 2.9.2. Prueba de Restitución (Build up test, BU)

El pozo produce a un caudal estabilizado y luego se cierra. En la figura 2.4 se observa el aumento de presión de fondo (restitución) hacia la presión de reservorio. Se registra: el tiempo de cierre ( $t_p$ ), la presión fluyente de fondo ( $P_{wf}$ ), los intervalos de tiempos a partir del tiempo de cierre ( $\Delta t$ ) y las presiones estáticas de fondo ( $P_{ws}$ ). (Lee & Watenbarger, 1982)

Figura 2.4 Prueba de restitución



Fuente: “Gas Reservoir Engineering”, Society of Petroleum; 1982 (Lee & Watenbarger, 1982)

Con estos datos y la figura de Horner se determina la permeabilidad de la formación, la presión original del reservorio y el factor de daño (skin). (Lee & Watenbarger, 1982)

## 2.10. MBAL (MATERIAL BALANCE)

MBAL es un software que permite realizar análisis de yacimientos adimensionales durante toda la vida útil del campo, ya sea en las primeras etapas de la vida del campo cuando hay datos limitados disponibles, o incluso en campos maduros donde existe más certeza<sup>2</sup>.

Según Petex “El desarrollo eficiente del yacimiento requiere una buena comprensión de los sistemas de reservorio y producción. MBAL© ayuda al ingeniero a definir mejor los mecanismos de accionamiento del depósito y los volúmenes de hidrocarburos. Este es un requisito previo para los estudios de simulación fiables. MBAL© se utiliza comúnmente para

<sup>2</sup> Petroleum experts; <https://www.petex.com/products/ipm-suite/mbal/>

modelar los efectos dinámicos del reservorio antes de construir un modelo numérico del simulador” (Petex, 2017)

Según Petex “MBAL© contiene la clásica herramienta de ingeniería de yacimientos y ha redefinido el uso del balance de materiales en la moderna ingeniería de yacimientos. Para los depósitos existentes, MBAL© proporciona instalaciones de adaptación extensas. Perfiles realistas de producción se pueden ejecutar para los reservorios con o sin coincidencia histórica” (Petex, 2017)

Según Petex “MBAL© es un programa intuitivo con una estructura lógica que permite al ingeniero de reservorios desarrollar rápidamente modelos de reservorio fiables” (Petex, 2017)

## **2.11. PROPIEDADES DEL GAS**

### **2.11.1. Desviación del gas**

El factor de compresibilidad  $Z$  es conocido como el factor de desviación del gas, super compresibilidad, o factor “z”, relación del volumen actual ocupado por un gas a una presión y temperatura dadas y el volumen del gas que ocuparía a la misma presión y temperatura si se comportara como un gas ideal. (McCain, 1990)

$$Z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} \quad \text{Ec 2-9}$$

El factor  $z$  no es una constante. Varía con los cambios en la composición del gas, su temperatura y presión. Debe ser determinado experimentalmente. (McCain, 1990)

### **2.11.2. Factor volumétrico del gas**

Volumen actual ocupado por “n” número de moles de un gas a una presión y temperatura específicas Ec 2-10, dividido entre el volumen ocupado por el mismo número de moles del gas a condiciones estándar de presión y temperatura. (Ahmed, 1989)

$$B_g = \frac{P_{ac} Z T}{T_{ac} P} = \frac{14,7}{520} \frac{Z T}{P}$$

Ec 2- 10

$$B_g = 0,02827 \frac{Z T}{P}$$

Donde:

Z = Factor de desviación del gas, adimensional.

P = Presión, psia.

T = Temperatura, °R

### 2.11.3. Gravedad específica del gas

Relación de la densidad o peso molecular aparente de un gas a una temperatura y presión dadas a la densidad del aire a la misma presión y temperatura, usualmente cerca de 60 °F y la presión atmosférica (14,7 psia).

Mientras que la densidad de los gases varía con la temperatura y la presión, la gravedad específica es independiente de la temperatura y la presión cuando el gas obedece la ley de gas ideal. (Craft & Hawkims, 1959)

Gravedad específica del gas

$$SG_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} = \frac{PM_{gas}}{PM_{aire}}$$

Ec 2-11

Donde:

$\rho_g$  = densidad del gas [ $K_g/m^3$ ]

$\rho_{aire}$  = densidad del aire [ $K_g/m^3$ ]

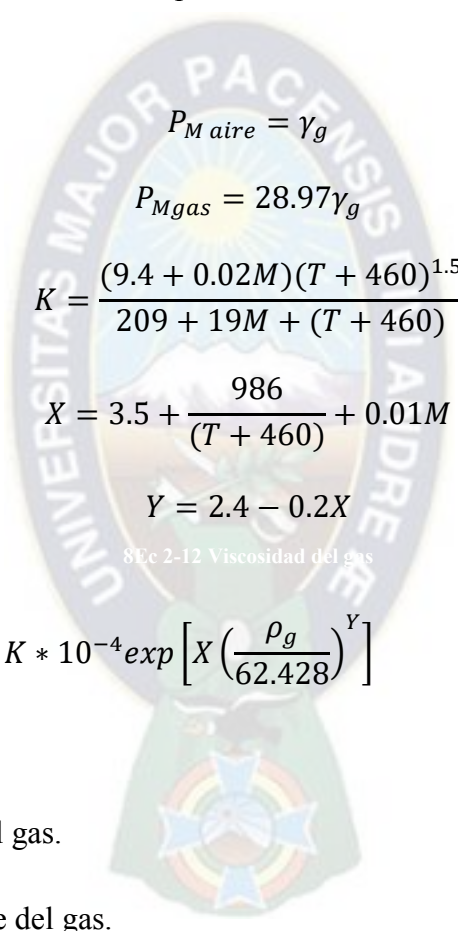
PM = Peso molecular

#### 2.11.4. Viscosidad del gas

El coeficiente de viscosidad ( $\mu_g$ ) es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido.

La viscosidad dinámica diferencia de la viscosidad cinemática, que es definida como el resultado de la división entre viscosidad dinámica y la densidad del fluido. La viscosidad es dada en unidades de centipoise. (McCain, 1990)

Según Lee y McCain la viscosidad se puede determinar con la correlación que se cita a continuación Ec 2-12.


$$\begin{aligned}P_{M \text{ aire}} &= \gamma_g \\P_{M \text{ gas}} &= 28.97\gamma_g \\K &= \frac{(9.4 + 0.02M)(T + 460)^{1.5}}{209 + 19M + (T + 460)} \\X &= 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.01M \\Y &= 2.4 - 0.2X \\8\text{Ec 2-12 Viscosidad del gas}\end{aligned}$$
$$\mu_g = K * 10^{-4} \exp \left[ X \left( \frac{\rho_g}{62.428} \right)^Y \right] \quad \text{Ec 2-12}$$

Donde:

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas.

$M$  = Peso molecular aparente del gas.

$\rho_g$  = Densidad del gas.

#### 2.11.5. Propiedades pseudocríticas

Se usa para correlacionar propiedades físicas. Las propiedades pseudocríticas no son iguales a las propiedades críticas de una mezcla de gas Ec 2-13. (McCain, 1990)

Las propiedades críticas del gas pueden ser determinadas en base a propiedades críticas de los componentes del gas usando la regla de mezclas siempre que se tenga la composición. La presión pseudocrítica y la temperatura pseudocrítica del gas pueden también expresarse con la ecuación de la gravedad específica del gas según las expresiones siguientes (Ghalambor, 2005)

$$P_{pc} = 706 - 51.4\gamma_g - 11.1\gamma_g^2 \text{ (psi)}$$

$$T_{pc} = 187 - 330\gamma_g - 71.5\gamma_g^2 \text{ (°R)}$$

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

Ec 2-13

Donde:

$P_{sc}$  = Presión seudo critica [psi ]

$T_{sc}$  = Temperatura seudo critica [°R] .

$\gamma_g$  = Gravedad especifica del gas.

$P_{pr}$  = Presión seudo reducida.

$T_{pr}$  = Temperatura seudo reducida.

## 2.12. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PRODUCTIBILIDAD DE POZOS

### 2.12.1. Sistema integral de producción

Un Sistema Integral de Producción (SIP) es un conjunto de elementos que nos permite llevar los fluidos producidos por el yacimiento a la superficie. Ya en superficie separa a los fluidos en sus fases líquida y gaseosa; los fluidos producidos son agua y aceite, es por ello que éstos son separados en superficie de la misma manera. Finalmente se envían a instalaciones de almacenamiento y/o comercialización.

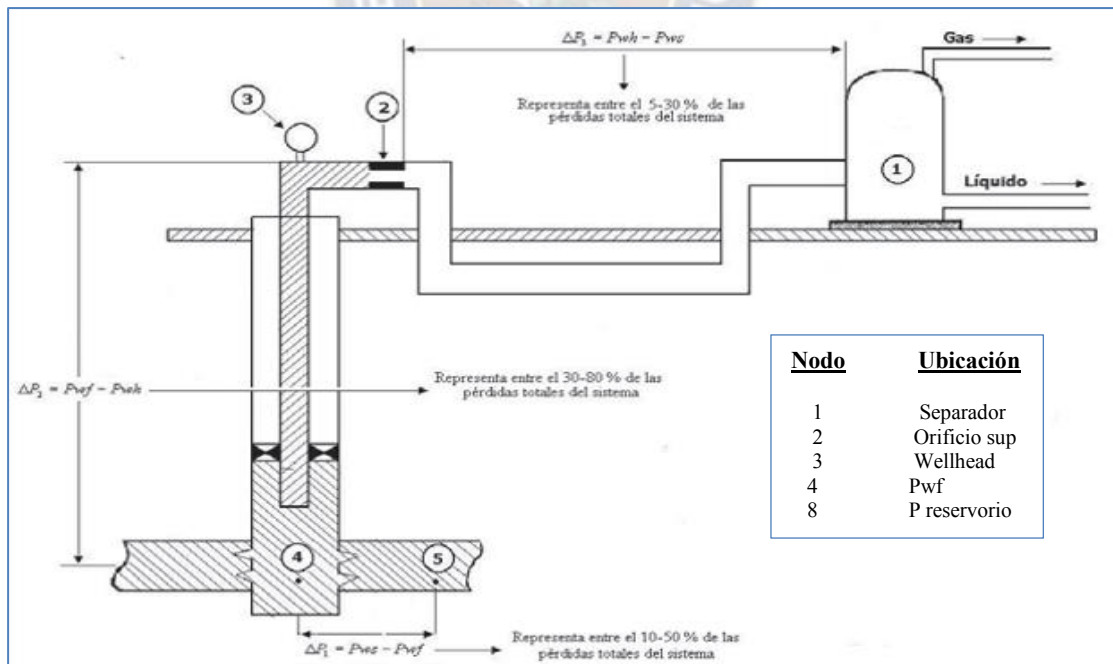
## 2.12.2. Elementos que conforman el SIP

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

## 2.13. ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal nos permitirá observar los parámetros que debemos monitorear dentro de nuestro SIP, y así obtener aquellos parámetros que debemos cuidar. Es importante saber que el volumen de hidrocarburos en superficie, está en función de las caídas de presión que existen en nuestro sistema, es por ello que debemos tener en cuenta cada una de éstas<sup>3</sup>.

Figura 2.5 Caídas de presión en un sistema básico de producción



Fuente: Análisis de un sistema de producción y análisis nodal, Hirschfeldt, M.; 2014

<sup>3</sup> Hirschfeldt, M.; Análisis de un sistema de producción y análisis nodal; Reporte técnico; OilProduction.net; 2014.

En la Figura 2.5, observamos las principales caídas de presión en el SIP y sus porcentajes. Las principales pérdidas de presión en el sistema integral de producción son las siguientes.

- Pérdidas de presión en el medio poroso. Representan entre el 10 y el 50 % de las pérdidas totales.
- Pérdidas de presión en la tubería de producción (T. P.). representan entre el 30 y 80% de las pérdidas totales.
- Pérdidas de presión en la línea de descarga (L. D.): Representan entre el 5 y 30 % de las pérdidas totales.

### **2.13.1. Modo de solución**

El nodo solución representa un punto ubicado en cualquier parte de un sistema de producción pozo-yacimiento y su ubicación dependerá del componente que se desee aislar para su evaluación, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica, a la luz de una justificación económica, para su posterior ejecución.

- Nodo de solución en cabeza de pozo
- Nodo de solución en el fondo de pozo
- Nodo de solución en el separador

### **2.13.2. Curvas de oferta IPR (inflow)**

La IPR (Inflow Performance Relationship) es una curva que relaciona la tasa de flujo de producción de un pozo de petróleo o gas con la caída de presión en el reservorio. Esta curva es fundamental para comprender cómo el pozo responde a diferentes tasas de producción y presiones del yacimiento, lo que ayuda en la toma de decisiones en la industria petrolera. (Gola, Curtis. 1993)

Existen distintas ecuaciones para poder construir la curva IPR para reservorios de gas y líquidos tal como se describe en la Tabla 2.1, para realizar la gráfica de presión de fondo fluyente versus caudal.



**Tabla 2.1 Opciones de IPR su aplicación**

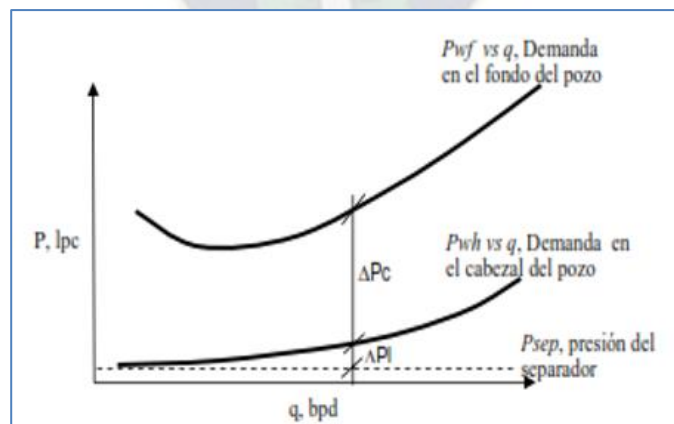
Geometry Profile	Fluid Entry	IPR Model
Vertical	Single Point	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Well PI (gas, liquid)</li> <li>• Vogel (liquid)</li> <li>• Fetkovich (liquid)</li> <li>• Jones (liquid, gas)</li> <li>• Backpressure (gas)</li> <li>• Darcy (gas, liquid)</li> <li>• Forchheimer (gas)</li> <li>• Hydraulic Fracture (liquid, gas)</li> </ul>
Horizontal	Single Point	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Joshi (liquid, gas)</li> <li>• Babu &amp; Odeh (liquid, gas)</li> </ul>
Horizontal	Distributed	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Distributed PI (liquid, gas)</li> <li>• Joshi (liquid, gas)</li> <li>• Babu &amp; Odeh (liquid, gas)</li> </ul>

Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Fredy Escobar; 2010

### 2.13.3. Curvas de demanda (outflow)

Si se evalúan las  $P_{wh}$  y las  $P_{wf}$  requeridas para distintas tasas de producción y se grafican versus la tasa de producción  $q$ , se obtienen las curvas de demanda de energía en el cabezal y fondo del pozo respectivamente. Observe en la Figura 2.6 para un dado caudal la representación de las pérdidas de presión en la línea,  $\Delta P_l$ , y en el pozo,  $\Delta P_p$ .

**Figura 2.6 Curva de demanda**



Fuente; Ricardo Maggiolo, Curvas de demanda; 2005

Existen diferentes ecuaciones para poder calcular la caída de presión a lo largo de la tubería de producción a continuación se muestra en la Tabla 2.2 las diferentes ecuaciones.



**Tabla 2.2 Opciones para el gradiente de presión**

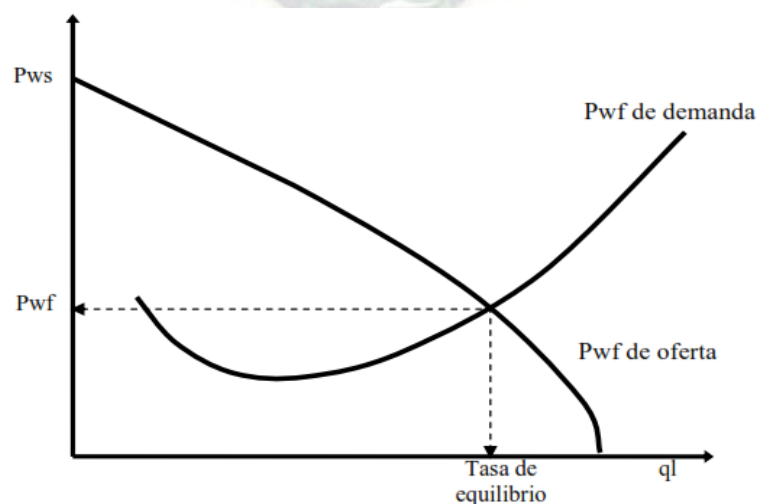
Ansari
Beggs & Brill Original
Beggs & Brill Revised
Duns & Ros
Govier, Aziz & Fogarasi
Gray (modified)
Gray (original)
Hagedorn & Brown
Hagedorn & Brown, Duns & Ros map
Mukherjee & Brill
No Slip Assumption
Orkiszewski

Fuente: Manual de Software PIPESIM; 2017

#### 2.13.4. Punto de operación mediante análisis nodal

La representación gráfica de la Figura 2.7, la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía o de fluidos del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía o de fluidos de la instalación (Outflow Curve).

**Figura 2.7. Representación de un análisis nodal**



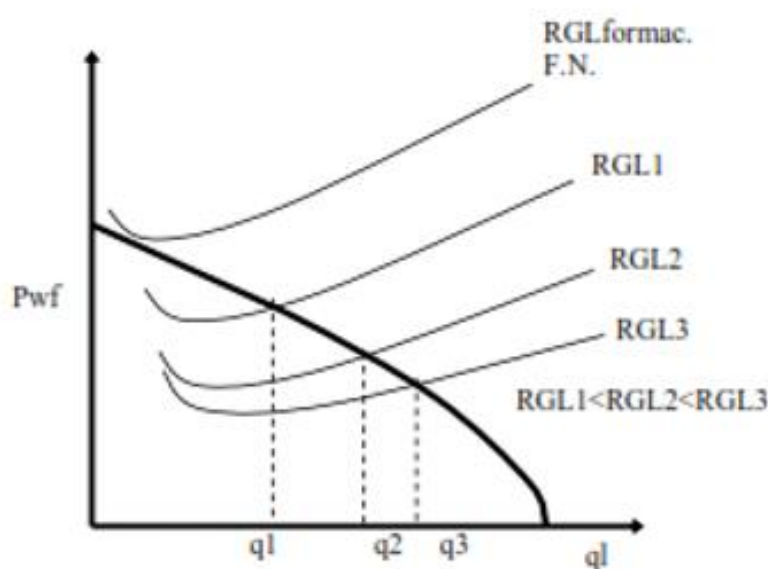
Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Fredy Escobar; 2010

### 2.13.5. Análisis de sensibilidad

Es una variación de una variable en la curva outflow en la cual se ve afectada para generar distintas curvas, sirve para diagnosticar de cómo afecta una determinada variable y como afecta a los caudales de operación del sistema.

A continuación, en la Figura 2.8 se puede apreciar diferentes curvas outflow, porque es afecta por la relación gas-liquido.

Figura 2.8. Análisis de sensibilidad para la relación gas líquido



Fuente; Extraído del manual de análisis nodal; 2005

### 2.14. FLUJO MULTIFÁSICO

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. El objetivo del presente es determinar, mediante correlaciones de flujo multifásico en tuberías (FMT), la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Maggiolo, R.; Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima: ESP Oil International Training Group ; 2008

### 2.14.1. Definiciones básicas para flujo multifásico

El conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas aplicaciones.

A continuación, se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

#### 2.14.1.1. *Hold-Up de líquido*

La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería (Ec 2-14).

$$H_l = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{volumen de segmento de tubería}} \quad \text{Ec 2-14}$$

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas (Ec 2-15).

$$H_g = 1 - H_l \quad \text{Ec 2-15}$$

#### 2.14.1.2. *Fracción de líquido sin deslizamiento*

Hold up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad (no slippage)(Ec 2-16 y Ec 2-17).

$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_l + q_g} \quad \text{Ec 2-16}$$

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l \quad \text{Ec 2-17}$$

Dónde:

$\lambda_l = \text{Volumen del líquido } m^3$

$\lambda_l = \text{Volumen del líquido } m^3$

$q_l = \text{Gasto del líquido } m^3/s$

$q_g = \text{Gasto del gas } m^3/s$

### 2.14.1.3. Densidad de líquidos

La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio (Ec 2-18).

$$\rho_l = \rho_o F_o + \rho_w F_w \quad \text{Ec 2-18}$$

$$F_o = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + q_w B_w} \quad \text{Ec 2-19}$$

$$F_w = 1 - F_o \quad \text{Ec 2-20}$$

Dónde:

$\rho_l = \text{Densidad total del líquido } Kg/m^3$

$\rho_o = \text{Densidad del petróleo } Kg/m^3$

$F_o = \text{Fracción de petróleo}$

$\rho_w = \text{Densidad del líquido } Kg/m^3$

$F_w = \text{Fracción de agua}$

#### 2.14.1.4. *Densidad bifásica*

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold up de líquido, con o sin deslizamiento (Ec 2-21).

$$\rho_f = \frac{[\rho_l \lambda_l + \rho_g (1 - \lambda_l)]^2}{\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)} \quad \text{Ec 2-21}$$

Dónde:

$\rho_f =$  Densidad bifásica Kg/m<sup>3</sup>

$\rho_g =$  Densidad del gas Kg/m<sup>3</sup>

$H_l =$  Altura del líquido m

$\rho_l =$  Densidad del líquido Kg/m<sup>3</sup>

$\lambda_l =$  Volumen del líquido m<sup>3</sup>

#### 2.14.1.5. *Velocidad*

Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería (Ec 2-22 y Ec 2-13).

$$V_{sl} = \frac{5,615(q_o B_o + q_w B_w)}{86400 * At} \quad \text{Ec 2-22}$$

$$V_{sg} = \frac{(q_l RGL - q_o R_s) B_g}{86400 * At} \quad \text{Ec 2-23}$$

Dónde:

$V_{sl} =$  Velocidad superficial del líquido m/s

$V_{sg} =$  Velocidad superficial del gas m/s

### 2.14.1.6. *Velocidad superficial bifásica*

La velocidad de deslizamiento (slip) es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido (Ec 2-24).

$$V_s = V_g - V_l = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sl}}{H_l} \quad \text{Ec 2-24}$$

Dónde:

$V_s$  = Velocidad de desplazamiento  $m/s$

$V_l$  = Velocidad superficial del líquido  $m/s$

$V_g$  = Velocidad superficial del gas  $m/s$

### 2.14.1.7. *Viscosidad*

La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso (Ec 2-25).

$$\mu_l = F_o \mu_o + F_w \mu_w \quad \text{Ec 2-25}$$

La siguiente ecuación ha sido usada para calcular una viscosidad bifásica (Ec 2-26 y Ec 2-27).

$$\mu_l = \lambda_l \mu_l + \lambda_g \mu_g \quad (\text{sin deslizamiento}) \quad \text{Ec 2-26}$$

$$\mu_s = \mu_l^{Hl} * \mu_g^{Hg} \quad (\text{con deslizamiento}) \quad \text{Ec 2-27}$$

### 2.14.1.8. Tensión superficial

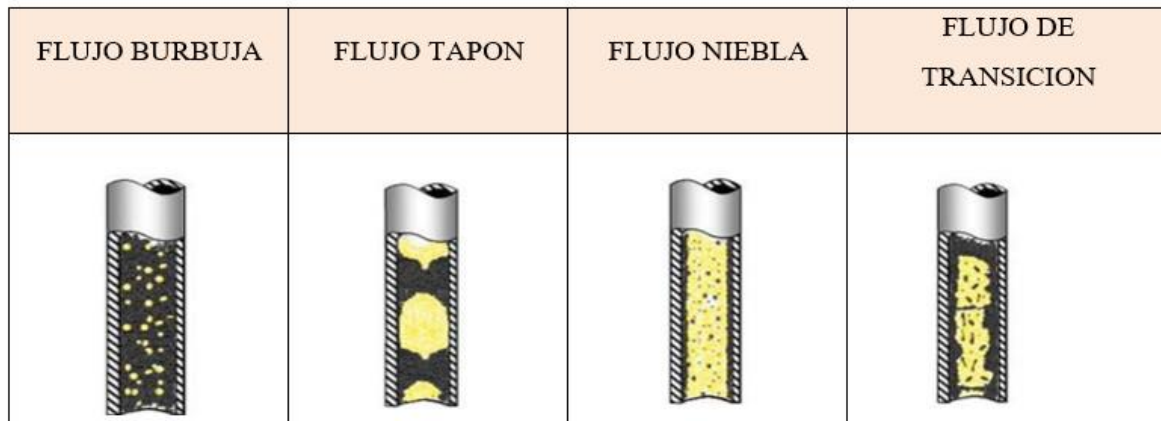
Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza.

$$\sigma_l = F_o\sigma_o + F_w\sigma_w \quad \text{Ec 2-28}$$

### 2.14.2. Patrones de flujo

Los patrones a regímenes de flujo frecuentemente encontrados en tuberías verticales en dos fases son mostradas en la Figura 2.9. La mayoría de los investigadores avocados a este estudio definen cuatro regímenes que pueden ocurrir en una tubería vertical. Los nombres y descripciones dadas por Orkiszewski serán usadas en esta discusión (Beggs and Brill, 1991). A continuación, se presenta una breve descripción de la manera en la cual los fluidos se distribuyen en la tubería para cada régimen.

Figura 2.9. Tipo de patrones de flujo en tuberías verticales



Fuente: Extraído de Manual de análisis nodal; 2005

### 2.14.3. Patrones de flujo vertical y fuertemente inclinado

En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y un nuevo modelo de flujo es observado: el Churn Flow. Generalmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por gravedad. Los patrones de flujo



existentes son Flujo Burbuja (Bubbly Flow y Flujo de Burbuja Dispersa), Slug Flow, Churn Flow, Flujo Anular.

#### **2.14.3.1. Flujo burbuja**

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en *Flujo Bubble* ocurre a tasas relativamente bajas de líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido.

*El Flujo de Burbuja Dispersa* en cambio, ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases.

#### **2.14.3.2. Flujo tapón**

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Slug Flow, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

#### **2.14.3.3. Flujo niebla**

En flujo vertical, debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas.

La interfase es altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de “falling film”. El patrón tapón en flujo corriente abajo es similar al de flujo corriente arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de las tasas de flujo relativa de las fases.



#### 2.14.3.4. Flujo de transición

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Slug Flow, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

#### 2.14.4. Ecuación general del gradiente de presión

La ecuación general del gradiente de presión es el punto de inicio para determinar las pérdidas a lo largo de la tubería si se conocen las características tales como rugosidad y longitud (Ec 2-29).

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta z}\right)_{Total} = \frac{1}{144} * \left( \frac{g * \rho * \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f * \rho * v^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho * \Delta v^2}{2 * g_c * \Delta z} \right) \quad \text{Ec 2-29}$$

Donde:

$$\frac{g * \rho * \text{sen}\theta}{g_c} = \text{gradiente de presión por elevación, Psi/ft}$$

$$\frac{f * \rho * v^2}{2 * g_c * d} = \text{gradiente de presión por fricción, Psi/ft}$$

$$\frac{\rho * \Delta v^2}{2 * g_c * \Delta z} = \text{gradiente de presión por aceleración, Psi/ft}$$

$$g = \text{gravedad, ft/s}^2$$

$$g_c = \text{constante gravitacional, ft/s}^2$$

$$\rho = \text{densidad del fluido medida a presión y temperatura promedio, lb/ft}^3$$

$$f = \text{factor de fricción, adimensional}$$

$$v = \text{velocidad media del fluido ft/s}$$

$$d = \text{diámetro de la tubería, ft}$$

$$\Delta v = \text{diferencial de velocidad del fluido, ft/s}^2$$

$$\Delta z = \text{longitud de la tubería, ft}$$

### 2.14.5. Descripción de correlaciones de flujo multifásico

Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en:

- Las correlaciones Tipo A, que consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown (Ec 2-30).

$$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{f * \rho * v^2}{2 * g_c * d} + \rho * g \quad \text{Ec 2- 30}$$

- Las correlaciones Tipo B, que consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de esta categoría la Hagedorn & Brown (Ec 2-31)..

$$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \frac{f * \rho^2 * v^2}{2 * \rho_s * d} + \rho_s * g + \frac{\rho_s * \Delta v^2}{2 * \Delta z} \quad \text{Ec 2- 31}$$

Donde:

$\rho_s$  = densidad de deslizamiento  $lb/ft^3$

Las correlaciones Tipo C, que consideran que existe deslizamiento entre las fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill (Ec 2-32).

