

# Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



## TESIS

**Evaluación del Plan de Compresión de un Campo de Gas y Condensados Mediante un Modelo Integrado de Simulación Numérica para Prolongar la Vida Productiva del Yacimiento**

Para obtener el título Profesional de  
**Ingeniero de Petróleo y Gas Natural**

Elaborado por

**Ysaías Samanez Vera**

 [0009-0008-6190-9468](https://orcid.org/0009-0008-6190-9468)

Asesor

**Ing. Juan Ernesto Ingaluque Arapa**

 [0000-0003-2319-3864](https://orcid.org/0000-0003-2319-3864)

**LIMA – PERÚ**

**2025**

---

Citar/How to cite	Samanez Vera [1]
Referencia/Reference	[1] Y. Samanez Vera, “ <i>Evaluación del Plan de Compresión de un Campo de Gas y Condensados Mediante un Modelo Integrado de Simulación Numérica para Prolongar la Vida Productiva del Yacimiento</i> ” [Tesis de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

---

---

Citar/How to cite	(Samanez, 2025)
Referencia/Reference	Samanez, Y. (2025). <i>Evaluación del Plan de Compresión de un Campo de Gas y Condensados Mediante un Modelo Integrado de Simulación Numérica para Prolongar la Vida Productiva del Yacimiento</i> . [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

*Dedicatoria*

*A mi madre Lucía por su sacrificio, esfuerzo y apoyo incondicional.*

**Agradecimientos**

Agradezco a mi madre Lucía y a mi hermano Carlos por haberme brindado su apoyo durante mi vida académica y estar a mi lado en los momentos difíciles.

Quiero agradecer también a mis asesores de tesis Ing. Juan Ingaluque Arapa y MSc. Joseph Jean Sinchitullo Gómez por el tiempo, los consejos y enseñanzas durante todo el proceso del desarrollo de este trabajo.

Por último, mi sincero agradecimiento a la Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo y Gas Natural de la Universidad Nacional de Ingeniería por brindarme las facilidades para lograr este objetivo.

## Resumen

El avance tecnológico y la creciente disponibilidad de mayor poder computacional ha impulsado el uso de modelos integrados para predecir el comportamiento del reservorio y su interacción con la red de superficie. Estos modelos permiten evaluar el desempeño del sistema a lo largo de su vida productiva, proporcionando estimaciones más realistas y facilitando una gestión eficiente de las inversiones en el plan de desarrollo. En campos de gas en fase de agotamiento, la implementación de sistemas de compresión es fundamental para poder mantener los niveles de producción establecidos en los contratos. En este contexto, el presente estudio tiene como objetivo evaluar el plan de compresión de un campo de gas y condensado mediante un modelo integrado de simulación numérica. Para ello, se determinó la potencia de compresión requerida en el desarrollo del campo Alfa; integrando el balance de materia y red de superficie a través de las herramientas de simulación MBAL, GAP, PROSPER y RESOLVE. Se diseñó con la herramienta RESOLVE un algoritmo que permite calcular el diferencial de presión ( $\Delta P$ ) necesario para sostener la platea de producción, además de estimar la potencia máxima requerida del compresor. Finalmente; se hizo un análisis económico probabilístico tomando en cuenta la sensibilidad de precios, costos operativos (OPEX), de capital (CAPEX) y abandono (ABEX). Los resultados indican que la potencia máxima requerida para la instalación es de aproximadamente 10,500 BHP y que el proyecto es económicamente viable.

Palabras clave—Simulación, modelo integrado, MBAL, GAP, PROSPER, RESOLVE, compresión, plan de desarrollo, platea de producción.

## Abstract

Technological advancement and the availability of greater computational power have driven the use of integrated models to predict the behavior of the reservoir and its interaction with the surface network. These models make it possible to evaluate the performance of the system throughout its productive life, providing more realistic estimations and facilitating efficient management of investments in the development plan. In gas fields, in the depletion phase; the implementation of compression systems is essential to maintain the production levels established in their commercial contracts. In this context, the present study aims to evaluate the compression plan of a gas and condensate field using an integrated numerical simulation model. To this end, the compression power required in the development of the Alpha field was determined, integrating the material balance and the surface network through the simulation tools MBAL, GAP, PROSPER and RESOLVE. An algorithm was designed in RESOLVE that calculates the pressure differential ( $\Delta P$ ) needed to sustain the production plateau, as well as the maximum power required for the compressor. Finally, a probabilistic economic analysis was carried out considering the sensitivity to prices, operating cost (OPEX), capital cost (CAPEX) and abandonment cost (ABEX). The results indicate that the maximum power required for the installation is approximately 10,500 BHP and that the project is economically viable.

Keywords—Simulation, integrated model, MBAL, GAP, PROSPER, RESOLVE, compression, development plan, production plateau.

---

<sup>1</sup> MBAL, GAP, PROSPER and RESOLVE are commercial software from Petroleum Experts Limited (Petex).

## Tabla de Contenido

	Pág.
<i>Dedicatoria</i> .....	iii
Agradecimientos.....	iv
Resumen... ..	v
Abstract.....	vi
Tabla de Contenido.....	vii
Lista de Figuras .....	xi
Lista de Tablas.....	xiii
PRÓLOGO .....	xiv
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes .....	1
1.2 Problemática.....	5
1.3 Formulación del Problema .....	8
1.3.1 Problema General.....	8
1.3.2 Problemas Específicos .....	8
1.4 Objetivos de la Investigación .....	9
1.4.1 Objetivo General .....	9
1.4.2 Objetivos Específicos.....	9
1.5 Justificación de la Investigación.....	9
1.6 Hipótesis de la Investigación.....	10
1.6.1 Hipótesis General.....	10
1.6.2 Hipótesis Específicas .....	10
1.7 Identificación de Variables.....	11
1.7.1 Variables Independientes .....	11
1.7.2 Variables Dependientes.....	11
1.8 Operacionalización de Variables .....	12
1.9 Matriz de Consistencia .....	13
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL .....	14

2.1 Marco Teórico .....	14
2.1.1 Yacimiento .....	14
2.1.2 Porosidad.....	14
2.1.2.1 Porosidad absoluta.....	14
2.1.2.2 Porosidad efectiva .....	15
2.1.3 Permeabilidad.....	15
2.1.3.1 Permeabilidad absoluta (Ka) .....	16
2.1.3.2 Permeabilidad efectiva (Ke).....	16
2.1.3.3 Permeabilidad relativa (Kr).....	16
2.1.4 Saturación ( $S_x$ ) .....	16
2.1.5 Mojabilidad .....	17
2.1.6 Tipos de Yacimientos.....	18
2.1.6.1 Yacimientos de Gas Seco .....	20
2.1.6.2 Yacimientos de Gas Húmedo .....	20
2.1.6.3 Yacimientos de Gas Condensado .....	20
2.1.6.4 Yacimientos de Petróleo Volátil .....	21
2.1.6.5 Yacimientos de Petróleo Negro.....	21
2.1.7 Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado .....	22
2.1.7.1 Yacimientos Subsaturados .....	22
2.1.7.2 Yacimientos Saturados .....	23
2.1.7.3 Determinación del GCOES, COES Y GOES.....	24
2.1.7.4 Recombinación en Base a la Relación Gas-Condensado .....	26
2.1.8 Balance de Materiales .....	28
2.1.9 Simulación de Reservorios.....	30
2.1.9.1 Simuladores Dimensionales .....	31
2.1.9.2 Simuladores Según el Tipo de Fluido en el Yacimiento .....	34
2.1.10 Análisis nodal .....	36
2.1.11 Flujo Multifásico en Tuberías.....	39
2.1.11.1 El Colgamiento .....	40
2.1.11.2 Velocidad Superficial .....	40
2.1.11.3 Deslizamiento .....	41
2.1.11.4 Correlaciones de Flujo Multifásico .....	44
2.1.11.5 Correlaciones del Software PROSPER (Petroleum Experts, 2016).....	45
2.1.12 Equipos de compresión.....	48

2.1.13 Compresión en cabeza de pozo.....	48
2.1.14 Modelo integrado de producción .....	50
2.1.15 Simulación Montecarlo y Análisis Económico .....	52
2.1.15.1 Desarrollo y análisis de los flujos de caja.....	52
2.1.15.2 Análisis de los flujos de caja del proyecto .....	53
2.1.15.3 Análisis de decisiones basado en el valor esperado (VE) .....	54
2.1.15.4 Simulación de Monte Carlo.....	55
2.2 Marco Conceptual .....	55
2.2.1 Modelo integrado .....	55
2.2.2 Platea de Producción .....	56
2.2.3 Simulación de reservorios .....	56
2.2.4 Factor de recobro.....	56
2.2.5 Plan de desarrollo.....	56
2.2.6 Balance de materiales.....	57
2.2.7 Compresión .....	57
2.2.8 Potencia al Frenado BHP (Brake horsepower).....	57
 CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	 58
3.1 Metodología del Trabajo de Investigación.....	58
3.1.1 Instalación de paquetes de IPM (Software Petex).....	58
3.1.2 Construcción del Modelo. ....	58
3.1.2.1 Red de superficie en GAP .....	58
3.1.2.2 Modelo de Pozos en PROSPER .....	60
3.1.2.3 Balance de Materia.....	60
3.1.3 Ajuste del modelo de MBAL. ....	61
3.1.4 Implementación de Algoritmo en RESOLVE.....	64
3.2 Caso de Estudio .....	68
 CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	 70
 CAPÍTULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO .....	 73
5.1 Consideraciones según PRMS.....	73
5.2 Análisis del escenario determinístico .....	73
5.3 Análisis de Sensibilidad de escenarios (Monte Carlo).....	80

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	84
6.1 CONCLUSIONES.....	84
6.2 RECOMENDACIONES .....	85
CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	86
ANEXO A-Historia de Producción acumulada del campo Alfa .....	89
ANEXO B-Historia de Producción acumulada del campo Beta .....	92
ANEXO C-PVT del campo Alfa.....	98
ANEXO D-PVT del campo Beta.....	99
ANEXO E: Survey y completación de pozos.....	100
ANEXO F: Descripción de ductos de producción GAP .....	109

## Lista de Figuras

Figura 1 Modelo integrado de Chevron.....	3
Figura 2 Modelo de red integrado del campo Sakhalin.....	4
Figura 3 Modelado Convencional de Activos .....	8
Figura 4 Porosidad.....	15
Figura 5 Distribución de saturación de agua inicial en el reservorio .....	17
Figura 6 Diagrama de fases PT.....	19
Figura 7 Cambios de PT en el reservorio y hacia superficie .....	22
Figura 8 Rendimiento de líquidos de varios yacimientos.....	24
Figura 9 RGC de Campos de Gas Condensado Saturado y Subsaturados .....	25
Figura 10 Separación de gas condensado de varias etapas.....	27
Figura 11 Tipo de Simuladores .....	31
Figura 12 Simuladores dimensionales.....	34
Figura 13 Modelo de fluido de yacimiento .....	35
Figura 14 Esquema de Producción .....	37
Figura 15 Análisis Nodal.....	38
Figura 16 Colgamiento o Hold-up.....	40
Figura 17 Variación de la gradiente de presión vs caudal.....	42
Figura 18 Regímenes de flujo vertical.....	43
Figura 19 Regímenes de flujo horizontal .....	44
Figura 20 Tipos de Compresores.....	49
Figura 21 Rangos de Aplicación de los distintos Tipos de Compresores .....	50
Figura 22 Herramientas de Petex .....	51
Figura 23 Flujo de caja de un proyecto .....	54
Figura 24 Simulación Monte Carlo .....	55

Figura 25 Esquema de Producción del modelo integrado .....	59
Figura 26 Curvas VLP/IPR.....	60
Figura 27 Modelos de tanque de los campos Alfa y Beta .....	61
Figura 28 Ajuste de balance de materia P/Z del campo Alfa .....	61
Figura 29 Ajuste de Presión de Reservorio y producción histórica del campo Alfa.....	62
Figura 30 Ajuste de balance de materia P/Z del campo Beta.....	63
Figura 31 Ajuste de Presión de Reservorio y producción histórica del campo Beta .....	63
Figura 32 Modelo Integrado GAP-RESOLVE-MBAL.....	64
Figura 33 Condiciones iniciales del modelo .....	65
Figura 34 Condición Pre-solución.....	65
Figura 35 Diagrama de flujo de compresión del campo Alfa (Post-solución) .....	66
Figura 36 Diagrama de flujo de trabajo.....	67
Figura 37 Resultados del modelo de simulación integrado.....	68
Figura 38 Potencia requerida de compresión del Campo Alfa.....	69
Figura 39 Potencia aproximada requerida para comprimir gases.....	70
Figura 40 Presión de entrada y salida del compresor A .....	72
Figura 41 Gráfico del VAN (10%) para determinar el Pay Out .....	77
Figura 42 Gráfico del VAN a tasas diferentes tasa de descuento para determinar el TIR ..	78
Figura 43 Flujo de Caja del proyecto de compresión del campo Alfa .....	79
Figura 44 Distribución de probabilidades para las variables.....	81
Figura 45 Gráfico de variabilidad.....	82
Figura 46 Distribución de Probabilidad y Probabilidad Acumulada.....	83

**Lista de Tablas**

Tabla 1 Operacionalización de variables independientes y dependientes .....	12
Tabla 2 Matriz de consistencia .....	13
Tabla 3 Caracterización de fluidos de yacimiento.....	20
Tabla 4 Tipos de crudo según su grado API.....	21
Tabla 5 Correlaciones de flujo multifásico.....	45
Tabla 6 Parámetros para el Escenario.....	74
Tabla 7 Inversiones para el Escenario de compresión del campo Alfa .....	74
Tabla 8 Producción del Bloque G.....	75
Tabla 9 Producción del Campo Alfa .....	75
Tabla 10 Flujo de Caja @ 10% .....	76
Tabla 11 Resultados de escenarios .....	77
Tabla 12 Sensibilidad para el escenario Monte Carlo .....	80

## PRÓLOGO

El presente trabajo de investigación está dividido en 6 capítulos: En el primer capítulo se describe la problemática, hipótesis y justificación de la investigación. En el segundo capítulo se sientan las bases teóricas de simulación de reservorios, balance de materia, análisis nodal, flujo multifásico y compresores; los cuales servirán para tener un mayor entendimiento del desarrollo de un campo de gas condensado.

El tercer capítulo describe el desarrollo de la investigación con la construcción del modelo de simulación de balance de materia en el software MBAL, generación de curvas VLPs en PROSPER y sistema de red con facilidades de superficie en GAP. Finalmente se integra reservorio-pozos-facilidades de superficie con la herramienta RESOLVE que servirá para el control de las variables del sistema, enfocándose en la platea de producción y compresión.

El cuarto capítulo describe el análisis de datos y discusión de resultados en el marco de la matriz de consistencia y las hipótesis planteadas en la solución del problema descrito en el capítulo uno. El quinto capítulo se desarrolla escenarios de sensibilidad y análisis económico con la herramienta *Crystal Ball*, teniendo en cuenta la sensibilidad de precios, OPEX y CAPEX. Finalmente, el sexto capítulo, se listarán las conclusiones y recomendaciones de este trabajo de investigación.

## CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

### 1.1 Antecedentes

El pronóstico de producción de petróleo y gas es una actividad de mucha relevancia, típicamente realizada durante el desarrollo del campo y cuando el campo se encuentra en producción. En la etapa de desarrollo de un campo, los ingresos se calculan a partir de las tasas de producción de hidrocarburos y se utilizan además en evaluaciones económicas (por ejemplo, valor actual neto, tasa interna de retorno, etc.) o alternativas de desarrollo relevantes (Jhan et al., 2008).

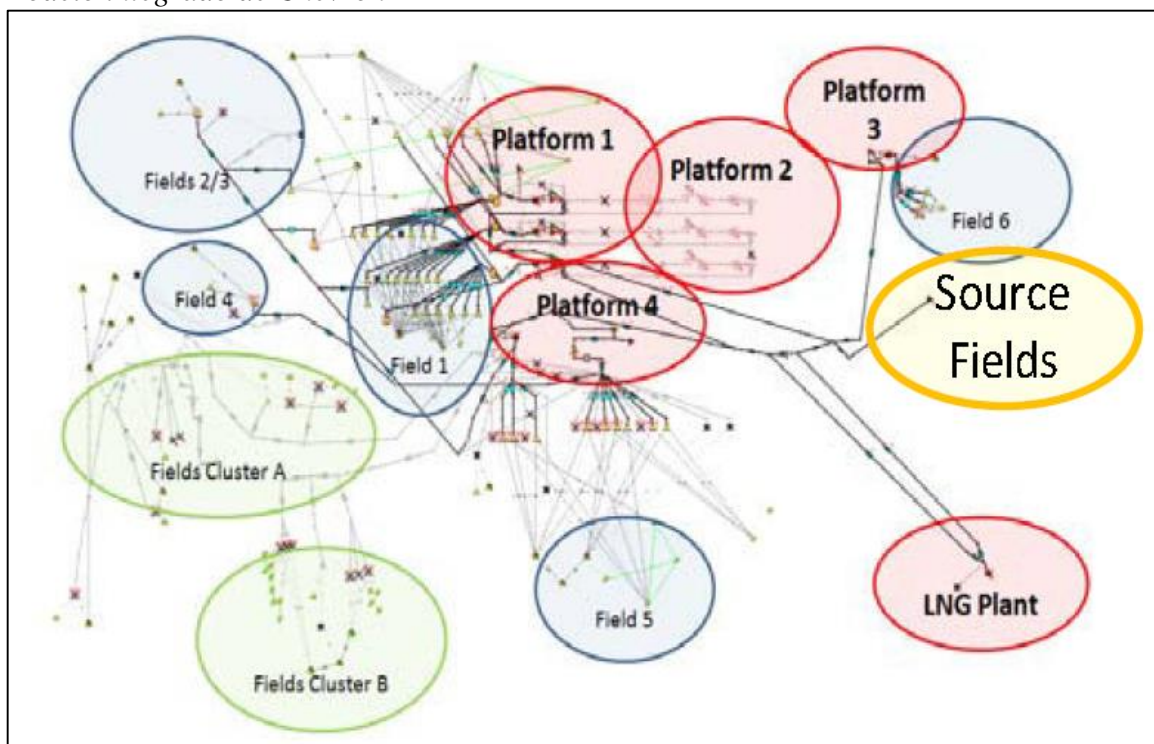
El modelado de producción integrada se considera una parte vital de la industria petrolera debido a que es muy importante administrar el yacimiento eficientemente, ya que muchas decisiones importantes con respecto al desarrollo del campo dependen de ello. La simulación integrada consiste en modelar un activo completo desde el yacimiento hasta el punto de entrega final teniendo en consideración la interacción completa de diferentes componentes claves del activo, incluidas las instalaciones de yacimiento, pozos y superficie. A su vez, proporciona una comprensión integral de todo el activo para saber cómo un extremo de la cadena de entrega afecta al otro, como el efecto de la presión del separador sobre la presión del yacimiento, define criterios de diseño y operación para un campo determinado, no solo para hoy, sino también para el futuro. En resumen, proporciona la optimización económica de la recuperación de petróleo y gas (Shoaib & Asif, 2012).

Los sistemas de producción de petróleo son complejos y conllevan gran cantidad de incertidumbres. Por lo tanto, es importante tener en cuenta dichas incertidumbres que involucran diversas disciplinas en el ámbito de la industria del petróleo y gas. Se requiere el trabajo multidisciplinario de ingenieros, geocientíficos y operadores para comprender efectivamente los componentes del subsuelo y superficie, a fin de pronosticar la producción, identificar cuellos de botellas y poder tomar las mejores decisiones tanto comerciales como

operativas. La producción puede controlar únicamente el flujo de ingresos del proyecto y ser la razón principal por la que se aprueba o se cancela un proyecto. Cuando se consideran proyectos de producción de gas, surgen complicaciones adicionales por la necesidad de cumplir con los requisitos del contrato comercial a largo plazo. En consecuencia, es de suma importancia para empresas, pronosticar con precisión la producción con el fin de garantizar que puedan satisfacer sus obligaciones contractuales y lograr todos los objetivos económicos. El conjunto de herramientas de *Petroleum Experts* tales como GAP, MBAL, RESOLVE, PROSPER son ampliamente utilizados en la industria de exploración y producción (E&P), especialmente para evaluaciones de proyectos que requieren la integración de modelos de superficie y subsuelo. Existe evidencia en la literatura que muestra diversas aplicaciones en la planificación para el desarrollo de campos, pronóstico integrado, monitoreo y optimización del sistema de producción (Amudo, y otros, 2011).

Amudo et al. (2011) concluyen que desarrollar y mantener un gran modelo integrado es muy desafiante. Sin embargo, las buenas prácticas de modelado reducen algunas de las dificultades y mejoran la confiabilidad de los resultados del modelo, un ejemplo es el caso de Chevron que demoró 6 años en desarrollar un modelo integrado utilizando las herramientas de *Petroleum Experts* en el 2005. La Figura 1 presenta un esquema del modelo integrado; el modelo inicia en las baterías de producción (*Clustes*) y termina en el separador de planta de líquidos de gas natural. Cada uno de los más de 20 campos en el modelo está representado por uno o más modelos de tanque MBAL. Todas las instalaciones críticas de procesamiento existentes y propuestas fueron modeladas, tales como compresores, líneas de flujo y líneas troncales.