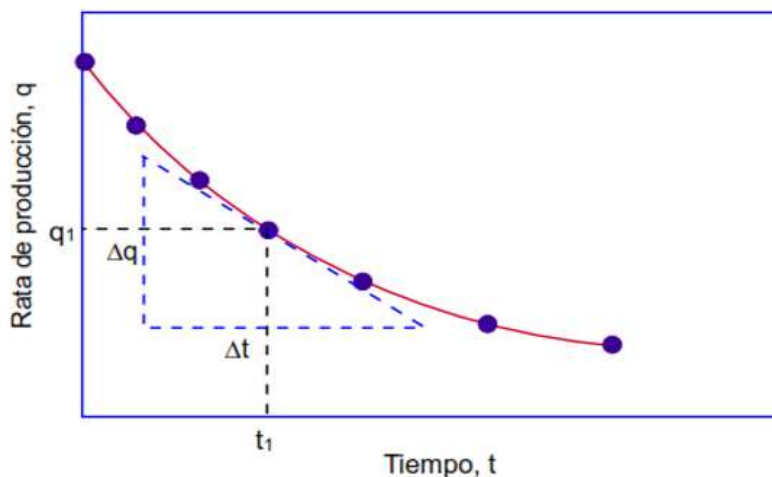
$$\frac{\Delta p}{\Delta z} = \left( \frac{\Delta p}{\Delta z} \right)_{friccion} + \rho_s * g + \left( \frac{\Delta p}{\Delta z} \right)_{Aceleracin} \quad \text{Ec 2- 32}$$

## 2.15. Curva de declinación

El análisis de curvas de declinación podría ser una de las técnicas de ingeniería que más están en desuso y al mismo tiempo parece ser una de las técnicas que menos atención ofrece ya que ellas se aplican siempre y cuando las condiciones mecánicas del pozo y el área de drene del yacimiento permanecen constantes. Sin embargo, el uso de curvas tipo incluye soluciones que alivian los problemas en mención<sup>5</sup>. Sin embargo, para hacer predicciones del yacimiento debería emplearse dichos análisis. El típico análisis consiste en graficar datos de producción contra tiempo en papel semilog e intentar ajustar estos datos con una recta la cual se extrapola hacia el futuro. Las reservas se calculan con base en una rata de producción promedia anual.

Por muchos años, un gráfico de  $q$  vs.  $t$  para muchos pozos puede extrapolarse figura 2.10, lo cual se convirtió en un arte. Es una de las técnicas menos usadas. Las reservas se calculan con base en una producción promedia anual para las ratas de producción extrapoladas. La declinación hiperbólica da mejores resultados. Sin embargo, puesto que es más difícil se prefiere la armónica. Además, la excusa, es que la diferencia entre una y otra curva, con el tiempo, no es muy significativa.

Figura 2.10 Rata de declinación



Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Fredy Escobar; 2009

<sup>5</sup> Freddy H. Escobar; Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos; Editorial Universidad Surcolombiana; Primera Edición; 2010.

### 2.15.1. Declinación de porcentaje constante o declinación exponencial

Este tipo de curva de declinación parece ser la más usada por los ingenieros de yacimientos, por su facilidad, e incluso cuando se es consciente que la declinación hiperbólica describe mejor las características de la mayoría de los pozos. Es definida por una función exponencial. Arreglando la ecuación a continuación (Ec 2-33)..

$$q = qi e^{-Dt} \quad \text{Ec 2-33}$$

Donde:

$q$ = caudal en un tiempo determinado,  $m^3/s$

$qi$ = caudal inicial,  $m^3/s$

$D$ = Tasa de declinación

$t$ = tiempo, s

### 2.15.2. Declinación hiperbólica

Esta considera que la rata de declinación varía con el tiempo. Es buena para yacimientos que producen por gas en solución. Esta técnica es muy consumidora de tiempo. La rata de declinación varía así (Ec 2-34):.

$$q = qi [nDt + 1]^{-\frac{1}{n}} \quad \text{Ec 2-34}$$

$n$  es un número comprendido entre cero y 1. Si  $n = 0$  entonces  $a = a$  y se tiene el caso de la declinación exponencial. Si  $n$  es 1 a este tipo de declinación se le conoce como armónica.

Donde:

$q$ = caudal en un tiempo determinado,  $m^3/s$

$qi$ = caudal inicial,  $m^3/s$

$D$ = Tasa de declinación

$t$ = tiempo, s

### 2.15.3. Declinación armónica

Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen predominantemente por segregación gravitacional. Como se observó en el ítem anterior, la declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica, esto es cuando  $n$  es igual a 1 (Ec 2-35)..

$$q = q_i/[nDt + 1] \quad \text{Ec 2-35}$$

### 2.15.4. Limite económico

El llamado Limite Económico es cuando al extrapolar la gráfica se llega a un punto donde de petróleo o gas Figura 2.11, es equivalente al valor de la producción la tasa de producción. De continuar con la explotación, las erogaciones serían mayores que los ingresos.

Figura 2.11 Límite económico



Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Fredy Escobar; 2010

La expresión matemática se visualiza de la siguiente manera (Ec 2-36):

$$LE = \frac{C}{O - S} \quad \text{Ec 2-36}$$

Donde:

LE= limite económico; [Bbl/año]

C= Costo estimado de operación al LE; [\$/año]

O= Precio del petróleo; [\$/ Bbl]

S= Monto de regalías, impuestos etc; [\$/ Bbl]

### 2.15.5. Rapidez de declinación

La rapidez de declinación D (Ec 2-37), es el cambio fraccional de la tasa con el tiempo, como siguiente expresión:

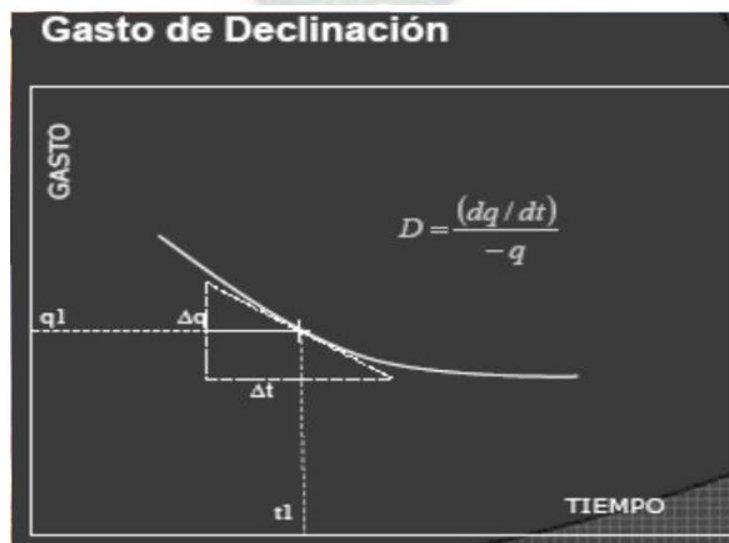
Ec 2-37 Rapidez de declinación

$$D = \left[ \frac{-\frac{dq}{dt}}{q} \right]$$

Ec 2-37

Por lo tanto, en un tiempo determinado calculando la tasa de declinación en particular puede ser gráficamente la pendiente de la curva de tasa vs tiempo en el punto de interés y dividiendo la pendiente entre la tasa en ese punto (Figura 2.12).

Figura 2.12 Rapidez de declinación

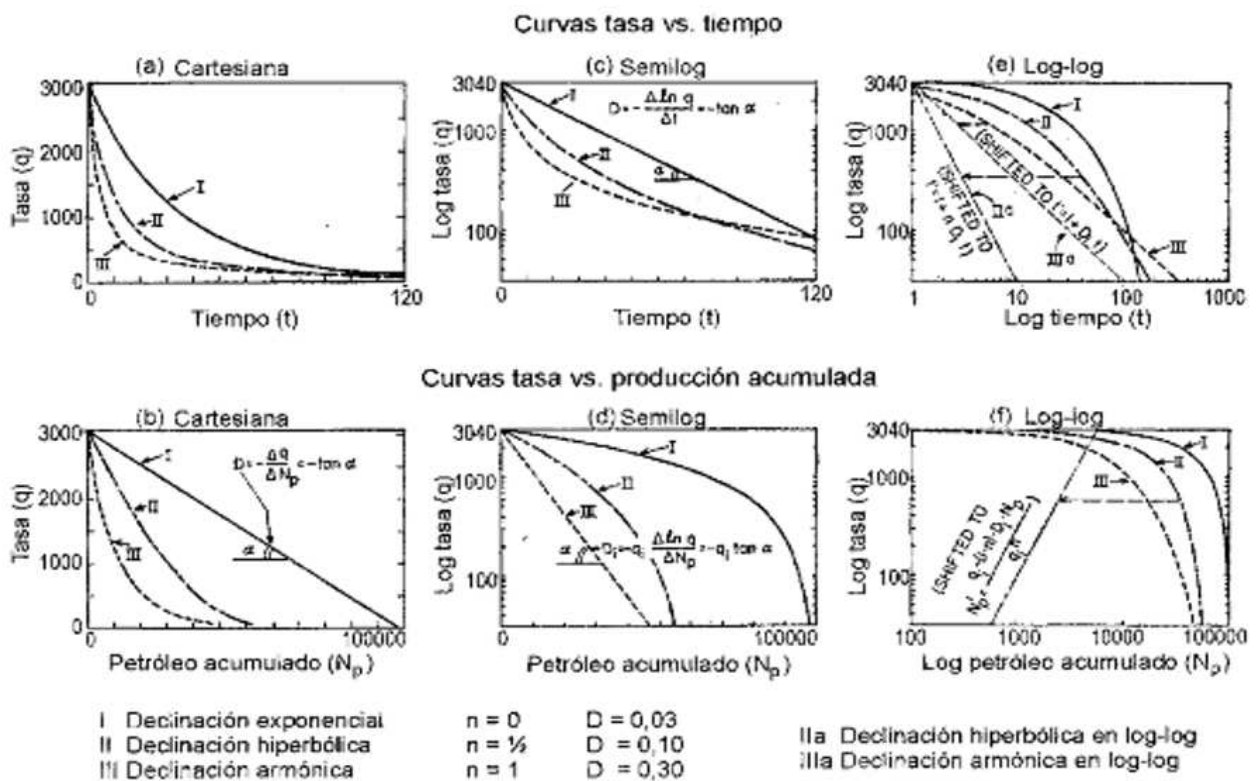


Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Fredy Escobar; 2010

### 2.15.6. Tipos de curvas de declinación

- Exponencial  $D=D_i = \text{constante}$ ; la caída en producción por unidad de tiempo es la fracción constante de la tasa de producción.
- Armónica  $D=D_i (q/q_i)$  la caída de producción por unidad de tiempo con una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.
- Hiperbólica  $D=D_i (q/q_i)^n$  la caída en la producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia fraccional de la tasa de producción, con una potencia variando entre 1 y 0. Como se puede ver en la Figura 2.13

Figura 2.13. Tipos de curvas de declinación



Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Fredy Escobar; 2010



## CAPITULO III

### MARCO REFERENCIAL

#### 3.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

YPFB CHACO S.A. es operador del campo Junín, que se encuentra ubicado en la provincia Sara del Departamento de Santa Cruz, y forma parte del Complejo Santa Rosa, conjuntamente con los campos Santa Rosa Oeste, Santa Rosa, Humberto Suarez Roca y Palometas NW.

El campo Junín se encuentra ubicado en la provincia Sara del departamento de Santa Cruz. El campo fue descubierto por YPFB con la perforación del pozo JNN-X1 que se llevó a cabo en 1990. El pozo resultó productor de gas y condensado de las arenas Petaca y Yantata. Posteriormente, en el año 1991 se perforó el pozo JNN-X2 resultando productor de gas y condensado de la arena Sara. En el año 2008 YPFB CHACO S.A intervino el pozo habilitándolo a producción. En el año 2011 YPFB CHACO S.A perforó el pozo JNN-3, resultando productor de gas de la Formación Sara. Actualmente se encuentra en producción el pozo JNN-3, JNN-4 y JNN-5<sup>6</sup>.

La profundidad promedio del reservorio productor es de 2050 metros, La producción promedio por día actual de este campo es de 40 barriles de petróleo y 12 millones de pies cúbicos de gas. Toda la producción del campo es procesada en la Planta de Gas Santa Rosa.

El campo Junín se encuentra ubicado en la provincia Sara del departamento de Santa Cruz. Con una superficie de 1.875,00 hectáreas, con las siguientes coordenadas.

Norte-Oeste:

X (UTM):405.000

Y (UTM): 8.127.500

Norte-Este:

X (UTM): 412.500

---

<sup>6</sup> Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB Chaco SA; Informe Campo Junín 2014



Y (UTM): 8.127.500

Sur-Este:

X (UTM): 412.500

Y (UTM): 8.125.000

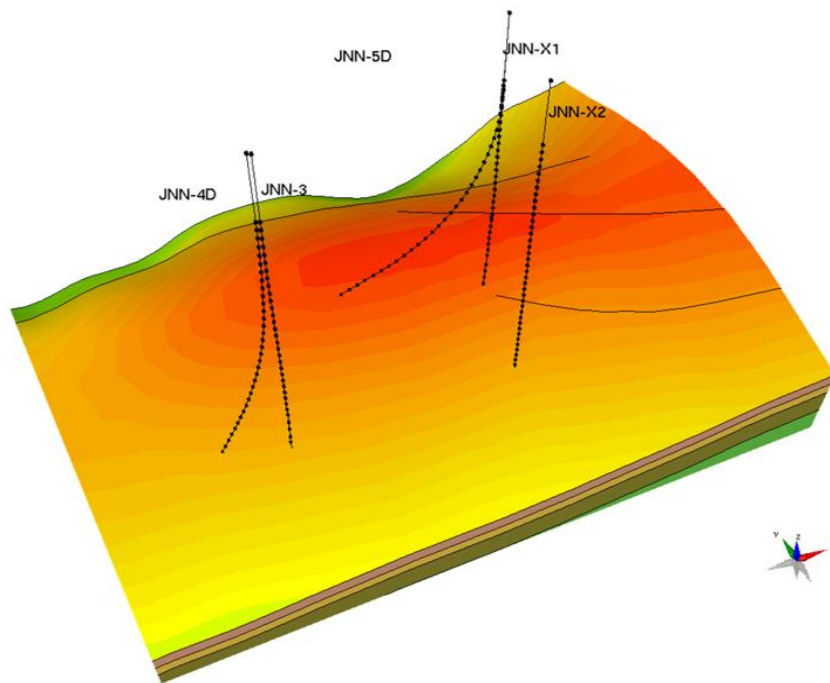
Sur-Oeste:

X (UTM): 405.000

Y (UTM): 8.125.000

La adecuada disposición de pozos en el Campo Junin se erige como un elemento esencial en la planificación y ejecución de las operaciones de extracción de hidrocarburos. La cual es mostrada en la siguiente Figura (Figura 3.1).

**Figura 3.1 Disposición de pozos del campo Junin**



**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2019**

Con el Equipo SAI-386, en junio del 2016 inició la perforación del Pozo JNE-1002D, teniendo como objetivo principal producir las reservas probadas de gas de las arenas Petaca, Cajones y Yantata, realizando una Terminación Doble con Empaque de Grava en las tres Arenas. Se perforó hasta la Profundidad Final de 1250 m y durante la Etapa de Terminación se realizó tres TCP/DST en las Formaciones indicadas anteriormente.

Las tres zonas fueron positivas, con aporte de gas, realizándose el empaque de Grava correspondiente en la Formación Yantata. En la Ar. Cajones se efectuó un Extensión Pack (Frac Pack) sin éxito quedando en pesca 39.72 m de Wash pipe en los filtros, después de haberse realizado una prueba de producción adicional para evaluar los resultados del Extensión Pack con resultado positivo, con buena producción de gas, se dejó los Wash Pipe y continuó con las operaciones siguientes en el pozo, dejando aislada la Arena Yantata. Se continuó con el Gravel Pack en la Ar. Petaca y se procedió a bajar el Arreglo Final de Terminación Dual 2.3/8". Línea Larga para producir Cajones y Línea Corta para producir Petaca (Alvariño, et.al. 2002).

Con el Equipo SAI-386, en enero del 2017 se inició la perforación del Pozo JNN 6D teniendo como objetivo principal drenar las posibles reservas de Gas de las Formaciones Petaca, Cajones y Yantata. Se perforó hasta la profundidad de 1250 m. Realizándose Pruebas de Producción en las Formaciones Petaca, Cajones y Yantata, siendo positivas, con aporte de gas, por lo tanto, se procedió a realizar el Empaque de Grava en las tres Arenas, concluidos de manera exitosa. Se bajó el Arreglo Final de Terminación Dual 2.3/8", Cr 13-85 en forma paralela. Línea Larga para producir Cajones y Yantata. Línea Corta para producir Petaca. Finalmente, con el Equipo SAI-386, en marzo del 2017 inició la perforación del Pozo JNN7D teniendo como objetivo, drenar las posibles reservas de gas en las Formaciones Petaca, Cajones y Yantata. Al cierre de la presente gestión fiscal el pozo se encontraba en la Etapa de Perforación en 357 m.

### **3.1.1. Georeferenciación del campo Junin**

#### **AREA SANTA ROSA**

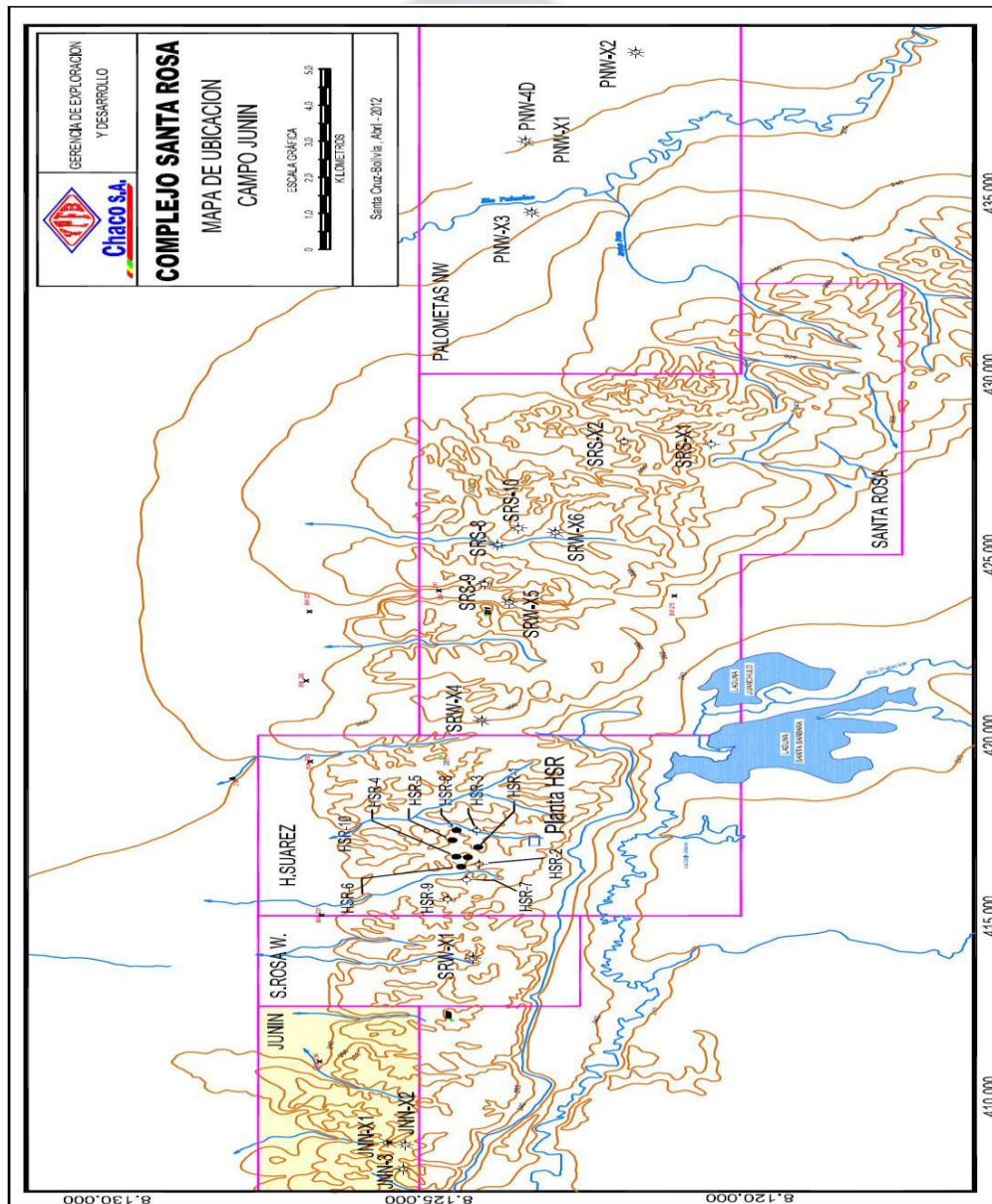
La cual está compuesta por los campos:

- Santa Rosa, descubierto en el año 1981, cuenta con 9 pozos perforados
- Santa Rosa W, descubierto en el año 1980, cuenta con 3 pozos perforados

- Junín, descubierto en el año 1990, cuenta con 7 pozos perforados
- Junín Este, descubierto en el año 2014, cuenta con 3 pozos perforados
- Palometas NW, descubierto en el año 1973, cuenta con 5 pozos perforados.

Dentro de sus instalaciones, figura 3.2 se encuentra la planta de procesamiento Santa Rosa, la cual se encuentra ubicada a 145 km al norte de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra en la provincia Sara. Tiene con una capacidad de procesamiento de 60 MMpcd.

Figura 3.2 Georeferenciación del campo



Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2019

### **3.1.2. Descripción geológica del área**

El anticlinal Junín Este está ubicado en el Complejo Santa Rosa, área donde además están las estructuras de Junín, Santa Rosa Oeste, Humberto Suárez Roca, Santa Rosa y Palometas NW.

Trabajos posteriores de reprocesamiento sísmico efectuados el año 2013, y posterior interpretación, ayudaron a construir del modelo geológico 3D.

#### **3.1.2.1. Estratigrafía**

Las columnas sedimentarias ubicadas en el sector oeste del área presentan una significativa erosión que suprime gran parte del Devónico Medio y Superior (sucesiones del Eifeliano, Givetiano, Frasniano y Fameniario), debido al fuerte proceso erosivo del Carbonífero, por tal motivo el esquema presenta algunas zonas “oscuras” (de difícil resolución) con dudas en cuanto a la interpretación de la paleogeografía.

Gran parte de la información proviene de los pozos y líneas sísmicas ubicadas en el ámbito del Subandino Sur y el Chaco los cuales permiten reconstruir la paleogeografía, sin embargo, las secuencias clásticas arenosas (Formación Los Monos o Formación Tonono) presentan poco grado de desarrollo entre los terminos basales y los cuspidales de cada parasecuencia debido al fuerte predominio de los sedimentos finos.

El límite inferior está dado por una superficie de inundación, la cual registra la más importante expansión de la cuenca y por consiguiente la más fuerte migración del tren de facies hacia el continente (base SG XI y "marker" sísmico 5). Esta nueva inundación origina el segundo evento anóxico de importancia para la cuenca, figura 3.3. (Cruz et. al. 2001).

En el sector Norte (entre Río Grande y la zona del río Chorritos) afloran principalmente sedimentos no consolidados Cuaternarios de origen fluvial, con un espesor de 1500 a 2000 m, compuestos básicamente por unas alternancias entre arenas, arcillas, limos y gravas con variaciones locales en cuanto a composición y estructura<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Alvaríño L., Dalenz A., Alvarez L., Hernandez R., Perez M.; Las Secuencias sedimentarias del devónico en el subandino Sur y el Chaco Bolivia y Argentina; ResearchGate; 2002; Disponible en [https://www.researchgate.net/publication/281051775\\_Las\\_secuencias\\_sedimentarias\\_del\\_Devonico\\_en\\_el\\_subandino\\_sur\\_y\\_el\\_Chaco\\_Bolivia\\_y\\_Argentina](https://www.researchgate.net/publication/281051775_Las_secuencias_sedimentarias_del_Devonico_en_el_subandino_sur_y_el_Chaco_Bolivia_y_Argentina)

Figura 3.3 Estratigrafía

ERA	SISTEMA	FORMACION	MIEMBRO
CENOZOICO	TERCIARIO	TARIQUIA	
		YECUA	
		PETACA	
		CAJONES	
MESOZOICO	JURASICO - CRETACICO	YANTATA	
		ICHOA	
		LIMONCITO	
PALEOZOICO	DEVONICO	ROBORE	Arenisca 1 Arenisca 2 Arenisca Ayacucho
			Arenisca Piray
		EL CARMEN	Arenisca Sara
	SI		

Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2021

Aunque el contacto del Cuaternario con los sedimentos Terciarios es ciertamente difícil de diferenciar, estos últimos presentan una relativa mayor compactación y en algunos casos están cementados por material calcáreo.

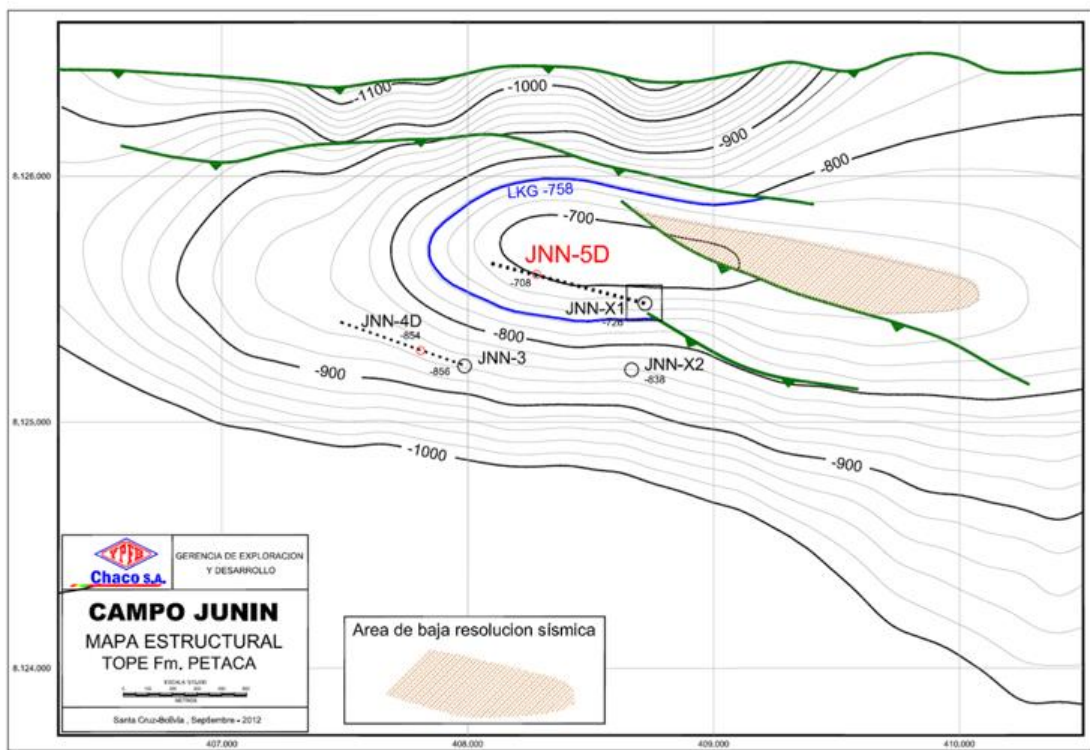
Por ejemplo, la Formación Petaca del Paleógeno que pertenece al Grupo Chaco está compuesta principalmente por una arenisca calcárea y conglomerado. En cambio, las rocas más jóvenes están conformadas por areniscas, lutitas, conglomerados y margas y corresponden a las Formaciones Yecua, Tariquia y Guandacay.



Ambos depósitos Cuaternarios y Terciarios son factibles para el aprovechamiento de aguas subterráneas, por lo que la mayoría de los pozos acuíferos de la zona aprovechan estas Formaciones (Figura 3.4).

Las rocas del Cretácico afloran en la zona occidental en el extremo Sur del área las Formaciones Cajones, Yantata e Ichoa, las mismas que forman un conjunto de anticlinales y sinclinales angostos, cuya composición litológica predominante está compuesta por areniscas y areniscas calcáreas intercaladas con lutitas hacia el tope.

**Figura 3.4 Mapa estructural**



**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2021**

La evolución tectónica del sur de Bolivia se caracteriza desde el Paleozoico Superior hasta la base del Mesozoico, por una subsidencia casi continua, interrumpida por movimientos epirogénicos que generaron discontinuidades relacionadas con las fases tectónicas terciarias especialmente del Mioceno y Plioceno.

Estas orogenias ocasionaron entre otros el Cabalgamiento Frontal Principal dando por resultado, de esta evolución tectónica la distribución de fajas delgadas y plegadas como las sierras de Caipipendi, Charagua y Aguaragüe. Desde la zona del río Chorritos a unos 170 km al Sur de Río Grande, se presentan una serie de anticlinales y sinclinales constituidos por rocas de diferentes sistemas con un rumbo Norte – Sur, ligeramente elongado al Este.

Las deformaciones que se registran en las rocas, se deben a diferentes periodos de esfuerzos tectónicos principalmente de dirección E – W que modelaron la zona.

Por donde atravesará el proyecto existen fallas longitudinales de rumbo Norte-Sur, éstas se ubican en las zonas de Charagua y Ñancaroínza, las mismas de hallan cortadas por fallas transversales de carácter más local.

De acuerdo a estudios realizados por YPFB a la altura de la localidad de Florida que se ubica al Este del proyecto un corte estructural Este-Oeste, muestra una serie de estructuras geológicas tanto en superficie como en el subsuelo, que manifiesta el grado de deformación que tuvieron las rocas durante los procesos geológicos de formación de la cadena montañosa del Subandino.

Para este estudio sólo se consideran aquellas que revisten importancia para la exploración y captación de acuíferos, entre éstas se encuentran sedimentos Cuaternarios, las formaciones del Grupo Chaco del sistema Terciario y las formaciones Cajones, Yantata e Ichoa del sistema Cretácico. Las rocas del Cretácico afloran en toda la zona occidental, las mismas que forman un conjunto de anticlinales y sinclinales angostos.

### **3.1.2.2. Formaciones productoras**

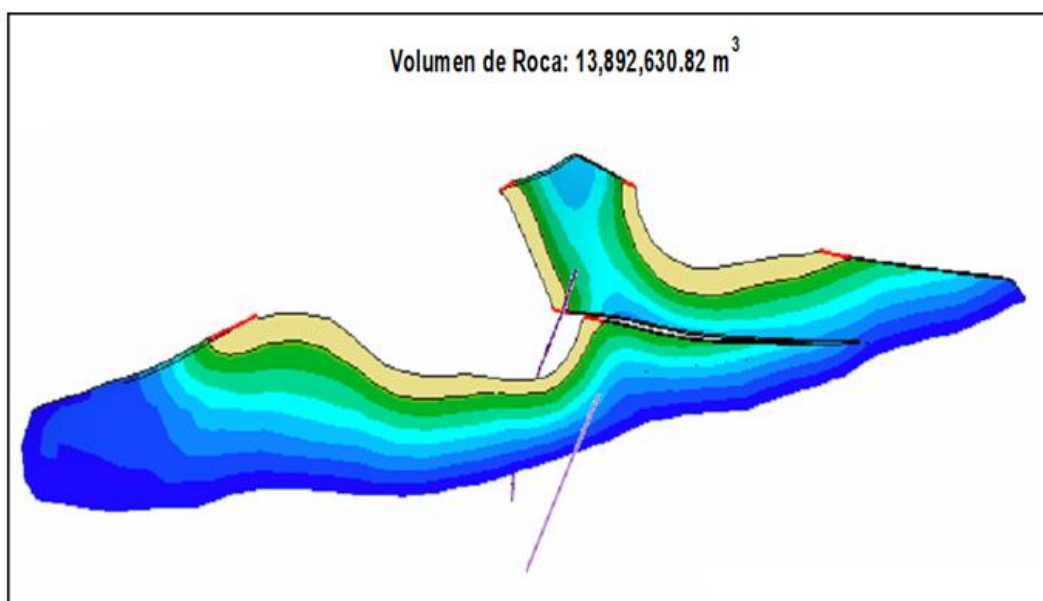
La secuencia estratigráfica característica, incluye unidades del Sistema Terciario: compuesto por las formaciones Guandacay, Tariquía (Grupo Chaco), Yecua y Petaca, con una denominación local el Miembro Naranjillos localizado en la base de estas unidades terciarias. Infrayacen las formaciones Yantata e Ichoa del Sistema Jurásico.

La base de la Formación Yecua se caracteriza por presentar un considerable espesor de sedimentos pelíticos, condición que hace de este nivel un sello efectivo, máxime por localizarse inmediatamente por encima de la Formación Petaca.

Adicionalmente, la Formación Petaca exhibe una serie de delgados y discontinuos niveles pelíticos, los cuales tienden a actuar como sellos locales entre formaciones (Figura 3.5).

En forma complementaria, el miembro Naranjillos localizado en la base de la Formación Petaca y conformado por limolitas y arcilitas de amplia distribución regional, actúa como sello para los reservorios cretácicos (formaciones Cajones y/o Yantata).

**Figura 3.5 Modelado de las formaciones productoras**



**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2021**

La Formación Yantata está compuesta mayormente por areniscas limpias, de origen eólico-fluvial y con una porosidad promedio estimada igual al 19%. Este reservorio contiene gas condensado.

### **3.1.3. Historial de producción y recuperación del campo Junín**

El pozo JNN-XI es un pozo que produce hidrocarburos de 3 reservorios lo cuales son Yantata, Cajones y Petaca del cual se tiene la producción de hidrocarburos (Gas y Condensado de Gas) ya que seguidamente se muestra descrito en tablas el historial de producción de cada reservorio.



## Reservorio Yantata

**Tabla 3.1 Historial de producción del reservorio Yantata**

<b>Total</b>	<b>Data</b>	<b>Gas</b>	<b>Gas Sale</b>	<b>Gas Cond</b>
<b>Days</b>	<b>mm-yyyy</b>	<b>M scf</b>	<b>M scf</b>	<b>Bbl</b>
31	dic-19	10135,00	9649,00	121
30	nov-19	12436,00	11891,00	134
31	oct-19	12939,00	12405,00	101
30	sep-19	12697,00	12184,00	204
31	ago-19	12835,00	12322,00	123
31	jul-19	13318,00	12796,00	222
30	jun-19	13686,00	13154,00	129
31	may-19	14182,00	13568,00	156
30	abr-19	13642,00	13035,00	122
31	mar-19	6492,00	6068,00	130
28	feb-19	13541,00	12960,00	121
31	ene-19	7029,00	6692,00	120
31	dic-18	7676,00	7345,00	109
30	nov-18	13263,00	12707,00	107
31	oct-18	14430,00	13854,00	167
30	sep-18	14274,00	13677,00	182
31	ago-18	15897,00	15236,00	135
31	jul-18	16252,00	15596,00	146
30	jun-18	16690,00	15998,00	159
31	may-18	16685,00	16014,00	153
30	abr-18	13911,00	13311,00	100
31	mar-18	17732,00	17000,00	128
28	feb-18	16398,00	15723,00	98
31	ene-18	15685,00	15031,00	157
31	dic-17	16108,00	15451,00	162
30	nov-17	17526,00	16842,00	133
31	oct-17	18332,00	17627,00	152
30	sep-17	17105,00	16436,00	172
31	ago-17	18378,00	17666,00	164
31	jul-17	20446,00	19574,00	138
30	jun-17	18552,00	17579,00	204
31	may-17	17668,00	16866,00	194

**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2019**

En la Tabla 3.1 se puede apreciar el historial de producción mensual del reservorio Yantata del pozo JNN-X1 en la cual se puede observar que la producción se mantiene al principio y después va bajando constantemente. Mes a mes.

## Reservorio Cajones

Tabla 3.2 Historial de producción del reservorio Cajones

Total Days	Data mm-yyyy	Gas M scf	Gas Sale M scf	Gas Cond Bbl
31	dic-19	9394,00	8946,00	102
30	nov-19	11943,00	11943,00	131
31	oct-19	12452,00	12452,00	122
30	sep-19	12195,00	12195,00	124
31	ago-19	12324,00	12324,00	152
31	jul-19	12793,00	12793,00	99
30	jun-19	13144,00	13144,00	129
31	may-19	13611,00	13611,00	140
30	abr-19	13075,00	13075,00	122
31	mar-19	6221,00	6221,00	97
28	feb-19	13033,00	13033,00	121
31	ene-19	6755,00	6755,00	101
31	dic-18	6962,00	6962,00	107
30	nov-18	12777,00	12777,00	107
31	oct-18	13927,00	13927,00	112
30	sep-18	13765,00	13765,00	111
31	ago-18	15541,00	15541,00	121
31	jul-18	15594,00	15594,00	137
30	jun-18	16073,00	16073,00	159
31	may-18	16133,00	16133,00	153
30	abr-18	13412,00	13412,00	117
31	mar-18	17050,00	17050,00	128
28	feb-18	15761,00	15761,00	163
31	ene-18	15081,00	15081,00	152
31	dic-17	15481,00	15481,00	154
30	nov-17	16835,00	16835,00	133
31	oct-17	17614,00	17614,00	162
30	sep-17	16435,00	16435,00	147
31	ago-17	17643,00	17643,00	150

Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2019

En la Tabla 3.2 se puede apreciar el historial de producción mensual del reservorio de Cajones del pozo JNN-X1 al igual que el reservorio de Yantata.

Cajones al principio mantiene una producción constante y después decrece a una velocidad vertiginosa en su producción donde actualmente produce 9394 Mscf reduciendo su cantidad en un 50% respecto a su valor máximo de producción.

## Reservorio Petaca

**Tabla 3.3 Historial de producción del reservorio Petaca**

<b>Total</b>	<b>Data</b>	<b>Gas</b>	<b>Gas Sale</b>	<b>Gas Cond</b>
<b>Days</b>	<b>mm-yyyy</b>	<b>M scf</b>	<b>M scf</b>	<b>Bbl</b>
31	dic-19	35804,00	34027,00	155
30	nov-19	40881,00	39025,00	161
31	oct-19	43897,00	41997,00	162
30	sep-19	38900,00	37249,00	153
31	ago-19	43485,00	41663,00	172
31	jul-19	44859,00	42988,00	178
30	jun-19	45381,00	43491,00	180
31	may-19	49951,00	47681,00	190
30	abr-19	47873,00	45686,00	177
31	mar-19	20652,00	19346,00	141
28	feb-19	42148,00	40329,00	166
31	ene-19	24069,00	22831,00	149
31	dic-18	23578,00	22573,00	129
30	nov-18	45847,00	43848,00	144
31	oct-18	52164,00	49950,00	167
30	sep-18	52485,00	50258,00	203
31	ago-18	57975,00	55533,00	201
31	jul-18	58732,00	56257,00	213
30	jun-18	57574,00	55124,00	194
31	may-18	55833,00	53487,00	195
30	abr-18	44923,00	42890,00	175
31	mar-18	57088,00	54612,00	183
28	feb-18	53073,00	50744,00	177
31	ene-18	58445,00	55839,00	189
31	dic-17	57647,00	55179,00	165
30	nov-17	59185,00	56732,00	201
31	oct-17	61923,00	59421,00	220
30	sep-17	58031,00	55639,00	193
31	ago-17	62411,00	59870,00	217

**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2019**

En la Tabla 3.3 se aprecia el historial de producción mensual del reservorio Petaca del pozo JNN-X1 que al igual que los anteriores es marcada la disminución en su producción a través de los meses.

## 3.2. DESCRIPCIÓN DEL POZO JUNIN X1

### 3.2.1. Historial de producción y recuperación del campo Junín

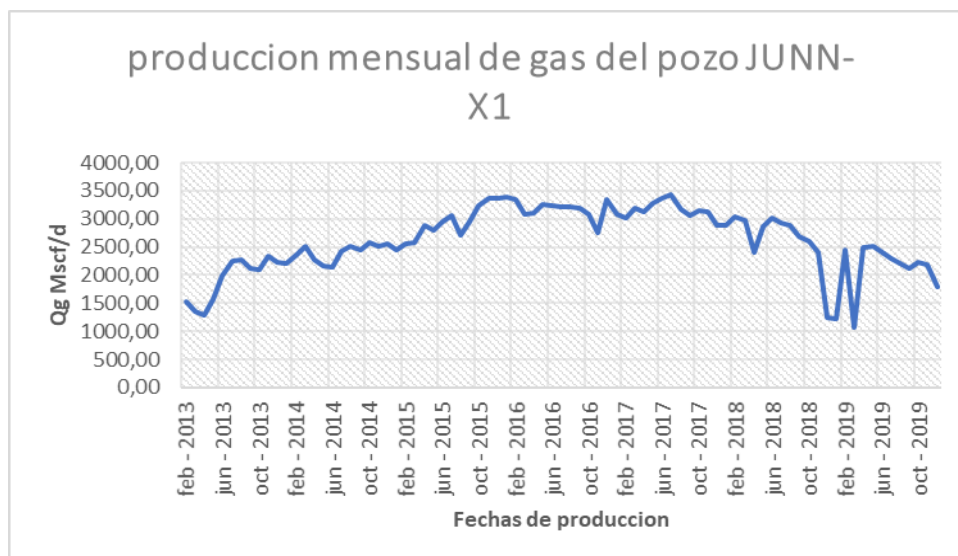
Tabla 3.4 Tipo de patrones de flujo en tuberías verticales de producción del Pozo JNN-X1

CAUDALES DE PRODUCCIÓN DEL POZO JNN-X1			
Date mm-yyyy	Qg Mscf/d	Qw Mscf/d	Qo cond bbl/d
dic-19	1784,94	0,35	1249,46
nov-19	2175,33	0,47	1522,73
oct-19	2235,10	0,35	1564,57
sep-19	2126,40	0,20	1488,48
ago-19	2214,32	0,35	1550,02
jul-19	2289,35	0,00	1602,55
jun-19	2407,03	0,00	1684,92
may-19	2507,03	0,13	1754,92
abr-19	2486,33	1,03	1740,43
mar-19	1076,29	1,42	753,40
feb-19	2454,36	2,61	1718,05
ene-19	1221,06	1,29	854,74
dic-18	1232,77	0,84	862,94
nov-18	2396,23	1,13	1677,36
oct-18	2597,45	0,97	1818,22
sep-18	2684,13	0,67	1878,89
ago-18	2884,29	1,39	2019,00
jul-18	2921,87	2,03	2045,31
jun-18	3011,23	3,23	2107,86
may-18	2859,71	1,74	2001,80
abr-18	2408,20	1,20	1685,74
mar-18	2963,55	1,48	2074,49
feb-18	3044,00	1,64	2130,80
ene-18	2877,77	1,29	2014,44
dic-17	2878,58	1,00	2015,01
nov-17	3118,20	1,13	2182,74
oct-17	3157,06	1,39	2209,94
sep-17	3052,37	1,90	2136,66
ago-17	3175,23	1,90	2222,66
jul-17	3433,00	1,74	2403,10
jun-17	3364,43	2,03	2355,10
may-17	3272,87	2,35	2291,01
abr-17	3117,67	1,73	2182,37
mar-17	3186,48	1,00	2230,54
feb-17	3009,07	1,11	2106,35
ene-17	3080,03	1,26	2156,02
dic-16	3340,35	1,32	2338,25
nov-16	2748,40	1,13	1923,88

Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2019

En la Tabla 3.4 se aprecia el caudal acumulado de los reservorios Yantata, Cajones y Petaca del pozo JNN-X1.

**Gráfico 3.1 Producción mensual del gas del pozo JNN-X1**

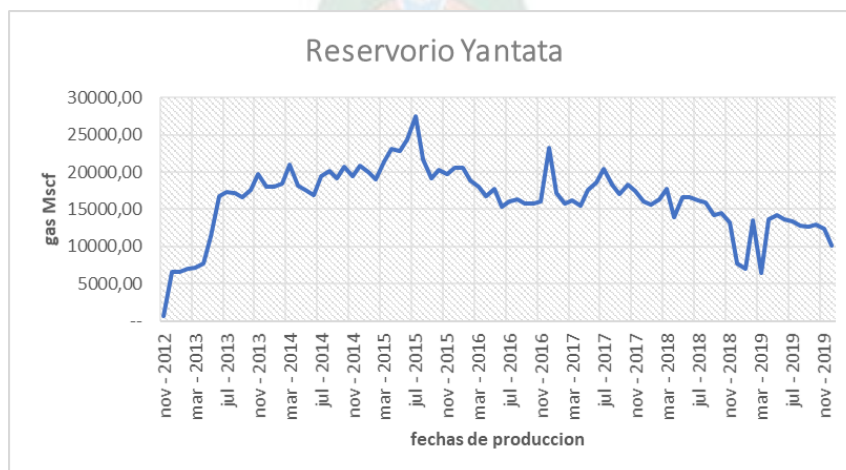


**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2021**

En la Gráfica 3.1 es posible apreciar como el caudal de gas va incrementando hasta llegar a su punto máximo en junio de 2017 y después va descendiendo alcanzando su punto mínimo en febrero de 2019.

### 3.2.2. Comportamiento de la producción de los reservorios del Pozo JNN-X1

**Gráfico 3.2 Producción mensual reservorio Yantata del pozo JNN-X1**



**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2021**

En el Gráfico 3.2 se puede apreciar como el caudal de gas del reservorio Yantata va aumentando hasta lograr su punto máximo en julio de 2015 posteriormente declinando poco a poco hasta su punto más bajo en marzo de 2019.

**Gráfico 3.3 Producción mensual reservorio Cajones del pozo JNN-X1**



**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2021**

En el Gráfico 3.3 se puede apreciar el caudal de gas mensual del reservorio Cajones del pozo JNN-X1 que va aumentando constantemente hasta alcanzar su punto máximo en junio de 2015 para después declinar lentamente hasta su punto más bajo en marzo de 2019.

**Gráfico 3.4 Producción mensual del reservorio Petaca**



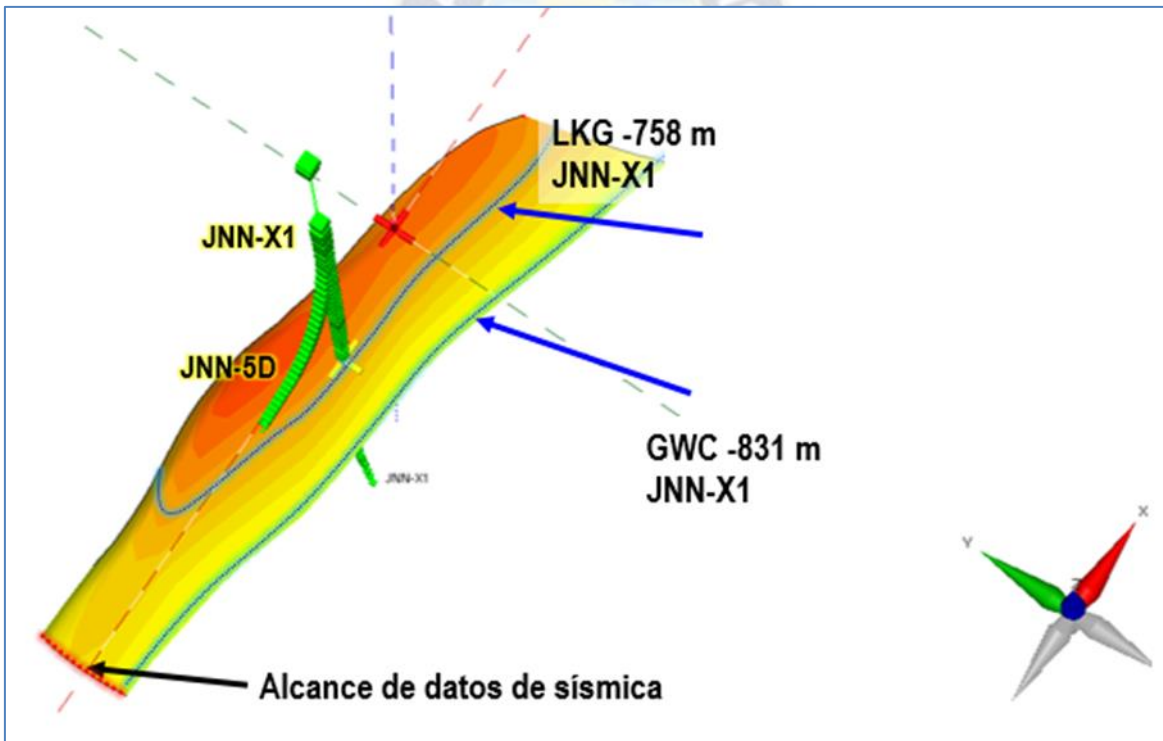
**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2021**

En el gráfico 3.4 se puede apreciar el caudal de gas mensual del reservorio Petaca del pozo JNN-X1 que va aumentando constantemente hasta alcanzar su punto máximo en julio del 2016 para luego ir declinando poco a poco hasta alcanzar su punto mínimo en marzo del 2019.

### 3.2.3. Modelo geológico y registros del pozo Junin X1

El pozo JNN-X1 se encuentra próximo al pozo JNN-5D donde el pozo JNN-X1 cuenta con un GWC a 831 m de profundidad que está próximo a la formación Petaca el cual nos da a entender que el pozo JNN-X1 cuenta con reservorios que producen por el mecanismo de empuje Hidráulico.

Gráfico 3.5 Modelo geológico y registros del pozo Junin X1



Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2021



**CAPITULO IV**  
**MARCO PRÁCTICO**

**4.1. DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES DE PRODUCCIÓN DEL POZO JUNIN X1**

**4.1.1. Análisis de productividad del pozo**

En la Gráfica 4.1 se puede ver el arreglo del pozo utilizado para el diagnóstico de producción. La Gráfica 4.2 se puede ver el análisis mediante el IPR y VLP del pozo JNN-X1 que es realizado con el simulador PIPESIM donde se considera la presión de cabeza de 1040 psi descrito en la Tabla 4.1, se tiene que el pozo produce actualmente un caudal de 2,37 MMSCF/D donde el AOF del pozo alcanza aún valor de 11,1 MMSCF/D ya que de acuerdo a la gráfica se puede ver que el pozo se encuentra agotado donde la producción de gas que llega a superficie es mínima.

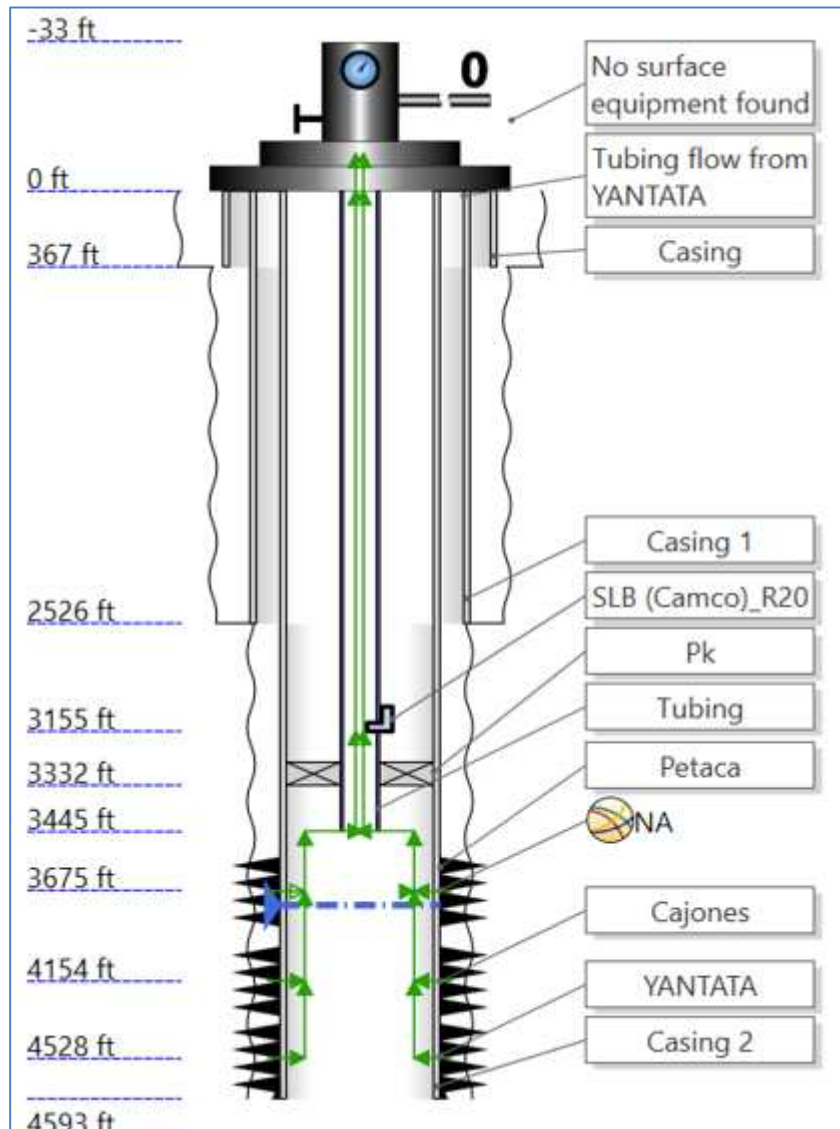
**Tabla 4.1 Datos del pozo JNN-X1**

JNN-X1	
SGg	0,76
Psep [psi]	1000
CGP [STB/MMscf]	1,96
API	55
Salinity Water [ppm]	5500
Pr [Psi]	1600
Tr [°F]	130
Sw	0,35
$\Phi$	0,205
TVD [ft]	3297,244
MD[ft]	3297,244
Twh [°F]	65
Pwh [Psi]	1160
IP [mmscf/(d. psi <sup>2</sup> )	8,00E-06
Cw [%]	32,5

**Fuente: YPFB Chaco, Historial de producción 2019**



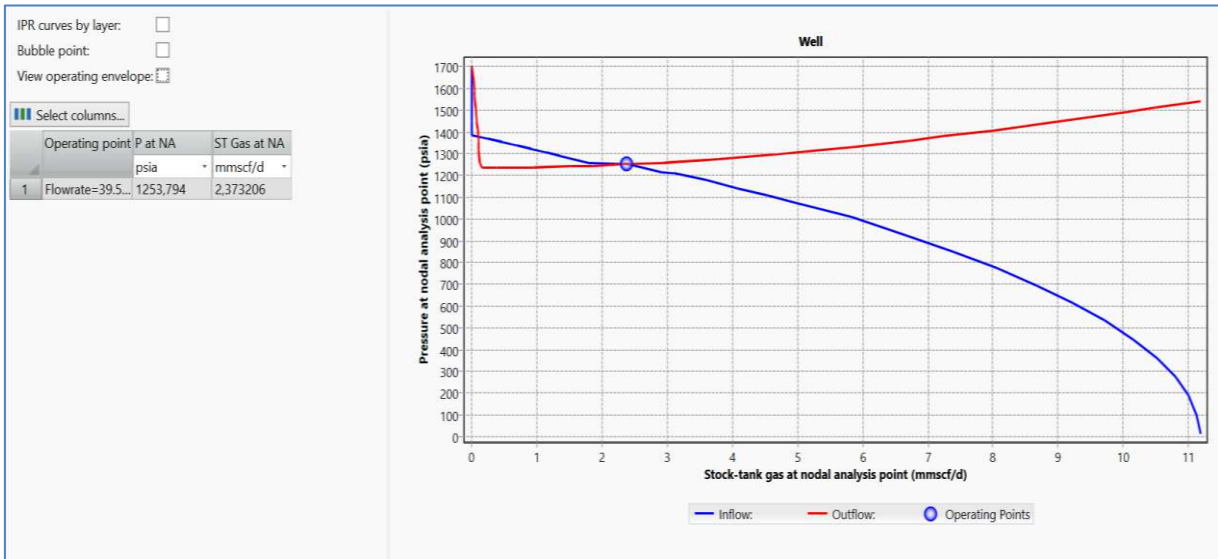
Gráfico 4.1 Arreglo de producción del pozo JNN-X1



Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023

Como se puede observar en la Tabla 4.1, a través de los datos obtenidos del historial de producción se tiene un valor de CGP igual a 1,96 que significa que indica que existe producción de condensado, en la Gráfica 4.2 análisis mediante el IPR y VLP del pozo JNN-X1 que se obtiene realizando un análisis nodal del reservorio tomando en cuenta parámetros de presión en el punto de análisis nodal vs el stock de gas en el punto de análisis nodal, donde las curvas hacen referencia a la entrada y salida de gas, considerando el punto en el que ambas interceptan como el punto de operación.