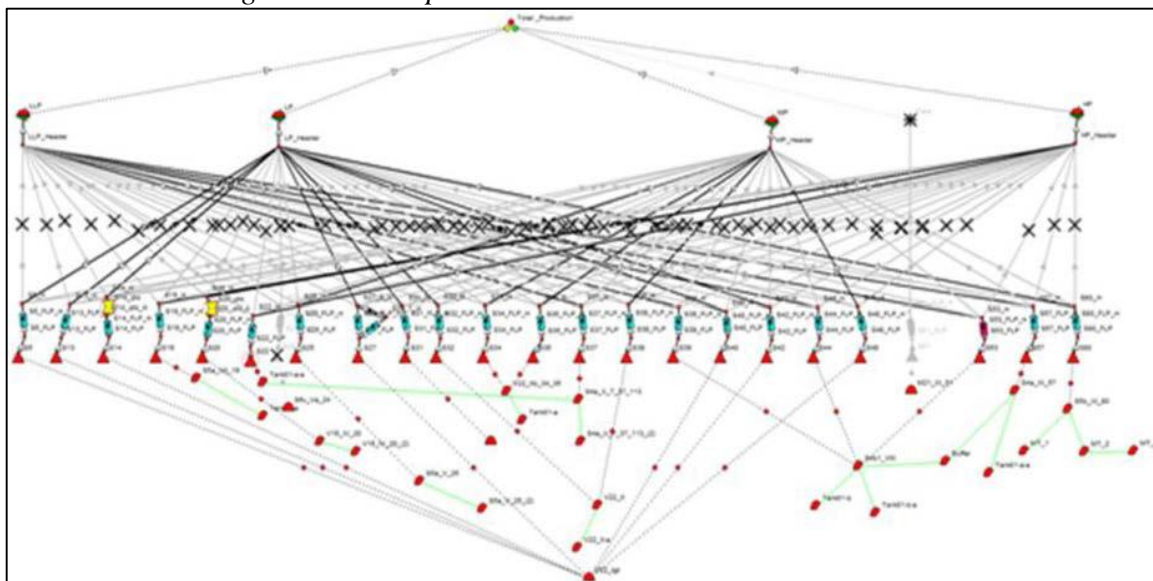
**Figura 1**  
*Modelo integrado de Chevron*



Fuente: Amudo et al. (2011).

Otro ejemplo de modelado integrado es el caso del Campo Sakhalin en Ucrania. Para optimizar la producción de hidrocarburos y llevar a cabo un desarrollo efectivo del campo, se implementó un modelo de producción totalmente integrado como se muestra en la Figura 2. Las tareas de ingeniería más significativas se resolvieron mediante la creación de modelos de yacimientos, pozos e instalaciones de red de superficie, y se conectaron todos los elementos del modelo en un solo entorno. El modelo se utilizó para los diferentes escenarios de pronóstico de producción, teniendo en cuenta el impacto de los cuellos de botella de la infraestructura en la producción y de cada pozo. Usando el modelo, se determinó la capacidad del compresor requerida para los próximos diez años y se evaluó el impacto de las mejoras de tuberías en la producción de petróleo, gas y condensado (Doroshenko et al., 2021).

**Figura 2**  
 Modelo de red integrado del campo Sakhalin



Fuente: Doroshenko et al. (2021).

Bernadi et al. (2021) presentaron una investigación de un campo gigantesco de gas, el estudio consta de seis reservorios apilados y han estado produciendo durante más de tres décadas. El campo tiene más de 150 pozos productores de gas con varios pozos de muy baja tasa de producción. La baja producción se atribuye a pozos débiles que comparten líneas troncales comunes con pozos prolíficos. El estudio investiga el impacto de la optimización del estrangulador (*choke*), la reconfiguración de la red de superficie y la compresión en cabeza de pozo para mejorar la producción de gas en pozos débiles. Después de realizar un análisis detallado de las posibles causas raíz de la red de superficie mediante el uso de un Modelo de Activos Integrados (IAM) como el gemelo digital del campo se identificó pozos productores débiles estudiando la red de superficie integrada para determinar las causas fundamentales de la hidráulica inestable.

Realizaron extensos escenarios de sensibilidad para identificar la presión óptima de entrada del compresor para cada compresor en boca de pozo. Las causas fundamentales de pozos débiles o cerrados debido a problemas hidráulicos se identificaron con éxito mediante el uso de una herramienta de simulación de IAM. Las remediaciones investigadas fueron la

optimización simple de los ajustes de estrangulamiento (*chokes*), la reconfiguración de la red de superficie y la aplicación de compresores de boca de pozo para mejorar la producción de gas de los pozos problemáticos. Se observó que la adición de compresores de boca de pozo resultó en un aumento significativo y la producción más sostenible de los pozos más débiles. Además, la selección final de pozos candidatos para compresores de boca de pozo se evalúan de acuerdo con la ganancia más alta. El estudio reveló que la implementación de compresores en boca de pozo aumentará significativamente la producción acumulada de gas de los pozos seleccionados al final de la vida útil del campo y dará como resultado una aceleración positiva de la producción desde la perspectiva del campo.

## **1.2 Problemática**

Durante la vida útil de un campo, la presión del reservorio va declinando y la energía del reservorio ya no es suficiente para poder llegar a las plantas de procesamiento. Durante el trayecto existen diferentes equipos como separadores, válvulas, tubería, etc., donde se producen pérdidas de carga, es por ello que se requiere de una ayuda adicional como estaciones de bombeo, compresores que brinden la energía suficiente para poder llevar el fluido del reservorio hacia las plantas de procesamiento.

El desarrollo de campos de petróleo y/o gas requieren de mucha planificación para la instalación de equipos de superficie tales como construcción de *flowlines*, *loops*, estaciones de bombeo, compresores, planta de procesamiento, etc. Es por ello que se requiere de un modelo de simulación integrado que ayude a tomar las mejores decisiones de inversión y desarrollo de las reservas de petróleo y gas para satisfacer los contratos comerciales.

Las actividades de planificación del desarrollo de un campo dependen de pronósticos realistas de producción de petróleo y gas que son la clave para que un proyecto sea económico. Existen varias herramientas y enfoques para la generación de estos pronósticos de producción que van desde simples hojas de cálculo hasta complejos modelos 3D de

reservorios conectados a modelos de red de superficie en un enfoque de sistema de producción integrado.

En las grandes empresas petroleras internacionales con muchos activos, el portafolio de proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y los recursos son limitados. Por lo tanto, es necesario tener un pronóstico de producción integrado que tome en cuenta los pronósticos de producción de proyectos individuales considerando las limitaciones y obligaciones, como los contratos de gas para tomar las mejores decisiones en el planeamiento (Obidike et al., 2014).

Hoffmann et al., (2018) afirman que las tasas de producción son validadas o corregidas por los ingenieros de producción para tener en cuenta la caída de presión en los pozos, el diseño de levantamiento artificial, la red de superficie, entre otros. Los ingenieros de facilidades realizan un prediseño del sistema de procesamiento, mapean los requerimientos y las restricciones operativas. Las correcciones y modificaciones se implementan en el modelo mediante un proceso iterativo. Este procedimiento suele requerir mucho trabajo, tiempo y se realiza manualmente; por lo tanto, normalmente no permite una evaluación exhaustiva de todas las alternativas de desarrollo ni tampoco una evaluación probabilística y sólida de la incertidumbre.

El uso de modelos integrados (es decir, yacimiento, pozos, red de superficie e instalaciones) es una alternativa para obtener perfiles de producción más realistas. Sin embargo, no es fácil de implementar, principalmente porque los modelos se construyen con diferentes herramientas o simuladores (Hoffmann et al., 2018).

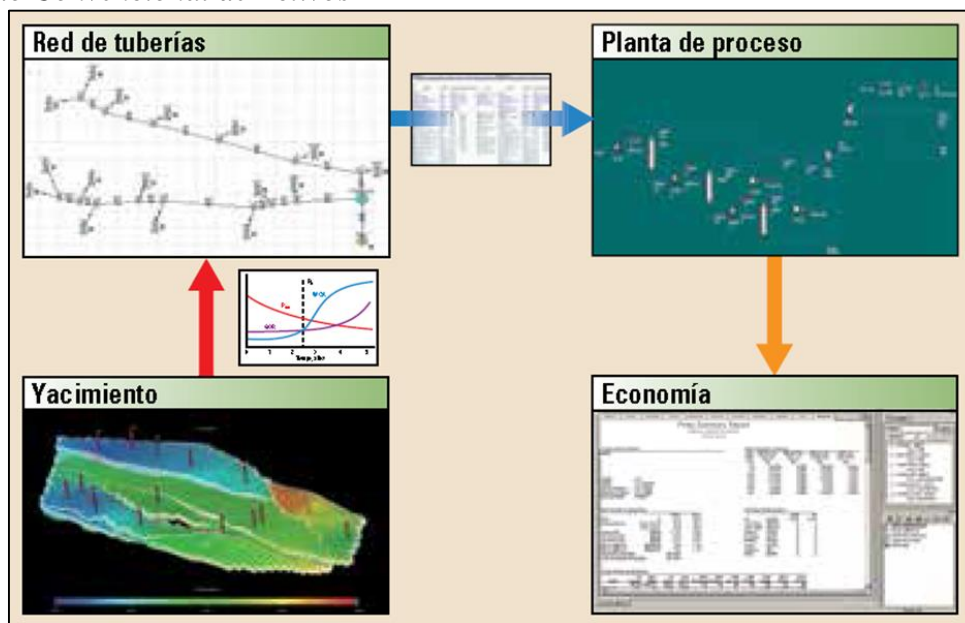
La producción de hidrocarburos es un proceso complejo porque los activos de producción están compuestos por múltiples sistemas y procesos interconectados de naturaleza dinámica. Durante la planificación, el desarrollo y las operaciones de los campos petroleros, los equipos de ingeniería enfrentan numerosos desafíos. Los expertos utilizan una

variedad de herramientas para simular las diversas partes del sistema del campo petrolero al planificar el desarrollo de estos campos. Sin embargo, los métodos convencionales de modelado de activos son generalmente seriales y estáticos, por lo que no tienen en cuenta las interdependencias y la naturaleza dinámica de los activos (Bailey, Sauvé, & Torrens, 2016).

La Figura 3 muestra el modelado convencional de activos, donde se trabaja de forma serial e iterativa y de manera individual, iniciando con el modelo de yacimiento y flujo vertical en pozos (parte inferior izquierda), posteriormente la salida del modelo de yacimiento se carga al modelo de red de superficie (parte superior izquierda) donde el ingeniero de producción analiza las limitaciones de flujo en el sistema hasta llegar a la planta de procesos donde se analiza la compresión, separación o inyección de químicos (parte superior derecha). Finalmente, se analizan los flujos de caja en un análisis económico (parte inferior derecha) para determinar la viabilidad de desarrollo del activo (Bailey et al., 2016).

Las deficiencias de los métodos tradicionales dieron origen al campo digital, donde la data proveniente de los procesos y equipos son monitoreados en forma constante. Al mismo tiempo, se produjo una transición de flujos de trabajo en serie hacia flujos de trabajo simultáneos y múltiples. Este modelado asegura el intercambio, o interoperabilidad, de la información entre personas, procesos y dominios a través de todo el sistema. Por ejemplo, cuando las condiciones de contorno cambian para un modelo de activos, estos cambios son reflejados de inmediato en los simuladores (Bailey et al., 2016).

**Figura 3**  
*Modelado Convencional de Activos*



Fuente: Bailey et al. (2016).

### 1.3 Formulación del Problema

#### 1.3.1 Problema General

¿Cómo evaluar el plan de compresión de un campo de gas y condensado mediante un modelo integrado de simulación numérica para prolongar la vida productiva del yacimiento?

#### 1.3.2 Problemas Específicos

PE1: ¿Cómo determinar el diferencial de presión requerido de los compresores para mantener la platea de producción?

PE2: ¿Cuál es la potencia requerida de los compresores para mantener la platea de producción?

PE3: ¿Cuál es la viabilidad económica de la instalación de los compresores para mantener la platea de producción?

## **1.4 Objetivos de la Investigación**

### **1.4.1 Objetivo General**

Evaluar el plan de compresión de un campo de gas y condensado utilizando un modelo integrado de simulación numérica para prolongar la vida productiva del yacimiento.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

OE1: Mantener la platea de producción de los campos de gas y condensado mediante la determinación del diferencial de presión requerido de los compresores utilizando un algoritmo en RESOLVE.

OE2: Estimar la curva de potencia requerida de compresión para su dimensionamiento en función a la platea de producción.

OE3: Evaluar la viabilidad económica de la instalación de los compresores para mantener la platea de producción.

## **1.5 Justificación de la Investigación**

Es muy importante definir las etapas de compresión para realizar la planificación y las inversiones a su debido tiempo y evitar incurrir en el incumplimiento de un contrato o pérdidas de platea de producción del campo, el cual puede traer como consecuencia un impacto económico y reclasificación de reservas. Adicionalmente, un modelo integrado permite identificar los cuellos de botella en el sistema y obtener un pronóstico de producción más realista del comportamiento del yacimiento y su interacción con las facilidades de superficie hasta el punto de venta. El modelado de producción integrada se considera una parte vital de la industria petrolera y es muy importante administrar el yacimiento adecuadamente, ya que muchas decisiones importantes con respecto al desarrollo del campo dependen de ello (Shoaib & Asif, 2012).

Se requiere evaluar la factibilidad económica de instalación de facilidades de compresión para prolongar la vida productiva del campo Alfa. Asimismo, planificar la instalación y construcción de facilidades considerando los plazos de entrega de componentes de la estación de compresión; tales como sistemas de separación, tuberías de interconexión, válvulas de seguridad, etc.

El gas natural como combustible genera menos emisiones de gases de efecto invernadero en comparación del petróleo o carbón, contribuyendo de esta manera en sostenibilidad y cambio climático, la utilización de un sistema de compresión permite la reducción en cabeza de pozo facilitando el aporte de fluidos de los pozos de gas natural y condensado.

## **1.6 Hipótesis de la Investigación**

### ***1.6.1 Hipótesis General***

Mediante un modelo integrado de simulación numérica se evalúa óptimamente el plan de compresión de un campo de gas y condensado para prolongar la vida productiva del yacimiento.

### ***1.6.2 Hipótesis Específicas***

HE1: La determinación del diferencial de presión requerido de compresión permite mantener la platea de producción de los campos de gas y condensado.

HE2: La potencia de compresión requerida es de 17,000 HP para mantener la platea de producción del campo de gas y condensado del caso de estudio.

HE3: Los compresores dimensionados para mantener la platea de producción son económicamente viables.

## **1.7 Identificación de Variables**

### **1.7.1 Variables Independientes**

- Diferencial de presión de compresión.
- Potencia requerida de compresión.
- Viabilidad económica.

### **1.7.2 Variables Dependientes**

Plata de producción.

## 1.8 Operacionalización de Variables

En la Tabla 1 se describe las variables que se utilizarán en este trabajo y su operacionalización.

**Tabla 1**

*Operacionalización de variables independientes y dependientes*

<b>Tipo</b>	<b>Variable</b>	<b>Definición</b>	<b>Unidad</b>	<b>Indicadores</b>
Dependiente	Platea de producción.	Producción sujeta a un contrato comercial	MMcfd	Volumen
Independiente	Diferencial de presión de compresión.	Diferencial de presión con respecto a la succión y descarga del compresor.	psi	Presión
	Potencia requerida de compresión.	Cantidad de trabajo que realice el compresor por unidad de tiempo.	HP	Potencia
	Viabilidad económica.	Retorno de inversión positivo.	MMS	VAN

## 1.9 Matriz de Consistencia

En la Tabla 2 se muestra la matriz de consistencia del presente trabajo.

**Tabla 2**

*Matriz de consistencia*

<b>Problema</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Hipótesis</b>	<b>Variables</b>
<b>General:</b>	<b>General:</b>	<b>General:</b>	<p><b>Independientes:</b> Diferencial de presión de compresión, potencia requerida de compresión, viabilidad económica.</p> <p><b>Dependientes:</b> Platea de producción.</p>
¿Cómo evaluar el plan de compresión de un campo de gas y condensado mediante un modelo integrado de simulación numérica para prolongar la vida productiva del yacimiento?	Evaluar el plan de compresión de un campo de gas y condensado utilizando un modelo integrado de simulación numérica para prolongar la vida productiva del yacimiento.	Mediante un modelo integrado de simulación numérica se evalúa óptimamente el plan de compresión de un campo de gas y condensado para prolongar la vida productiva del yacimiento.	
<b>Específico:</b>	<b>Específico:</b>	<b>Específico:</b>	
PE1: ¿Cómo determinar el diferencial de presión requerido de los compresores para mantener la platea de producción?	OE1: Mantener la platea de producción de los campos de gas y condensado mediante la determinación del diferencial de presión requerido de los compresores.	HE1: La determinación del diferencial de presión requerido de los compresores permite mantener la platea de producción de los campos de gas y condensado.	
PE2: ¿Cuál es la potencia requerida de los compresores para mantener la platea de producción?	OE2: Estimar la potencia requerida de los compresores para su dimensionamiento en función a la platea de producción.	HE2: La potencia de los compresores requerida es de 17,000 HP para mantener la platea de producción del campo de gas y condensado del caso de estudio.	
PE3: ¿Cuál es la viabilidad económica de la instalación de los compresores para mantener la platea de producción?	OE3: Evaluar la viabilidad económica de la instalación de los compresores para mantener la platea de producción.	HE3: Los compresores dimensionados para mantener la platea de producción son económicamente viables.	

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

### 2.1 Marco Teórico

#### 2.1.1 Yacimiento

Es una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos. Desde el punto de vista convencional se requiere cinco elementos que conforman el sistema petrolero. (Roca generadora, migración, roca reservorio, trampa y sello) que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos (Escobar, 2016).

#### 2.1.2 Porosidad

La porosidad es el espacio vacío dentro de una roca que mantiene los fluidos, y se mide como una fracción entre <0-1>. El valor de porosidad depende del tipo de roca, desde un enfoque tradicional, la porosidad ( $\phi$ ) está definida como la relación entre el volumen de los espacios vacíos, llamado también volumen de poros ( $V_p$ ) y el volumen total de roca ( $V_t$ ), matemáticamente se expresa mediante la Ec. 1.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ec. 1}$$

La porosidad es el término dado al espacio vacío que está ocupado por fluidos, incluyendo agua e hidrocarburos tanto gaseosos como líquidos. El volumen total de roca es la suma del volumen poroso y el volumen ocupado por los granos. La porosidad se obtiene de registros eléctricos y de análisis de núcleos en laboratorio. Se puede clasificar en 2 tipos:

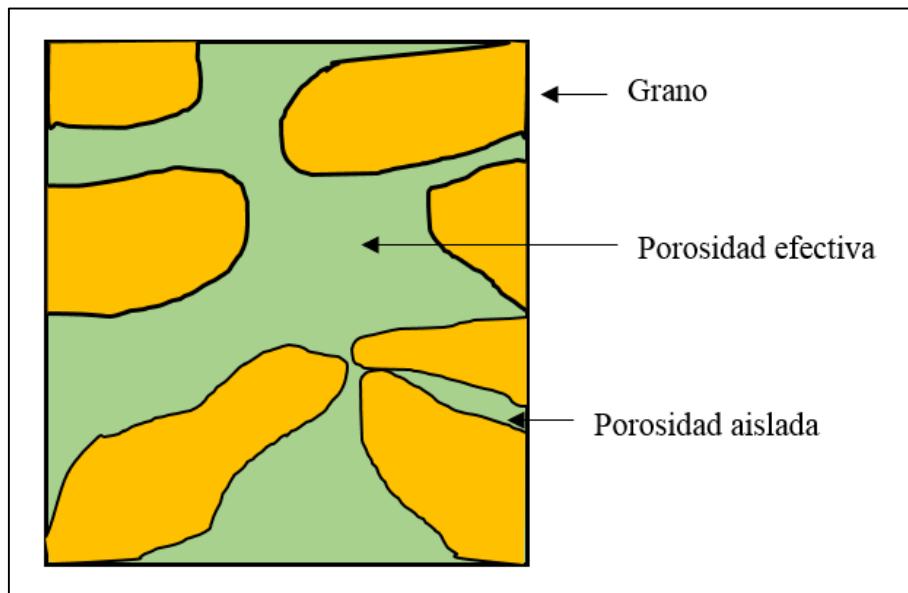
##### 2.1.2.1 Porosidad absoluta

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado, representa el máximo volumen obtenible (porosidad efectiva + porosidad aislada).

### 2.1.2.2 Porosidad efectiva

Es la porosidad que considera los espacios interconectados y que finalmente permitirá que haya flujo de fluidos hacia el pozo productor (ver Figura 4).

**Figura 4**  
*Porosidad*



Fuente: Elaboración propia.

### 2.1.3 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos. La ley de Darcy postula que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad.

La permeabilidad depende del tipo de roca. Los reservorios más comunes son del tipo clástico y carbonatado, en los reservorios clásticos la permeabilidad depende del tamaño de poro, las areniscas compactadas y cementadas tienden a tener baja permeabilidad. Las areniscas productivas tienen un rango de permeabilidad de 10 a 1000 mD. Para el caso de reservorios de *tight gas* y *shale gas* las permeabilidades se encuentran en micro-Darcy y nano-Darcy respectivamente. Para el caso de rocas carbonatadas la permeabilidad de matriz tiende a ser baja y una permeabilidad significativa está asociada a porosidad secundaria (Fanchi, 2018).

### 2.1.3.1 Permeabilidad absoluta ( $K_a$ )

Es aquella permeabilidad que se mide cuando la saturación del fluido es de 100 % en el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

### 2.1.3.2 Permeabilidad efectiva ( $K_e$ )

Es la permeabilidad medida cuando un fluido que se encuentra en presencia de otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre la suma de las permeabilidades relativas es menor que la permeabilidad absoluta.

### 2.1.3.3 Permeabilidad relativa ( $K_r$ )

Cuando dos fluidos se encuentran presentes, sus flujos relativos son determinados por sus viscosidades y por su permeabilidad relativa. La relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta ( $K_e = K_a * K_r$ ) se define como permeabilidad relativa. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.

### 2.1.4 Saturación ( $S_x$ )

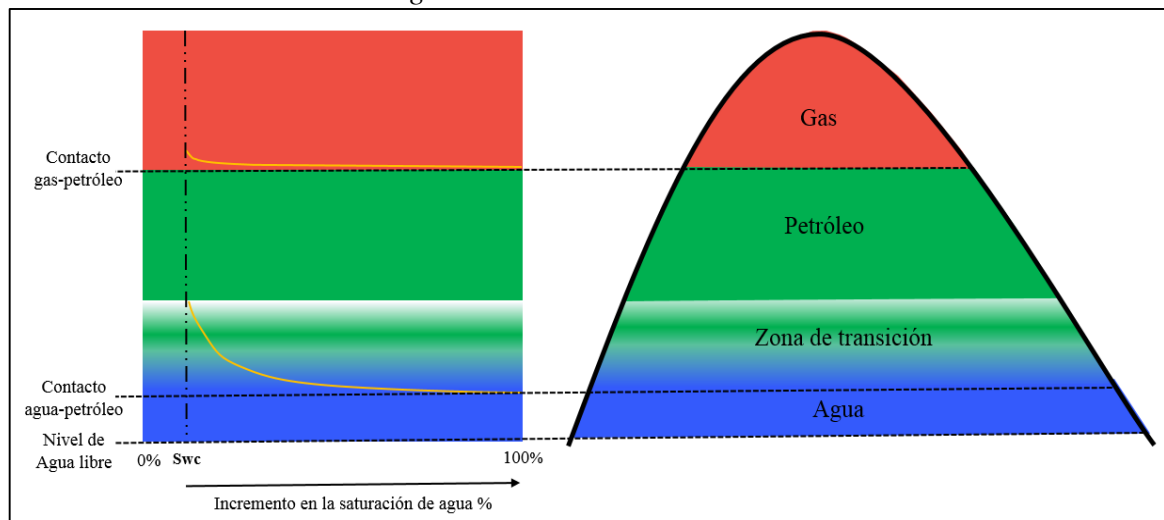
La saturación es la fracción de volumen poral ocupado por un fluido (petróleo, agua o gas). Si los poros estuvieran completamente llenos de agua, la saturación sería del 100% de agua. La roca puede estar saturada por uno o varios fluidos y se distribuye en el medio poroso de acuerdo a su preferencia de adherirse a la roca (mojabilidad). A medida que se produce el reservorio la saturación de fluidos cambia en el espacio y tiempo. La suma de saturaciones está basada en el volumen poroso, por definición la suma de saturaciones equivale a 1 (ver Ec. 2).

$$S_{agua} + S_{petróleo} + S_{gas} = 1 \quad \text{Ec. 2}$$

La saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) es la saturación de agua intersticial inicial, esta saturación no pudo ser desplazada por hidrocarburo durante la migración debido a fuerzas capilares y queda inmóvil en el espacio poroso. La saturación crítica influye en la estimación de petróleo o gas in situ. La Figura 5 muestra la distribución idealizada de agua e hidrocarburos en el reservorio, la saturación de agua va cambiando desde el 100% en el contacto de agua-petróleo hasta la saturación de agua connata, esta zona es conocida como zona de transición y es resultado del efecto capilar en el reservorio.

**Figura 5**

*Distribución de saturación de agua inicial en el reservorio*



Nota: Figura editada de Ahmed (2006).

### 2.1.5 Mojabilidad

Es la preferencia de un fluido a adherirse en una superficie en presencia de otro fluido inmisible; por ejemplo agua y petróleo. La fase mojante en un sistema de agua y petróleo es el agua, por lo general en los reservorios a medida en que se produce hidrocarburos, la saturación de agua se incrementa (fase mojante), a este fenómeno se le conoce como inhibición. En el caso de migración de hidrocarburos al reservorio, éste desplaza a la fase mojante (agua) y deja la saturación de agua connata; a este fenómeno se le denomina drenaje.

### **2.1.6 Tipos de Yacimientos**

Según Ahmed (2006) los yacimientos de hidrocarburos se pueden clasificar, en yacimientos de gas y yacimientos de petróleo y subclasificarse dependiendo de:

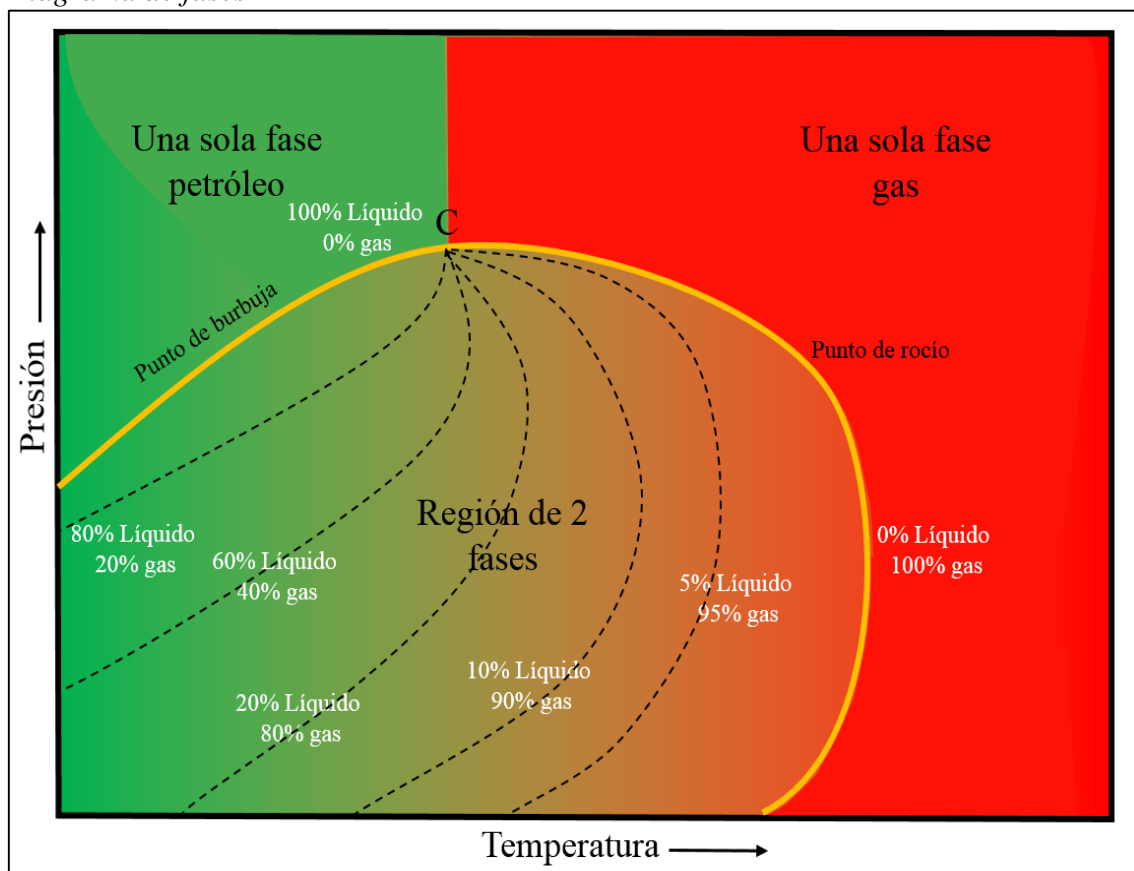
1. La composición de la mezcla de hidrocarburos en el reservorio.
2. Las condiciones iniciales de presión y temperatura del reservorio.
3. Presión y temperatura de producción en superficie.

Mediante un análisis de PVT en laboratorio se caracteriza el hidrocarburo y generar el diagrama fases. Para poder entender el comportamiento del fluido de reservorio, es necesario entender el diagrama de fases (ver Figura 6). El diagrama de fases proporciona información de la mezcla de hidrocarburos y el comportamiento de las fases a diferentes condiciones de presión temperatura. La fase envolvente (línea de color amarillo) conformada por la línea de punto de burbuja y punto de rocío, proporciona la región donde las 2 fases pueden coexistir en equilibrio.

La línea de punto de burbuja separa las 2 fases de la fase líquida. Caso contrario ocurre con la línea de punto de rocío que separa las 2 fases de la fase gaseosa. El punto C es conocido como el punto crítico donde las propiedades intensivas (densidad, viscosidad, etc.) son iguales para el gas o líquido.

Hacia el lado derecho y por encima de la envolvente (línea de color amarillo) se tiene una sola fase (gas) y hacia el lado izquierdo (petróleo). Las líneas punteadas de color negro en la región de dos fases son las líneas de calidad, donde el petróleo y gas se encuentra en equilibrio en diferente proporción volumétrica. Las líneas de calidad convergen en un solo punto (punto crítico).

**Figura 6**  
Diagrama de fases PT



Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de los yacimientos de gas, pueden ser yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado. La mayoría de los campos petrolíferos descubiertos a nivel mundial en las últimas dos décadas corresponden a yacimientos de gas condensado y de petróleo volátil (Rojas, 2003).

Existen cinco tipos de fluidos de reservorios en base al diagrama Presión-Temperatura, el cual dependerá de la composición, presión y temperatura inicial. Con base a información de análisis cromatográficos se puede caracterizar un yacimiento por relación gas/petróleo (RGC), grado API, % de carbonos y color, como se muestra en la Tabla 3.

**Tabla 3**  
*Caracterización de fluidos de yacimiento*

			<b>C7+</b>	<b>C1+</b>	
	<b>RGC(SCF/BBL)</b>	<b>API</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>Color de Liq.</b>
<b>Gas Seco</b>	>100,000		<0.7	>90	Incoloro
<b>Gas Húmedo</b>	>15,000	<70	<4.0	<90	Incoloro
<b>Gas Condensado</b>	>3,200	>40	<12.5	>60	Amarillo claro
<b>Petróleo Volátil</b>	>1,750	>40	>12.5	<60	Amarillo oscuro
<b>Petróleo Negro</b>	<1,750	<40	>20.0	<50	Negro-verde

Fuente: Rojas (2003).

### **2.1.6.1 Yacimientos de Gas Seco**

Contienen principalmente metano en porcentaje mayores al 90% con pequeñas cantidades de pentano (C5) y componentes más pesados (C7+). Durante el agotamiento de presión del yacimiento, no se entra en la región de dos fases, en consecuencia, la mezcla de hidrocarburos permanece siempre en fase gaseosa tanto en superficie como en el separador (ver Figura 7).

### **2.1.6.2 Yacimientos de Gas Húmedo**

En condiciones iniciales se encuentra en estado gaseoso. A consecuencia de la disminución de presión y temperatura el fluido entra en 2 fases El líquido del separador tiende a ser incoloro con un grado API mayor a 60.

### **2.1.6.3 Yacimientos de Gas Condensado**

Inicialmente en el reservorio, la mezcla se encuentra en estado gaseoso por encima o muy cerca del punto de rocío, con una composición predominante de C1 (>60 %) y con productos condensables C3, C4, C5+. Cuando la presión cae isotérmicamente por debajo de la presión de rocío se condensa líquido en el yacimiento. Este fenómeno afecta la recuperación de las fracciones más pesadas C5+ y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo contiene menos hidrocarburos pesados C5+. En el separador, el líquido condensado tiene un grado API entre 40 y 60, el color del condensado es usualmente de incoloro a amarillo claro.

#### 2.1.6.4 Yacimientos de Petróleo Volátil

La mezcla de hidrocarburos en el yacimiento se encuentra inicialmente en estado líquido, y se encuentra cerca del punto crítico. Cuando la presión de reservorio cae ligeramente por debajo de la presión de burbuja se produce un alto encogimiento del crudo. El petróleo presenta un color amarillo oscuro a negro y una gravedad API mayor de 40.

#### 2.1.6.5 Yacimientos de Petróleo Negro

Es un crudo de baja volatilidad. En superficie presenta una gravedad API menor de 40 y una viscosidad mayor a 10 cp. Tiene un color negro o verde oscuro. A diferencia de los otros fluidos, el petróleo negro tiene un alto contenido de C7+ y bajo contenido de metano, la temperatura de estos reservorios es menor a la temperatura crítica (ver Figura 7). Según el rango de API se clasifican en crudo liviano, mediano, pesado y extra pesado.

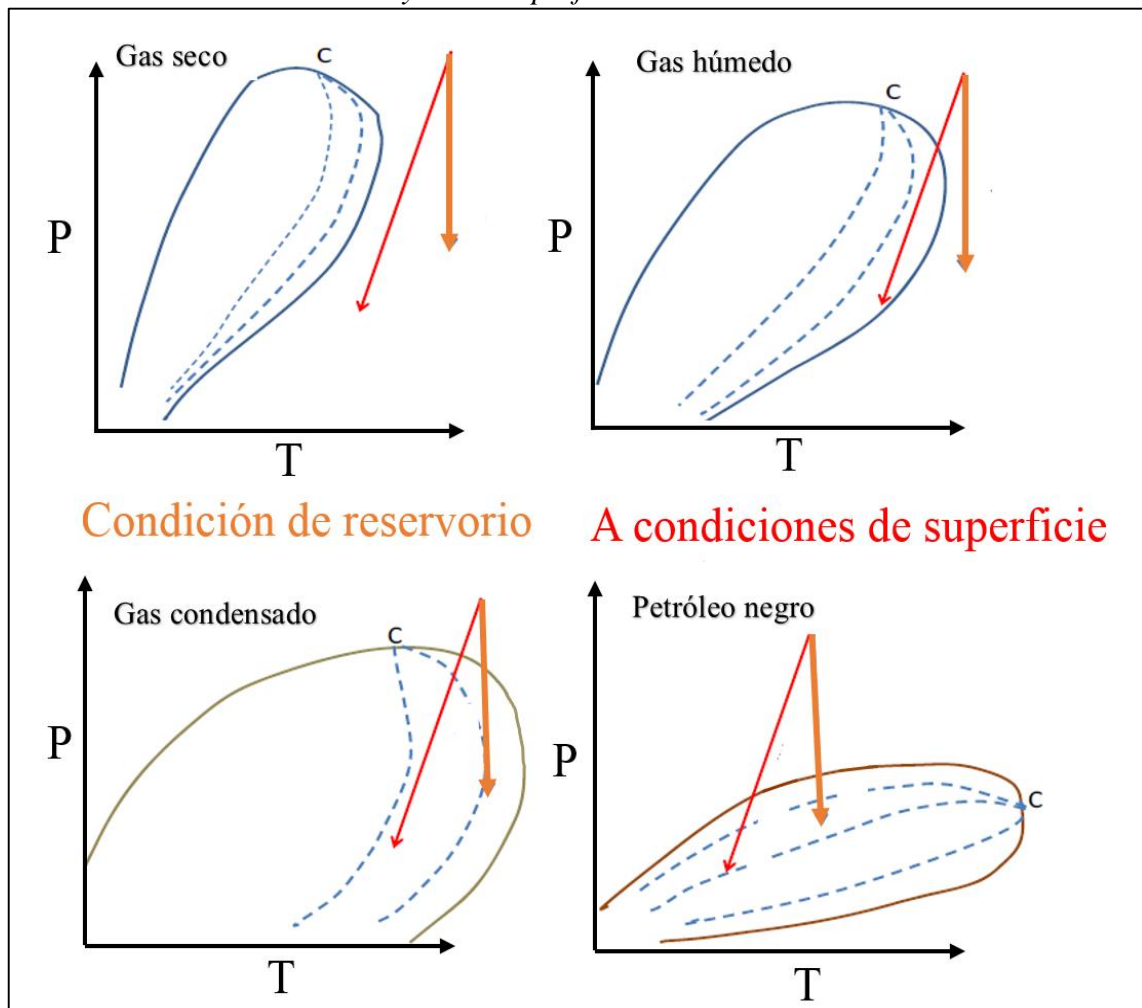
**Tabla 4**

*Tipos de crudo según su grado API*

<b>Crudo</b>	<b>API</b>
<b>Liviano</b>	$30 < \text{API} \leq 40$
<b>Mediano</b>	$20 < \text{API} \leq 30$
<b>Pesado</b>	$10 \leq \text{API} \leq 20$
<b>Extra pesado</b>	$\text{API} < 10$ (bitúmenes)

Fuente: Rojas (2003).

**Figura 7**  
Cambios de PT en el reservorio y hacia superficie



Fuente: Figura editada de Wheaton (2016).

### 2.1.7 Clasificación de los Yacimientos de Gas Condensado

#### 2.1.7.1 Yacimientos Subsaturados

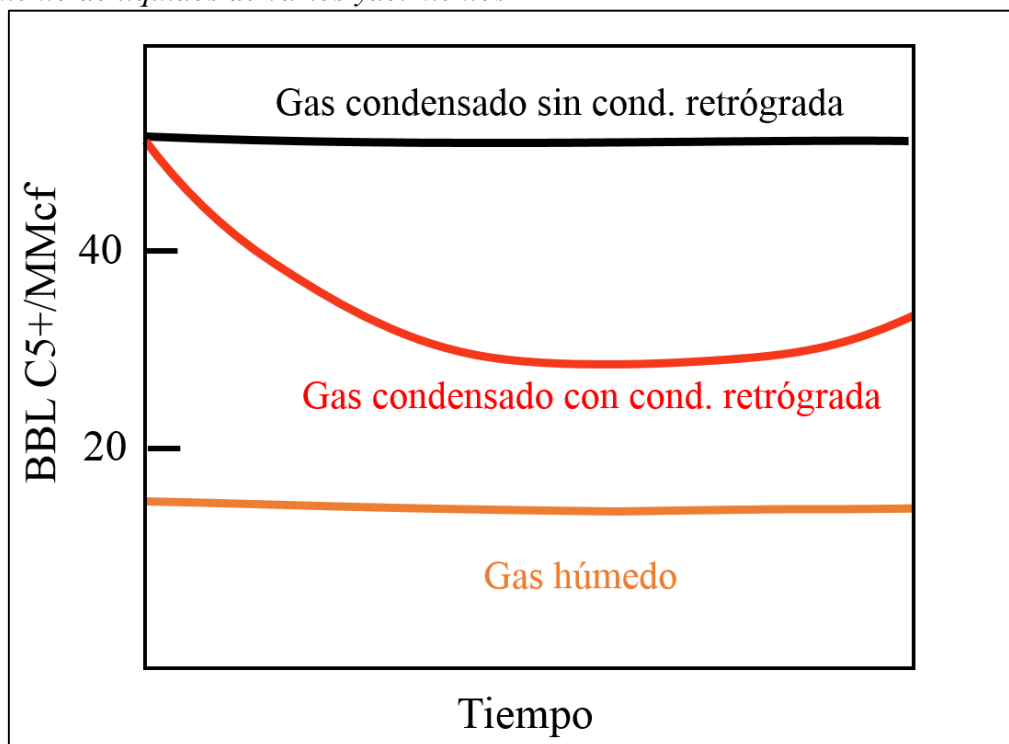
Son aquellos yacimientos cuya presión de reservorio inicial es mayor que la presión de rocío ( $P_i > P_{\text{rocío}}$ ). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa. Durante el agotamiento de presión, la composición y relación gas condensado en superficie permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío.

### 2.1.7.2 Yacimientos Saturados

Son aquellos yacimientos cuya presión de reservorio inicial es igual a la presión de rocío ( $P_i = P_{\text{rocío}}$ ). La mezcla se encuentra inicialmente en una sola fase con una ínfima cantidad de líquido en equilibrio. A medida que la presión de reservorio disminuye, ocurre formación de líquido en el mismo, a este líquido se le llama condensado retrógrado. Para que la muestra PVT sea representativa en ningún caso se debe tener que la presión inicial de reservorio sea inferior a la presión de rocío ( $P_i < P_{\text{rocío}}$ ).

- **Yacimientos de Gas Condensado con Condensación Retrógrada en el Yacimiento:** Se caracterizan por la formación de condensado retrogrado en el reservorio al caer la presión por debajo de la presión de rocío. Este condensado se le denomina retrógrado porque experimenta una revaporización a medida que cae la presión de reservorio. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento de líquido (BBL C5+/MMCF) producidos disminuye con tiempo (a medida que la presión del reservorio cae por debajo de la presión de rocío) como se muestra en la Figura 8.
- **Yacimientos de Gas Condensado sin Condensación Retrógrada en el Yacimiento:** La presión de reservorio se mantiene igual o superior a la presión de rocío, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante, similar al de los yacimientos de Gas húmedo (ver Figura 8). La presión de reservorio de gas condensado se mantiene por encima de la presión de rocío cuando el reservorio está asociado a un acuífero muy activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión como inyección de gas.

**Figura 8**  
Rendimiento de líquidos de varios yacimientos



Fuente: Rojas (2003).

### 2.1.7.3 Determinación del GCOES, COES Y GOES

El GCOES (gas condensado original en sitio), el GOES (gas original en sitio) y el COES (condensado original en sitio) de yacimientos de gas condensado, de gas húmedo o de capas de gas condensado (asociadas a zonas de petróleo) se pueden determinar haciendo una modificación al método volumétrico utilizado para calcular las reservas de un yacimiento de gas seco. El volumen de gas condensado originalmente en sitio en MMscf se calcula con la ecuación siguiente:

$$GCOES = 43560 \frac{\phi(1 - S_{wi})}{B_{gci}} \int_0^A h dA \quad \text{Ec. 3}$$

$B_{gci}$  que es el factor volumétrico promedio del gas condensado a  $P_i$  (presión inicial de reservorio) y  $T_f$  (temperatura de formación) en RCF/SCF o volumen a condiciones de reservorio sobre el volumen a condiciones de superficie a condiciones estándar.

Con la suposición que éste GCOES permanece en fase gaseosa en superficie. A partir de la fracción molar de gas condensado producido en superficie como gas (fg), se calcular el GOES con la Ec. 4.