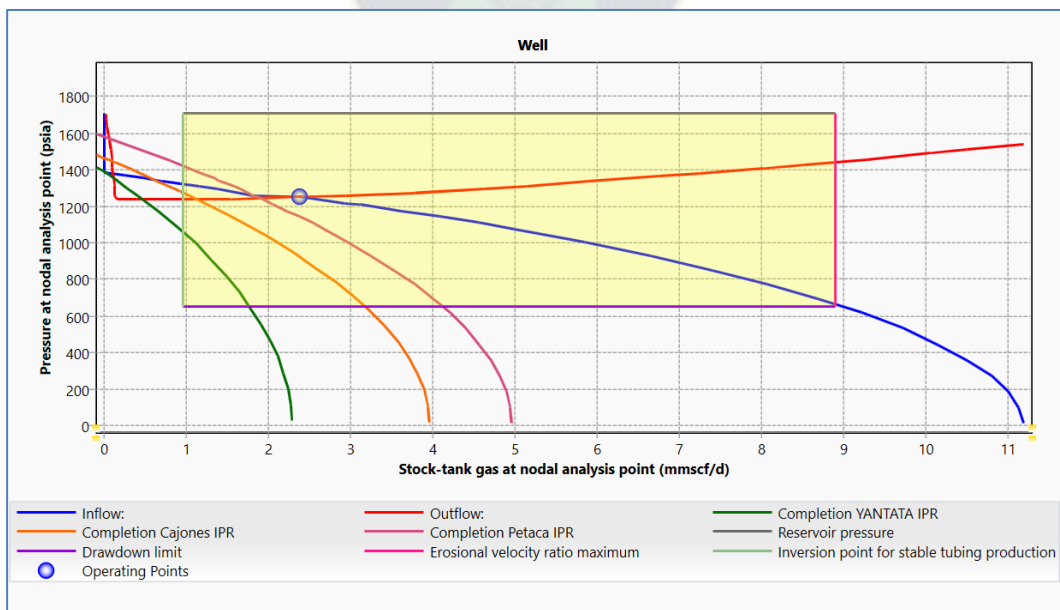
**Gráfico 4.2 Análisis de la producción del pozo JNN – X1**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

En el Gráfico 4.2 se puede apreciar el valor del caudal critico que se determina por medio de la simulación el cual nos da un valor de 980 Mscfd que es el caudal mínimo necesario para poder remover el líquido desde el fondo del pozo hasta superficie previniendo la acumulación de líquido en el fondo del pozo, esta gráfica se construye a partir de los datos de la Tabla 3.4.

**Gráfico 4.3 Condiciones de producción de cada reservorio del pozo JNN-X1**



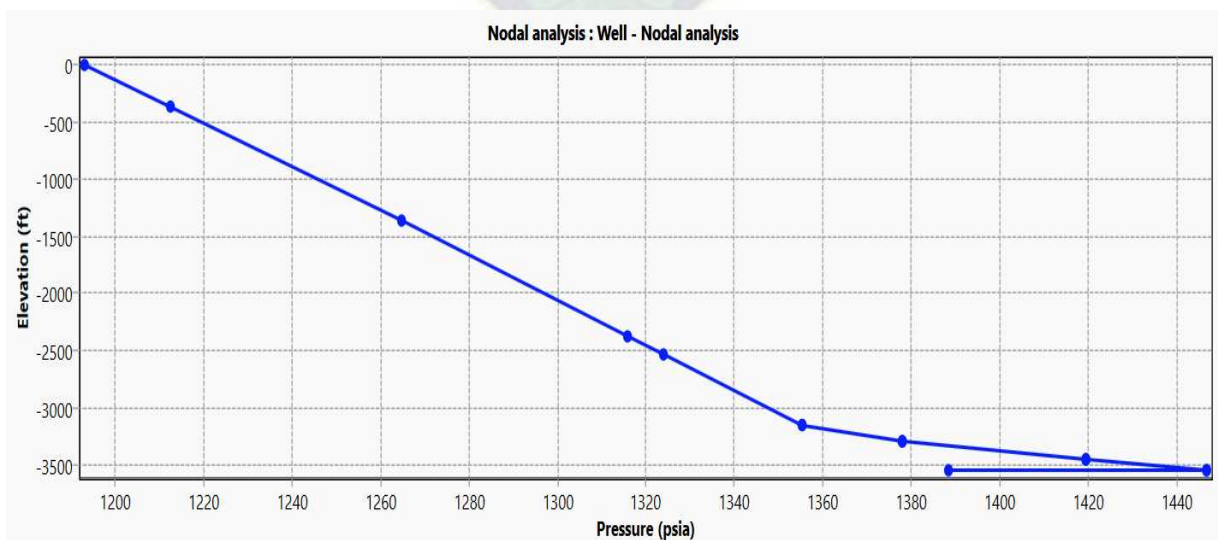
**Fuente: Elaboración propia en base a datos de la tabla 3.4; 2023**

En la Gráfica 4.3 se aprecia las curvas de entrada (curva AZUL) que es utilizado para evaluar la capacidad de entrega del fluido de producción del yacimiento, donde se representa de manera gráfica los gastos de entrega de yacimiento a las diferentes presiones de fondo de pozo y salida de flujo (curva ROJA), donde se utiliza para determinar el flujo de fluidos en tuberías verticales y sus puntos de operación.

A partir de los datos de la Tabla 3.4 se construye el Gráfico 4.3, que muestra las curvas de producción de los reservorios y el IPR (Inflow performance relationship) de cada reservorio del cual produce el pozo JNN-X1 donde se puede analizar mediante la intersección de la curva VLP (Curva de capacidad de transporte del fluido demandado) que los únicos reservorios productores que mantienen produciendo al pozo actualmente son el reservorio Petaca y el reservorio Cajones aportando con un caudal de producción de 1,85 MMscfd y 1,1 MMscfd respectivamente donde se calcula mediante la simulación un valor de su AOF que alcanza los 5 MMscfd y 3,9 MMscfd respectivamente mientras que el reservorios Yantata dejo de producir con un AOF de 2,1 MMscfd, y un caudal que esta al inferior del caudal critico que es de 0,4 MMscfd,

Dicho parámetro calculado ayudará más adelante a predecir el tiempo de vida del pozo como también dicho parámetro seria como un caudal que limita las condiciones de producción en el pozo para el análisis nodal.

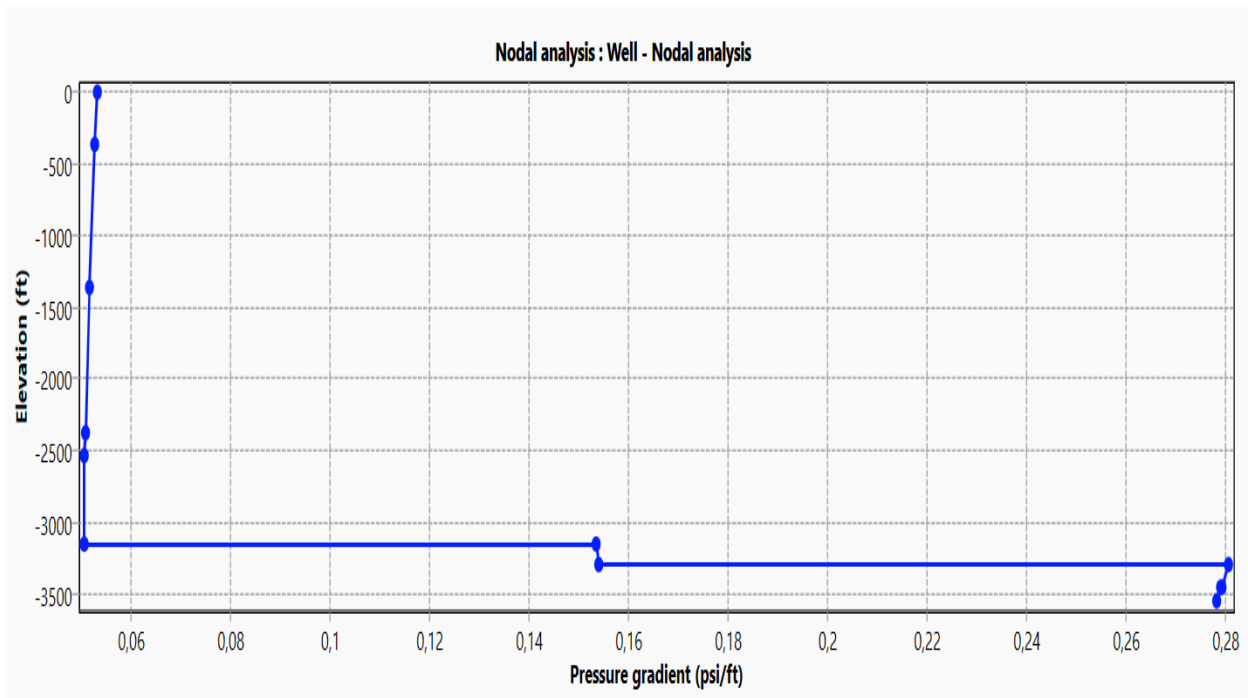
**Gráfico 4.4 Comportamiento de la presión de reservorio**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

En el Gráfico 4.4 se puede observar la variación de la presión promedio del pozo JNN-X1 respecto a la profundidad del pozo donde se puede ver que varía desde los 1440 psi hasta el valor de la presión de cabeza que es de 1193 psi donde la caída de presión del pozo alcanza un valor promedio de 247 Psi.

**Gráfico 4.5 Comportamiento de la gradiente de presión de reservorio**

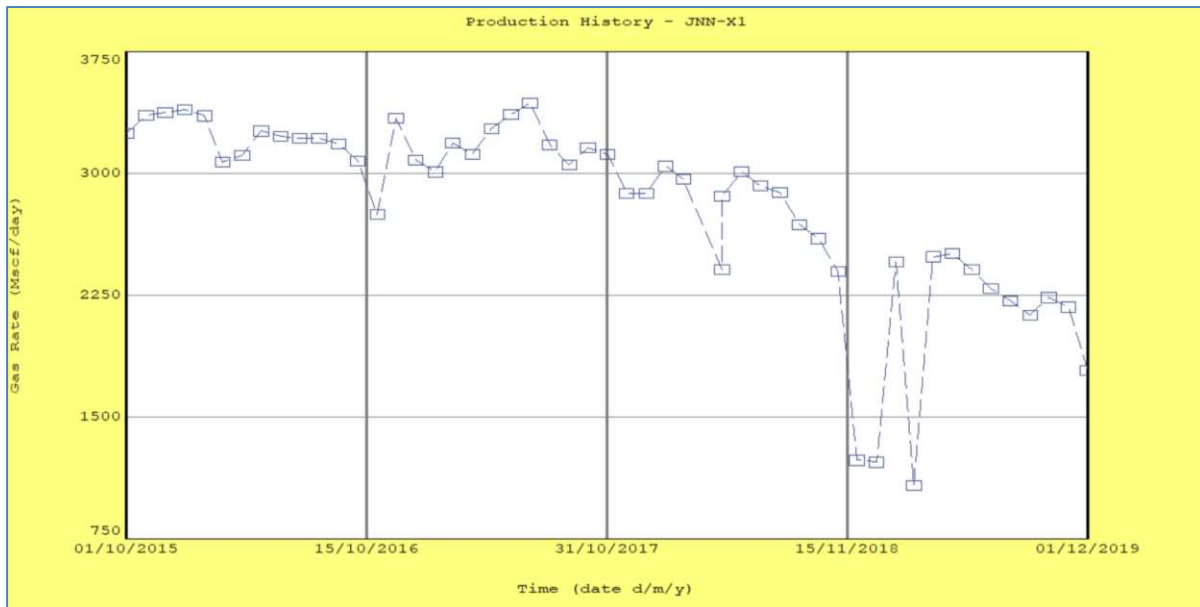


**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

En el Gráfico 4.5 se puede ver el comportamiento del gradiente de presión que varía desde un valor de 0,28 psi/ft (Valor que representa el comportamiento del gradiente de presión del gas en función de la presión del reservorio vs la elevación) reduciéndose en una profundidad próxima a superficie a un valor de 0,04 psi/ft que se da desde la profundidad de 1000 ft hasta llegar a superficie.

#### 4.1.2. Selección del tipo de declinación del pozo JNN-X1

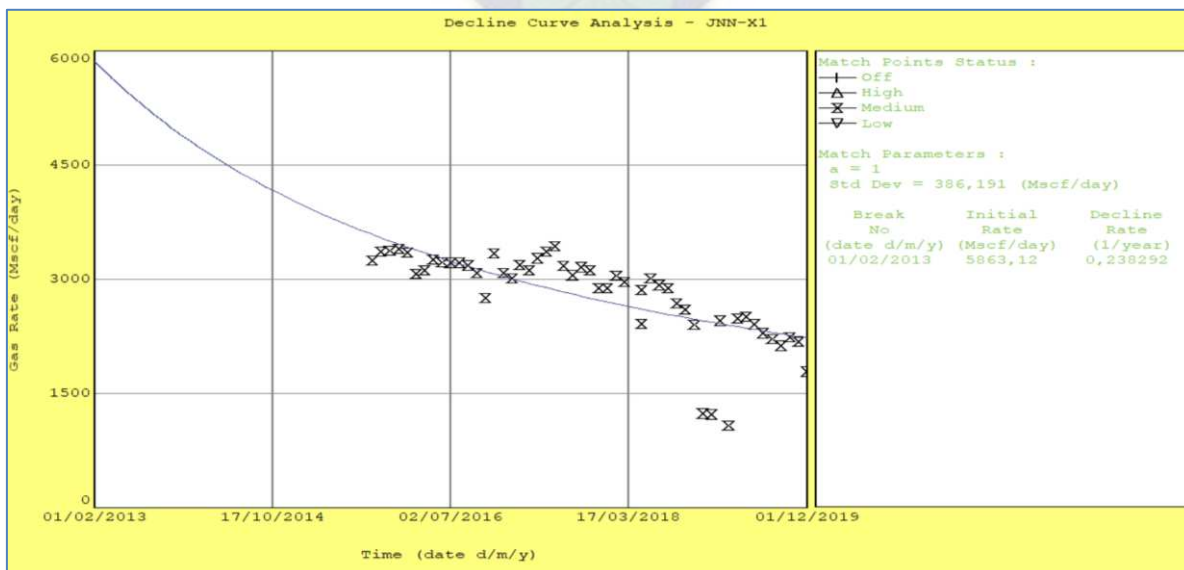
Gráfico 4.6 Historial de producción introducido en el software MBAL



Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023

En el Gráfico 4.6 se consideran los datos del historial de producción del pozo JNN-X1 en el simulador MBAL los cual nos permite evaluar el tipo de declinación que existe en el pozo.

Gráfico 4.7 Ajuste de regresión armónico



Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023

En el Gráfico 4.7 se determina el tipo de declinación que tiene el pozo el cual se asemeja al tipo Armónico como se puede ver, en la misma Se observa un índice de declinación de 0.238292 (1/año).

## 4.2. DESCRIPCIÓN DE ECUACIONES DE CÁLCULO

### 4.2.1. Cálculo de propiedades del fluido

Para gases húmedos

$$T_{pc} = 238 + 210\gamma_{gf}$$

$$P_{pc} = 740 - 100\gamma_{gf}$$

Se calculan propiedades pseudoreducidas donde T está en °F:

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

Se supone un valor de z y se calcula  $\rho_r$

$$\rho_{r_{sup}} = \frac{0.27P_{pr}}{Z_{sup}T_{pr}}$$

Con el valor de  $\rho_{r_{sup}}$  se calcula Z

$$A_1 = 0.31506 \quad A_5 = -0.06123$$

$$A_2 = -1.0467 \quad A_6 = -0.10489$$

$$A_3 = -0.5783 \quad A_7 = 0.68446$$

$$A_4 = 0.5353 \quad A_8 = 0.68446$$

$$Z_{cat} = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}^3} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_{r_{sup}} + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_{r_{sup}}^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_{r_{sup}}^5}{T_{pr}} + \left( \frac{A_7 \rho_{r_{sup}}^2}{T_{pr}^3} \right) (1 + A_8 \rho_{r_{sup}}^2) \exp(-A_8 \rho_{r_{sup}}^2)$$

Se compara el valor de  $Z_{sup}$  y  $Z_{cat}$  SI.

$$|Z_{sup} - Z_{cat}| \leq 0.00001$$

Entonces el valor de  $Z_{sup}$  es el correcto, si no, ahora se hace  $Z_{cat} = Z_{sup}$  y se repite el procedimiento donde la T está en F°.

Cálculo de  $\gamma_{gf}$

$$\gamma_{gf} = \frac{R_{\gamma_g} - R_{s\gamma_{gd}}}{R - R_s}$$

Cálculo del factor de volumen del gas,  $B_g$

$$B_g = \frac{0.02827Z(T + 460)}{P}$$

Cálculo de la densidad del gas libre,  $\rho_G$  [lbm/ft<sup>3</sup>]

$$\rho_G = \frac{0.07644P_{\gamma_{gf}}}{B_g}$$

$$\rho_G = \frac{2.7044P_{\gamma_{gf}}}{Z(T + 460)}$$

Cálculo de la viscosidad del gas,  $\mu_g$  [cp]

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794\gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4\gamma_{gf} + (T + 460)}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897\gamma_{gf}$$



$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\mu'_G = K * 10^{-4} \exp[X(\rho_G/62.428)^Y]$$

Factores de correlación cuando están presentes en el gas

$$C_{N_2} = y_{N_2}(8.48 * 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 * 10^{-3})$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2}(9.08 * 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 * 10^{-3})$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S}(8.49 * 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 * 10^{-3})$$

$$\mu_G = \mu'_G + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2O}$$

#### 4.2.2. Caídas de presión en flujo multifásico

Correlación de Gray

Gray desarrollo su correlación para ser aplicada únicamente en pozos de gas y condensado, y en la cual se considera que a una velocidad alta el factor de fricción es dependiente de la rugosidad efectiva y no del número de Reynolds. Desprecia el gradiente de presión por aceleración.

La correlación es aplicable en tubería vertical que presente los siguientes casos:

- Velocidades del gas < 50 pies/s
- Diámetros de tuberías de producción < 3 ½ “
- Relaciones de condensado < 150 bl/MMpc
- Relaciones liquido -gas < 5bb/MMpc

La correlación de Gray usa tres números adimensionales ( $N_1, N_2, N_3$ ), para predecir la fracción de volumen in-situ. A continuación, se muestra como calcular los números mencionados.

$$N_1 = \frac{\rho_{ns}^2 V_m^4}{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}$$

$$N_2 = \frac{g d^2 (\rho_L - \rho_G)}{\sigma_L}$$



$$N_3 = 0.0814[1 - 0.0554 \ln(\frac{1 + 730R_v}{R_v + 1})]$$

Donde:

$$R_v = \frac{V_{SL}}{V_{sg}}$$

$V_{SL}$  = Velocidad superficial del líquido, ft/s

$V_{sg}$  = Velocidad superficial del gas, ft/s

Posteriormente se calcula el colgamiento de líquido ( $H_L$ ):

$$H_L = 1 - (1 - \lambda_L)[1 - \text{EXP}[-2.314(N_1(1 + \frac{205}{N_2}))^{N_2}]]$$

Después de obtener el colgamiento de líquido se procede a calcular la densidad de la mezcla ( $\rho_m$ ):

$$\rho_m = \rho_g H_g + \rho_L H_l$$

la densidad de la mezcla se utiliza para calcular la caída de presión por elevación:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L}\right]_e = \frac{\rho_m g \Delta z}{144 g_c}$$

Perdida de presión por fricción

La correlación de Gray asume que la rugosidad efectiva de la tubería ( $\epsilon_e$ ) depende del valor de  $R_v$ .

$$\text{Si } R_v \geq 0.007 \text{ entonces } \epsilon_e = \epsilon^0$$

$$\text{Si } R_v < 0.007 \text{ entonces } \epsilon_e = \epsilon + R_v \left(\frac{\epsilon^0 - \epsilon}{0.007}\right)$$

Donde:

$$\varepsilon^0 = \frac{28.5\sigma}{\rho_{ns}V_m^2}$$

El valor de la rugosidad efectiva ( $\varepsilon_e$ ) debe ser  $\varepsilon_e \geq 2.77 * 10^{-5}plg$ . Teniendo esto se procede a calcular el factor de fricción de Fanning utilizando la ecuación de Chen y asumiendo un Numero de Reynolds ( $N_{Re}$ ) de  $10^7$ .

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 * \log \left\{ \frac{1}{3.7065} * \left(\frac{\varepsilon}{d}\right) \frac{5.0452}{R_e} * \log \left[ \frac{1}{2.8257} * \left(\frac{\varepsilon}{d}\right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{R_e^{0.8981}} \right] \right\}$$

Se calcula el gradiente de presión por fricción:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L}\right]_f = \frac{1}{144} \left( \frac{2f_{tp}V_m^2\rho_{ns}L}{g_c d} \right)$$

Por lo tanto, se obtiene que:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L}\right]_T = \frac{1}{144} \left( \frac{\rho_m g \Delta z}{g_c} + \frac{2f_{tp}V_m^2\rho_{ns}L}{g_c d} \right)$$

#### 4.3.DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN PIPESIM

PIPESIM es el software de modelado de redes y pozos insignia de Schlumberger para la simulación de flujo multifásico en estado estacionario. Junto con el simulador dinámico de flujo multifásico OLGA, Schlumberger proporciona una solución de software completa para diseñar y optimizar sistemas de producción.

PIPESIM se lanzó por primera vez en 1984 con un enfoque inicial para diseñar sistemas de producción en entornos hostiles como el Mar del Norte. Siempre se ha puesto énfasis en incorporar la ciencia más reciente para proporcionar las predicciones más precisas posibles.

A medida que PIPESIM ha evolucionado a lo largo de los años, se ha mejorado y ampliado continuamente. Esta última versión puede coexistir con versiones anteriores y se puede ejecutar al mismo tiempo con la misma licencia.

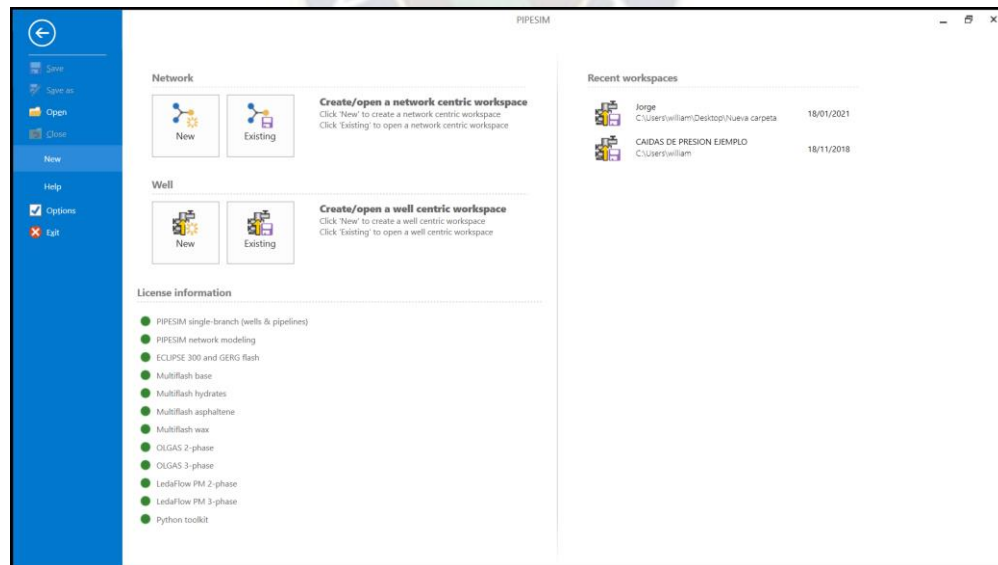
Si bien PIPESIM por sí solo puede aplicarse para resolver una amplia gama de problemas, Schlumberger ha integrado PIPESIM con plataformas de software clave para ofrecer una

solución totalmente integrada que abarca la simulación de yacimientos hasta las operaciones de producción:

- Utilice IAM para acoplarse a modelos de simulación de yacimientos ECLIPSE / IX o modelos de tanques de balance de materiales MBX para pronosticar la producción y optimizar el diseño del sistema durante todo el ciclo de vida.
- Importe modelos PIPESIM a Petrel para flujos de trabajo de entregabilidad de pozos (generación de tablas VFP, análisis nodal, etc.) o cree un modelo de pozo dentro de Petrel y expórtelo a PIPESIM.
- Ponga en funcionamiento PIPESIM conectándose a la plataforma Avocet y manteniendo sus modelos actualizados y su campo modelado continuamente.
- El kit de herramientas de Python se puede usar para conectar PIPESIM a aplicaciones externas y fuentes de datos y es útil para automatizar la construcción de modelos, actualizar modelos y realizar ejecuciones por lotes.

Desde el desarrollo del campo hasta las operaciones de producción, PIPESIM permite la optimización de la producción y la garantía del flujo durante todo el ciclo de vida.