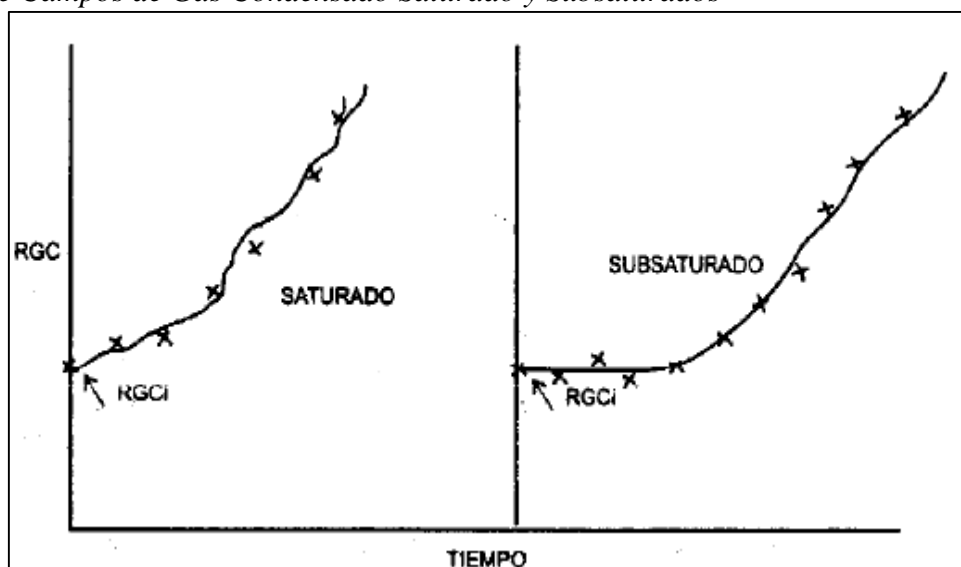
$$\text{GOES} = \text{GCOES}x(\text{fg}), \quad [\text{MMcf}] \quad \text{Ec. 4}$$

Dividiendo el GOES por la RGC (relación gas-condensado, SCF/STB) se obtiene el COES (condensado original en sitio, STB) como se muestra en la Ec. 5.

$$\text{COES} = \text{GOES}/\text{RGC}, \quad [\text{STB}] \quad \text{Ec. 5}$$

Los parámetros que se requieren para aplicar las ecuaciones mencionadas anteriormente se pueden obtener por medio de la recombinación matemática del gas de separador y del condensado en el tanque en base a la relación gas-condensado o en base a la composición de los fluidos. La RGCi de la ecuación anterior corresponde a la relación gas/condensado inicial estabilizada del reservorio obtenida por los primeros pozos perforados como se observa en la Figura 9 para yacimientos de gas condensado saturados y subsaturados. Para el caso de los reservorios subsaturados el RGCi se mantiene constante hasta alcanzar la presión de rocío.

**Figura 9**  
*RGC de Campos de Gas Condensado Saturado y Subsaturados*



Fuente: Rojas (2003).

### 2.1.7.4 Recombinación en Base a la Relación Gas-Condensado

Recombinando la producción de gas y condensado en superficie se obtienen las siguientes expresiones para calcular el peso molecular del gas ( $M_{gc}$ ) y la gravedad específica ( $Y_{gc}$ ) del gas condensado original en sitio.

$$M_{gc} = \frac{0.07636RGCxY_g + 350Y_c}{0.002636RGC + 350 \frac{Y_c}{M_c}} \quad \text{Ec. 6}$$

$$Y_{gc} = \frac{M_{gc}}{28.96} = \frac{RGCxY_g + 4584Y_c}{RGC + 132800 \frac{Y_c}{M_c}} \quad \text{Ec. 7}$$

$$M_c = \frac{44.29xY_c}{1.03 - Y_c} \quad \text{Ec. 8}$$

donde,

$Y_g$  = gravedad específica del gas separado en superficie (aire=1)

$Y_c$  = gravedad específica del condensado de tanque (aire= 1)

$M_c$  = peso molecular del condensado de tanque, se determina por medio de la Ec. 8.

$RGC$  = relación gas (separado) /condensado (tanque), SCF/STB Ec. 9

Para un sistema de separación en varias etapas como el que se ilustra en la Figura 10, la relación gas-condensado y la gravedad específica del gas separado vienen dadas por:

$$RGC = \frac{\sum_{i=1}^n q_{gi}}{q_c} , \text{ SCF/STB} \quad \text{Ec. 10}$$

$$Y_g = \frac{\sum_{i=1}^n Y_{gi}x(q_{gi})}{\sum_{i=1}^n q_{gi}} \quad \text{Ec. 11}$$

donde,

$q_{gi}$  = tasa de flujo de gas de cada etapa de separación, SCF/d.

$Y_{gi}$  = gravedad específica del gas de cada etapa de separación (aire=1)

$q_c$  = tasa de flujo de condensado de tanque, STB/d.

$n$  = número de etapas de separación (se incluye el tanque).

fg y  $B_{gci}$  se determinan con las siguientes expresiones,

$$fg = \frac{ng}{ngc} \quad \text{Ec. 12}$$

$$fg = \frac{\frac{qg}{379.4}}{\frac{qg}{379.4} + 350Ycxqc/Mc} \quad \text{Ec. 13}$$

$$fg = \frac{RGC}{RGC + 132800 \frac{Yc}{Mc}} \quad \text{Ec. 14}$$

$$B_{gci} = 0.02829 \frac{ZgcixTf}{Pi} \quad \text{Ec. 15}$$

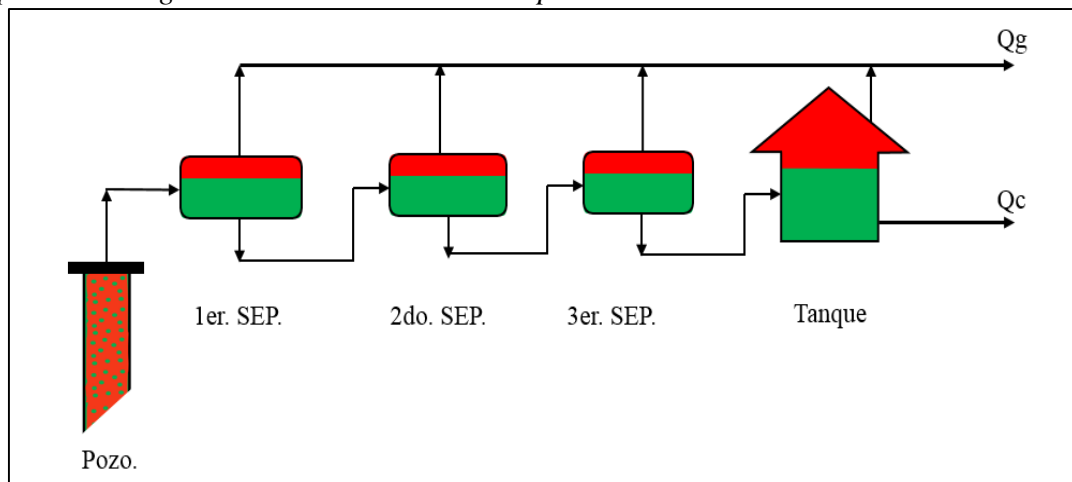
donde,

$Z_{gci}$ = Factor de compresibilidad inicial del gas condensado a  $P_i$  y  $T_f$ . Se estima por el método de Standing y Katz.

$T_f$ = temperatura de la formación, R.

$P_i$ = presión promedio inicial del reservorio, psia.

**Figura 10**  
*Separación de gas condensado de varias etapas*



Fuente: Rojas (2003).

### 2.1.8 Balance de Materiales

El balance de materia es una herramienta basada en los datos dinámicos, análisis de presión promedio del reservorio, data de producción e inyección, propiedades del fluido y roca en función de la temperatura. Independiente del análisis volumétrico el balance de materia permite estimar el hidrocarburo original en sitio y es una de las metodologías más empleadas para el monitoreo y desarrollo de la vida útil del reservorio. Con una data histórica de producción que supere el 10% del estimado original de hidrocarburo en sitio y presiones confiables, el balance de materia es considerado frecuentemente válido (Senturk, 2011).

Según Rojas (2003), afirma que históricamente la predicción del comportamiento de los reservorios de gas y condensado han sido muy complejos debido a los cambios de fases que frecuentemente ocurren, tales como condensación retrograda a presiones por debajo de la presión de rocío y revaporización del condensado retrógrado a bajas presiones.

La ecuación de balance de materiales se obtiene a partir de la siguiente balance:

$$M_i - M_p + M_e = M_r \quad \text{Ec. 16}$$

donde  $M_i$  es la masa inicial,  $M_p$  es la masa producida,  $M_e$  es la masa entrante y  $M_r$  es la masa remanente.

Para campos de gas y condensado, la ecuación anterior se transforma en la Ec. 17:

$$\frac{G_p}{GCOES} = \overbrace{\left(1 - \frac{B_{gci}}{B_{gc}}\right)}^{\text{recobro por expansión de gas}} + \underbrace{\frac{B_{gci}}{B_{gc}} \left[ \frac{Cw \cdot Sw_i + Cf}{1 - Sw_i} \right] \cdot \Delta P}_{\text{recobro por expansión de agua connata y reducción del volumen poroso por compactación}} + \overbrace{\frac{We - Wp \cdot Bw}{GCOES \cdot B_{gc}}}^{\text{recobro por intrusión de agua}} \quad \text{Ec. 17}$$

La variable  $G_p$  debe incluir la producción de gas de los separadores y la producción de líquidos (condensado + agua) convertidos al equivalente a gas. El espacio dejado a causa de la producción es llenado por la expansión del gas, expansión del agua connata y reducción del volumen poroso por efecto de la compactación de la roca y por la instrusión de agua proveniente de un acuífero asociado al reservorio.

Donde:

$G_p$ : Gas equivalente acumulado producido hasta una determinada presión, SCF.

$G_{COES}$ : Gas condensado original en sitio, SCF.

$B_{gc}$ : Factor volumétrico del gas a  $(P, T_f)$ , RCF/SCF.

$B_{gci}$ : Factor volumétrico del gas a  $(P_i, T_f)$ , RCF/SCF.

$C_w$ : Compresibilidad del agua.,  $\text{psi}^{-1}$ .

$S_{wi}$ : Saturación inicial de agua, frac.

$C_f$ : Compresibilidad de la formación,  $\text{psi}^{-1}$ .

$\Delta P$ : Caída de presión, psi.

$W_e$ : volumen de instrusión de agua, BBL.

$B_w$ : Factor volumétrico del agua a  $(P_i, T_f)$ , BBL/STB.

$W_p$ : Agua producida hasta una determinada presión, STB.

En el caso de que no exista empuje hidráulico, y no haya inyección de agua o gas, la ecuación Ec. 17 se reduce a la siguiente forma.

$$F\left(\frac{P}{Z_{gc}}\right) = \frac{P_i}{Z_{gci}} \left(1 - \frac{G_p}{G_{COES}}\right) \quad \text{Ec. 18}$$

Las ecuaciones de balance de materia (EBM) tratan al reservorio como un tanque de volumen constante o variable. La EBM es considerada un simulador de cero dimensiones que da buenos resultados cuando (Rojas, 2003):

- La arenisca gasífera no está conectada con otras areniscas de mayor o menor presión.
- Existe equilibrio de presiones y saturaciones en todo el reservorio, no hay gradientes de presión y saturación a cualquier tiempo dado.
- Se dispone de data confiable de producción, como volúmenes acumulados de gas y presiones de reservorio.
- El gas en solución en el agua es despreciable.

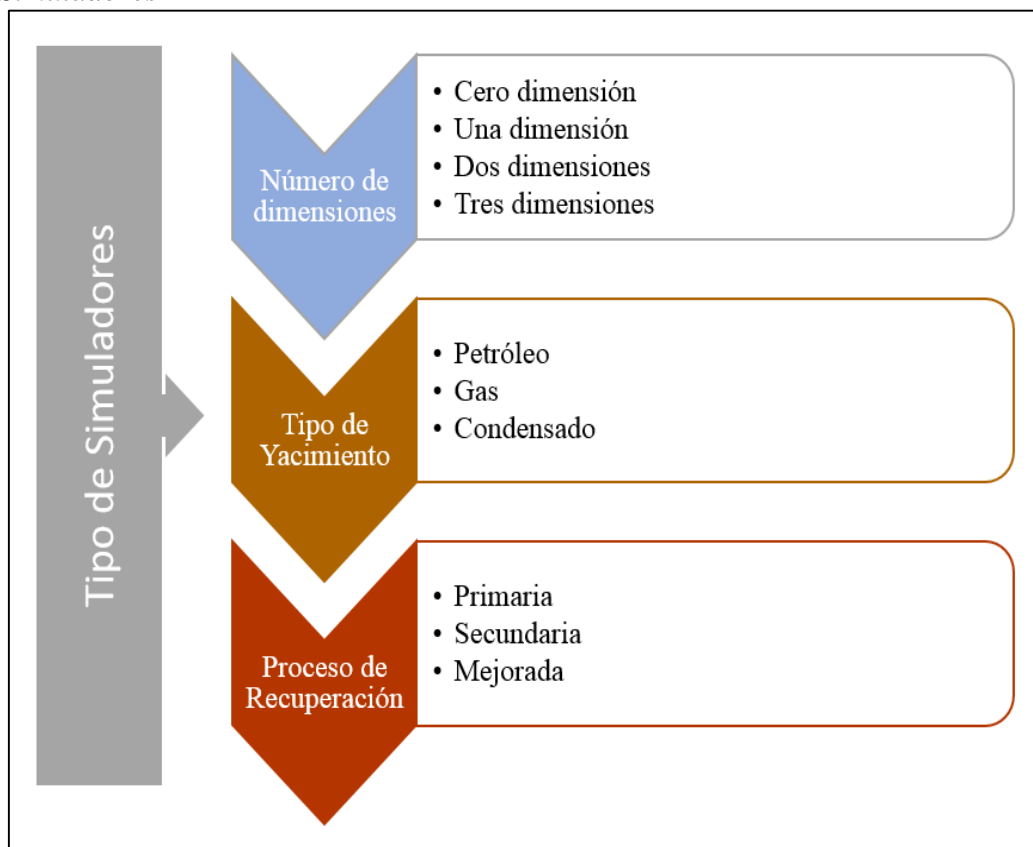
### ***2.1.9 Simulación de Reservorios***

La simulación de reservorios consiste en representar el comportamiento del reservorio en el tiempo bajo distintos esquemas de producción. Cuando la información geológica y las propiedades de roca y fluidos son caracterizadas rigurosamente, el modelo matemático puede ser usado para predecir el comportamiento del reservorio, con la información de producción y monitoreo de la presión de reservorio se puede calibrar el modelo y simular el comportamiento del reservorio analizando varias alternativas y finalmente poder seleccionar el escenario óptimo de producción.

La simulación numérica se ha desarrollado desde el principio de la ingeniería, el término simulación como tal comenzó a usarse a partir de los años 30, cuando se desarrollaron métodos predictivos para evaluar las condiciones de los reservorios. Aunque no hay una fecha precisa para iniciar una simulación, es recomendable hacerlo después de un período de producción considerable, lo que permitirá asegurar los resultados (Cerón G., 2016).

Actualmente, existe una gran variedad de simuladores de reservorios (ver Figura 11), los cuales pueden clasificarse en función de las dimensiones, el reservorio en estudio o un proceso físico que se quiere modelar.

**Figura 11**  
*Tipo de Simuladores*



Fuente: Cerón (2016).

### 2.1.9.1 Simuladores Dimensionales

Dependiendo de los objetivos del estudio, un yacimiento puede modelarse en 0D, 1D, 2D y 3D, en coordenadas radiales o rectangulares. A medida que aumenta el número de dimensiones, bloques y pozos, de igual manera aumenta la complejidad, siendo el caso más difícil y sofisticado la simulación de un mallado 3D de un yacimiento. La cantidad y calidad de datos, permite seleccionar el tipo de simulador; así como el proceso de recuperación que se piensa simular (Cerón G., 2016).

En este trabajo de investigación se empleó el modelo de cero dimensiones (0D), es decir el modelo de balance de materia para evaluar la compresión requerida del campo de gas y condensados. A continuación, se clasifica los simuladores en función al número de dimensiones y una descripción de cada uno de ellos.

- **Simulador 0D:** Estos simuladores son conocidos como modelos de balance de materiales o modelos de tanque. Debido a que las propiedades petrofísicas y las propiedades de los fluidos no cambian de punto a punto a lo largo del yacimiento. Los cálculos realizados se basan en un balance entre los fluidos que entran y los que salen del yacimiento, por lo que se les conoce como balance de materiales. Los modelos de cero dimensiones son la base de los modelos existentes, la desventaja de estos modelos es que no pueden definirse pozos; su uso generalmente es para estimar el volumen original in situ de petróleo o gas, la entrada de agua y la presión del yacimiento.
- **Simulador 1D:** Se aplica a yacimientos donde existe una variación de la litología, ya que no puede ser representado como un todo con propiedades promedio; sin embargo, cada parte si puede, teniéndose dos bloques. La ecuación de balance de materia describe al comportamiento del fluido en cada bloque igual que en el modelo de cero dimensiones. Al existir migración de fluidos de un bloque a otro no se sabe exactamente la cantidad de fluido del volumen total del yacimiento que corresponde a cada bloque.

La transferencia de fluido entre las celdas (transmisibilidad) se evalúa con la ecuación de Darcy. El modelo de una dimensión se puede aplicar en el caso que el flujo en una dirección es predominante; por ejemplo, en los casos de inyección de gas, en la inyección de agua. Buckley-Leverett desarrolló una solución analítica basada en este tipo de simulador para evaluar la inyección de agua en recuperación secundaria.

- **Simulador 2D:** Entendiendo el modelo de una dimensión, éste puede extenderse para los modelos en dos y tres dimensiones, donde la ecuación de balance de materia describe el comportamiento en cada celda y la ecuación de Darcy, describe el flujo de fluidos entre los bloques (ver Figura 12).

Los simuladores 2D pueden sub clasificarse en:

- (a) **Simulador 2D (Areal)** Este tipo de simulador se aplica en yacimientos donde generalmente los espesores son pequeños con respecto a su área y la estratificación es uniforme. Es utilizado para simular los efectos de barrido en la inyección de agua o gas, ubicar pozos en las zonas de mejor propiedad de roca.
  - (b) **Simulador 2D (Sección transversal/radia)** Con este modelo se puede simular la conificación de agua o de gas y los efectos gravitacionales. Además, tiene la ventaja de poder analizar la distribución vertical y con mayor detalle los cambios de presión y saturación que ocurren cercanos alrededor del pozo.
- **Simulador 3D:** Es el tipo de simulador más complejo, ya que toma en cuenta la mayoría de las fuerzas que se presentan en el yacimiento; considera además de los efectos de barrido vertical y de área. Existen tres tipos de modelos de tres dimensiones en coordenadas cartesianas, cilíndricas y radiales. Los modelos 3D, pueden tomar en cuenta casi todas las fuerzas presentes en el yacimiento; sin embargo, pueden ser muy difíciles para modelar fenómenos locales (como la conificación) donde se requieren bloques muy pequeños (bloques refinados) para una representación más cercana a la realidad. Su uso va para todos aquellos yacimientos que presentan una geología desafiante, con movimiento de fluidos en el medio porosos en varias direcciones.

**Figura 12**  
Simuladores dimensionales

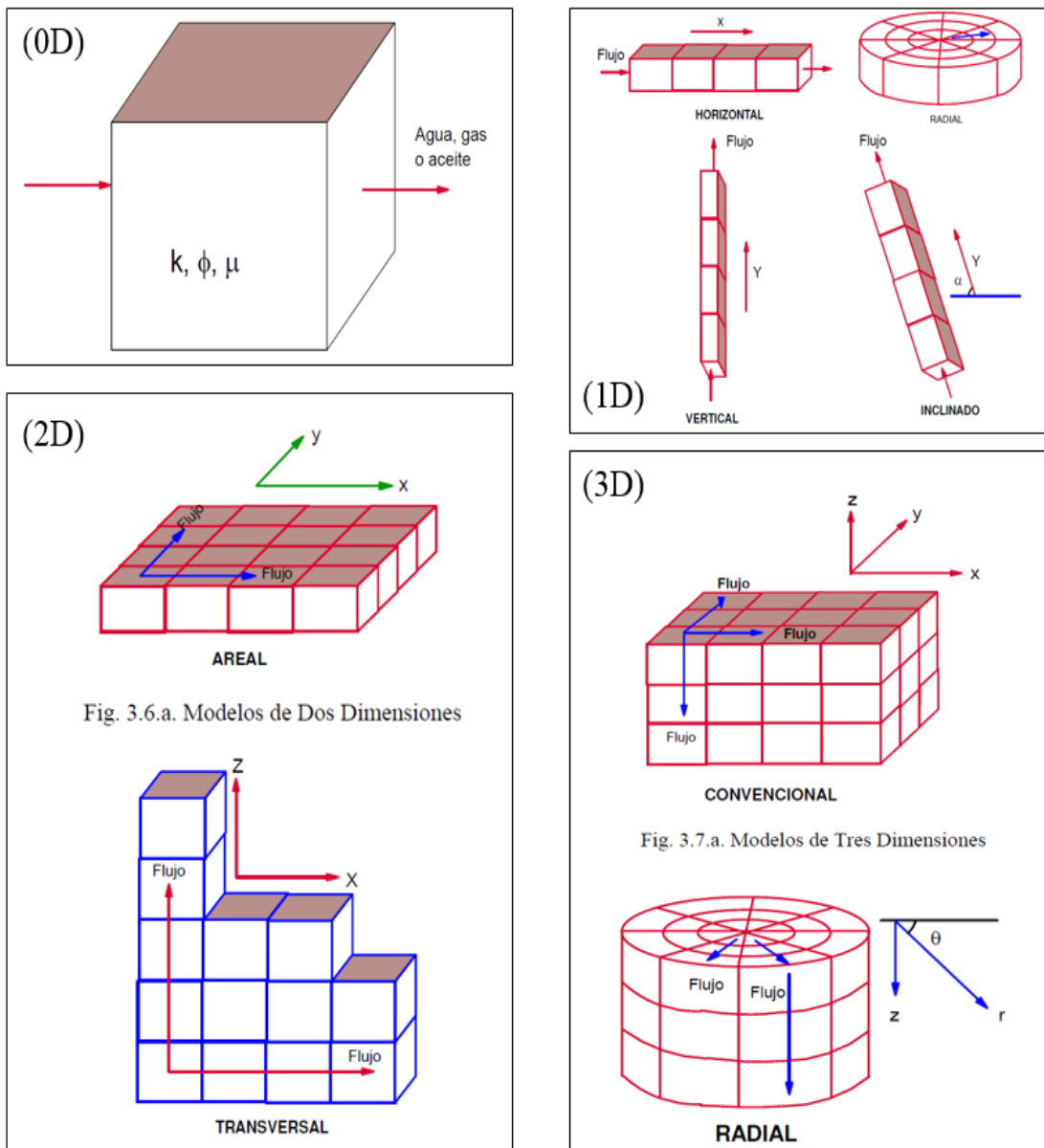


Fig. 3.6.a. Modelos de Dos Dimensiones

Fig. 3.7.a. Modelos de Tres Dimensiones

Fuente: Figuras tomadas del libro de Simulación de Yacimientos de Sepúlveda y Escobar (2005).

### 2.1.9.2 Simuladores Según el Tipo de Fluido en el Yacimiento

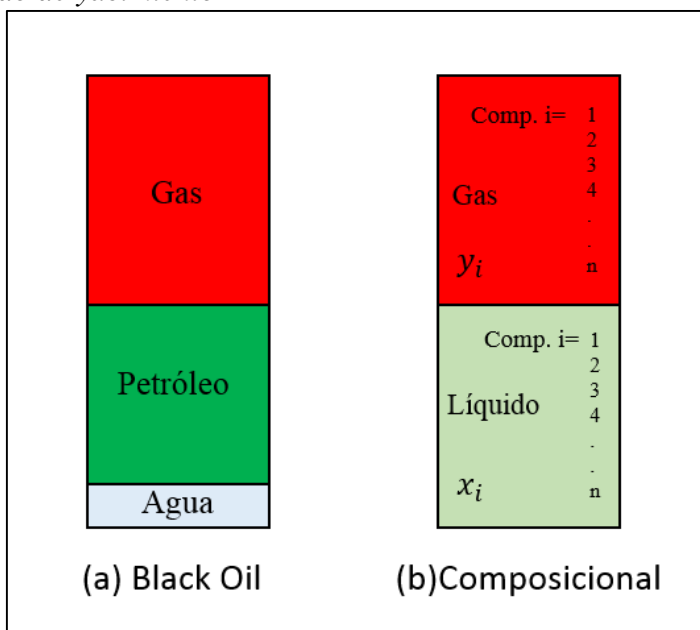
- Modelo Black Oil:** Es el modelo de fluido más empleado por su simplicidad y porque solo considera tres componentes: agua, petróleo y gas (ver Figura 13), es utilizado para fluidos donde el cambio de presión y temperatura no tiene un impacto significativo en la composición. El comportamiento de los fluidos está representado por los factores volumétricos ( $B_g, B_o, B_w$ ), curvas

de GOR (relación gas-petróleo), WOR (relación agua-petróleo) viscosidades de los fluidos y  $R_s$  (relación de gas disuelto en petróleo).

- **Modelo Composicional:** Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de recuperación cuando el modelo de Black Oil no puede representar el comportamiento del fluido. Este modelo es utilizado para los yacimientos de gas condensado, condensado retrogrado y los yacimientos de aceite volátil, cuya composición varía continuamente al existir cambios de presión y/o temperatura. Este tipo de simuladores considera que los fluidos contenidos en el yacimiento son una mezcla formada por  $n$ -componentes en equilibrio líquido-gas. Las propiedades de las fases gas-condensado y su equilibrio se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión, composición y ecuaciones de estado (EOS) como Peng-Robinson, Soave-Redlich-Kwong entre otros.

**Figura 13**

*Modelo de fluido de yacimiento*



Fuente: Elaboración propia.

### 2.1.10 Análisis nodal

El objetivo de toda operación de producción es mover el hidrocarburo hacia los puntos de venta. A fin de cumplir con dicho objetivo el gas tiene que pasar por diferentes áreas donde se dan caídas de presión, o si es el caso de un compresor; la presión es incrementada. Las restricciones de flujo pueden incluir lo siguiente (Beggs, 1984):

1. Medio poroso.
2. Perforaciones.
3. *Choke* o estrangulador de fondo.
4. *Tubing*. Tubería de completación
5. SSSV, válvula de subsuperficie.
6. Estrangulador o *choke* de superficie.
7. *Flowline*, tubería de superficie.
8. Separador.
9. Flowline del compresor hacia la línea de venta.

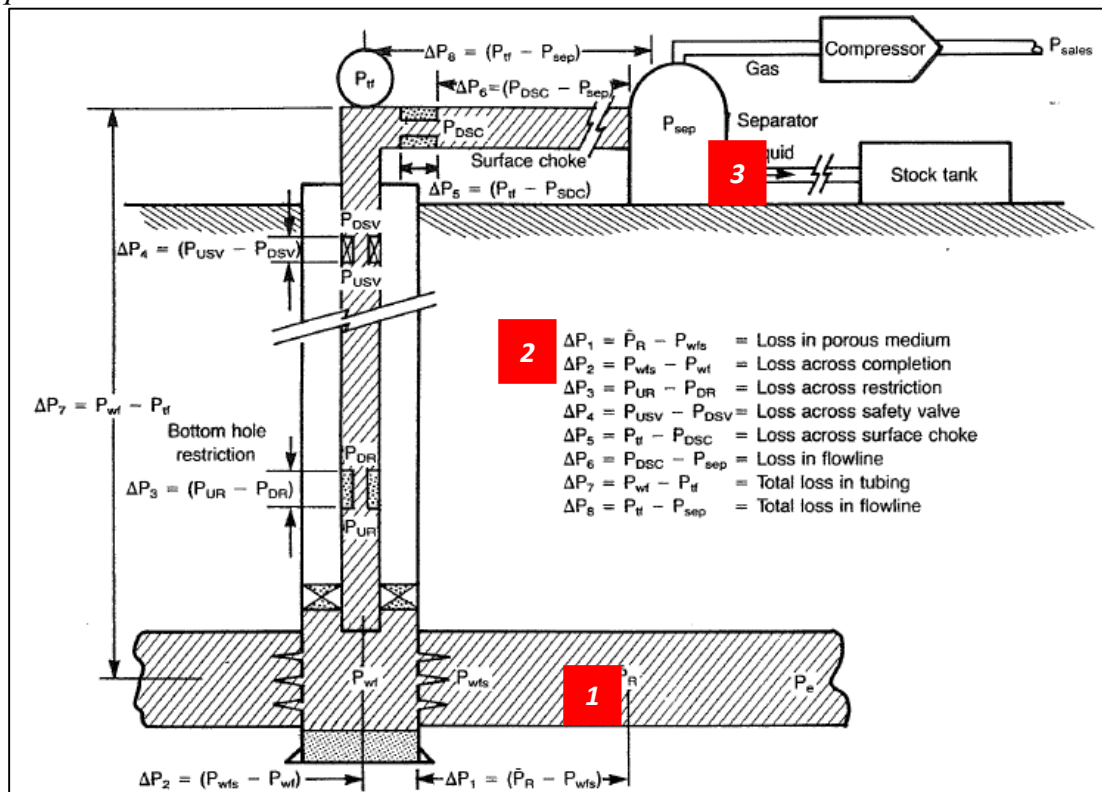
El análisis nodal evalúa el sistema dividiéndolo en tres componentes principales (yacimientos-*tubing-flowlines*); los cuales se muestran en la Figura 14.

1. Flujo a través del medio poroso (yacimientos).
2. Flujo a través de tubería vertical, (*tubing* de producción).
3. Flujo a través de la tubería horizontal (*flowlines*).

Las principales pérdidas en el sistema integral de producción se muestran en la Figura 14.

- Pérdida en el medio poroso (1).
- Pérdida de presión en la tubería de producción (2).
- Pérdida de presión en la línea de descarga (3).

**Figura 14**  
Esquema de Producción



Fuente: Beggs (1984).

Los componentes aguas arriba del nodo; también denominado (*Upstream*) comprende la sección de entrada (*Inflow*), mientras que la sección de salida (*Outflow*) consiste en todas las componentes que se encuentran aguas abajo del nodo conocidos como (*Downstream*).

El flujo del sistema puede ser determinado cuando se cumplan las siguientes condiciones (Hirschfeldt, 2009).

1. El flujo de entrada al nodo es igual al flujo a la salida del mismo.
2. Existe una sola presión en el nodo.

En un momento particular de la vida productiva del pozo, existen siempre dos presiones que permanecen fijas y no dependen del caudal. Una de esas es la presión promedio del reservorio ( $P_R$ ) y la presión de salida del sistema que comúnmente es la presión del separador ( $P_{sep}$ ).

Una vez seleccionado el nodo; la presión en el nodo se calcula en ambas direcciones, comenzado desde las presiones fijas ( $P_r$  y  $P_{sep}$ ).

Entrada del nodo (*Inflow*)

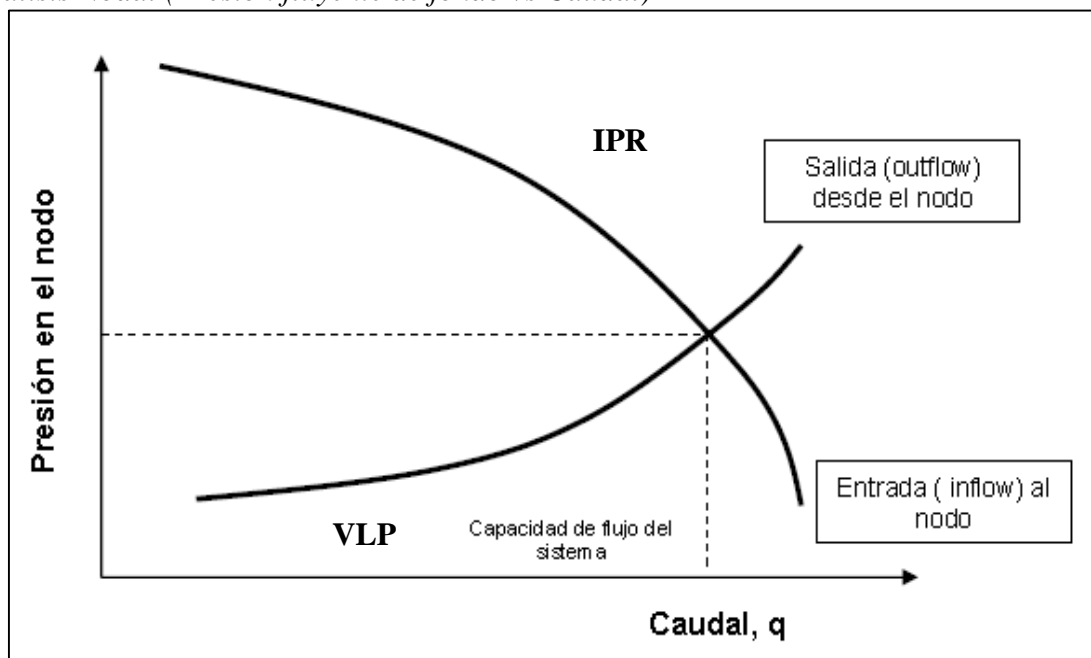
$$P_r - \Delta p(\text{componentes aguas arriba}) = P_{\text{nodo}} \quad \text{Ec. 19}$$

Salida del nodo (*Outflow*)

$$P_{sep} + \Delta p(\text{componentes aguas abajo}) = P_{\text{nodo}} \quad \text{Ec. 20}$$

La caída de presión ( $\Delta p$ ), en cualquier componente varía con el caudal  $q$ . Por lo tanto, graficando la presión del nodo versus el caudal producirá dos curvas conocidas como IPR y VLP, las cuales se interceptarán satisfaciendo las condiciones donde existe un mismo caudal de entrada (*inflow*) y salida (*outflow*) en el nodo y una única presión como se muestra en la Figura 15 donde el eje Y representa la presión fluuyente de fondo (BHFP) y el eje X representa el caudal.

**Figura 15**  
Análisis Nodal (*Presión fluuyente de fondo vs Caudal*)



Fuente: Hirschfeldt (2009).

La curva IPR representa la capacidad del reservorio para entregar los fluidos al pozo, mientras que la curva VLP representa la demanda de caída de presión para producir el fluido.

### 2.1.11 Flujo Multifásico en Tuberías

El flujo multifásico a través de las tuberías generalmente se realizan utilizando correlaciones de flujo empíricas. Estas correlaciones empíricas se desarrollaron a partir de observaciones realizadas en experimentos de laboratorio, mediciones de campo o combinación de ambos.

El estudio del flujo multifásico permite entender el cambio de la energía en el transporte de los fluidos desde el fondo de pozo hasta las facilidades de proceso. El cálculo de la pérdida de presión viene dado por la ecuación de la conservación de la energía y el momento (Ec. 21). La misma ecuación puede ser usada para el cálculo de gradiente de presión para flujo multifásico en tuberías, sin embargo, la presencia de una fase adicional hace más compleja la solución. Tempranamente los investigadores consideraron al flujo multifásico como un flujo homogéneo sin tener en consideración que la velocidad del gas es mayor que la de los líquidos (resbalamiento), esto a su vez trajo como consecuencia sobrestimaciones de gradientes de presión. Posteriormente se desarrollaron correlaciones empíricas que tomaban en cuenta el resbalamiento entre fases (Brill & Mukherjee, 1999).

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{total} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{elevación} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{fricción} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{aceleración} \quad \text{Ec. 21}$$

- El factor de elevación o también conocido como gravedad depende de la densidad de la mezcla de gas y líquido en la tubería. En lugares donde la elevación es muy marcada, las pérdidas por gravedad son las que más contribuyen en la pérdida de carga total.
- El componente de fricción es definido de distintas maneras por diferentes investigadores, es la pérdida irreversible de energía; la pérdida por fricción es controlada por la viscosidad de la mezcla y por los factores geométricos (diámetro y rugosidad de la tubería).

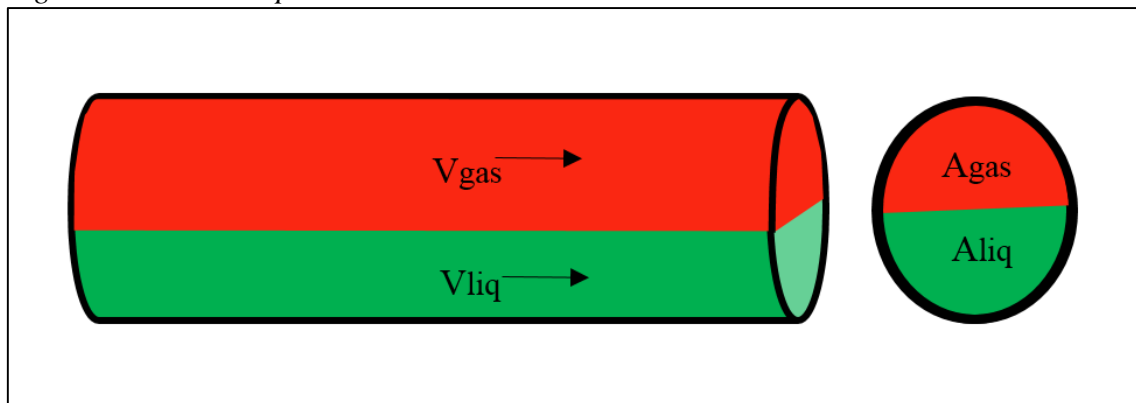
- El factor aceleración es usualmente pequeño y no considerado en el cálculo de pérdida de carga del sistema, salvo en casos donde se genera una expansión significativa del fluido.

### 2.1.11.1 El Colgamiento

El colgamiento o “*Hold-up*” se define como la fracción de volumen ocupada por el líquido en la tubería (ver Figura 16). Para una mezcla bifásica la suma del colgamiento de gas ( $h_g$ ) y líquido ( $h_l$ ) será igual a la unidad. La densidad de la mezcla se puede estimar con la Ec. 22:

$$\rho_m = \rho_l h_l + \rho_g (1 - h_l) \quad \text{Ec. 22}$$

**Figura 16**  
Colgamiento o *Hold-up*



Fuente: Elaboración propia.

### 2.1.11.2 Velocidad Superficial

La velocidad superficial es la velocidad de cada fase independiente en la tubería. Las velocidades superficiales de flujo son estimadas tomando en cuenta los caudales y el área transversal que ocupa la fase.

$$V_{supl} = \frac{ql}{Ap} \quad \text{Ec. 23}$$

$$V_{supg} = \frac{qg}{Ap} \quad \text{Ec. 24}$$

$$V_m = \frac{q_g + q_l}{A_p} = V_{supl} + V_{supg} \quad \text{Ec. 25}$$

$$\text{Holdup sin deslizamiento} = \frac{V_{supl}}{V_{supg} + V_{supl}} \quad \text{Ec. 26}$$

donde,

$V_{supl}$ : Velocidad superficial del líquido.

$V_{supg}$ : Velocidad superficial del gas.

$q_g, q_l$ : Caudal de gas y líquido respectivamente.

$A_p$  : Es el área transversal de la tubería.

$V_m$ : Velocidad de la mezcla.

### 2.1.11.3 Deslizamiento

La diferencia en densidad de los fluidos genera una fuerza de flotación, donde la fase más ligera (gas) se elevará sobre la otra y viajará más rápido en la tubería por la diferencia de compresibilidades, ocupando una menor área y resultando un incremento en el *hold-up* y en consecuencia también el incremento de la densidad de la mezcla. Cuando el flujo es ascendente por efecto gravitacional el líquido viajará a menor velocidad que el gas, en el caso descendente sucederá lo contrario.

Si no existiese deslizamiento entre las fases, el líquido y gas fluirían a la velocidad de la mezcla. En el caso de deslizamiento entre fases el líquido viajará a una velocidad menor al de la mezcla y el gas a una velocidad más rápida. La velocidad promedio de cada fase puede ser estimada conociendo el colgamiento ( $Hl$ ) promedio obtenido de correlaciones empíricas.

$$V_l = \frac{V_{supl}}{Hl} \quad \text{Ec. 27}$$

$$V_g = \frac{V_{supg}}{1 - Hl} \quad \text{Ec. 28}$$

$$V_s = V_g - V_l \quad \text{Ec. 29}$$

donde,

$V_l$  y  $V_g$ : Son las velocidades del líquido y gas respectivamente.

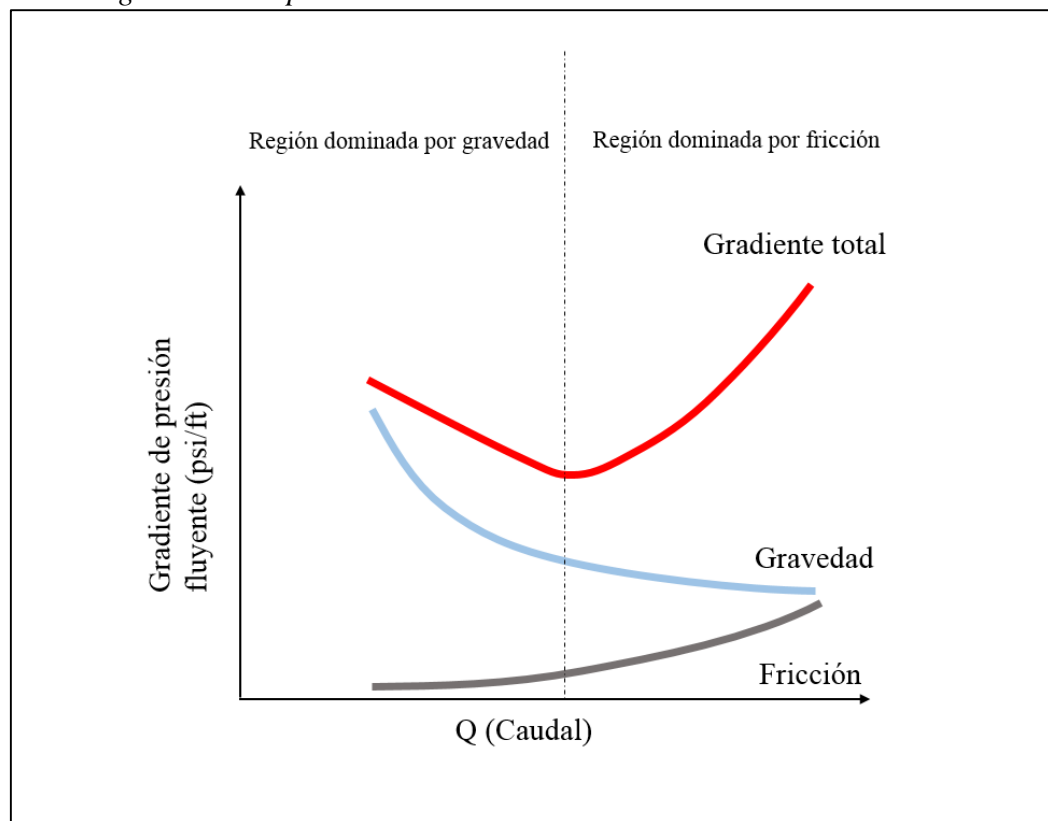
$H_l$ : Hold-up o colgamiento del líquido.

$V_s$ : Velocidad de deslizamiento.

En el caso de bajos caudales como se muestra en la Figura 17, el aumento de la densidad por el resbalamiento hace que el factor gravedad sea el más dominante. Por otro lado, la pérdida por fricción aumenta significativamente a altos caudales, las velocidades entre fases son muy similares, alcanzando el líquido al gas.

**Figura 17**

*Variación de la gradiente de presión vs caudal*

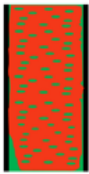


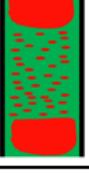
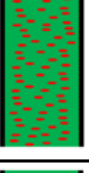



Fuente: Elaborado con información de Beggs (1984).

Dependiendo de la orientación de la tubería se puede identificar el tipo de régimen de flujo presente:

- **Flujo Vertical:** La Figura 18 resume los patrones de flujo multifásico encontrados en pozos verticales. El colgamiento puede variar ampliamente dependiendo del régimen de flujo.