**Figura 4.1 Herramientas del simulador PIPESIM**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

PIPESIM 2017.2 ahora es compatible con la versión IAM 2017.1 (diciembre de 2017). IAM permite que PIPESIM se acople con modelos de simulación de yacimientos como ECLIPSE e Intersect y modelos de tanques de reservorios simplificados como MBAL (Petex), MBX (SLB) y curvas de declive. En el lado descendente, PIPESIM puede conectarse a simuladores de procesos, incluidos HYSYS, Petro-SIM y UniSim. Este nivel de integración le permite realizar pronósticos a lo largo de la vida del campo para optimizar el diseño de pozos e instalaciones. (Ver anexo 17)

Una de las características nuevas notables de IAM es el modelo de tanque de balance de materiales (MBX) de Schlumberger para modelar yacimientos de manera rápida y sencilla. MBX ofrece las siguientes características:

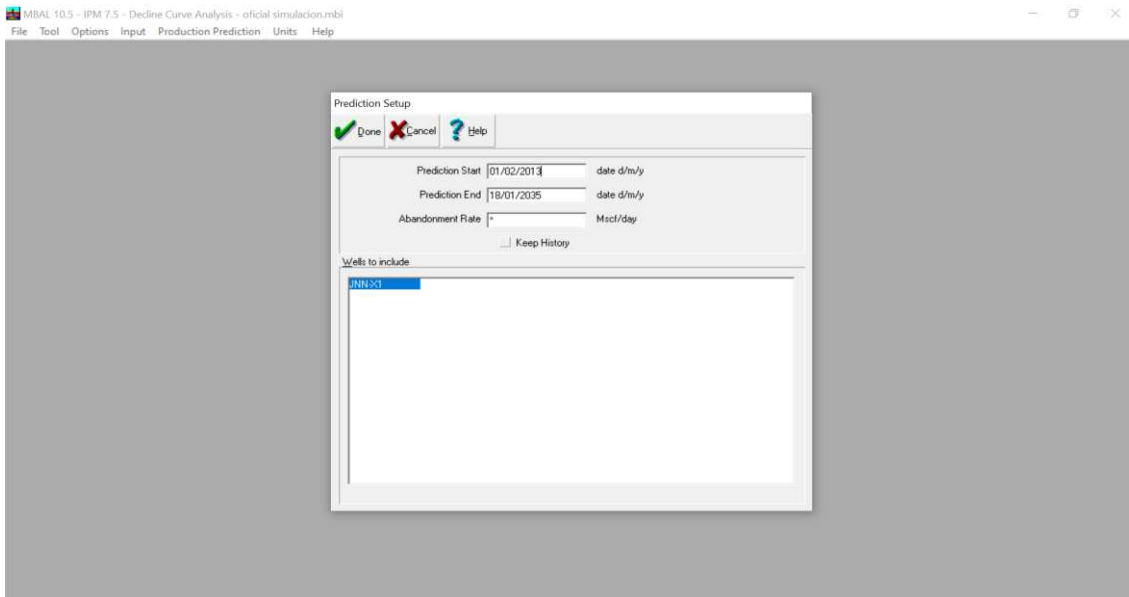
- Soporte para tanques de composición y petróleo negro
- Cálculo del volumen original en el lugar utilizando el método Havlena-Odeh
- Gráficos de energía para caracterizar los mecanismos de accionamiento.
- Transmisibilidad de múltiples tanques
- Comparación de historial automatizada para la calibración del modelo.

Finalmente, con esta versión, IAM ha experimentado una importante actualización de usabilidad. Además de simplificar la experiencia del usuario, IAM y PIPESIM ahora comparten una apariencia similar.

#### **4.4. PRONÓSTICO DE LA PRODUCCIÓN CON EL SOFTWARE MBAL**

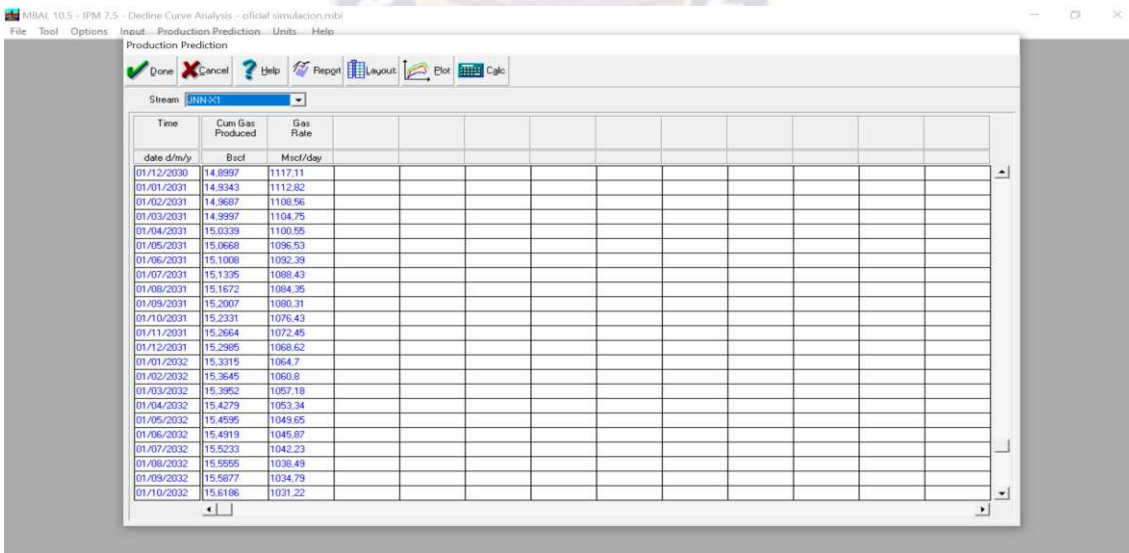
Entrando al simulador MBAL una vez introducidos los datos del historial de producción definiendo el método armónico se entra a la opción de predicción setup donde se elige predecir hasta el año 2035 ya que definiendo dichos parámetros es necesario para empezar la simulación.

**Figura 4.2 Panel de opciones para establecer fecha de pronóstico simulador MBAL**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

**Figura 4.3. Corrida de la simulación del pronóstico simulador MBAL**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

En la Figura 4.3 se puede ver los cálculos que realiza el software MBAL con los intervalos definidos en la opción setup que calcula en caudal de gas acumulado y predice los caudales de producción de gas hasta el año 2033 duraría la producción del pozo por flujo natural como se puede ver más adelante dichos valores son representados mediante gráficas. (Ver anexo 16)

**Gráfico 4.8 Predicción de la producción acumulada del pozo JNN-X1 simulador MBAL**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

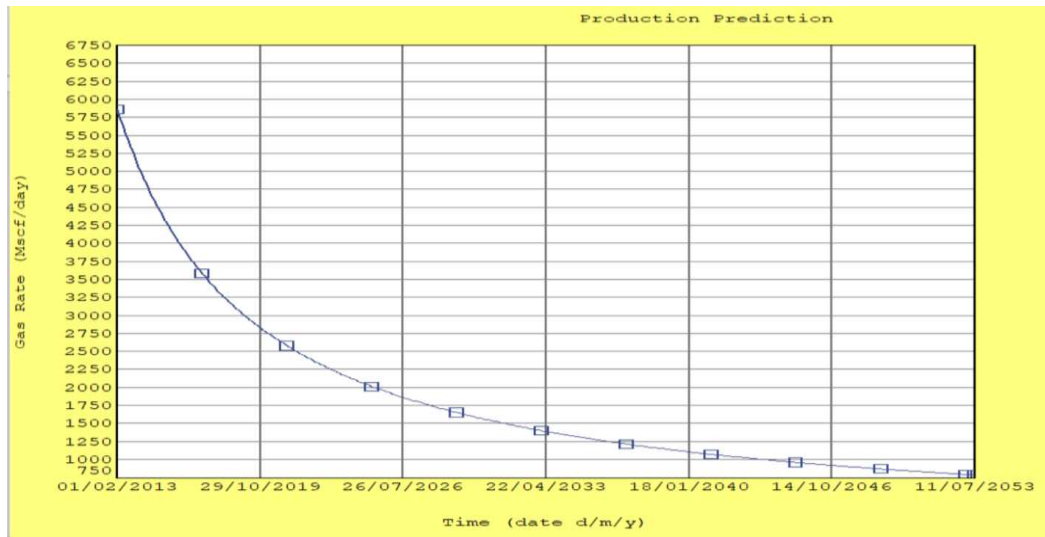
En el Gráfico 4.8 se puede apreciar los caudales de gas acumulados en relación al tiempo de la Figura 4.3 expresados en forma gráfica siguiendo un comportamiento lineal se mantiene de manera constante a través de los años lo cual indica que en esa etapa la energía del pozo JNN-X1 declive de manera constante resultando en una baja producción donde alcanza el valor de su caudal crítico determinado anteriormente.

Se puede registrar hasta el año 2033 desde el año 2021 una producción acumulada de aproximadamente 6 Bscf de gas que se daría por flujo natural hasta que el pozo quede totalmente sin dejar de producir. (Ver anexo 16)

Describiendo la Gráfica 4.9, se puede ver el comportamiento del caudal de producción que se da cuando el reservorio produce con flujo natural de acuerdo a la predicción realizada con el software MBAL hasta el año 2033 donde se observa que la producción caería hasta un valor de 980 MSCFD cuyo caudal cae por debajo del caudal crítico ya que en el transcurso de los siguientes años cuyo valor se aproxima al comportamiento del pozo JNN-X1 mediante el método armónico ya que dichos análisis realizados con otros métodos como ser el exponencial y el hiperbólico cuentan con un mayor margen de error respecto a la comparación de los caudales de producción del pozo JNN-X1. (Ver anexo 16)



**Gráfico 4.9. Comportamiento de los caudales de producción del pozo JNN-X1 simulador MBAL**



Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023

**Tabla 4.2 Resultados del pronóstico de producción**

Stream: JNN-X1		
Time	Cum Gas Produced	Gas Rate
date d/m/y	Bscf	Mscf/day
01/06/2032	15,4919	1045,87
01/07/2032	15,5233	1042,23
01/08/2032	15,5555	1038,49
01/09/2032	15,5877	1034,79
01/10/2032	15,6186	1031,22
01/11/2032	15,6506	1027,57
01/12/2032	15,6813	1024,06
01/01/2033	15,713	1020,45
01/02/2033	15,7446	1016,87
01/03/2033	15,773	1013,66
01/04/2033	15,8044	1010,13
01/05/2033	15,8346	1006,73
01/06/2033	15,8658	1003,25
01/07/2033	15,8958	999,901
01/08/2033	15,9268	996,464
01/09/2033	15,9576	993,051
01/10/2033	15,9874	989,769
01/11/2033	16,018	986,402
01/12/2033	16,0475	983,164
01/01/2034	16,078	979,841
01/02/2034	16,1083	976,541
01/03/2034	16,1356	973,579
01/04/2034	16,1657	970,32

Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023

También se pueden reflejar en la Tabla 4.2, los mismos resultados que se mencionaron en la tabla de resultados que da el simulador MBAL y su producción acumulada predicha hasta el año 2033 donde dicho valor es 16,0475 Bscf. (Ver anexo 17)

#### 4.5. SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL AL POZO JNN-X1

Tras predecir los tiempos y comportamiento de la producción del pozo JNN-X1 se procede a evaluar un levantamiento artificial para ver más adelante que pasaría y si es que se aplicaría a cuanto incrementaría la producción analizando si dicha decisión a tomar sea rentable en el futuro para lo cual se elabora una tabla técnica en dicho estudio de la selección del método de levantamiento artificial más adecuado para el pozo.

##### 4.5.1. Selección técnica del pozo JNN-X1

En esta sección Tabla 4.3, se evalúa la eficiencia técnica, es por eso que las puntuaciones varían de modo más riguroso, donde los ganadores es Coiled tubing e inyección capilar.

Tabla 4.3 Selección técnica JNN-X1

Consideraciones		Datos del pozo JNN-X1	Rangos	Plunger lift	Gas lift	Coiled tubing	Inyección capilar	Sarta de velocidad
1	Localización del pozo	Si	Onshore	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
2	Desviación del pozo	0°	Desviación del pozo	0,75	0,75	0,9	0,9	0,9
3	Profundidad del pozo [ft]	3297	<12000	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
4	Volumen de condensado operación [bpd]	1	<200	0,9	0,5	0,9	0,9	0,9
5	Manejo de solidos			0,25	0,9	0,5	0,75	0,5
6	Manejo de parafinas			0,5	0,25	0,75	0,75	0,25
7	Manejo de corrosión			0,9	0,75	0,75	0,75	0,9
8	Pozo desviado			0,25	0,75	0,5	0,25	0,5
9	Escala			0,5	0,5	0,5	0,25	0,25
<b>Total</b>				<b>5,55</b>	<b>5,9</b>	<b>6,3</b>	<b>6,05</b>	<b>5,7</b>
<b>Calificaciones</b>								
1	Excelente	0,25	Malo					
0,75	Bueno	0	Limitado					
0,5	Medio							

Fuente: Fuente: Elaboración propia en base a NITSUPON SOPONSAKULKAEW; 2023



Tal como se observa en la Tabla 4.3 que se muestra una evaluación futura técnica para el levantamiento artificial más conveniente al pozo JNN-X1 que es gas lift como también seguido del coiled tubing dado que este es más ventajoso que los demás levantamientos artificiales.

Posteriormente se realiza una evaluación considerando la selección del método de gas lift para el pozo JNN-X1 donde se evaluará la aplicación de este método.

#### 4.5.2. Predicción de la presión de reservorio poco antes de la aplicación del levantamiento artificial

Se realiza un análisis de sensibilidad a través de la simulación del valor de la presión del reservorio, donde se determina un valor de 1380 psi, que es tomado en cuenta para la simulación del levantamiento artificial por gas lift.

**Tabla 4.4 Análisis de predicción de la presión de reservorio**

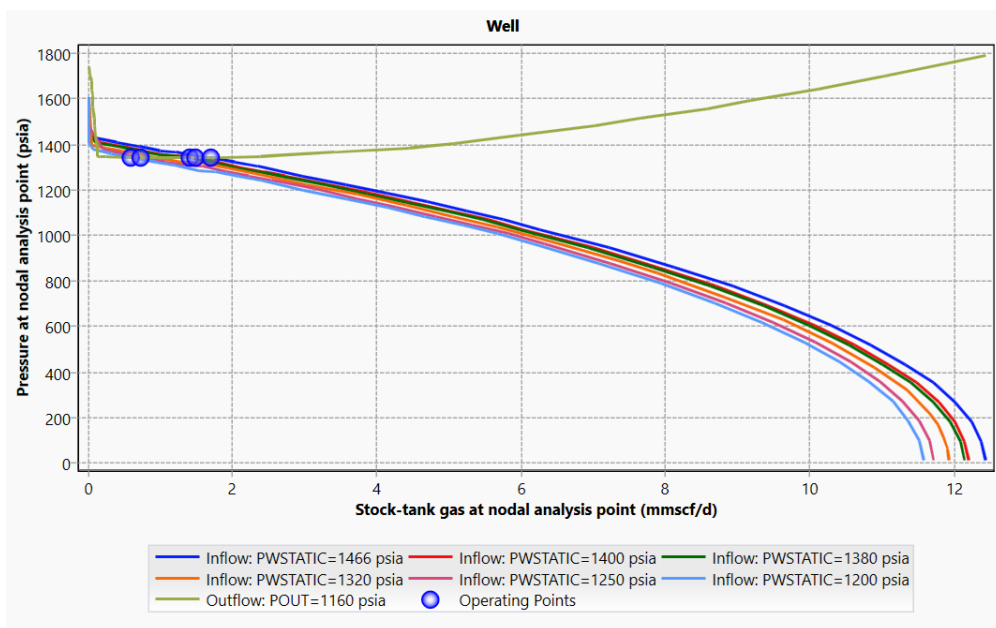
	Operating point	P at NA	ST Gas at NA
		psia	MSCF/d
1	POUT=1160 psia PWSTATIC=1466 psia Flo...	1342,024	1703,814
2	POUT=1160 psia PWSTATIC=1400 psia Flo...	1340,94	1480,402
3	POUT=1160 psia PWSTATIC=1380 psia Flo...	1340,613	1414,772
4	UNCONVERGED POUT=1160 psia PWSTATI...		
5	POUT=1160 psia PWSTATIC=1250 psia Flo...	1342,578	735,9763
6	POUT=1160 psia PWSTATIC=1200 psia Flo...	1342,578	587,7513

**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

En la Tabla 4.4 se describen los valores del análisis de sensibilidad que se hace para predecir el resultado de la presión del reservorio que será introducido como dato en la simulación del levantamiento artificial elegido.

En función a este análisis se determina un parámetro como es la presión de reservorio a futuro, es decir una presión que será en el momento en que se aplicaría el levantamiento artificial al pozo JNN-X1 ya que este parámetro ayudará a tener resultados más exactos en la predicción del pozo.

**Gráfico 4.10 Proyección de la presión de reservorio**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

En el Gráfico 4.10 se puede observar que se proyecta y demuestra cómo va cambiando el efecto del IPR en función a la caída de presión del reservorio donde sobre la base del parámetro de caudal crítico determinado para definir con la curva VLP la presión del reservorio que llegaría a ser poco antes de aplicarse el levantamiento artificial de gas lift.

Se puede ver que al momento en que la presión de reservorio va disminuyendo, el AOF también va reduciendo en la producción del pozo, para la presión de 1380 psi se tiene un AOF de aproximadamente 11,7 MMscfd el cual se reduce de un valor actual que es de 12,4 MMscfd, lo cual demuestra el agotamiento de energía del reservorio en el pozo.

#### **4.6. MODELAJE DE GAS LIFT CON EL SOFTWARE PIPESIM PARA EL POZO JNN-X1**

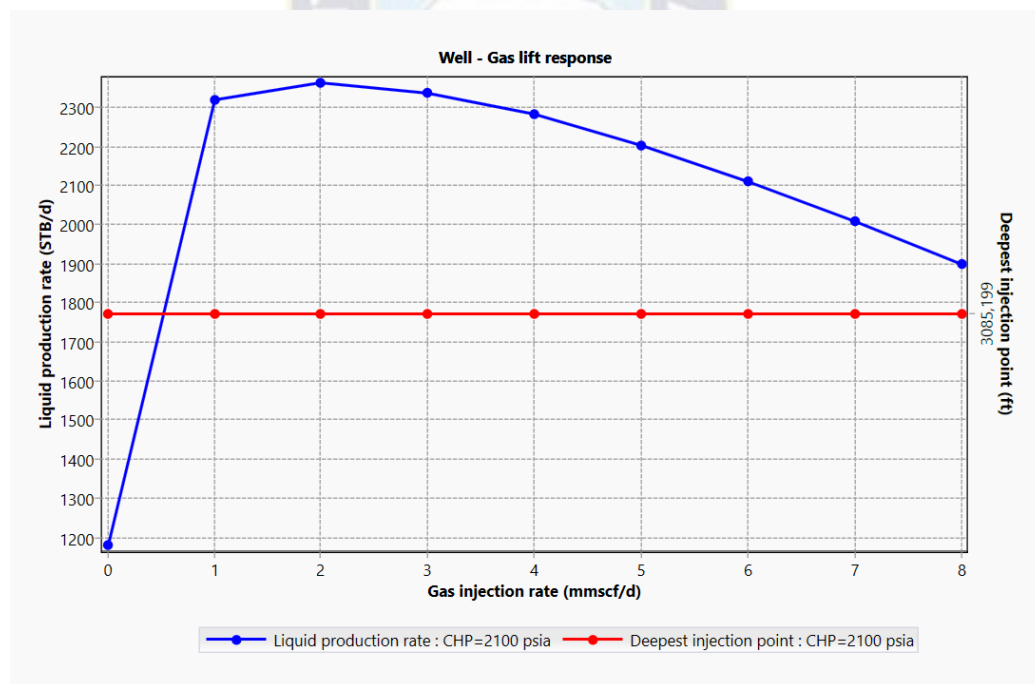
Este punto muestra la simulación del levantamiento artificial de gas lift que fue seleccionado, que se adecua más a las características del pozo JNN-X1 y ver si es conveniente poder aplicarlo al pozo.

Para el estudio del levantamiento artificial de gas lift se consideran diferentes escenarios de simulación donde se estudia uno de los parámetros fundamentales como es la presión de inyección del gas y el número de válvulas que debería tener el gas lift, para lo cual se realizan diferentes corridas de la simulación en el pozo JNN-X1 donde se toma en cuenta el dato determinado anteriormente de la presión de reservorio de 1380 psi para lo cual se describen a continuación los escenarios a ser evaluados y definir las condiciones del método para el pozo JNN-X1.

#### 4.6.1. Análisis de Gas Lift en el pozo JNN-X1

En esta sección se realiza el primer escenario de estudio para el levantamiento artificial aplicado al pozo JNN-X1 y se llegan a los siguientes resultados que se evalúan por medio de la simulación, para ello se realiza el diseño del gas lift mediante el software PIPESIM.

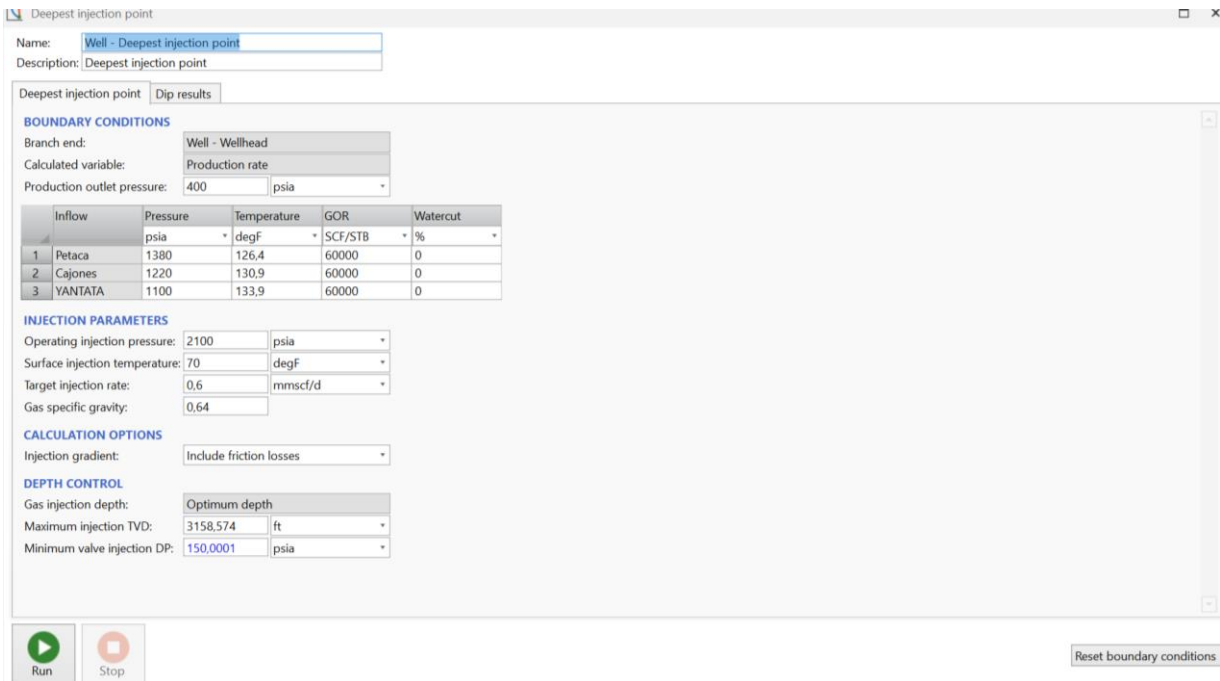
**Gráfico 4.11 Análisis para definir el caudal de inyección de Gas Lift**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

Con el Gráfico 4.11 se analiza el caudal máximo de inyección que se consigue en el pozo JNN-X1 que es de 1 MMSCFD. En función a este parámetro se realiza el análisis para la aplicación del levantamiento artificial por gas lift y poder predecir la recuperación con dicho método.

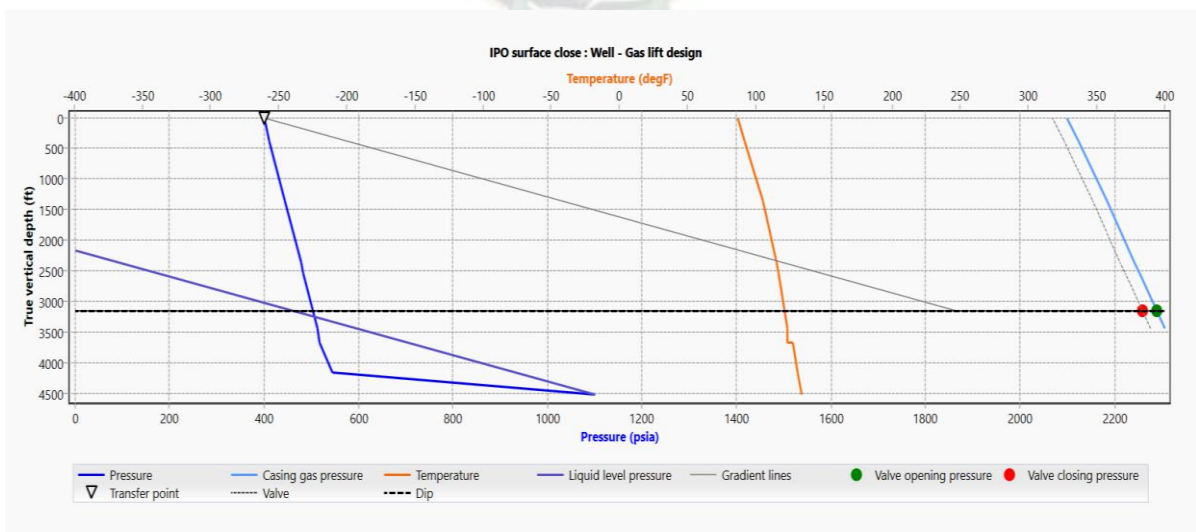
**Figura 4.4 Consideraciones del diseño de gas lift para el pozo JNN-X1**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

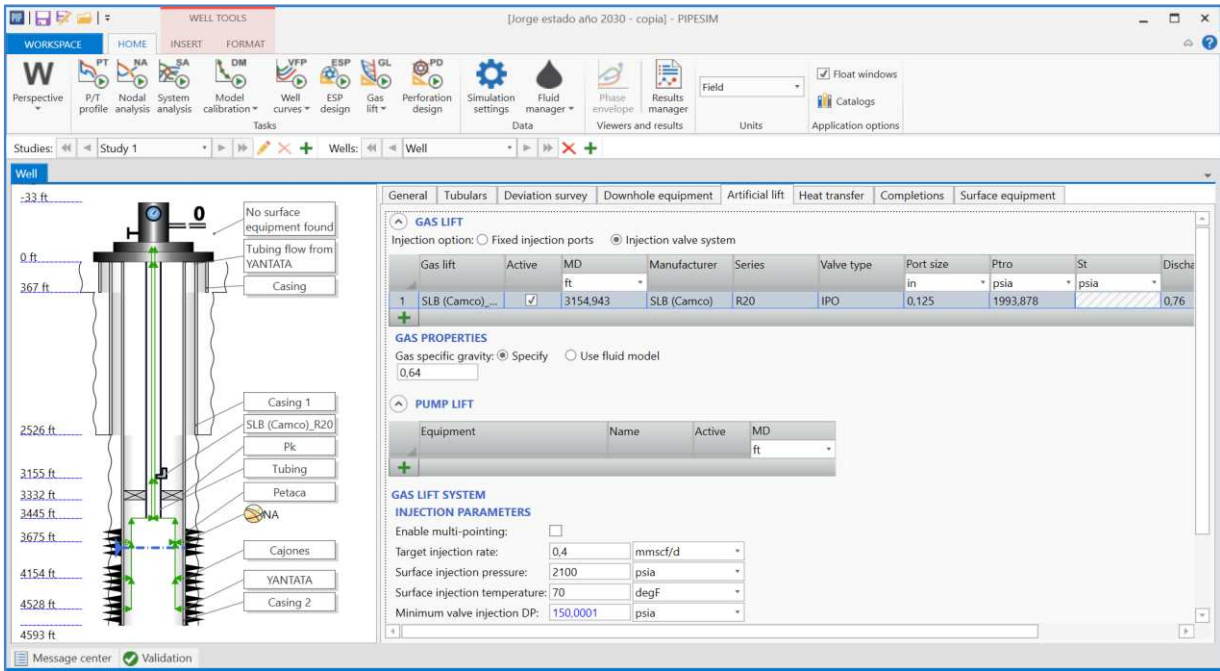
Como se ve en la Figura 4.4, se define una presión de inyección de 2100 psi, donde la temperatura en superficie es de 70 °F y la tasa de inyección, que fue definida anteriormente, es de 0,6 MMscfd, se determinó la profundidad máxima de inyección de 3158 ft.