**Figura 18**  
*Regímenes de flujo vertical*

Sección Vertical	Descripción
	<p><b>Flujo Neblina:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-El gas ocupa mayor espacio que el líquido y no se considera deslizamiento entre las fases.</li> <li>-El líquido está distribuido en gotas pequeñas suspendidas en gas.</li> <li>-El flujo es estable.</li> </ul>
	<p><b>Flujo Anular:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-El líquido se mueve en el sentido de flujo.</li> <li>-El gas forma una fase continua en el centro de la tubería y una película de líquido en las paredes de la tubería.</li> <li>-El flujo es más estable que el flujo transicional.</li> </ul>
	<p><b>Flujo Transicional:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Las burbujas de gas coalescen en el centro y forman una fase continua en el centro.</li> <li>-La velocidad del gas es alta empujando los líquidos, pero debido a la densidad de líquido este fluye hacia abajo.</li> <li>-El flujo es muy inestable y existe transiciones en los regímenes de flujo.</li> </ul>
	<p><b>Flujo Tapón:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-El flujo es discontinuo y el gas se expande a medida que disminuye la presión.</li> <li>-El flujo es inestable y las burbujas coalescen formando tapones o <i>Slugs</i> de gas.</li> </ul>
	<p><b>Flujo Burbuja:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-A medida que la presión cae por debajo de la presión de saturación se forma 2 fases.</li> <li>-Las burbujas son transportadas por la fase líquida sin cambios significativos de velocidades.</li> <li>-Existe una distribución uniforme de burbujas en el pozo.</li> </ul>
	<p><b>Flujo de una Fase:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-El fluido ingresa al pozo en una sola fase.</li> <li>-La presión se encuentra por encima de la presión de saturación.</li> </ul>

Fuente: Elaborado con información de Beggs (1984).

- **Flujo Horizontal:** La Figura 19 resume los patrones de flujo multifásico encontrados en pozos horizontales y ductos de producción. El colgamiento puede variar ampliamente dependiendo del régimen de flujo.

**Figura 19**  
Regímenes de flujo horizontal

Sección Horizontal	Descripción
	<b>Flujo Anular:</b> -El líquido recubre las paredes de la tubería. -Debido a la gravedad el líquido ocupa la parte baja. -El gas fluye por el centro de la tubería de forma no concéntrica.
	<b>Flujo Slug o Marea :</b> -A altas velocidades el líquido alcanza el tope de la tubería cortando el gas. -El flujo es inestable y genera vibraciones y pulsos en la tubería.
	<b>Flujo Ondulante:</b> -Ocurre a altas velocidades de flujo. -Se forman ondas en la interfase líquido-gas.
	<b>Flujo Estratificado:</b> -Debido a la diferencia de densidades el fluido se separa en 2 fases continuas. -Este régimen de flujo ocurre a bajas velocidades.
	<b>Flujo Tapón:</b> -El flujo es discontinuo y el gas se expande a medida que disminuye la presión. -El flujo es inestable y las burbujas coalescen formando tapones o <i>Slugs</i> de gas y por efecto de flotación migran hacia la parte superior de la tubería.
	<b>Flujo Burbuja:</b> -A medida que la presión cae por debajo de la presión de saturación se forma 2 fases. -Las burbujas son transportadas por la fase líquida. -Por efecto de flotación las burbujas se mueven hacia la parte superior de la tubería.
	<b>Flujo de una Fase:</b> -El fluido ingresa al pozo en una sola fase. -La presión se encuentra por encima de la presión de saturación.

Fuente: Elaborado con información de Beggs (1984).

#### 2.1.11.4 Correlaciones de Flujo Multifásico

Los métodos usados para predecir la gradiente de presión pueden ser clasificados como correlaciones empíricas y modelos mecánicos. Las correlaciones que se desarrollaron en el estudio del flujo multifásico se clasifican en 3 categorías como se muestra en la Tabla 5. Los modelos mecánicos (modelos matemáticos) han resultado ser la única forma de modelar flujo en tuberías de superficie en campos de gas y petróleo. Según (Petroleum Experts, 2016), las correlaciones tradicionales como Beggs and Brill o Duckler Flannigan tienen severas limitaciones en consistencia cuando las condiciones de campo

cambian con el tiempo, una comparación hecha en los flowlines de British Petroleum (BP) encontró que la correlación de Petroleum Experts 5 fue la mejor entre los modelos mecánicos, siendo las correlaciones tradicionales no muy confiables en sus predicciones.

**Tabla 5**

*Correlaciones de flujo multifásico*

	<b>Categoría A</b>	<b>Categoría B</b>	<b>Categoría C</b>
<b>Resbalamiento entre fases</b>	No se considera “ <i>no-slip</i> ” Ambas fases se mueven a la misma velocidad.	Si se considera	Si se considera
<b>Densidad de la mezcla</b>	Calculada en base a la relación gas/líquido.	Se calcula considerando el efecto de colgamiento “ <i>hold-up</i> ”	Se calcula considerando el efecto de colgamiento “ <i>hold-up</i> ”
<b>Factor de fricción</b>	Se determina empíricamente	Se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido.	Se correlaciona con las propiedades del fluido
<b>Patrones de Flujo</b>	No se distingue patrones de flujo.	No se distingue patrones de flujo.	Si se distingue patrones de flujo.
<b>Correlaciones</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poettmann y Carpenter</li> <li>• Fancher y Brown</li> <li>• Baxendell y Thomas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hagedorn y Brown</li> <li>• Gray</li> <li>• Asheim</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Duns y Ros</li> <li>• Orkiszewski</li> <li>• Aziz y otros</li> <li>• Beggs y Brill</li> <li>• Chierici y otros</li> <li>• Mukherjee y Brill</li> </ul>

Fuente: Elaborado con información de Brill y Mukherjee (1999).

#### **2.1.11.5 Correlaciones del Software PROSPER (Petroleum Experts, 2016)**

1. **Fancher y Brown:** Es una correlación usada para el control de calidad. Esta correlación da el menor valor posible de gradiente de presión al medido debido a que no considera el deslizamiento entre fases. Si los datos medidos caen a la izquierda de la correlación indican un problema con la densidad del fluido (PVT) o datos de presión medidos en campo.
2. **Hagedorn Brown:** Utilizada para pozos de petróleo para flujos tipo tapón con caudales de producción moderados a altos. Esta correlación no debe ser

usada para condensados y para regímenes de flujos predominante tipo niebla pues subestima la gradiente de presión a caudales bajos.

3. **Duns y Ros Modificada:** Modificada por Petroleum Experts para sobreestimar la caída de presión en pozos de petróleo para un régimen de flujo tipo tapón, únicamente debe ser usada como control de calidad del ingreso de datos de prueba de pozos.
4. **Duns y Ros Original:** Modificada y optimizada por Petroleum Experts para ser usada con condensados. Esta correlación es buena para pozos con flujo tipo niebla y puede ser usada con altos RGO (relación gas/petróleo) en pozos de petróleo y condensado.
5. **Orkiszewski:** esta correlación genera un buen ajuste a los datos medidos. Sin embargo, su formulación incluye una discontinuidad a una velocidad de 10 ft/s en su método de cálculo, la discontinuidad puede causar inestabilidad durante el proceso de ajuste de presión y generación de curvas de levantamiento y por lo tanto su uso no es recomendado.
6. **Beggs y Brill:** Principalmente usada para ductos. Sobrestima las caídas de presión en trayectorias verticales y desviadas.
7. **Gray:** Proporciona buenos resultado para pozos de gas con relación hasta de 50 bbl/MMSCF y altos cortes de agua. La correlación contiene su propio modelo de PVT el cual anula los cálculos normales de PVT de PROSPER.
8. **Petroleum Experts (PE):** La correlación usa el mapa de Gould y para varios regímenes de flujo usa: Wallis y Griffth (Flujo tipo burbuja), Hagedom y Brown (Flujo tipo tapón), Duns y Ros (Transición, flujo tipo niebla y anular).
9. **Petroleum Expert 2 (PE2):** Basada en Petroleum Experts adicionando una predicción para generar curvas de levantamiento a bajo caudal y estabilidad

de pozo. Esta correlación ha sido probada para varios casos de caudales altos estimando muy bien las caídas de presión.

10. **Petroleum Experts 3 (PE3):** Incluye las características de la correlación Petroleum Experts 2 adicionando características para petróleo viscoso y tipo espuma.
11. **Petroleum Experts 4 (PE4):** Modelo mecanístico avanzado derivado para ser adecuado para cualquier pozo desviado y tipo de fluido (incluido condensado retrogrado).
12. **Petroleum Experts 5 (PE5):** Es un modelo mecanístico mejorado de Petroleum Experts 4. A diferencia de PE4 reduce las inestabilidades al no usar el mapa de régimen de flujo como punto de partida. Esta correlación es capaz de modelar cualquier tipo de fluido sobre cualquier pozo o trayectoria de tubería. Toma en consideración los cambios de densidad por trayectorias de subida o bajada. La estabilidad del pozo también puede ser verificada con el uso de esta correlación cuando se calcula la gradiente, permitiendo ser modelados: carga de líquidos, frecuencia de slug (tapón), etc.
13. **Petroleum Experts 6 (PE6):** Es una alteración de Petroleum Experts 3 el cual considera el cambio de corte del agua que tienen un posible efecto en el esfuerzo de corte experimentado por el fluido.
14. **Hydro 3P:** Modelo mecanístico de caída de presión propiedad de Norsk Hydro Statoil.
15. **OLGAS:** Modelo mecanístico de caída de presión, propiedad de Schlumberger.
16. **LEDAFLOW:** Modelo mecanístico de caída de presión, propiedad de KongsBerg Gruppen.

### **2.1.12 Equipos de compresión**

Elegir el tipo de compresor adecuado para una aplicación es una decisión crítica en la industria de petróleo y gas. Una elección desinformada conducirá inevitablemente a un aumento de los costos de operación y mantenimiento (O&M). La selección del tipo de compresor, alternativo, de tornillo o centrífugo, que se utilizará para una aplicación específica requiere la consideración de numerosos parámetros, como el nivel de presión de succión y descarga, el peso del molecular del gas y el flujo requerido. Además, la comprensión de cómo funciona cada tipo de compresor, junto con sus fortalezas y debilidades específicas es esencial para seleccionar uno apropiado para una aplicación determinada. McCain y otros (2016). La Figura 20 muestra los tipos de compresores según su clasificación.

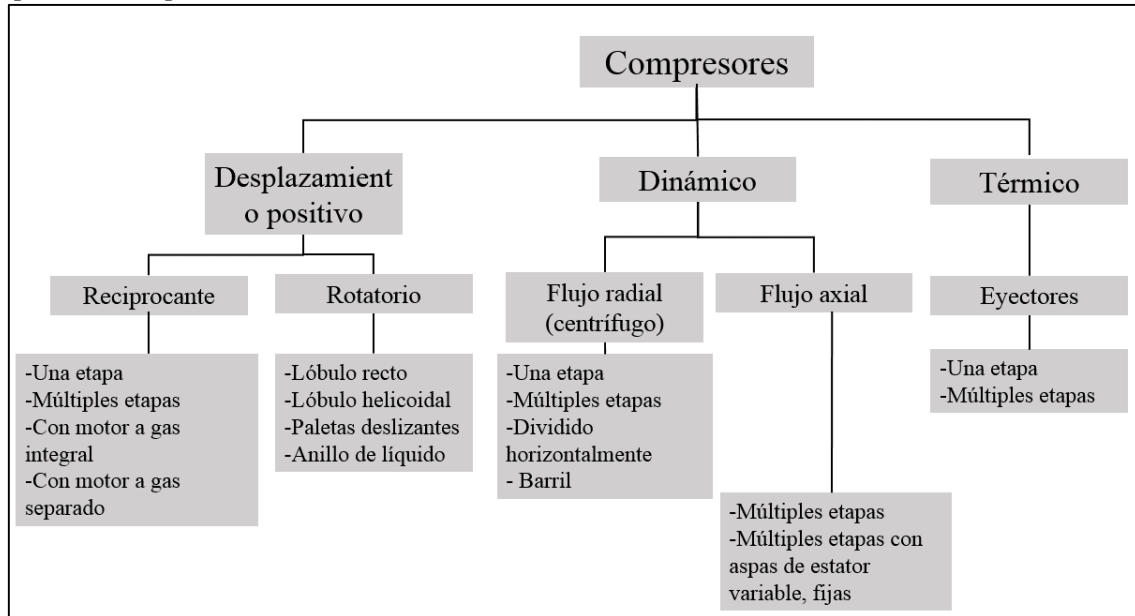
### **2.1.13 Compresión en cabeza de pozo**

No siempre es posible instalar un compresor en cabeza de pozo, ya sea por temas ambientales o regulatorios. Es por ello que una compresión centralizada será necesaria para mantener la producción. A pesar de instalarse un compresor en la cabeza de pozo, se experimentará el efecto de “*liquid loading*” donde se acumulará líquidos en el fondo de pozo por efecto de gravedad. Una alternativa es usar un sistema de levantamiento artificial como “*plunger lift*”. Cuando se tiene compresores eléctricos el sistema de “*plunger lift*” apagará el compresor en el proceso de cierre o “*shut-in*” del pozo y activará el compresor en el proceso de descarga o periodos de flujo.

Para los compresores con motores a gas, el proceso descrito anterior es más complejo ya que no se puede para la máquina para los procesos de cierre del pozo. Sin embargo; puede ser automatizado manteniendo el compresor operando en los periodos de cierre y flujo del pozo. En los periodos de flujo el compresor simplemente envía el flujo a la línea de venta.

Para los periodos de cierre, el flujo se redirige circulando gas al compresor para mantenerlo en funcionamiento (Phillips & Listiak, 1996).

**Figura 20**  
*Tipos de Compresores*



Fuente: Figura elaborada con datos tomados de GPSA (2004).

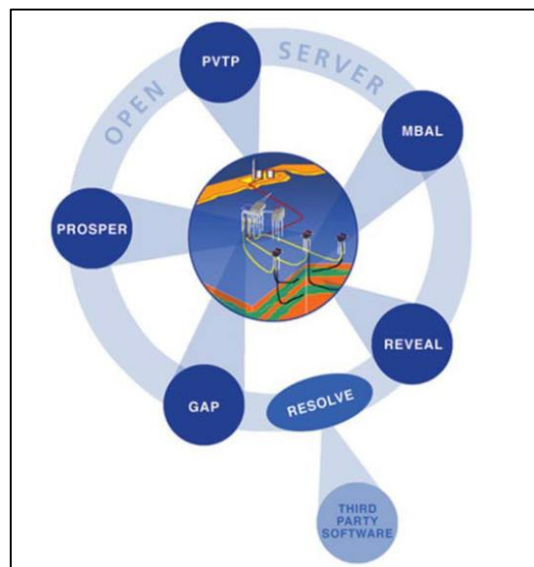
A continuación, en la Figura 21 se muestra los rangos de aplicación de los compresores, de acuerdo con la zona en la que se ubique el punto correspondiente al flujo de gas que se va a comprimir y la presión de descarga requerida, se puede seleccionar el tipo de compresor más adecuado para esas condiciones de operación (GPSA, 2004).



partes y estudiando y resolviendo los componentes individualmente. *Petroleum Experts* (Petex) desarrolló el software de modelado integrado de producción (IPM). IPM modela el sistema completo de producción de petróleo o gas, incluidos los yacimientos, los pozos y la red de superficie. El conjunto de herramientas IPM: GAP, PROSPER, MBAL, PVTP, REVEAL y RESOLVE se pueden ejecutar conjuntamente sin problemas. Los modelos pueden incluir los tanques de balance de materia, todos los pozos y el sistema de recolección de superficie. Con el modelo de yacimientos, pozos y sistemas de superficie y el historial de producción ajustado, se puede optimizar el sistema de producción y ejecutar pronósticos de producción (Petroleum Experts, 2016).

La Figura 22 muestra todos los paquetes de aplicaciones para la creación de un modelo integrado. PROSPER es la aplicación utilizada para modelado de pozos, PVTP para modelado de PVTs, MBAL es utilizado para el modelado de balance de materia y modelo de tanques, GAP es utilizado para modelado de red de superficie, REVEAL para modelado 3D y RESOLVE para interacción con otras aplicaciones tales como OpenServer, Excel y otros simuladores externos “*third party software*” como Eclipse, CMG, TNAVIGATOR, etc.

**Figura 22**  
*Herramientas de Petex*



Fuente: Amudo, y otros (2011).

### **2.1.15 Simulación Montecarlo y Análisis Económico**

El dinero tiene valor en el tiempo y depende de muchos factores, su valor dependerá de para diferentes personas o compañías. El concepto del valor de dinero en el tiempo se puede explicar de la siguiente manera; una persona preferirá recibir el dinero hoy que mañana. Sin embargo, si la cantidad recibida dentro de un año se incrementa eso haría que la persona cambie su decisión de recibir el dinero hoy y asumir el costo de oportunidad.

Algunos de los problemas que afectan el valor temporal del dinero incluyen las oportunidades de inversión, el riesgo percibido asociado con recibir el dinero en el futuro y la tasa de inflación durante el período de tiempo asociado. El valor temporal del dinero se establece por la oferta y la demanda mediante tasa de interés. Conociendo la tasa de interés, se puede calcular el valor de una cantidad específica de dinero en un futuro (Ahmed & McKinney, 2005).

#### **2.1.15.1 Desarrollo y análisis de los flujos de caja**

El valor del costo de oportunidad (retribución) en el tiempo se le conoce como interés, y si se mide de manera porcentual se le conoce como tasa de interés/retorno. En esta sección se describe cómo se desarrollan los flujos de caja de un proyecto, las definiciones de los diferentes términos de flujo de caja seguidas de una descripción general de sus componentes principales (tasas de producción, precios de los productos, costos operativos (OPEX) y de capital (CAPEX), regalías e impuestos fiscales, incluidas las incertidumbres asociadas variables en el tiempo.

El flujo de caja estima el dinero recibido (ingresos) y deduce todos los gastos como pagos de regalías, costos (OPEX y CAPEX) e impuestos sobre la renta, resultando un flujo de caja neto del proyecto (NCF), éste valor se puede expresar con la Ec. 30 para un determinado tiempo(t). Los ingresos están compuestos por todas las entradas de efectivo del

proyecto, tales como ingreso por ventas, servicios u otros ingresos generados por intereses y/o venta de activos.

$$\text{NCF}(t) = \text{Ingresos}(t) - \text{Regalías}(t) - \text{Impuestos}(t) - \text{OPEX}(t) - \text{CAPEX}(t) \quad \text{Ec. 30}$$

$$\text{Ingresos netos}(t) = \text{Ingresos}(t) - \text{Regalías}(t) \quad \text{Ec. 31}$$

El cálculo de los ingresos sujetos a impuestos (TINC) se calcula de la siguiente manera:

$$\text{TINC}(t) = \text{Ingresos netos}(t) - \text{OPEX}(t) - \text{DD\&A}(t) \quad \text{Ec. 32}$$

Para el cálculo de impuestos(t) se multiplica la tasa anual efectiva de la compañía (ITR) con los ingresos sujetos a impuestos (TINC). La Ec. 32 muestra un término “DD&A(t)” el cual se refiere a la depreciación y amortización. Los impuestos de la Ec. 31 se calculan con la siguiente ecuación:

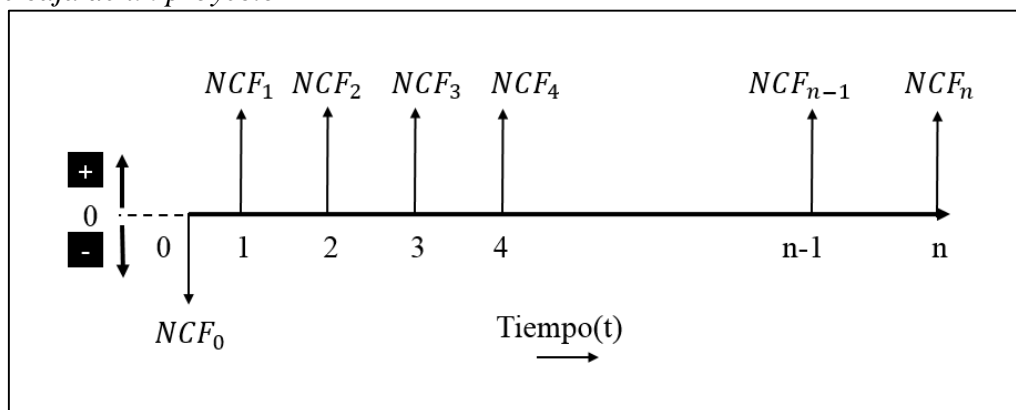
$$\text{Impuestos}(t) = \text{TINC}(t) \times \text{ITR}(t) \quad \text{Ec. 33}$$

Los componentes de ingresos y costos descritos en la Ec. 30 (incluidos todos los demás términos económicos y comerciales relevantes) se deben tener en cuenta al derivar el flujo de caja del proyecto, incluso si cada entidad (por ejemplo, empresa o gobierno) los define de manera diferente. Estos términos pueden diferir de país en país debido a los acuerdos fiscales entre compañías operadoras y gobiernos, los cuales tienen el derecho de desarrollar y decidir la operación mediante acuerdos fiscales o concesiones. En general, estos acuerdos definen cómo se recuperan los costos del proyecto y cómo se comparten las ganancias entre el gobierno y el operador. El conocimiento de las normativas (en regalías, impuestos y otros incentivos) es fundamental para una evaluación económica de las reservas del proyecto (Senturk, 2011).

### **2.1.15.2 Análisis de los flujos de caja del proyecto**

El valor para cualquier proyecto de recuperación de petróleo o gas se define por el NCF descontado acumulado o el valor actual neto (VAN) generado a lo largo de su ciclo de vida económico o contractual, ver Figura 23.

**Figura 23**  
Flujo de caja de un proyecto



Fuente: PRMS (Senturk, 2011).

El valor de un proyecto (VAN) puede ser representado matemáticamente con la Ec. 34 donde "r" es la tasa de descuento del proyecto, el TIR (tasa interna de retorno) proporciona información sobre el rendimiento económico del proyecto:

$$VAN(t, r) = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+r)^t} \quad \text{Ec. 34}$$

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+TIR)^t} \quad \text{Ec. 35}$$

### 2.1.15.3 Análisis de decisiones basado en el valor esperado (VE)

El análisis de decisiones es muy importante a la hora de seleccionar el proyecto que genere mayor valor, VAN y TIR positivos en los proyectos de inversión. Comparando deterministamente la cartera de proyectos, el proyecto que genere un mayor VAN y una mayor TIR será el más favorable en el fondo de capital. En el análisis estocástico, el concepto de valor esperado (VE) se utiliza para estimar probabilísticamente la rentabilidad de un proyecto. El valor esperado es la combinación de todos los resultados posibles ( $X_i$ ) por sus respectivas probabilidades de ocurrencia  $p(x_i)$ , y puede expresarse matemáticamente mediante la Ec. 36.

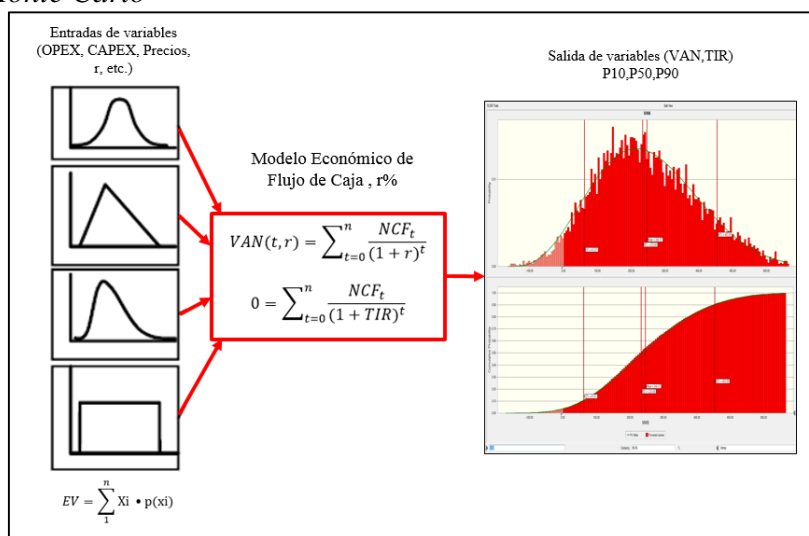
$$EV = \sum_{i=1}^n X_i \cdot p(x_i) \quad \text{Ec. 36}$$

### 2.1.15.4 Simulación de Monte Carlo

La simulación Monte Carlo es una metodología probabilística que permite variar aleatoriamente y en simultáneo todos los componentes de la ecuación de flujo de caja neto definido por la Ec. 30. El software comercial disponible y muy conocido es el “*Cristall Ball*” mediante el cual se analiza el posible rango de valores y su distribución de probabilidad tomando en cuenta la incertidumbre para cada componente del flujo de caja.

**Figura 24**

*Simulación Monte Carlo*



Fuente: Figura editada de Senturk (2011).

## 2.2 Marco Conceptual

### 2.2.1 Modelo integrado

El modelado integrado utiliza simuladores individuales para cada elemento (el yacimiento, el pozo, la red de líneas de conducción, las instalaciones de proceso) y los aspectos económicos del campo. Los métodos tradicionales aplican los simuladores por separado y habitualmente en forma aislada, en tanto que el modelado integrado de activos vincula los datos adquiridos a partir de los numerosos elementos a fin de obtener un modelo combinado para el activo Bailey et al. (2016).

### **2.2.2 *Platea de Producción***

El tiempo durante el historial de producción de un pozo petrolero/gas o campo petrolero/gas donde la producción está limitada por las condiciones de la superficie en lugar de la capacidad de producción del pozo o campo (Seg Wiki, 2019).

### **2.2.3 *Simulación de reservorios***

Un modelo de simulación de reservorios caracteriza el reservorio integrando el modelo geológico estático y el modelo de flujo dinámico poblado con datos reales del reservorio (presiones, ensayos, tasas de producción, curvas características fluido-roca caracterizadas por las curvas capilares y de permeabilidad relativa, datos PVT, etc. (Senturk, 2011).

### **2.2.4 *Factor de recobro***

Es una fracción o porcentaje de cantidades en sitio de petróleo estimadas como recuperables por procesos o proyectos específicos como recuperación primaria, secundaria. La mayoría de las veces se representa como un porcentaje. Se estima utilizando los recursos recuperables divididos por los hidrocarburos inicialmente en sitio (POES, GOES). También se hace referencia al tiempo; actual y último (o estimado último) que son descriptores aplicados para hacer referencia a la etapa del recobro. Society of Petroleum Engineers (2018).

### **2.2.5 *Plan de desarrollo***

Un plan de desarrollo son aquellas actividades y procesos necesarios para desarrollar un campo de petróleo o gas involucran actividades económicas, riesgos e impactos ambientales, estudios geológicos, reservorios, diseño de infraestructura y construcción, logística, entre otras.

### **2.2.6 Balance de materiales**

La ecuación de balance de materiales es la expresión más simple de la conservación de la masa en un yacimiento. La ecuación define matemáticamente los diferentes mecanismos de producción y relaciona eficazmente el fluido del yacimiento y la expansión de la roca con la posterior extracción del fluido (petrowiki, 2015).

### **2.2.7 Compresión**

Los compresores son máquinas que tienen por finalidad aportar una energía a los fluidos compresibles (gases y vapores) sobre los que operan, para hacerlos fluir aumentando al mismo tiempo su presión. Un compresor admite gas o vapor a una presión “P1” dada, descargándolo a una presión “P2” superior (Fernández, 2011).

### **2.2.8 Potencia al Frenado BHP (Brake horsepower)**

BHP generalmente se refiere a la cantidad de potencia entregada en el eje de salida del motor de un motor de pistón. Se mide utilizando un instrumento llamado dinamómetro, que es un dispositivo de frenado mecánico o eléctrico. En el sistema del Reino Unido, la potencia corresponde al trabajo requerido para levantar un peso de 33,000 lbf, 1 pie en 1 minuto. Gudmundsson (2014) .

## **CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN**

### **3.1 Metodología del Trabajo de Investigación**

#### **3.1.1 *Instalación de paquetes de IPM (Software Petex)***

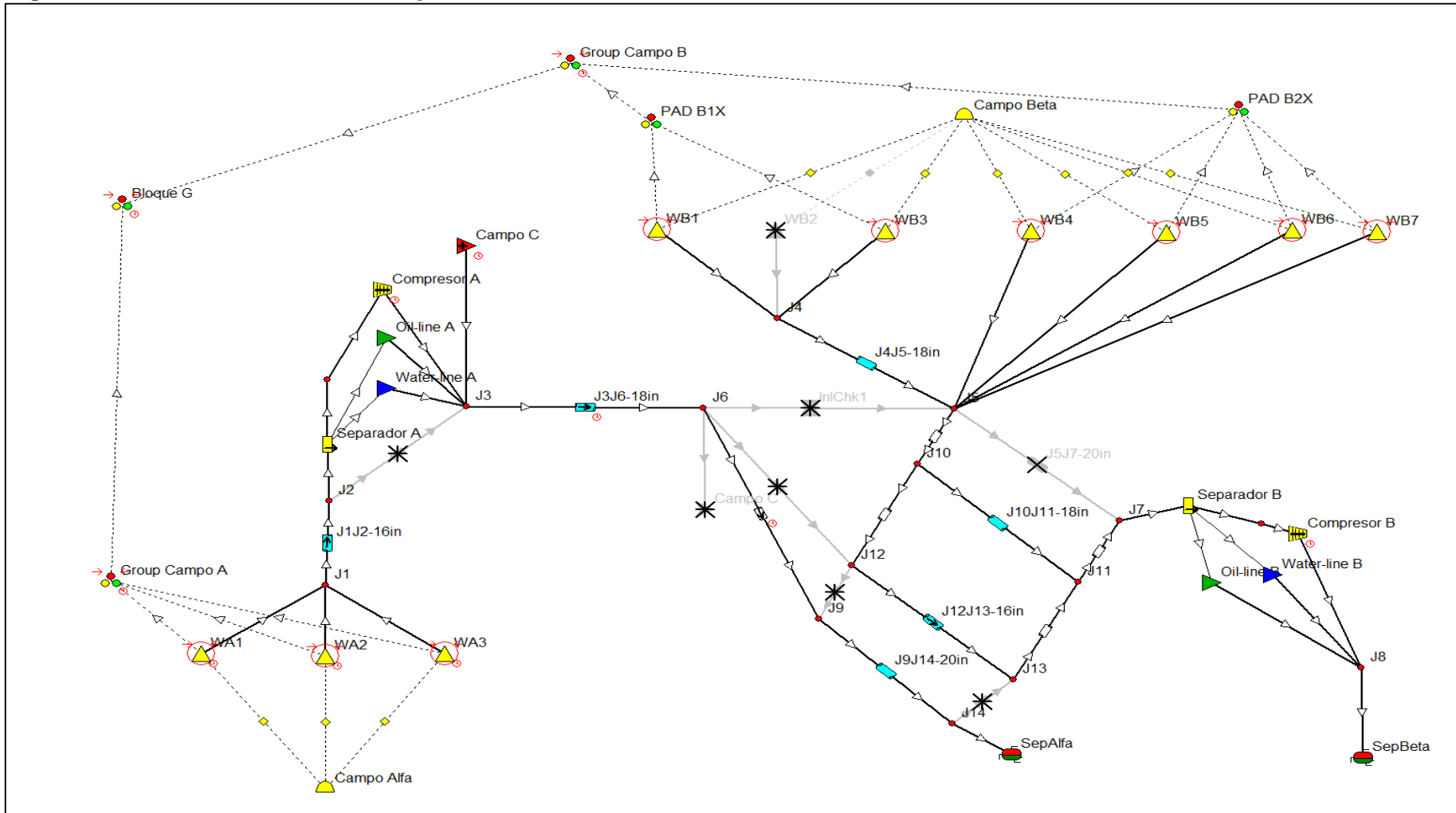
Se trabajó con la versión de IMP 10 con la licencia de Petex 4560 de 32 bits. Se utilizó una computadora con sistema operativo Windows 10 de 32GB de memoria RAM y procesador Core I7 de 11va generación. El proceso de instalación es sencillo, la licencia fue configurada con un HARDLOCK instalada en un servidor corporativo.

#### **3.1.2 *Construcción del Modelo.***

##### **3.1.2.1 Red de superficie en GAP**

El sistema consta de 2 campos productores de gas y condensado renombrados como Campo Alfa y Beta, adicionalmente; una planta de procesamiento donde el separador se encuentra a 1300 psia. El campo Alfa de menor gas original en sitio (GOES) cuenta con 3 pozos productores y el campo Beta con 7 pozos, de los cuales uno se encuentra temporalmente cerrado como se muestra en la Figura 25. El sistema de superficie consta de una tubería de producción de OD de 16 pulgadas que va desde el nodo “J1” hasta la estación de compresión, previo a ello se separa los líquidos y se envía el gas al compresor. La producción del campo Alfa se suma a la producción del campo C en el nodo “J3” donde la mezcla es transportada por un ducto compartido de OD de 18 pulgadas hasta el nodo “J6” y posteriormente llevada hacia planta por la línea de producción de OD de 20 pulgadas hacia el separador Alfa. Para el campo Beta, la producción del PAD B1X se junta por una línea de OD de 18 pulgadas en el nodo “J5” junto con la producción de PAD B2X donde la producción conjunta de dicho campo es transportada hacia el separador Beta de planta por las dos líneas de OD de 16 y 18 pulgadas (ver Figura 25).

**Figura 25**  
*Esquema de Producción del modelo integrado*

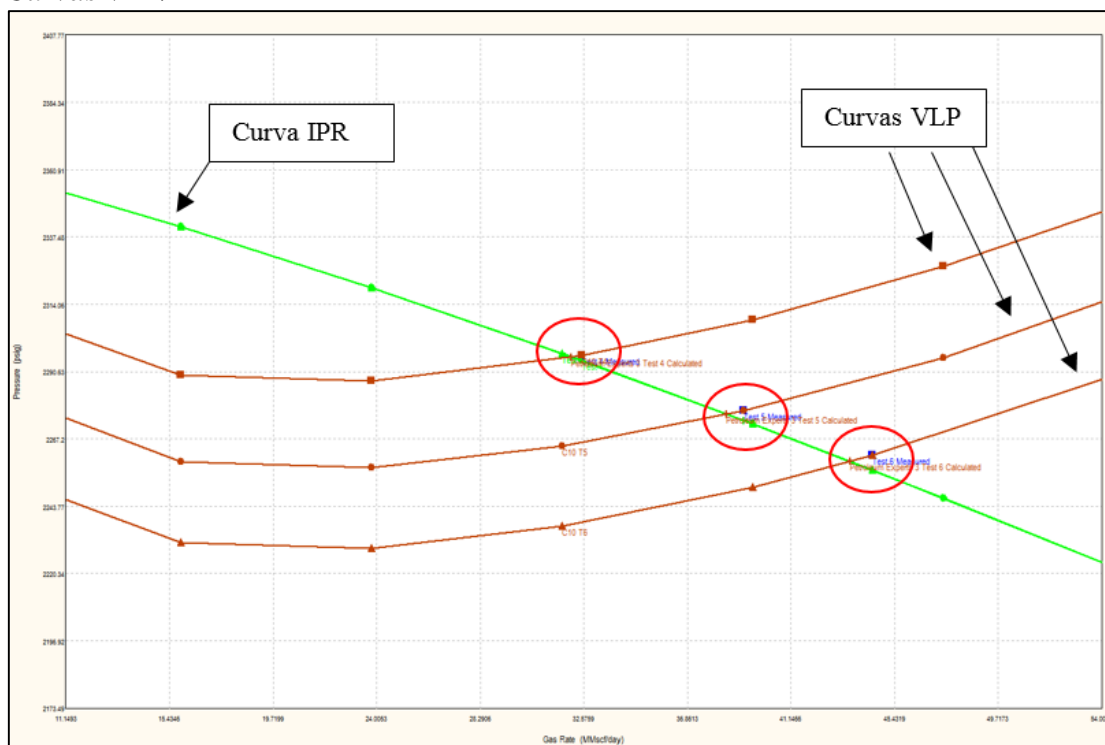


Nota: Figura elaborada con el Software GAP.

### 3.1.2.2 Modelo de Pozos en PROSPER

Se calibró los modelos de pozos con las pruebas de presión obtenidas de las campañas de prueba de pozos, posteriormente se seleccionó la correlación “Petroleum Experts 3” para generar las curvas VLP en GAP. La Figura 26 muestra la curva VLP/IPR para el pozo WA1.

**Figura 26**  
Curvas VLP/IPR

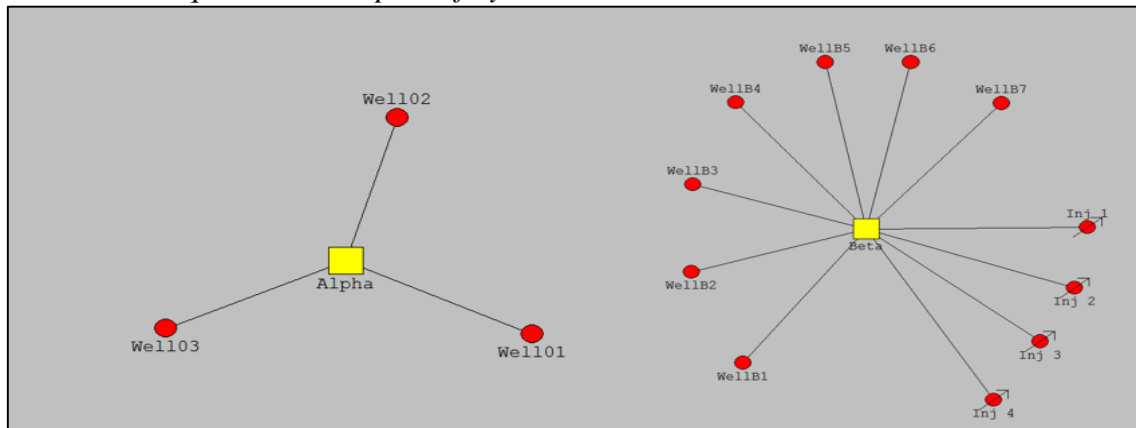


Fuente: Elaborado con el Software PROSPER.

### 3.1.2.3 Balance de Materia

Para la simplicidad del modelo se creó un modelo de una capa y se referenció las presiones a un mismo nivel para ser comparables, se utilizó pruebas de PVT de la capa de mayor aporte para construir el modelo. Se cargó la historia de producción por pozo en cada campo. El campo Alfa cuenta con 3 pozos y el campo Beta con 7 pozos productores, de los cuales 4 pozos inyectaron gas eventualmente como se muestra en la Figura 27.

**Figura 27**  
Modelos de tanque de los campos Alfa y Beta

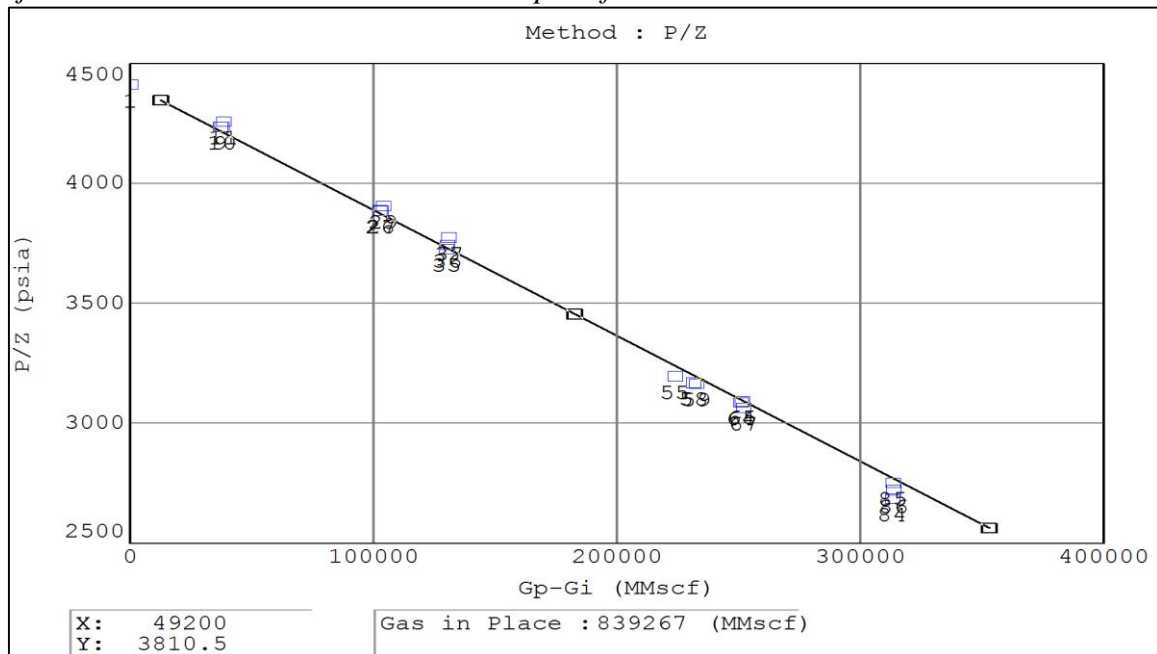


Nota: Modelos de tanque generados con el software MBAL.

### 3.1.3 Ajuste del modelo de MBAL.

Ajuste de balance de Materia para el Campo Alfa. El GOES para este campo se estima en 839.3 BCF, la Figura 28 muestra un buen ajuste en el balance de materia, con una tendencia lineal. Con respecto al ajuste de presiones; la Figura 29 muestra un buen ajuste de la historia de presiones de reservorio.

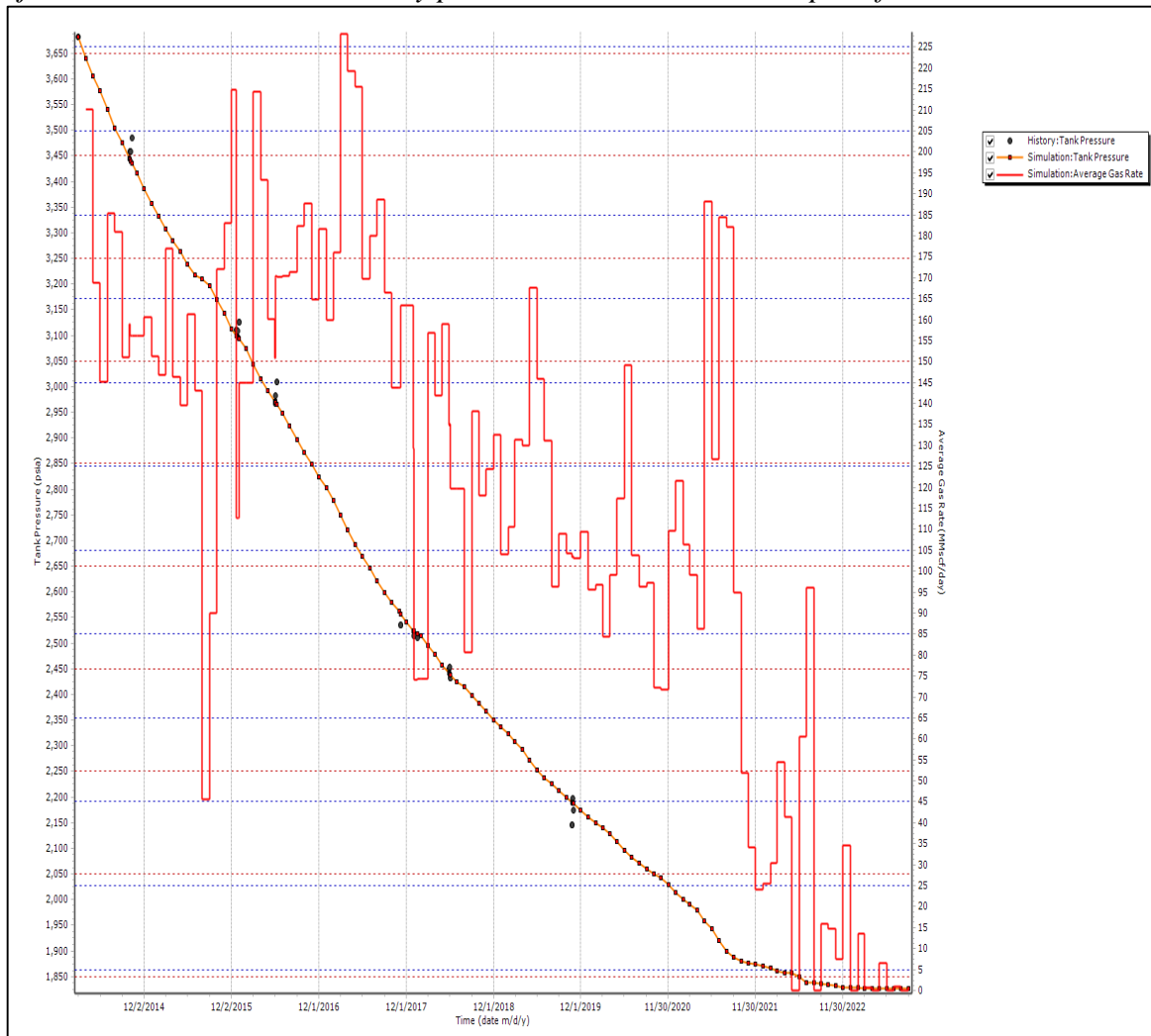
**Figura 28**  
Ajuste de balance de materia P/Z del campo Alfa



Nota: Elaborado con el software MBAL, OGIP: 839 BCF.