**Figura 4.5 Determinación de las profundidades y número de válvulas del sistema gas lift**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

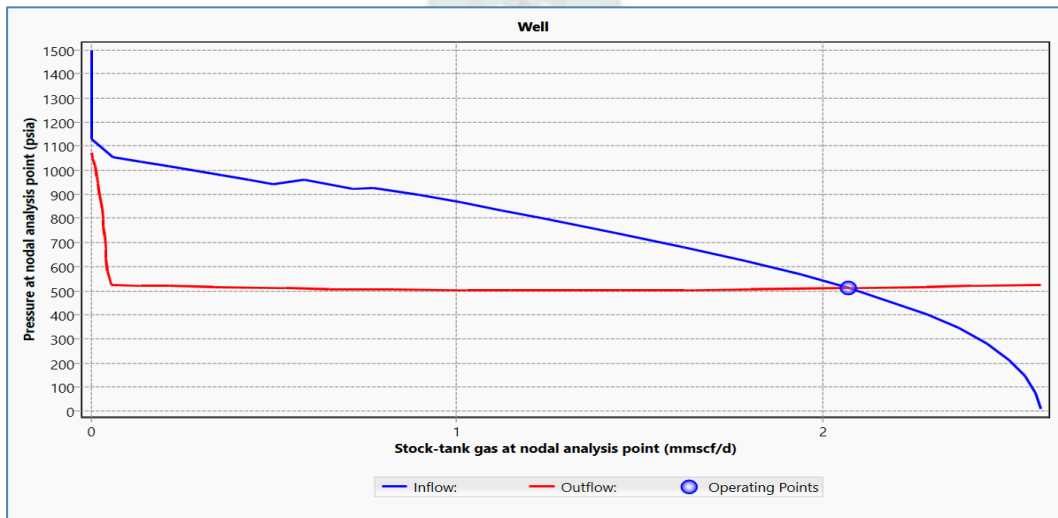
Figura 4.6 Corrida de análisis nodal con las 9 válvulas



Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023

En la Figura 4.6 se puede apreciar la corrida de la simulación para el análisis nodal con los parámetros definidos en el primer escenario de simulación para lo cual se insertan, las 9 válvulas a los datos del arreglo subsuperficial del pozo JNN-X1 Con la opción instal con el cual se instala el diseño al modelo de la válvula y se procede a realizar el análisis nodal.

Figura 4.7 Resultados de la simulación mediante IPR y VLP

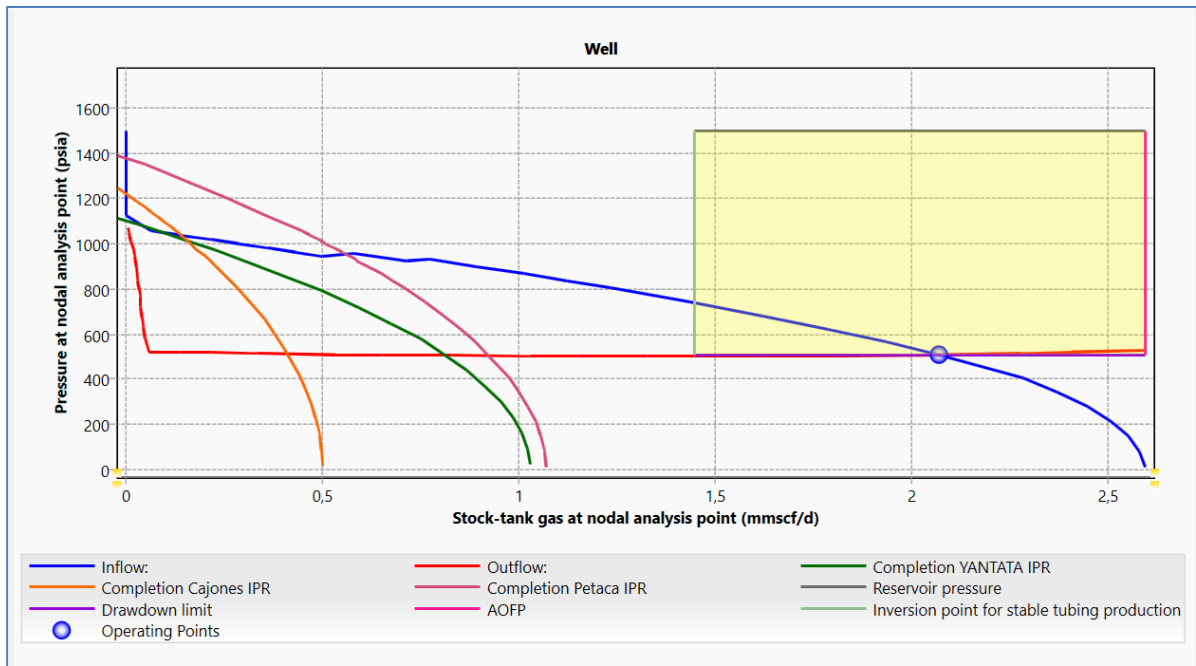


Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023



En la Figura 4.7 se puede ver cuánto llegaría ser el caudal de producción del pozo si se aplicaría las válvulas de inyección, considerando un caudal de inyección de 0,6 MMscfd y una presión de inyección de superficie de 2100 psi, se ve que el pozo incrementaría su caudal de producción a un valor de 2,068 MMscfd.

**Figura 4.8 Análisis de IPR de cada formación del pozo JNN-X1**



**Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023**

En la Figura 4.8 se puede ver que la producción incrementa en cada formación, como se da en el caso de la formación Yantata, aumentando a un valor de 0,5 MMscfd seguido de la formación Petaca aumentando su caudal a un valor de 0,9 MMscfd y la formación cajones llegando a un valor de 0,7 MMscfd.

Dicho análisis, al ver que el pozo incrementa su producción, será comparado con los diferentes escenarios por medio de un análisis económico el cual tiene que validar las condiciones más convenientes para el pozo JNN-X1.

Con la aplicación del Gas lift se registra el valor actual del caudal crítico, que en este caso es de 1,45 MMSCFD, con el cual se predice hasta qué año llegaría a durar el levantamiento artificial de gas lift, ya que, para dicho análisis, se considera comenzar a aplicar en el pozo a partir del año 2030 donde con ayuda del software MBAL y el parámetro del caudal crítico,

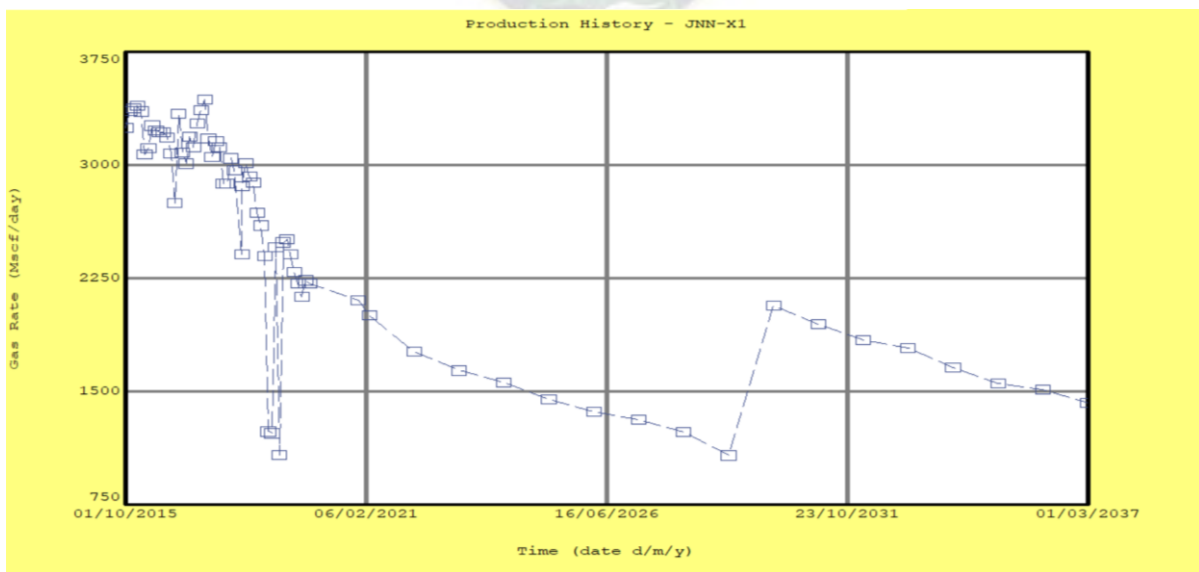
aplicándose el modelo de la declinación seleccionada, se predice también la producción acumulada por el gas lift en el pozo JNN-X1.

**Figura 4.9 Predicción del tiempo de vida con la inyección de gas lift**

Time	Cum Gas Produced	Gas Rate				
date d/m/y	Bscf	Mscf/day				
01/10/2035	113,215	1524.17				
01/11/2035	113,262	1518.48				
01/12/2035	113,307	1513.02				
01/01/2036	113,354	1507.41				
01/02/2036	113,401	1501.85				
01/03/2036	113,444	1496.69				
01/04/2036	113,491	1491.2				
01/05/2036	113,535	1485.93				
01/06/2036	113,581	1480.53				
01/07/2036	113,626	1475.33				
01/08/2036	113,671	1470.01				
01/09/2036	113,717	1464.72				
01/10/2036	113,761	1459.63				
01/11/2036	113,806	1454.42				
01/12/2036	113,849	1449.4				
01/01/2037	113,894	1444.26				
01/02/2037	113,939	1439.15				
01/03/2037	113,979	1434.57				
01/04/2037	114,023	1429.53				
01/05/2037	114,066	1424.69				
01/06/2037	114,11	1419.72				
01/07/2037	114,153	1414.95				
01/08/2037	114,197	1410.04				

Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023

**Figura 4.10 Comportamiento de la producción del Pozo JNN-X1 Con la aplicación del gas lift**



Fuente: Elaboración propia en base a el simulador PIPESIM; 2023

En la Figura 4.9 se observa que hasta el año 2037 se alargaría la vida productiva del pozo JNN-X1, aumentando la recuperación de gas hasta un volumen de 114 Bscf de todo el pozo, donde se incrementa una cantidad de hasta 2 Bscf, con lo que se tendría que realizar un análisis económico para definir si es conveniente aplicarlo.

En la Figura 4.10 se puede ver gráficamente el comportamiento que tendría el pozo JNN-X1 si se llegaría aplicar el levantamiento artificial de gas lift desde el año 2030, alargando la vida productiva hasta el año 2037, como se puede ver en la gráfica, el caudal de producción en el año 2030 tiende a incrementarse nuevamente con la aplicación del levantamiento artificial.





## CAPITULO V

### EVALUACIÓN ECONÓMICA

#### 5.1. ESTUDIO ECONÓMICO

En el análisis económico se considera dos escenarios de estudio, donde se realizarán dos flujos de caja, considerándose los precios del gas y los costos de operación Capex y Opex.

Por Flujo Neto de Caja, se entiende la suma de todos los ingresos previstos menos el monto previsto de los egresos correspondientes a un determinado período de tiempo, lo que permite evaluar una inversión. Si se llama  $FNck$  al Flujo Neto de Caja del período  $k$  se tiene que:

$$FNck = Ik - Ek$$

Donde:

$I_k$  = Ingresos previstos del proyecto correspondiente al período  $k$ .

$E_k$  = Egresos previstos del proyecto correspondiente al período  $k$ .

#### 5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO JNN-X1 SIN LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Para este escenario de acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación se determina anualmente el volumen recuperado de gas desde el año 2021 hasta el año 2030 donde se considera los ingresos que se obtendrían por la producción del pozo asumiendo un precio promedio del gas para el estudio de 0,76\$/Mscf (Gráfico 5.1)

En el análisis se describen los costos de producción como gastos de inversión para el pozo JNN-X1 (Tabla 5.1).

Tabla 5.1 Costos y gastos de operación para la producción del pozo hasta el año 2033

INVERSION DE OPERACIÓN Y FACILIDADES DE PRODUCCION DEL POZO JNN-X1			
COSTOS OPEX			
Equipo de operación del pozo	Día	Costos por día (USD)	Costo total (USD)
Unidad de Potencia día	4380	5,67	24834,6
Costos de veces de mantenimiento por año	12	11675	140100
Operaciones de servicios	20	1256	25120
Operaciones de separación	4380	7,54	33025,2
<b>TOTAL</b>			<b>223079,8</b>
Personal de operación	Qt	Precio unitario anual (USD)	Costo total (USD))
Cargo de seguridad	1	117600	117600
Cargo por instrumentación	2	69700	139400
Cargo por ingeniero de producción	2	97500	195000
Cargo por operador de planta	2	125676	251352
Supervisor de mantenimiento	2	24567	49134
<b>COSTO TOTAL DE GASTOS DE PRODUCCION PARA 12 AÑOS</b>			<b>975565,8</b>

Fuente: Elaboración propia; 2023

Gráfico 5.1 Predicción de la producción acumulada de gas



Fuente: Elaboración propia; 2023

Producción acumulada de 5 Bscf desde el año 2019 hasta el año 2030, Cada año se tendría una producción acumulada de 0,5 Bscf que equivale a 500 MMscf por año, considerando el precio de 0,76\$/Mscf se tiene un ingreso anual aproximado de 380.000 \$us.

### 5.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO JNN-X1 CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE GAS LIFT

El análisis de la aplicación del gas lift incrementaría la producción del gas en un valor de hasta 2 Bscf por el lapso de 7 años de vida productiva del pozo, reduciendo el promedio de recuperación de gas de un valor de 0,5 Bscf/año a un valor de 0,4117 Bscf/año permitiendo obtener una producción acumulada anual de 411MMscf.

A continuación, se describe la inversión de instalación del levantamiento artificial, que sería el costo de implementación para realizar un nuevo análisis económico de flujo de caja y poder ver si es conveniente aplicarlo

Con el uso del gas lift se tendría un ingreso de 312360 \$us por año con un tiempo de duración de hasta 17 años en producción del pozo JNN-X1 considerando ese parámetro se realiza la elaboración del flujo de caja (Tabla 5.2).

**Tabla 5.2 Tabla de costos con la implementación de gas lift**

<b>INVERSION DE TODO EL PROYECTO PARA GAS LIFT EN EL POZO JNN-X1</b>			
<b>COSTOS DE LOS EQUIPOS Y HERRAMIENTAS</b>			
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo unitario (USD)</b>	<b>costo total (USD)</b>
<b>Packers</b>	2	1782,34	3564,68
<b>Valvula inyectora</b>	1	12456	12456
<b>Otros accesorios</b>	----	-----	20774,32
<b>TOTAL</b>			<b>36795</b>
<b>COSTOS CAPEX</b>			
<b>Equipo de instalación</b>	<b>Día</b>	<b>Costos por día (USD)</b>	<b>Costo total (USD)</b>

<b>Unidad de Potencia día</b>	3	2828,78	8486,34
<b>Camión de operaciones por día</b>	2	23518,88	47037,76
<b>Operaciones de desmontaje y extracción del tubing</b>	3	1478,9	4436,7
<b>Unidad de Bombeo de limpieza de pozo antes de la instalación de la válvula</b>	1	27890,5	27890,5
<b>Operaciones de instalación de la válvula</b>	1	12456,8	12456,8
<b>Operaciones de prueba de resistividad</b>	1	6890	6890
<b>Reinstalación del sistema superficial de gas lift</b>	2	14587	29174
<b>TOTAL</b>			<b>136372,1</b>
<b>COSTOS OPEX</b>			
<b>Equipo de operación del pozo</b>	<b>Día</b>	<b>Costos por día (USD)</b>	<b>Costo total (USD)</b>
<b>Unidad de Potencia día</b>	6120	5,67	34700,4
<b>Costos de veces de mantenimiento por año</b>	14	11675	163450
<b>Operaciones de servicios</b>	26	1256	32656
<b>Operaciones de separación</b>	6120	7,54	46144,8
<b>TOTAL</b>			<b>276951,2</b>
<b>Personal de operación</b>	<b>Qt</b>	<b>Precio unitario anual (USD)</b>	<b>Costo total (USD))</b>
<b>Cargo de seguridad</b>	1	189920	189920
<b>Cargo por instrumentación</b>	2	118490	236980
<b>Cargo por ingeniero de producción</b>	2	165750	331500
<b>Cargo por operador de planta</b>	2	175946	351892
<b>Supervisor de mantenimiento</b>	2	24567	49134
<b>COSTO TOTAL DE GASTOS DE PRODUCCION PARA 12 AÑOS</b>			<b>1572749,3</b>

Fuente: Elaboración propia; 2023

Tabla 5.3 Flujo de caja

<b>FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCION DEL POZO JNN-X1 SIN GAS LIF</b>											
<b>Año</b>	<b>Año 0</b>	<b>Año 2021</b>	<b>Año 2022</b>	<b>Año 2023</b>	<b>Año 2024</b>	<b>Año 2025</b>	<b>Año 2026</b>	<b>Año 2027</b>	<b>Año 2028</b>	<b>Año 2029</b>	<b>Año 2030</b>
INGRESOS DE LA PRODUCCION ACUMULADA DE GAS Y CONDENSADO	0	380000,00	380000,00	380000,00	380000,00	380000,00	380000,00	380000,00	380000,00	380000,00	380000,00
<b>COSTOS FIJOS (\$)</b>	<b>0</b>	<b>55678,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>
Sueldos de personal administrativo	0	20678,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00
Gastos de auxiliares y comisiones	0	35000,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00
Flujo de caja antes de impuestos	0	<b>324322,00</b>	<b>358885,00</b>	<b>358885,00</b>	<b>358885,00</b>	<b>358885,00</b>	<b>358885,00</b>	<b>358885,00</b>	<b>358885,00</b>	<b>358885,00</b>	<b>358885,00</b>
<b>IMPUESTOS</b>		<b>210809,30</b>	<b>233275,25</b>	<b>233275,25</b>	<b>233275,25</b>	<b>233275,25</b>	<b>233275,25</b>	<b>233275,25</b>	<b>233275,25</b>	<b>233275,25</b>	<b>233275,25</b>
TESORO GENERAL DE LA NACION 6%		19459,32	21533,10	21533,10	21533,10	21533,10	21533,10	21533,10	21533,10	21533,10	21533,10
REGALIAS DEPARTAMENTALES 11%		35675,42	39477,35	39477,35	39477,35	39477,35	39477,35	39477,35	39477,35	39477,35	39477,35
IDH 32%		103783,04	114843,20	114843,20	114843,20	114843,20	114843,20	114843,20	114843,20	114843,20	114843,20
IVA 13%		42161,86	46655,05	46655,05	46655,05	46655,05	46655,05	46655,05	46655,05	46655,05	46655,05
ITF 3%		9729,66	10766,55	10766,55	10766,55	10766,55	10766,55	10766,55	10766,55	10766,55	10766,55
flujo de caja despues de impuestos		<b>113512,70</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>
<b>INVERSIONES (\$)</b>	<b>#####</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>FLUJO DE CAJA NETO</b>	<b>-975565</b>	<b>113512,70</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>	<b>125609,75</b>

Fuente: Elaboración propia; 2023

En este caso la inversión sería rentable con una tasa interna donde los gastos son recuperados en un lapso de 7 años con lo que se determina una tasa interna de retorno de 19,28% si en caso no se aplicara el gas lift con una ganancia liquida de 428.475,00\$ hasta el año 2030.

**Tabla 5.4 Flujo de caja con la aplicación del gas lift en el pozo JNN-X1**

<b>FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCION DEL POZO JNN-X1 SIN GAS LIF</b>																		
<b>Año</b>	<b>Año 0</b>	<b>Año 2021</b>	<b>Año 2022</b>	<b>Año 2023</b>	<b>Año 2024</b>	<b>Año 2025</b>	<b>Año 2026</b>	<b>Año 2027</b>	<b>Año 2028</b>	<b>Año 2029</b>	<b>Año 2030</b>	<b>Año 2031</b>	<b>Año 2032</b>	<b>Año 2033</b>	<b>Año 2034</b>	<b>Año 2035</b>	<b>Año 2036</b>	<b>Año 2037</b>
INGRESOS DE LA PRODUCCION ACUMULADA DE GAS Y CONDENSADO	0	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00	312360,00
<b>COSTOS FIJOS (\$)</b>	<b>0</b>	<b>55678,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>	<b>21115,00</b>
Sueldos de personal administrativo	0	20678,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00	5470,00
Gastos de auxiliares y comisiones	0	35000,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00	15645,00
Flujo de caja antes de impuestos	0	256682,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00	291245,00
<b>IMPUESTOS</b>		<b>166843,30</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>	<b>189309,25</b>
TESORO GENERAL DE LA NACION 6%		15400,92	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70	17474,70
REGALIAS DEPARTAMENTALES 11%		28235,02	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95	32036,95
IDH 32%		82138,24	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40	93198,40
IVA 13%		33368,66	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85	37861,85
ITF 3%		7700,46	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35	8737,35
flujo de caja despues de impuestos		<b>89838,70</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>
<b>INVERSIONES (\$)</b>	<b>1572749</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>FLUJO DE CAJA NETO</b>	<b>-1572749</b>	<b>89838,70</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>	<b>101935,75</b>

Fuente: Elaboración propia; 2023

## 5.4. RATIOS FINANCIEROS

### 5.4.1. Valor Actual Neto (VAN)

También llamado Valor Presente Neto (VPN), Valor Neto Descontado (VND), Beneficio Neto Actual (BNA) y en varias calculadoras financieras como Net Present Value (NPV), se calcula como:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Dónde:

$-I$  = Inversión inicial

$F_t$  = Flujo de caja en el instante

$n$  = Último flujo de caja

$r$  = Costo de oportunidad del capital

$$\begin{aligned} VAN &= -1.572.749 + \frac{89.838,70}{1+r} + \frac{101935,75}{(1+r)^2} + \frac{101935,75}{(1+r)^3} + \frac{101935,75}{(1+r)^4} + \frac{101935,75}{(1+r)^5} + \dots \cdot \frac{101935,75}{(1+r)^{14}} \\ &= 694.187,00 \text{ \$us} \end{aligned}$$

El VAN mide la riqueza equivalente que aporta el proyecto medido en dinero del período inicial ( $t=0$ ), calculando el valor presente de los flujos futuros de caja proyectados para el negocio. Por tanto, para el proyecto permite determinar si el flujo proyectado a 5 años es rentable.

El resultado del VAN para el proyecto considerando los flujos de efectivo a 5 años, proporciona un valor de **\$us. 694.187,00** indicando que la implementación del Proyecto es factible.

### 5.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno de un proyecto mide la rentabilidad promedio anual que genera el capital que permanece invertido en él, esta tasa iguala el valor presente de los flujos (VAN) a cero.



Si la TIR es mayor que el coste de oportunidad del capital, entonces el capital del proyecto evaluado genera una rentabilidad mayor que la que puede ser generada por la mejor alternativa de inversión. En ese caso es recomendable apostar por el proyecto.

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Para el Proyecto el valor de la TIR es de **36,29%** lo que implica que es rentable.

### 5.4.3. Razón beneficio (B/C)

La relación Beneficio/Coste permite comparar el valor actual de los beneficios (VAB) del proyecto con el valor actual de los costes del mismo (VAC) y la inversión inicial ( $I_0$ ).

$$\frac{B}{C} = \frac{VAB}{VAC + I_0}$$

La regla de decisión en este caso es que, si la relación beneficio/coste es mayor que uno se recomienda ejecutar el proyecto, ya que el valor actual de los beneficios supera el valor actual de los costes (incluida la inversión).

$$\frac{B}{C} = \frac{5.310.120,00}{393.518,00 + 1.572,749}$$

$$\frac{B}{C} = 2.70$$

Por tanto, el valor del costo beneficio para el negocio será de 2.70 \$us.



## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. CONCLUSIONES

- ✓ Se llegó a realizar un análisis técnico de la información del campo Junín donde se describieron datos geológicos como también datos del historial de producción del pozo JNN-X1 del cual se seleccionaron para poder realizar el estudio de predicción.
- ✓ Mediante la utilización de la simulación y el software MBAL, se logró determinar el tipo de declinación del pozo JUNIN-X1. El análisis reveló una declinación que se asemeja más a la declinación armónica, lo cual es significativo, ya que este enfoque contribuye a predecir con mayor precisión el comportamiento futuro del pozo.
- ✓ Los resultados obtenidos en a través de pronóstico aprecian que hasta el año 2037 se alargaría la vida productiva del pozo JNN-X1, aumentando la recuperación de gas hasta un volumen de 114 Bscf de todo el pozo, donde se incrementa una cantidad de hasta 2 Bscf, con lo que se tendría que realizar un análisis económico para definir si es conveniente aplicarlo.
- ✓ A lo largo del desarrollo de este proyecto, se llevaron a cabo simulaciones que permitieron la aplicación y desarrollo de un modelo integrado mediante la simulación con MBAL y PIPESIM. Este enfoque posibilitó el estudio exhaustivo de las condiciones iniciales del pozo, analizando su comportamiento. Se identificó un caudal crítico de 980 Mscfd, indicando una vida productiva del pozo hasta el año 2030, según la predicción realizada con MBAL y PIPESIM. Además, mediante la simulación integrada, se evaluó el comportamiento y la prolongación de la vida del pozo JNN-X1, proyectándose hasta aproximadamente el año 2037. En conclusión, la aplicación de la simulación permitió una evaluación efectiva de la productividad del pozo.
- ✓ La simulación integrada demostró a través de un pronóstico el comportamiento de la producción del pozo donde se analizó cada uno de los reservorios productores del pozo JNN-X1 el cual son el reservorio Petaca, Cajones y Yantata llegando a concluir que el reservorio petaca es el mayor productor del pozo y producto de un análisis de sensibilidad prediciendo su presión de reservorio para el año 2030.
- ✓ La mejor opción de levantamiento artificial para el pozo es a través de gas lift

El proyecto muestra rentabilidad; de acuerdo a los indicadores financieros, se obtuvo un Valor Actual Neto de \$us.694.187,00 y una Tasa Interna de Retorno del 36,29%, por lo que se determinó que la inversión del proyecto cumple con el objetivo básico financiero, que es el de maximizar los ingresos, lo implica que el proyecto es viable y factible.

## 6.2. RECOMENDACIONES

- ✓ Para el óptimo empleo de esta tecnología es necesario contar con personal altamente capacitado, para lo cual es indispensable de conocimientos teórico-prácticos mediante cursos que las compañías líderes en este ramo ofrecen a los ingenieros y operadores de campo.
- ✓ Aplicar la tecnología de “simulación integrada” a todos los pozos del Piedemonte que lo requieran, especialmente en los campos maduros.
- ✓ Se recomienda aplicar este tipo de proyecto a otros pozos enfocándose particularmente en el estudio del daño del reservorio debido a una mala perforación y así obtener resultados más exactos.
- ✓ Se recomienda realizar un estudio de impacto ambiental basada en el presente trabajo.
- ✓ Se deberá emplear el mejor equipo de monitoreo en tiempo real para facilitar la supervisión y control de la operación y determinar con mayor aproximación los parámetros.

## BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed. (1989). Obtenido de <https://es.slideshare.net/AndreaGalvis2/123863598-curvasiproduccion>
- Aziz, & Settari. (2016). *Petroleum Reservoir Simulation*. Science Publishers.
- Brito. (2017). Obtenido de <https://misapuntesyacimientos.wordpress.com/tag/balance-de-materia/>
- Bu, R. C. (1996). *Simulación un enfoque práctico*. Limusa.
- Castro, J., & Gómez, G. (2016). Obtenido de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/122/1/5111626-2016-2-IP.pdf>
- Concari, S. (2016). Obtenido de <https://www.scielo.br/j/ciedu/a/S8YNmm7XZkLn4rrwD8psPCw/?format=pdf&lang=es>
- Coss, R. B. (2005). Obtenido de <http://enciclopedia.us.es/index.php/Simulaci%C3%B3n>
- Craft, B., & Hawkims, M. (1959). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Prentice-Hall.
- Ertekin, T., & Kassem, A. (2001). SPE.
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Ghalambor. (2005). *Offshore Pipelines*. Elsevier.
- Hernandez, S. (2006). *Metodología de la Investigación*. Mexico.
- Lee, J., & Watenbarger, R. (1982). "Gas Reservoir Engineering", *Society of Petroleum*.
- Ley de Hidrocarburos 3058. (17 de Mayo de 2005). Obtenido de [https://medios.economiayfinanzas.gob.bo/VPT/documentos/Ley\\_3058.pdf](https://medios.economiayfinanzas.gob.bo/VPT/documentos/Ley_3058.pdf)

McCain. (1990). *The properties of Petroleum Fluids*. Tulsa: PennWell Publishing Company.

Obtenido de  
[https://www.scirp.org/\(S\(351jmbntvnsjt1aadkposzje\)\)/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=1810375](https://www.scirp.org/(S(351jmbntvnsjt1aadkposzje))/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=1810375)

Petex. (2017). Obtenido de

[https://www.petex.com/media/2632/0006\\_ipm\\_move\\_ifm\\_ivm\\_v125\\_2020\\_65\\_95\\_specs\\_pu.pdf](https://www.petex.com/media/2632/0006_ipm_move_ifm_ivm_v125_2020_65_95_specs_pu.pdf)

Sanchez, P. (Julio de 2015). *Scielo*. Obtenido de

[http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0124-81702015000200008](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0124-81702015000200008)

## ANEXOS

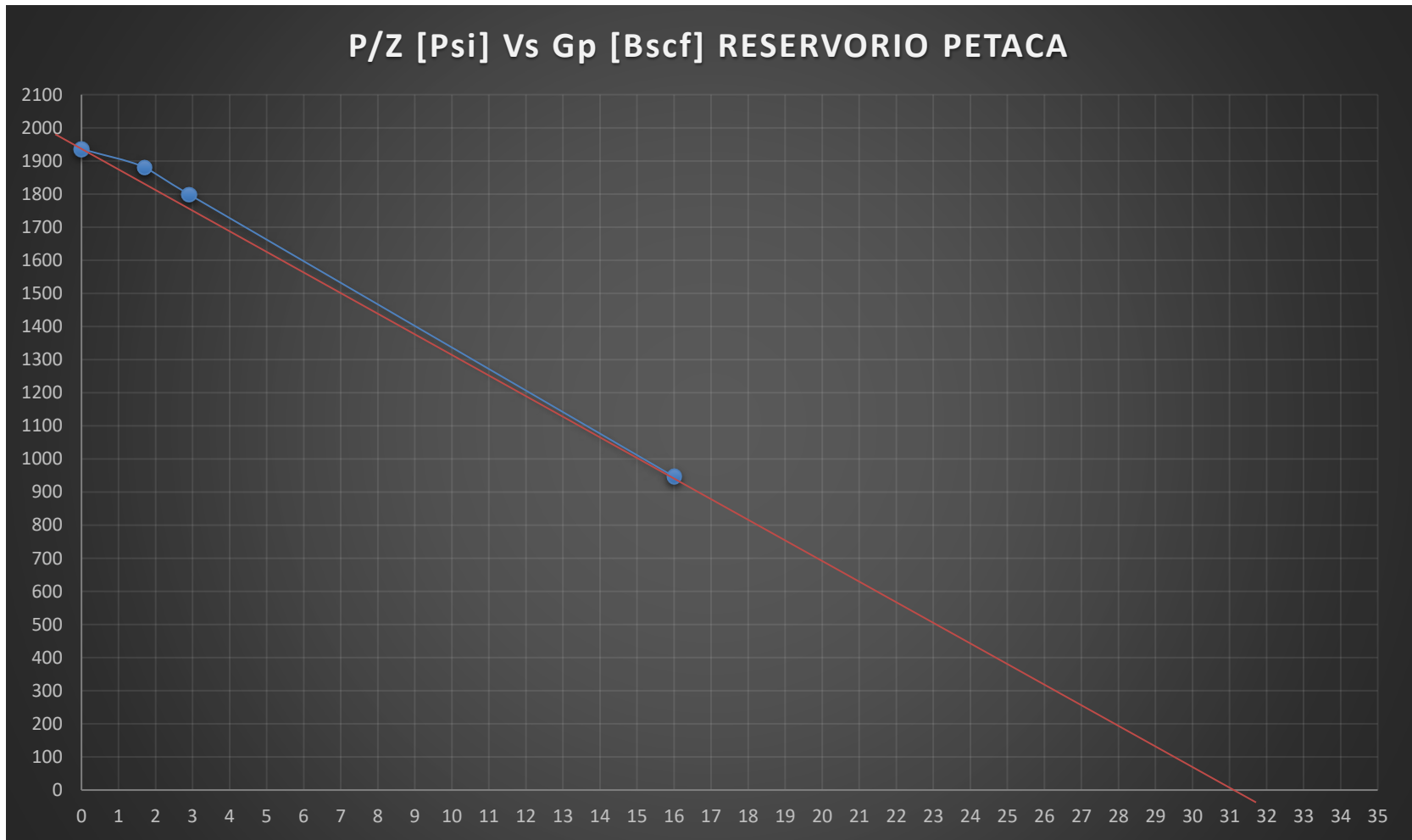
### Anexo 1. Balance volumétrico del reservorio PETACA Y CAJONES Y YANTATA

<b>RESERVORIO PETACA</b>			
<b>P [Psi]</b>	<b>Gp [Bscf]</b>	<b>Psc [Psi]</b>	<b>Tsc [°R]</b>
1600	0	663,336	377,59
1560	1,7	663,336	377,59
1500	2,9	663,336	377,59
850	16	663,336	377,59
<b>Psr</b>	<b>Tsr</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
2,412050605	1,562541381	0,4507	0,9605
2,35174934	1,562541381	0,4507	0,9283
2,261297442	1,562541381	0,4507	0,8809
1,281401884	1,562541381	0,4507	0,4275
<b>C</b>	<b>D</b>	<b>Z [Condiconal]</b>	<b>P/Z [Psi]</b>
0,0700	0,9783	0,826502357	1935,868649
0,0700	0,9783	0,829320351	1881,058386
0,0700	0,9783	0,833785448	1799,023962
0,0700	0,9783	0,898110345	946,4315879

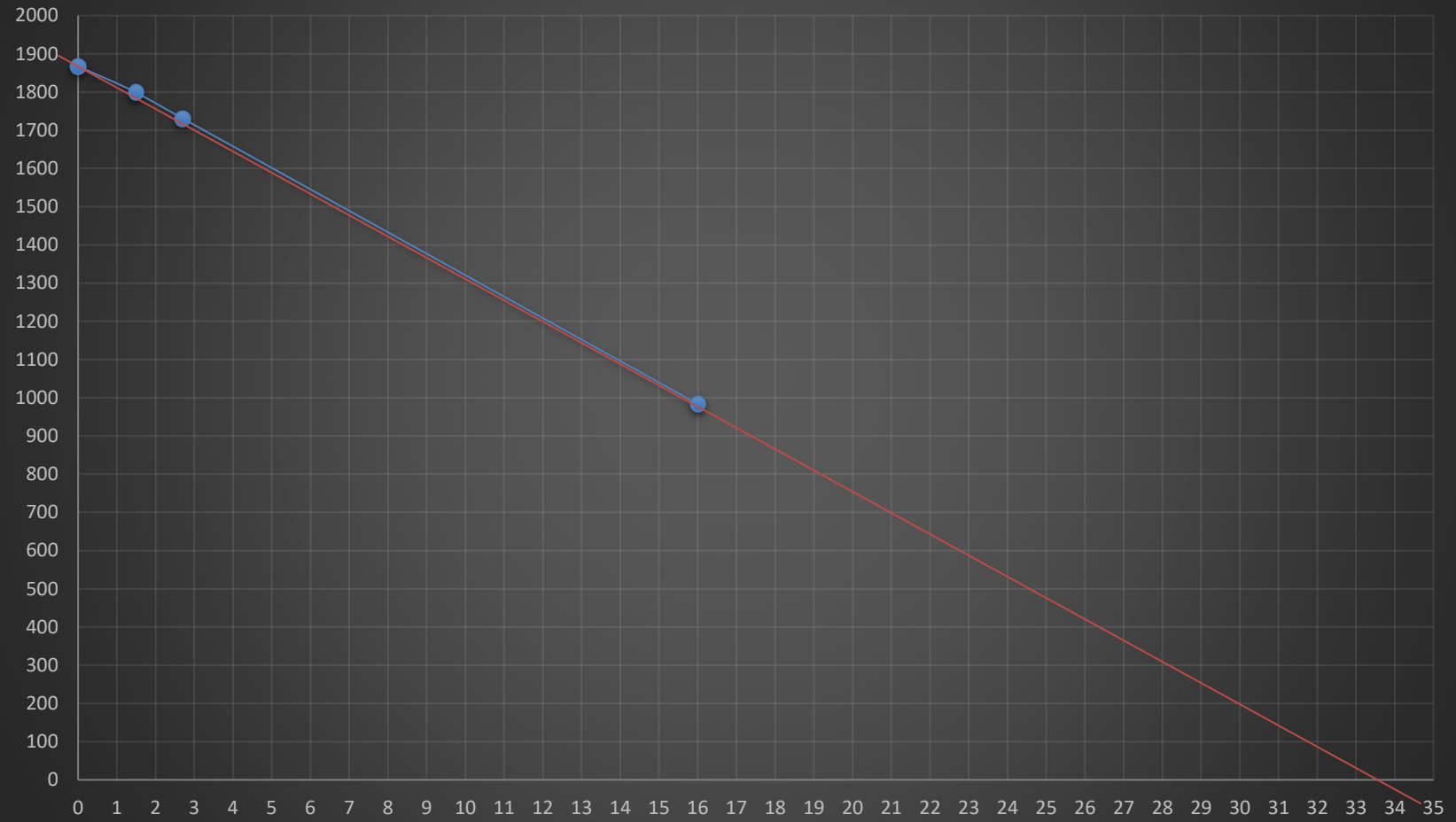
<b>RESERVORIO CAJONES – YANTATA</b>			
<b>P [Psi]</b>	<b>Gp [Bscf]</b>	<b>Psc [Psi]</b>	<b>Tsc [°R]</b>
1550	0	663,336	377,59
1500	1,5	663,336	377,59
1450	2,7	663,336	377,59
880	16	663,336	377,59
<b>Psr</b>	<b>Tsr</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
2,336674023	1,562541381	0,4507	0,9203
2,261297442	1,562541381	0,4507	0,8809
2,185920861	1,562541381	0,4507	0,8421
1,326627833	1,562541381	0,4507	0,4460

<b>C</b>	<b>D</b>	<b>Z [Condiconal]</b>	<b>P/Z [Psi]</b>
0,0700	0,9783	0,830044797	1867,369093
0,0700	0,9783	0,833785448	1799,023962
0,0700	0,9783	0,83772084	1730,886867
0,0700	0,9783	0,894619852	983,6580284

Anexo 2. Grafica P/Z vs Gp de los reservorios PETACA Y CAJONES-YANTATA



### P/Z [Psi] Vs Gp [Bscf] RESEVORIO CAJONES-YANTATA





**Anexo 3.** Balance de materia para gas del campo Junín

<b>BALANCE DE MATERIA CAMPO JUNIN</b>			
<b>P [Psi]</b>	<b>Gp [Bscf]</b>	<b>Psc [Psi]</b>	<b>Tsc [°R]</b>
1550	0	663,336	377,59
1450	3,7	663,336	377,59
1380	6	663,336	377,59
810	34	663,336	377,59
<b>Psr</b>	<b>Tsr</b>	<b>A</b>	<b>B</b>
2,336674023	1,562541381	0,4507	0,9203
2,185920861	1,562541381	0,4507	0,8421
2,080393647	1,562541381	0,4507	0,7889
1,221100619	1,562541381	0,4507	0,4032
<b>C</b>	<b>D</b>	<b>Z [Condiconal]</b>	<b>P/Z [Psi]</b>
0,0700	0,9783	0,830044797	1867,369093
0,0700	0,9783	0,83772084	1730,886867
0,0700	0,9783	0,843549828	1635,943668
0,0700	0,9783	0,902818606	897,1901941

**Anexo 4.** Reporte del reservorio PETACA con el simulador MBAL

PVT DEFINITION			
PVT01			
PVT INPUT DATA			
Reservoir Fluid:	Gas		
Separator:	Single-Stage		
Use Tables:	Yes		
Use Matching:	Yes		
Gas gravity:	0.76 (sp. gravity)		
Separator pressure:	460 (psia)		
Condensate to gas ratio:	2.2 (STB/MMscf)		
Condensate gravity:	55 (API)		
Water salinity:	5500 (ppm)		
Mole percent H2S:	0 (percent)		
Mole percent CO2:	0.019 (percent)		
Mole percent N2:	0 (percent)		
Gas viscosity correlation:	Lee et al		
# PVT CORRELATIONS DATA #			
Gas Viscosity:	Parameter 1	Parameter 2	Std Deviat.
Lee et al:	1	0	
Carr et al:	1	0	
Z Factor:	Parameter 1	Parameter 2	Std Deviat.
0.844243	0.162734	0,000100656	
Gas FVF:	Parameter 1	Parameter 2	Std Deviat.
	1	0	

**Anexo 5.** Variación del factor de compresibilidad del reservorio PETACA para el gas

PVT MATCH DATA				
Table 1				
Temperature	Pressure	Z Factor	Gas	Gas
			FVF	Viscosity
(deg F)	(psia)	-	(ft <sup>3</sup> /scf)	(centipoise)
130	1550	0,830044		
130	1500	0,833785		
130	1450	0,837721		
130	880	0,894619		

**Anexo 6.** Variación de la Z en función de la presión

PVT LOOK-UP TABLES - FLASH							
Table 1							
Temperature	Pressure	Z Factor	Gas	Gas	Gas	Water	Water
			FVF	Viscosity	Density	FVF	Viscosity
(deg F)	(psia)		(ft <sup>3</sup> /scf)	(centipoise)	(lb/ft <sup>3</sup> )	(RB/STB)	(centipoise)
125	1550	0,830044					
125	1500	0,833785					
125	1450	0,83772					
125	880	0,894619					

**Anexo 7.** Reporte del reservorio Cajones-Yantata con el simulador MBAL

<b>PVT DEFINITION</b>			
<b>PVT02</b>			
<b>PVT INPUT DATA</b>			
Reservoir Fluid :	Gas		
Separator :	Single-Stage		
Use Tables :	Yes		
Use Matching :	Yes		
Gas gravity :	0.76 (sp. gravity)		
Separator pressure :	460 (psia)		
Condensate to gas ratio :	1.96 (STB/MMscf)		
Condensate gravity :	45 (API)		
Water salinity :	5500 (ppm)		
Mole percent H2S :	0 (percent)		
Mole percent CO2 :	0.019 (percent)		
Mole percent N2 :	0 (percent)		
Gas viscosity correlation :	Lee et al		
<b>PVT CORRELATIONS DATA</b>			
Gas Viscosity :	Parameter 1	Parameter 2	Std Deviat.
Lee et al :	1	0	
Carr et al :	1	0	
Z Factor :	Parameter 1	Parameter 2	Std Deviat.
	0.843875	0.163269	9,47239e-005
Gas FVF :	Parameter 1	Parameter 2	Std Deviat.
	1	0	

**Anexo 8.** Curva inflow y outflow del análisis nodal, resultados del simulador PIPESIM 2017.2 del pozo JNN-X1

Stock-tank gas at nodal analysis point (mmscf/d)	Pressure at nodal analysis point (psia)	Stock-tank gas at nodal analysis point (mmscf/d)	Pressure at nodal analysis point (psia)
20,09091	31,4895	9,796029	1889,926
0,2009091	1574,938	0,009796029	1815,449
3,632846	1434,311	3,632846	1434,311
11,86188	1014,711	6,098119	1577,669
15,97639	718,2085	1,459016	1365,591
7,747362	1242,358	0,5894841	1357,369
18,03365	508,8725	0,2416712	1361,516
1,916878	1507,156	0,1025461	1364,107
19,06228	361,3248	0,04689606	1652,62
5,690104	1341,773	0,06915608	1518,472
19,5766	257,6662	7,577283	1691,381
1,058893	1542,288	0,02463604	1758,97
9,80462	1134,261	4,618955	1484,814
13,91914	879,049	2,328548	1385,927
19,83375	185,2973	0,08251209	1426,025
2,774862	1471,184	8,464781	1767,207
4,661475	1388,813	0,05580007	1602,318
19,96233	135,3663	0,03354005	1719,657
6,718733	1293,022	5,210621	1519,78
17,00502	622,3988	2,850267	1402,618
0,6299012	1559,201	6,689785	1622,071
8,775991	1189,538	0,07449849	1482,306
1,487886	1524,823	0,06114248	1569,976
14,94777	802,6665	8,99728	1815,091
10,83325	1076,147	0,9372969	1358,165
12,89051	949,3062	0,03888246	1694,013
20,02662	101,5725	0,01573203	1793,341
18,54797	441,3013	1,806829	1371,929
2,34587	1489,279	4,02729	1453,261
4,147161	1411,745	5,56562	1542,51

**Anexo 9.** Resultado de las curvas inflow y outflow para el líquido

Stock-tank liquid at nodal point (STB/d)	Pressure at nodal analysis point (psia)	Stock-tank liquid at nodal point (STB/d)	Pressure at nodal analysis point (psia)
5,35753	31,4895	2,612252	1889,926
0,0535753	1574,938	0,002612252	1815,449
0,9687506	1434,311	0,9687506	1434,311
3,16314	1014,711	1,626151	1577,669
4,260335	718,2085	0,3890676	1365,591
2,065945	1242,358	0,1571944	1357,369
4,808932	508,8725	0,06444511	1361,516
0,511163	1507,156	0,02734539	1364,107
5,083231	361,3248	0,01250551	1652,62
1,517348	1341,773	0,01844146	1518,472
5,22038	257,6662	2,020591	1691,381
0,2823691	1542,288	0,006569554	1758,97
2,614543	1134,261	1,231711	1484,814
3,711738	879,049	0,6209408	1385,927
5,288955	185,2973	0,02200303	1426,025
0,7399568	1471,184	2,257256	1767,207
1,243049	1388,813	0,01487989	1602,318
5,323242	135,3663	0,008943936	1719,657
1,791647	1293,022	1,389487	1519,78
4,534634	622,3988	0,7600647	1402,618
0,1679722	1559,201	1,783927	1622,071
2,340244	1189,538	0,01986609	1482,306
0,396766	1524,823	0,01630452	1569,976
3,986036	802,6665	2,399254	1815,091
2,888842	1076,147	0,2499437	1358,165
3,437439	949,3062	0,01036857	1694,013
5,340386	101,5725	0,004195173	1793,341
4,946082	441,3013	0,4818169	1371,929

**Anexo 10.** Curva inflow y outflow para el petróleo

<b>Stock-tank oil at nodal analysis point (STB/d)</b>	<b>Pressure at nodal analysis point (psia)</b>	<b>Stock-tank oil at nodal analysis point (STB/d)</b>	<b>Pressure at nodal analysis point (psia)</b>
3,616333	31,4895	1,76327	1889,926
0,03616333	1574,938	0,00176327	1815,449
0,6539067	1434,311	0,6539067	1434,311
2,13512	1014,711	1,097652	1577,669
2,875726	718,2085	0,2626206	1365,591
1,394513	1242,358	0,1061062	1357,369
3,246029	508,8725	0,04350045	1361,516
0,345035	1507,156	0,01845814	1364,107
3,431181	361,3248	0,008441218	1652,62
1,02421	1341,773	0,01244799	1518,472
3,523757	257,6662	1,363899	1691,381
0,1905992	1542,288	0,004434449	1758,97
1,764816	1134,261	0,8314048	1484,814
2,505423	879,049	0,419135	1385,927
3,570045	185,2973	0,01485205	1426,025
0,4994708	1471,184	1,523647	1767,207
0,8390583	1388,813	0,01004393	1602,318
3,593189	135,3663	0,006037157	1719,657
1,209362	1293,022	0,9379037	1519,78
3,060878	622,3988	0,5130437	1402,618
0,1133812	1559,201	1,204151	1622,071
1,579665	1189,538	0,01340961	1482,306
0,2678171	1524,823	0,01100555	1569,976
2,690575	802,6665	1,619496	1815,091
1,949968	1076,147	0,168712	1358,165
2,320271	949,3062	0,006998781	1694,013
3,604761	101,5725	0,002831742	1793,341
3,338605	441,3013	0,3252264	1371,929

**Anexo 11.** Curva inflow y outflow del pozo JNN-X1

Stock-tank gas at nodal analysis point (mmscf/d)	Pressure at nodal analysis point (psia)	Stock-tank gas at nodal analysis point (mmscf/d)	Pressure at nodal analysis point (psia)
5,649198	15,22506		
0,05649198	1495,765	5,649198	1496,028
2,047085	1200,449	0,005649198	1152,674
3,848141	848,9136	2,047085	1200,449
1,051789	1356,169	3,48793	1292,554
4,74867	600,3691	0,8222236	1159,183
5,198934	424,6615	4,352437	1366,189
0,5541403	1427,675	2,623423	1232,438
5,424066	300,474	1,312168	1170,572
2,947613	1039,647	4,871141	1415,906
1,549437	1280,678	0,332279	1152,66
5,536632	212,7398	2,969226	1255,011
0,3053161	1462,116	3,833733	1321,475
5,592915	150,8145	1,606135	1180,655
2,497349	1122,93	5,182364	1447,135
0,8029644	1392,381	0,5282568	1153,868
4,298406	735,2202	2,27762	1212,157
3,397877	949,0837	1,018201	1162,126
1,300613	1318,964	0,1363011	1152,19



5,621056	107,184	3,176708	1269,74
0,1809041	1479,037	1,782515	1187,835
1,798261	1241,212	4,041215	1339,346
4,973802	519,9906	4,559919	1385,886
0,4297282	1444,998	5,369097	1466,414
5,635127	76,55131	0,6458435	1155,157
2,272217	1162,336	2,415941	1219,898
0,6785523	1410,138	1,135788	1164,993
5,3115	367,8465	2,761744	1241,112
4,523538	671,1899	1,429755	1174,051
2,722481	1082,09	0,2146922	1152,118
		3,626251	1304,375

**Anexo 12.** Resultados de la simulación (Reporte PIPESIM 2017.2)

Type	Total distance (ft)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Temperature (degF)	Fluid mean velocity (ft/s)	Erosional velocity ratio	Flow pattern, gas-liquid	Pressure gradient (psi/ft)	Friction pressure gradient (psi/ft)	Elevation pressure gradient (psi/ft)	Acceleration pressure gradient (psi/ft)
	0	-3403,1	1503,3	130,2			Undefined				
Completion	0	-3403,1	1200,449	128,0728			Undefined				
Tubing	0	-3403,1	1200,449	128,0728	2,63179	0,056095	Gas	0,0193	0,0001	0,01917888	1,10E-07
Tubing	32,9	-3383,1	1199,813	128,0707	2,633329	0,056112	Gas	0,0193	0,0001	0,01916768	1,07E-07
Tubing	32,9	-3383,1	1199,767	128,0703	14,68007	0,312797	Gas	0,0311	0,0118	0,01929214	5,09E-06
Tubing	360,9	-3182,4	1189,575	127,4988	14,80044	0,314077	Gas	0,0310	0,0119	0,01913524	4,70E-06
Tubing	673,3	-2963,8	1179,032	126,4875	14,91007	0,315238	Gas	0,0337	0,012	0,02172174	4,73E-06
Tubing	1673,3	-2263,8	1145,401	121,0131	15,17748	0,318052	Gas	0,0336	0,0122	0,02134682	3,81E-06
Tubing	2395,1	-1673,2	1118,631	115,0074	15,33063	0,319653	Gas	0,0370	0,0123	0,02470311	3,74E-06
Tubing	2624,7	-1476,4	1109,865	112,7738	15,37078	0,320071	Gas	0,0382	0,0124	0,02581025	3,74E-06
Tubing	2821,6	-1312,3	1102,493	110,7686	15,39942	0,320369	Gas	0,0374	0,0124	0,02504918	3,48E-06
Tubing	3133,9	-1000	1089,252	107,2278	15,4549	0,320946	Gas	0,0424	0,0124	0,02994807	4,02E-06
Tubing	4133,9	4,55E-13	1046,954	94,12907	15,55785	0,322013	Gas	0,0422	0,0125	0,02974989	3,29E-06

**Anexo 13.** Resultados de la simulación en el pozo JNN-X1

Equipment	Type	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Temperature (degF)	Fluid mean velocity (ft/s)	Liquid holdup fraction (%)	Erosional velocity ratio	Flow pattern, gas-liquid	Pressure gradient (psi/ft)	Friction pressure gradient (psi/ft)	Elevation pressure gradient (psi/ft)	Acceleration pressure gradient (psi/ft)
		-3110,2	1585,5	126,4				Undefined				
PETACA	Completion	-3110,2	1435,167	125,6294				Undefined				
Casing	Tubing	-3110,2	1435,167	125,6294	3,661246	4	0,0919025	Slug	0,0552547	0,0003006	0,05495344	6,25E-07
	Tubing	-3094,7	1434,311	125,5907	3,663221	4	0,0919273	Slug	0,0552331	0,0003007	0,05493179	6,22E-07
	Tubing	-3094,7	1434,311	125,5907	3,663356	4	0,091929	Slug	0,0552317	0,0003007	0,0549303	6,22E-07
	Tubing	-3051,2	1431,91	125,4725	3,669045	4	0,0920003	Slug	0,0551698	0,0003011	0,05486816	6,13E-07
Tubing	Tubing	-3051,2	1431,785	125,4718	20,45554	4	0,5128799	Slug	0,0799048	0,0250138	0,05486227	2,88E-05
	Tubing	-3000	1427,696	125,3155	20,51296	4	0,5135993	Slug	0,0798433	0,0250648	0,05474985	2,87E-05
	Tubing	-2000	1348,409	120,5785	21,61047	4	0,5271598	Slug	0,078775	0,0260161	0,05273021	2,87E-05
	Tubing	-1000	1270,07	113,0712	22,6435	4	0,5396124	Transition	0,0779343	0,0268727	0,05103249	2,91E-05
	Tubing	0	1192,488	103,2938	23,64173	4	0,5513784	Transition	0,0772498	0,0276651	0,04955469	3,00E-05

**Anexo 14.** Resultados de la curva de declinación en el pozo JNN-X1

Gas Rate [mmscf/d] Vs time [dd-mm-yy]							
8	12-ene-09	6,2246216	23-ene-10	5,209787	18-ene-11	4,5226405	12-ene-12
7,8517831	10-feb-09	6,1331838	10-feb-10	5,1449038	11-feb-11	4,4732531	19-feb-12
7,7088024	06-mar-09	6,0443164	05-mar-10	5,0815702	09-mar-11	4,4249014	14-mar-12
7,5707878	04-abr-09	5,9579133	04-abr-10	5,0197317	18-abr-11	4,3775534	17-abr-12
7,4374874	05-may-09	5,7921056	07-may-10	4,9593366	03-may-11	4,3311785	12-may-12
7,0635958	09-jun-09	5,7125163	01-jun-10	4,9003355	16-jun-11	4,2857473	14-jun-12
6,9469481	24-jul-09	5,6350216	19-jul-10	4,842681	10-jul-11	4,2412316	19-jul-12
6,8339803	11-ago-09	5,5595407	16-ago-10	4,7863281	18-ago-11	4,1976042	14-ago-12
6,7245227	09-sep-09	5,4859969	20-sep-10	4,7312336	16-sep-11	4,1548391	18-sep-12
6,5155094	15-oct-09	5,4143172	20-oct-10	4,6773563	10-oct-11	4,1129112	11-oct-12
6,4156624	23-nov-09	5,3444324	13-nov-10	4,6246566	15-nov-11	4,0314716	29-nov-12
6,3187417	10-dic-09	5,2762766	25-dic-10	4,5730967	25-dic-11	3,9919144	11-dic-12
3,9531032	09-ene-13	3,5387234	08-ene-14	3,2267783	21-ene-15	2,9207381	25-ene-16
3,9150175	05-feb-13	3,5079719	04-feb-14	3,2010494	08-feb-15	2,8995172	22-feb-16
3,8776372	24-mar-13	3,4777347	10-mar-14	3,1757156	10-mar-15	2,8785933	08-mar-16
3,8409432	08-abr-13	3,447999	24-abr-14	3,1261976	05-abr-15	2,8579605	11-abr-16
3,8049169	18-may-13	3,4187526	06-may-14	3,1019964	07-may-15	2,8376126	10-may-16
3,7695404	08-jun-13	3,3899836	03-jun-14	3,0781559	03-jun-15	2,8175439	05-jun-16
3,7347964	09-jul-13	3,3616807	14-jul-14	3,0546684	13-jul-15	2,7977487	23-jul-16
3,7006684	15-ago-13	3,3338326	25-ago-14	3,031526	21-ago-15	2,7782215	16-ago-16
3,6671402	08-sep-13	3,3064285	14-sep-14	3,0087214	15-sep-15	2,7589571	22-sep-16
3,6341964	19-oct-13	3,2954851	19-oct-14	2,9862473	25-oct-15	2,7399501	18-oct-16
3,6018219	18-nov-13	3,2794582	02-oct-14	2,9640966	22-nov-15	2,7211955	17-nov-16
3,5700022	16-dic-13	3,2529114	17-dic-14	2,9422624	22-dic-15	2,7026883	31-dic-16

## Anexo 15. Technical Evaluation Matrix

Considerations			Plunger	Gas lift	ESP	PCP	Rod Pump	Jet lift	Piston Pump	Foam Injection	Velocity String	Heated Tubing
1	Well Location	Offshore	0.00	0.90	0.90	0.75	0.00	0.90	0.75	0.75	0.75	0.75
		Onshore	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
2	Well Type	Vertical	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.90	0.90	0.90
		0 deg - 40 deg	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.25	0.25	0.75	0.75	0.75
		40 deg - 70 deg	0.75	0.25	0.90	0.90	0.25	0.25	0.25	0.50	0.75	0.50
		70 deg - 90 deg	0.75	0.00	0.90	0.90	0.00	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
		Horizontal	0.00	0.00	0.90	0.90	0.00	0.25	0.25	0.00	0.00	0.00
3	Well Depth (ftTVD)	<12000ft	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
		12000<D<15000	0.75	0.75	0.75	0.00	0.75	0.75	0.75	0.50	0.75	0.25
		15000<D<16000	0.75	0.75	0.00	0.00	0.75	0.00	0.75	0.25	0.75	0.00
		16000<D<17000	0.75	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.00	0.75	0.00
		17000<D<18000	0.75	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
		18000<D<19000	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.00
		>19000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	Operating Volume (bpd)	<200bpd	0.90	0.50	0.25	0.75	0.75	0.25	0.75	0.90	0.90	0.90
		200<V<500	0.00	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.50	0.75	0.50
		500<V<6000	0.00	0.90	0.90	0.90	0.25	0.90	0.90	0.25	0.25	0.25
		6000<V<7500	0.00	0.90	0.90	0.25	0.00	0.90	0.50	0.00	0.00	0.00
		7500<V<8000	0.00	0.75	0.75	0.00	0.00	0.50	0.25	0.00	0.00	0.00
		8000<V<20000	0.00	0.50	0.50	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00
		20000<V<30000	0.00	0.25	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		30000<V<135000	0.00	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		>135000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Considerations		Plunger	Gas lift	ESP	PCP	Rod Pump	Jet lift	Piston Pump	Foam Injection	Velocity String	Heated Tubing
5	Solid Handling	0.25	0.90	0.25	0.90	0.50	0.75	0.50	0.75	0.50	0.50
6	Paraffin Handling	0.50	0.25	0.75	0.90	0.50	0.75	0.75	0.25	0.25	0.75
7	Corrosion Handling	0.90	0.75	0.75	0.50	0.75	0.90	0.75	0.75	0.90	0.75
8	Crooked Hole	0.25	0.75	0.25	0.45	0.25	0.75	0.50	0.25	0.50	0.50
9	Scale	0.50	0.50	0.25	0.75	0.75	0.50	0.50	0.25	0.25	0.50
* Legend :											
1.00 : Excellent		0.50 : Fair									
0.75 : Good		0.25 : Poor		0 : limited (not appropriate)							

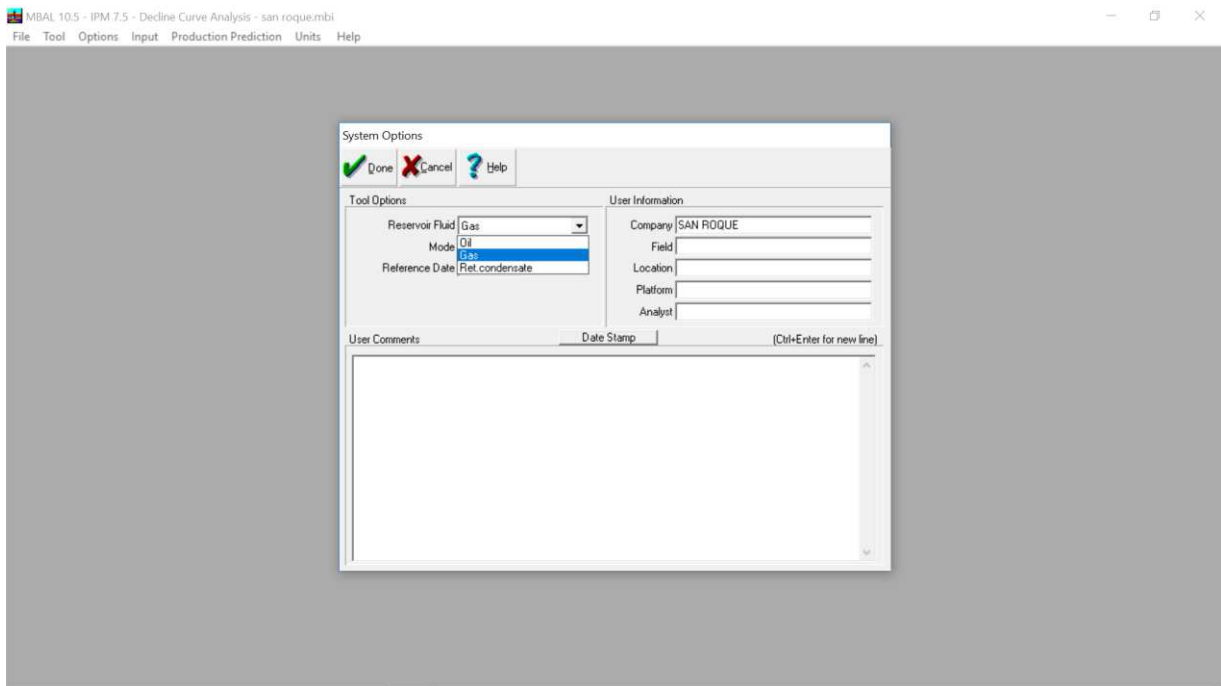
Fuente; SOPON SAKULKAEW; 2010

## Anexo 16. Procedimiento de manejo del software

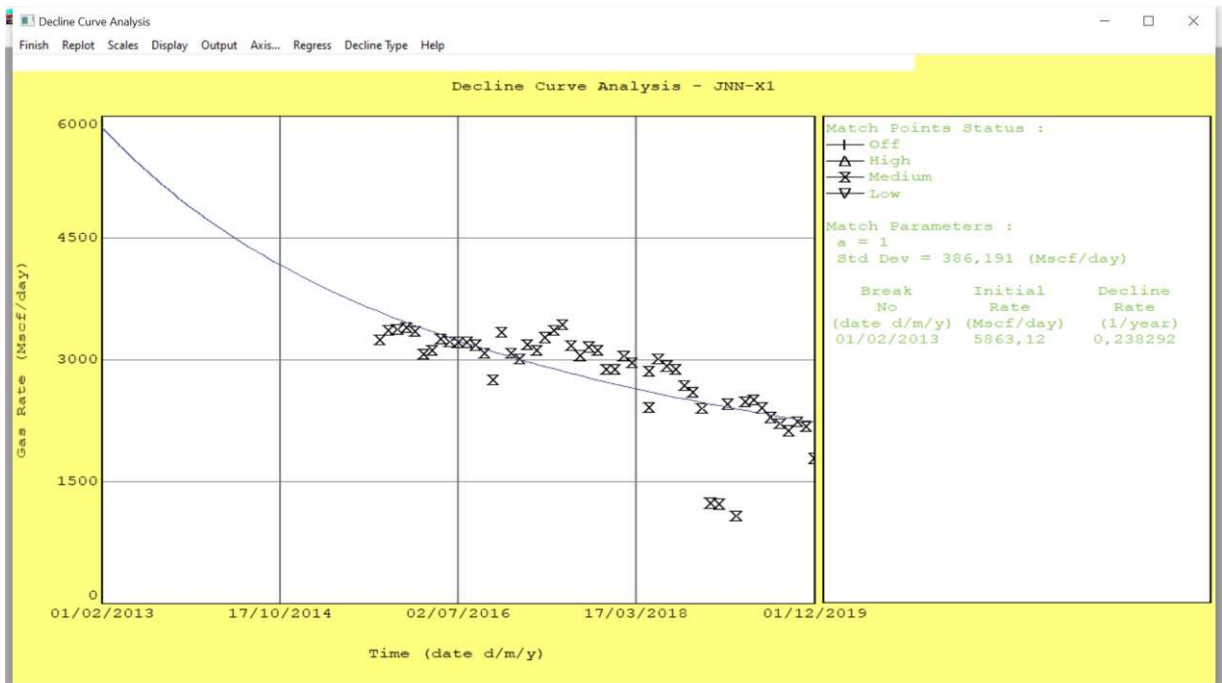
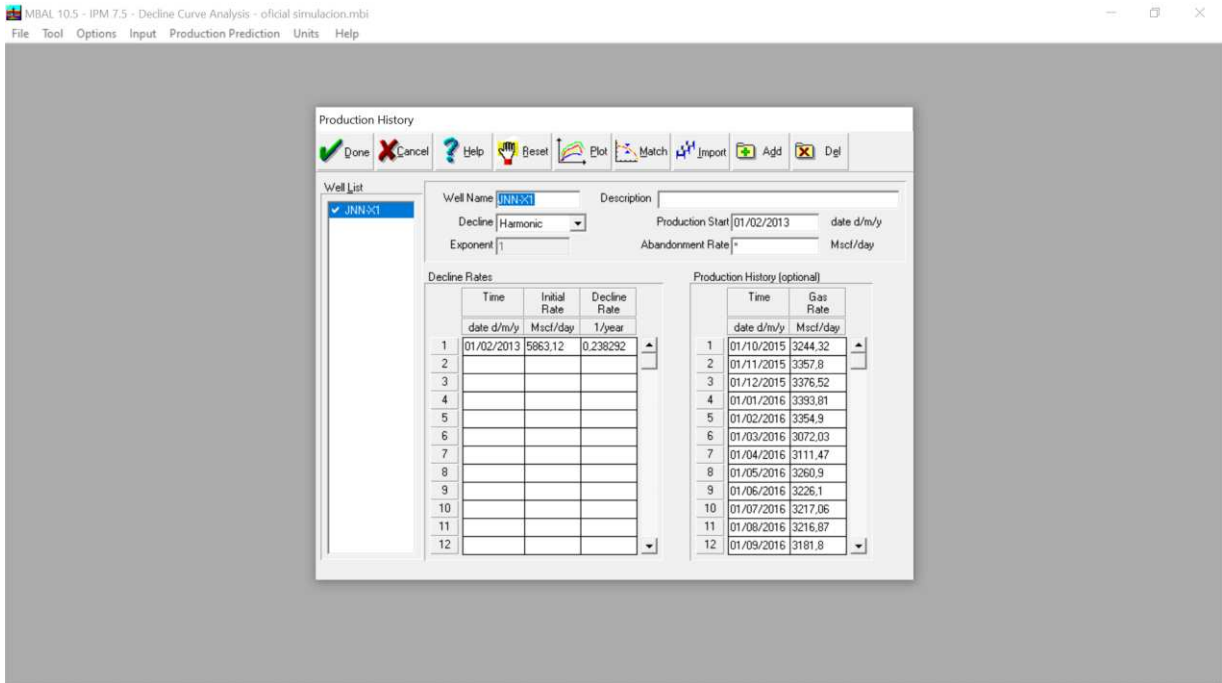
### Procedimiento de cálculo de curvas de declinación MBAL



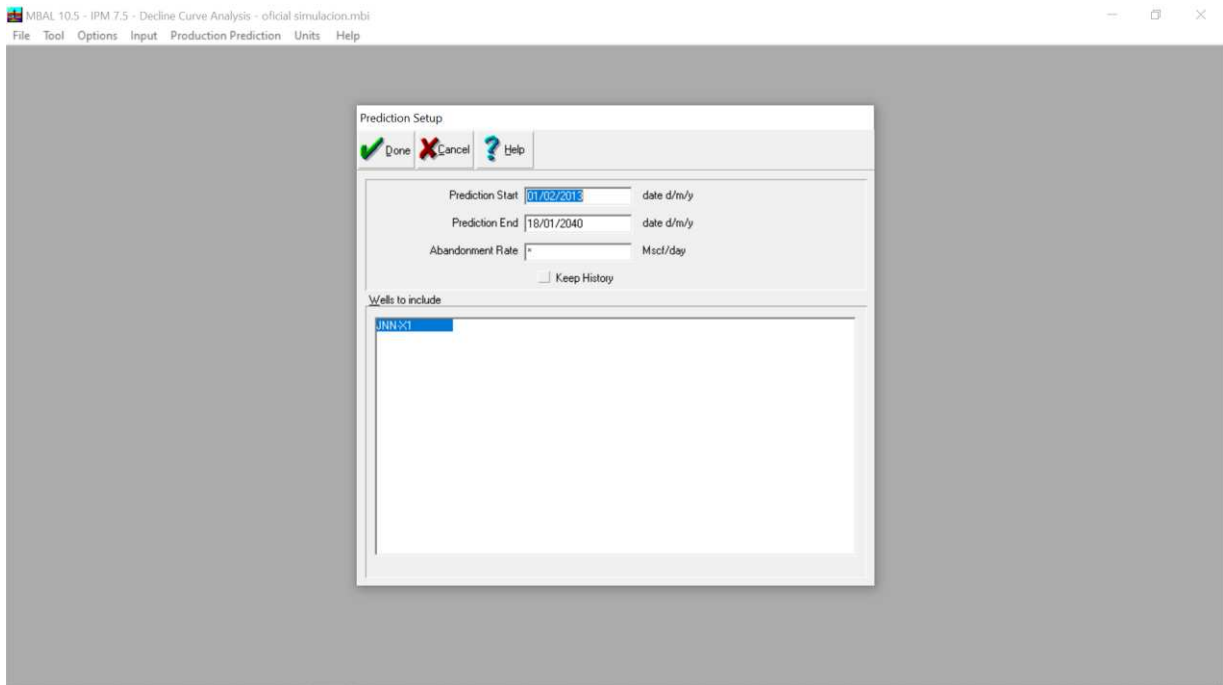
### Inicio del programa seleccionando el tipo de reservorio para curvas de declinación



Entrada de datos del reservorio y selección de correlaciones para el cálculo de propiedades de los fluidos de reservorios y el historial de producción de pozo



Realizamos el ajuste de la regresión para el modelo matemático seleccionado de las curvas de declinación y se define hasta que año se realizara la predicción de caudales.



Una vez introducidos los datos hacemos correr la simulación seleccionando la opción calc y seguidamente se muestran los resultados en la siguiente figura

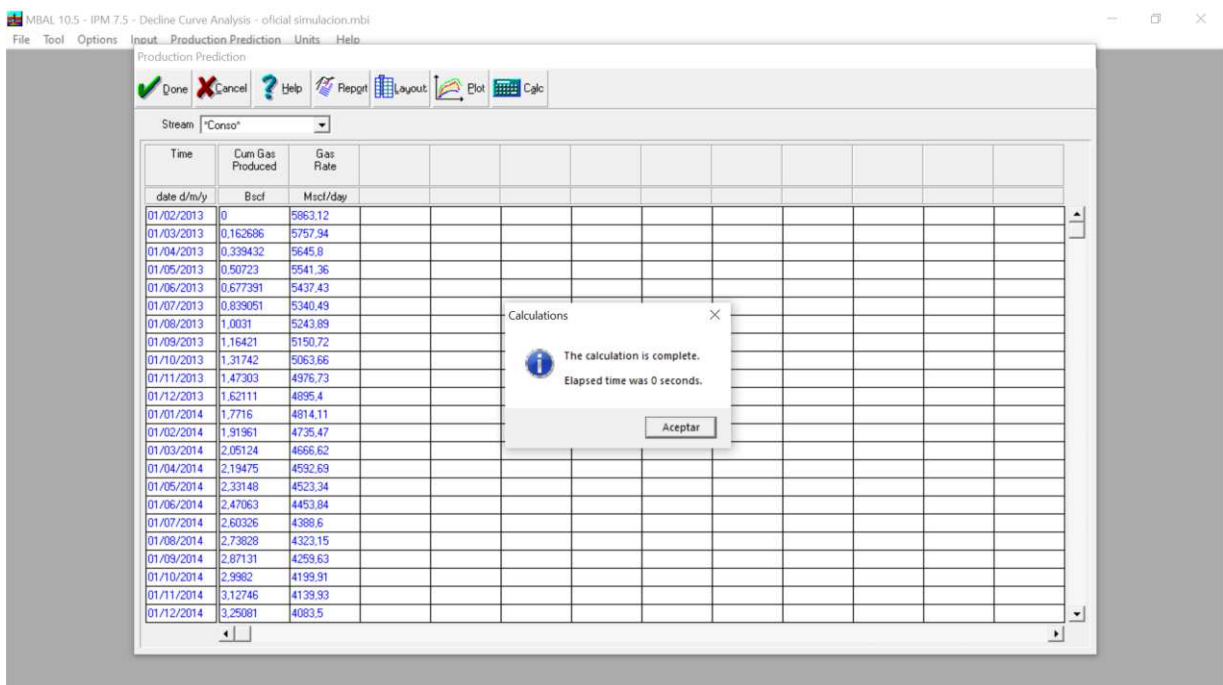
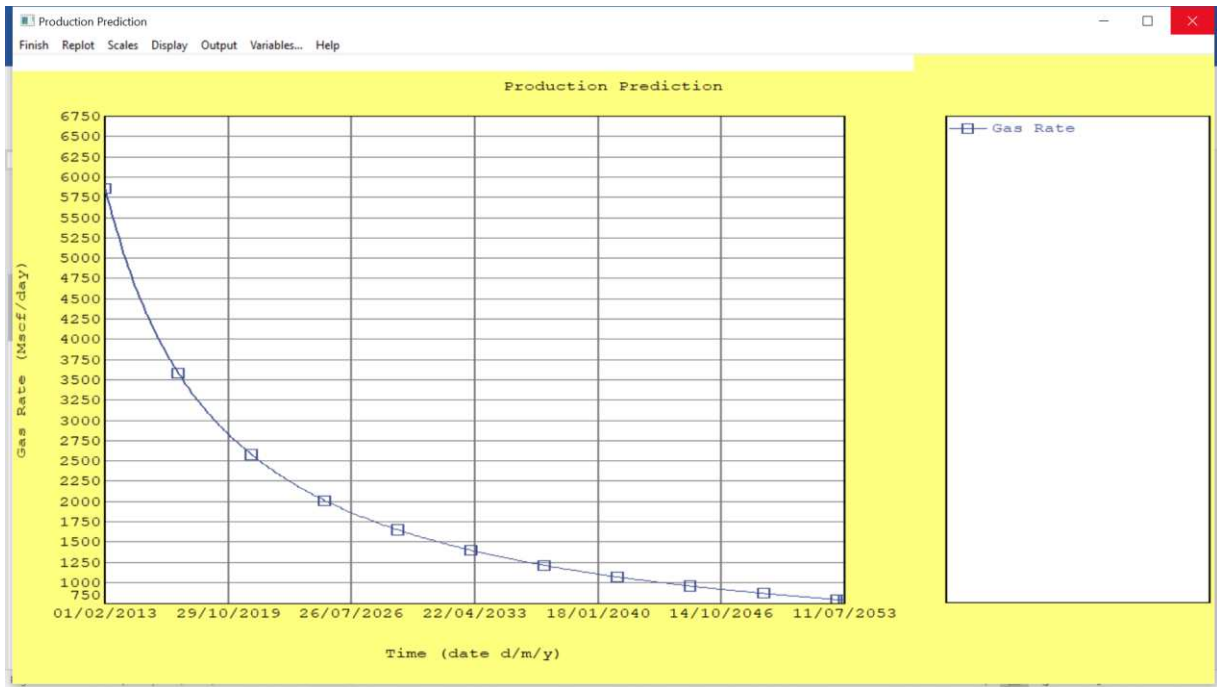
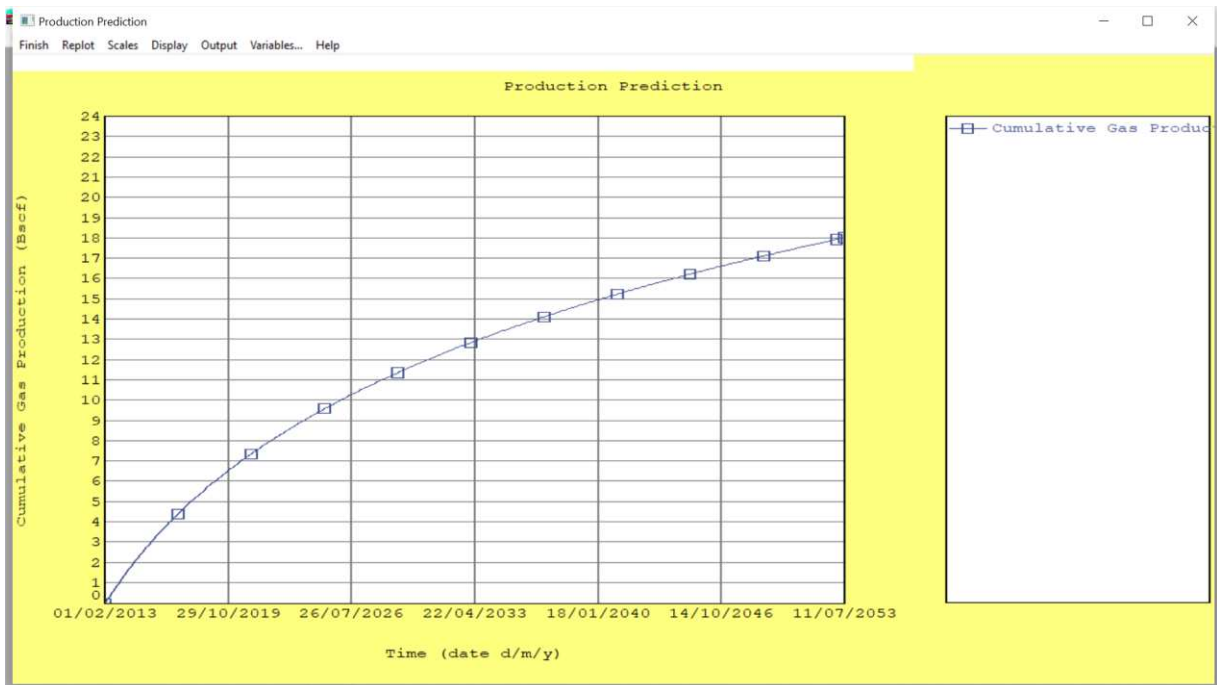




Tabla de resultados del cálculo de los caudales a futuro y la producción acumulada hasta el año 2024.



Resultados gráficos de la simulación que se muestran entrando a la opción plot mediante el cual se pueden observar los resultados obtenidos de la simulación



## **EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO JNN-X1 MEDIANTE SIMULACIÓN INTEGRADA**

Utilizando la tecnología de simulación integrada, se pretende conocer las condiciones actuales del pozo en sus diferentes reservorios, permitiendo definir la vida útil y restante del pozo.

Se planteó una alternativa de producción que mejore y alargue la vida productiva del pozo, analizando la factibilidad de aplicación de un nuevo método de recuperación artificial del pozo. Considerando esta última premisa, en caso de que sea viable aplicar un nuevo enfoque de recuperación, procederemos a hacer la recomendación y elegir el método más adecuado para su implementación.

El Pozo Junin X1 (JNN-X1) produce de los reservorios PETACA, CAJONES y YANTATA los mismos que producen con surgencia natural, esto significa que están usando la energía propia de los reservorios. Actualmente el pozo se encuentra en etapa de declinación, debido a una fuerte caída de presión en los reservorios.

Esto se debe a que las formaciones tienen menor aporte, lo que en consecuencia reduce los caudales de producción en superficie.

Al realizar la evaluación técnico económica a través de ratios financieros dan como resultado que el VAN para el proyecto considerando los flujos de efectivo al año 2030, proporciona un valor de \$us.694.187,00, y la TIR un valor igual a 36,29% indicando que la implementación del proyecto es factible y altamente rentable.

**NOMBRE:** ALEXANDRA CANQUI MACIAS

**CELULAR:** 76560793

**CORREO ELECTRÓNICO:** alexandra.canqui.m@gmail.com





2023-TTES-1969-D-1

DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR  
Y DERECHOS CONEXOS  
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-4202/2023  
La Paz, 30 de Noviembre del 2023

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **23 de Noviembre del 2023**, por **ALEXANDRA CANQUI MACIAS** con C.I. N° **8351414 LP**, con número de trámite **DA 2301/2023**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: "**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO JNN-X1 MEDIANTE SIMULACION INTEGRADA**", cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "*Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración*".

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece "*Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión*". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: "*la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios*".



"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz  
Av. Montes, N° 515,  
entre Esq. Uruguay y  
C. Batallón Illimani.  
Telfs.: 2115700  
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz  
Av. Uruguay, Calle  
prolongación Quijarro,  
N° 29, Edif. Bicentenario.  
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba  
Calle Bolívar, N° 737,  
entre 16 de Julio y Antezana.  
Telfs.: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto  
Av. Juan Pablo II, N° 2560  
Edif. Multicentro El Ceibo  
Ltda. Piso 2, Of. 5B,  
Zona 16 de Julio.  
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca  
Calle Kilómetro 7, N° 366  
casi esq. Urriolagoitia,  
Zona Parque Bolívar.  
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija  
Av. La Paz, entre  
Calles Ciro Trigo y Avaroa  
Edif. Santa Clara, N° 243.  
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro  
Calle 6 de Octubre N° 5837  
entre Ayacucho y Junín,  
Galería Central, Of. 14.  
Telf.: 67201288

Oficina - Potosí  
Av. Villazón entre calles  
Wenceslao Alba y San Alberto,  
Edif. AM. Salinas N° 242,  
Primer Piso, Of. 17.  
Telf.: 72018160

www.senapi.gob.bo



Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: "...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial".

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: "... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

**POR TANTO**

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas

**RESUELVE:**

**INSCRIBIR** en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: "**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO JNN-X1 MEDIANTE SIMULACION INTEGRADA**", a favor de la autora y titular: **ALEXANDRA CANQUI MACIAS** con C.I. Nº **8351414 LP**, bajo el seudónimo **ALEX CANQUI**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.



RIGH/ata  
c.c.Arch.

Abg. Roberto Ilich Garcia Herrera  
**DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR  
Y DERECHOS CONEXOS a.i.**  
**SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL**



**"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"**

Oficina - La Paz  
Av. Montes, Nº 515,  
entre Esq. Uruguay y  
C. Batallón Illimani.  
Telfs.: 2115700  
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz  
Av. Uruguay, Calle  
prolongación Quijarro,  
Nº 29, Edif. Bicentenario.  
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba  
Calle Bolívar, Nº 737,  
entre 16 de Julio y Antezana.  
Telfs.: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto  
Av. Juan Pablo II, Nº 2560  
Edif. Multicentro El Ceibo  
Ltda. Piso 2, Of. 5B,  
Zona 16 de Julio.  
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca  
Calle Kilómetro 7, Nº 366  
casi esq. Urriolagoitia,  
Zona Parque Bolívar.  
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija  
Av. La Paz, entre  
Calles Ciro Trigo y Avaroa  
Edif. Santa Clara, Nº 243.  
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro  
Calle 6 de Octubre Nº 5837  
entre Ayacucho y Junín,  
Galería Central, Of. 14.  
Telf.: 67201288

Oficina - Potosí  
Av. Villazón entre calles  
Wenceslao Alba y San Alberto,  
Edif. AM. Salinas Nº 242,  
Primer Piso, Of. 17.  
Telf.: 72018160