**Figura 29**

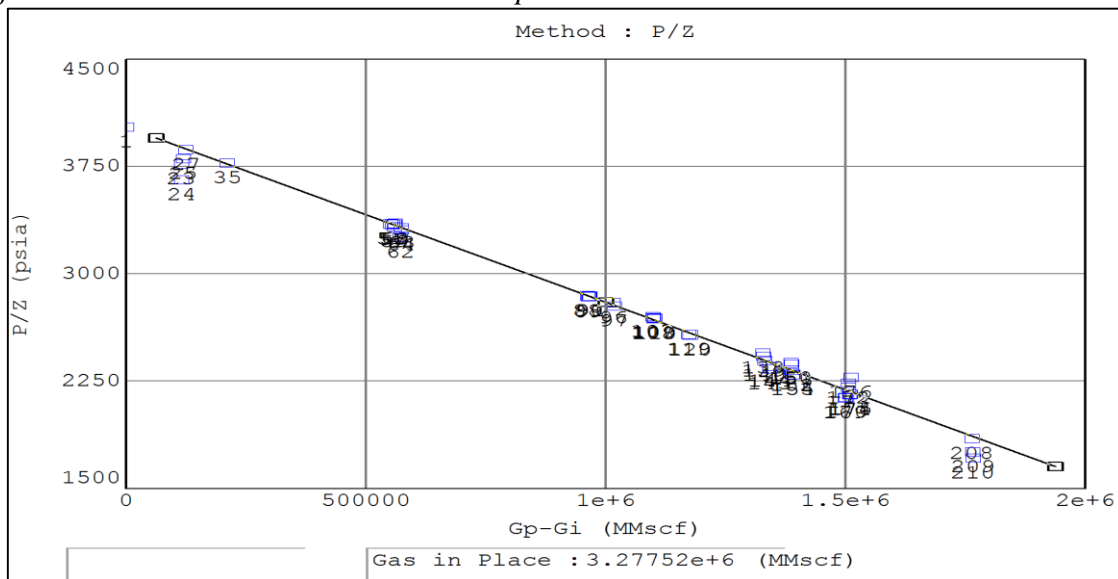
*Ajuste de Presión de Reservorio y producción histórica del campo Alfa*



Nota: Figura elaborada con el software MBAL.

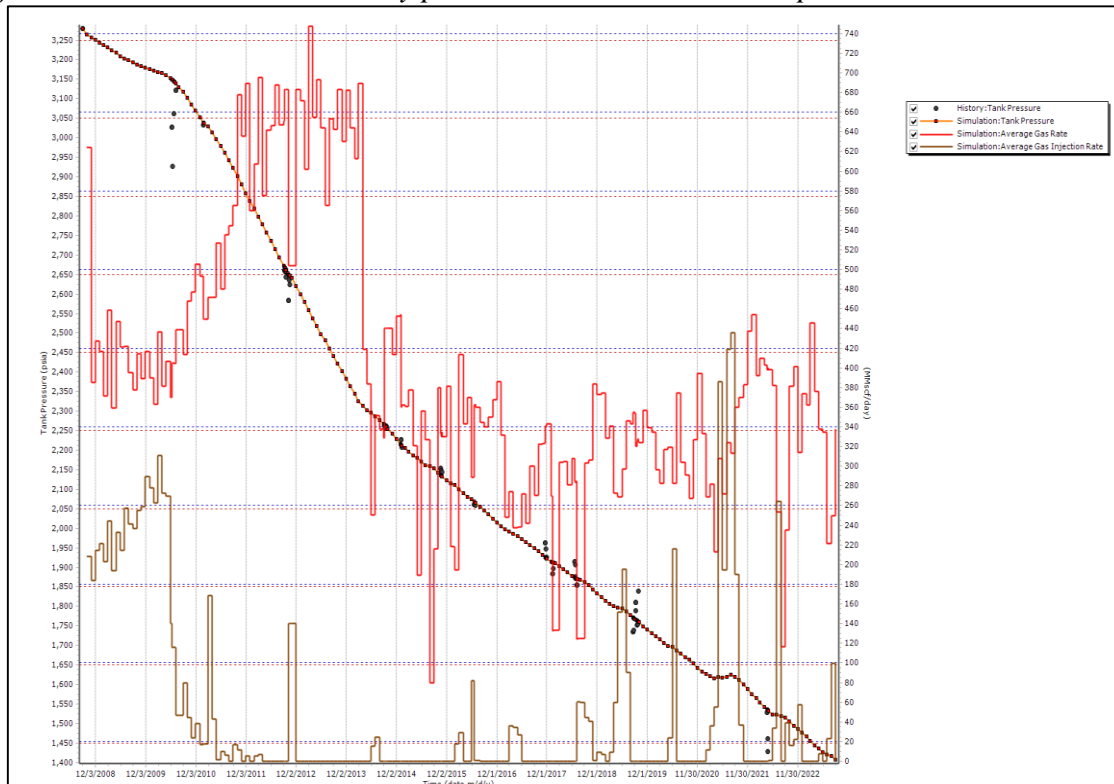
En la Figura 30 se muestra el balance de materia del campo Beta, este campo cuenta con reinyección continua al inicio de su vida productiva, posteriormente el campo ha tenido reinyecciones puntuales. El Ajuste de balance del campo P/Z se estima en 3,278 BCF de GOES. Similar al campo Alfa; la Figura 31 muestra el ajuste histórico de presiones y producción del campo Beta, nótese el cambio de pendiente cuando la reinyección continua cesa y posteriormente se hace intermitente.

**Figura 30**  
Ajuste de balance de materia P/Z del campo Beta



Nota: Elaborado con el software MBAL, OGIP: 3,278 BCF.

**Figura 31**  
Ajuste de Presión de Reservorio y producción histórica del campo Beta

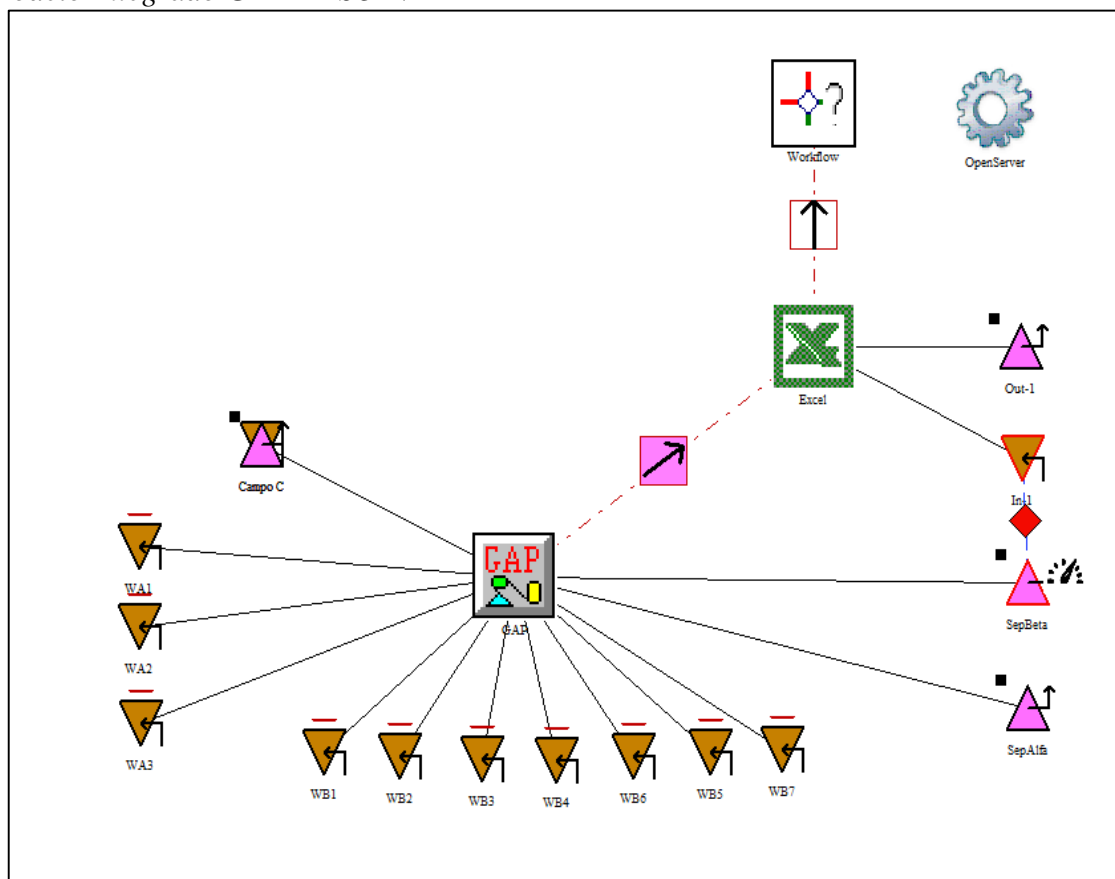


Nota: Figura elaborada con el software MBAL.

### 3.1.4 Implementación de Algoritmo en RESOLVE.

*Resolve* es una herramienta que permite conectar modelos de simulación numérica de terceras partes (por ejemplo Tnavigator, ECLIPSE, CMG). En este estudio se integra el sistema de superficie GAP y el modelo de reservorios en MBAL. La Figura 32 muestra el diagrama de integración de GAP, MBAL y Resolve, todos de propiedad de Petroleum Experts y Excel que ordena los “*Timestep*” o cálculos de la red conjunta con el tanque MBAL de manera mensual. Open Server es la aplicación que conecta las variables de GAP y las traspaasa a Excel para su almacenamiento y posterior cálculo.

**Figura 32**  
*Modelo Integrado GAP-RESOLVE-MBAL*

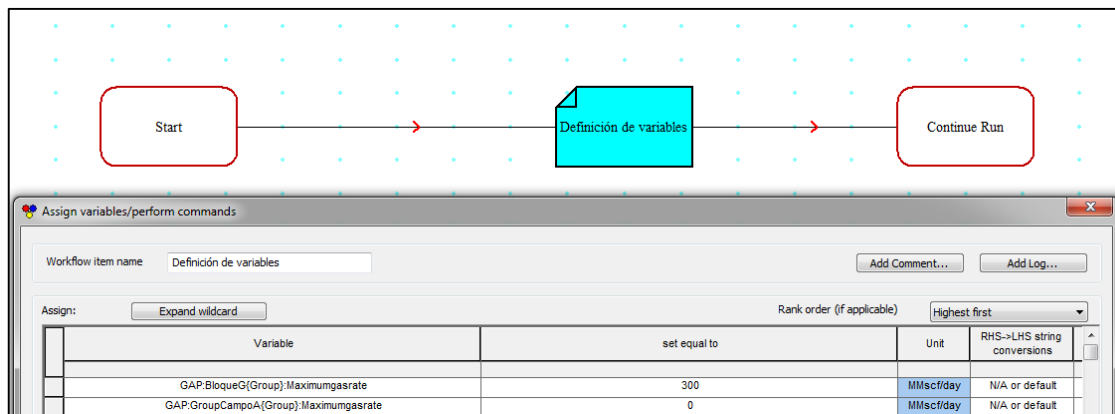


Nota: Plataforma Resolve (Integra GAP-MBAL-EXCEL).

Para iniciar con el proceso de simulación se define los caudales de producción del bloque y campo de interés como se muestra en la Figura 33. Para el “bloque G” se define una producción conjunta de 300 MMcfd y el 1/11/2024 sube a 350 MMcfd por la instalación

de mayor compresión. En este trabajo se evaluará la compresión requerida a ser instalada en el campo Alfa.

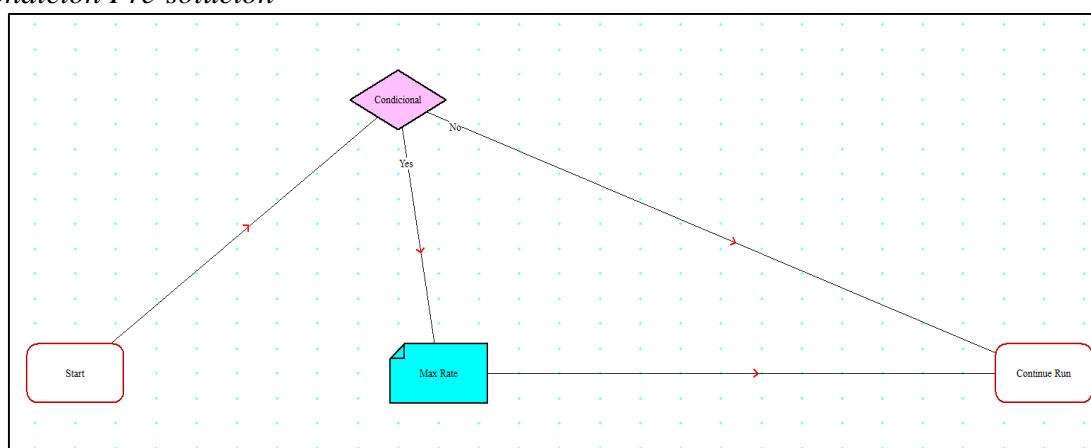
**Figura 33**  
*Condiciones iniciales del modelo*



Nota: Inicialmente el campo Alfa permanecerá cerrado y abrirá los pozos el 01/06/2026.

Antes de resolver el sistema, Resolve realiza un paso inicial donde se ejecuta apertura y cierres de pozo o habilitar algún componente de la red de superficie. Para el caso del campo Alfa, se inicia con un condicional (fecha=1/6/2026) si se cumple la condición se asigna un máximo caudal de 130 MMcfd para el campo Alfa. GAP respetará esta condición para el pronóstico.

**Figura 34**  
*Condición Pre-solución*



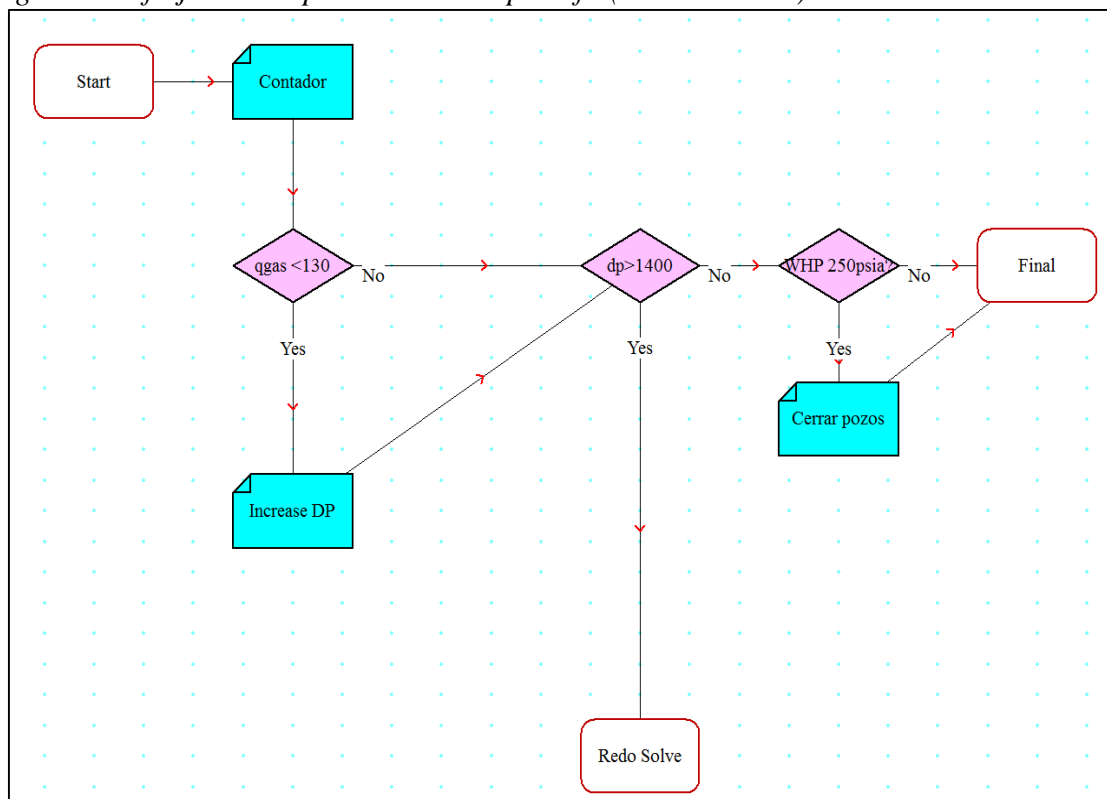
Nota: Pre-Solve de software Resolve.

El diagrama de flujo de la Figura 35 muestra el proceso para evaluar el requerimiento de compresión del campo Alfa (Post-solución). Primero evalúa el caudal del campo, si el

caudal es inferior asigna 100 psi al delta de presión del compresor de acuerdo a la necesidad de mantener la platea del bloque, el máximo delta de presión no superará los 1400 psi, posteriormente si la presión en cabeza es inferior a la presión de abandono (250 psia) los pozos se cierran y continua la simulación con el campo Beta.

**Figura 35**

*Diagrama de flujo de compresión del campo Alfa (Post-solución)*



Nota: Diagrama Post-solución de compresión del campo Alfa.

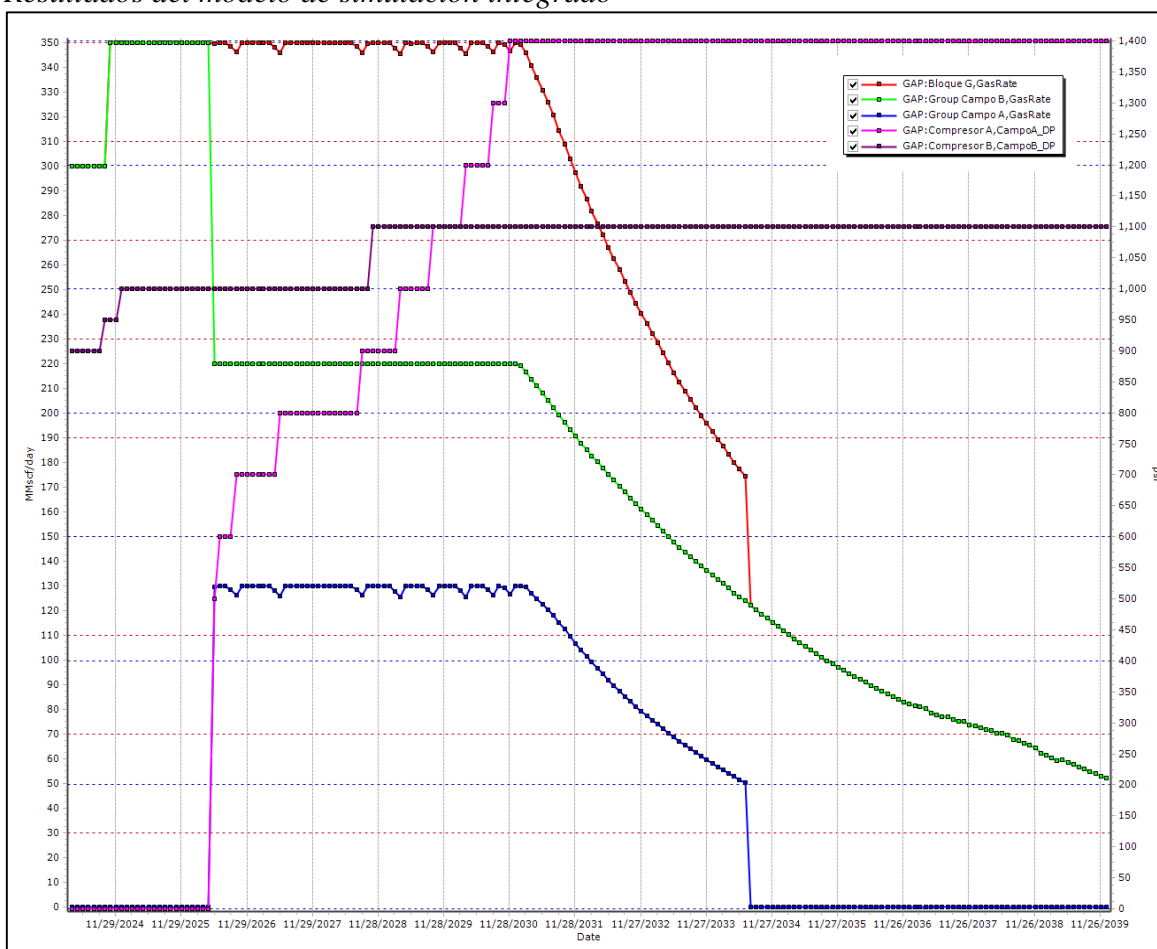
La Figura 36 muestra el diagrama completo del bloque G, el cual está conformado por el campo Alfa y Beta con sus respectivos sistemas de compresión.



### 3.2 Caso de Estudio

La Figura 37 muestra el perfil de producción del campo en estudio. A inicios del 2024 el campo Beta mantiene una platea de producción de 300-350 MMcfd (Perfil en color verde) posteriormente el campo reduce su caudal en el 2026 debido al ingreso del campo Alfa con una producción de 130 MMcfd. Nótese el requerimiento de compresión del campo Alfa (CampoA\_DP) para mantener su platea de producción a lo largo del tiempo.

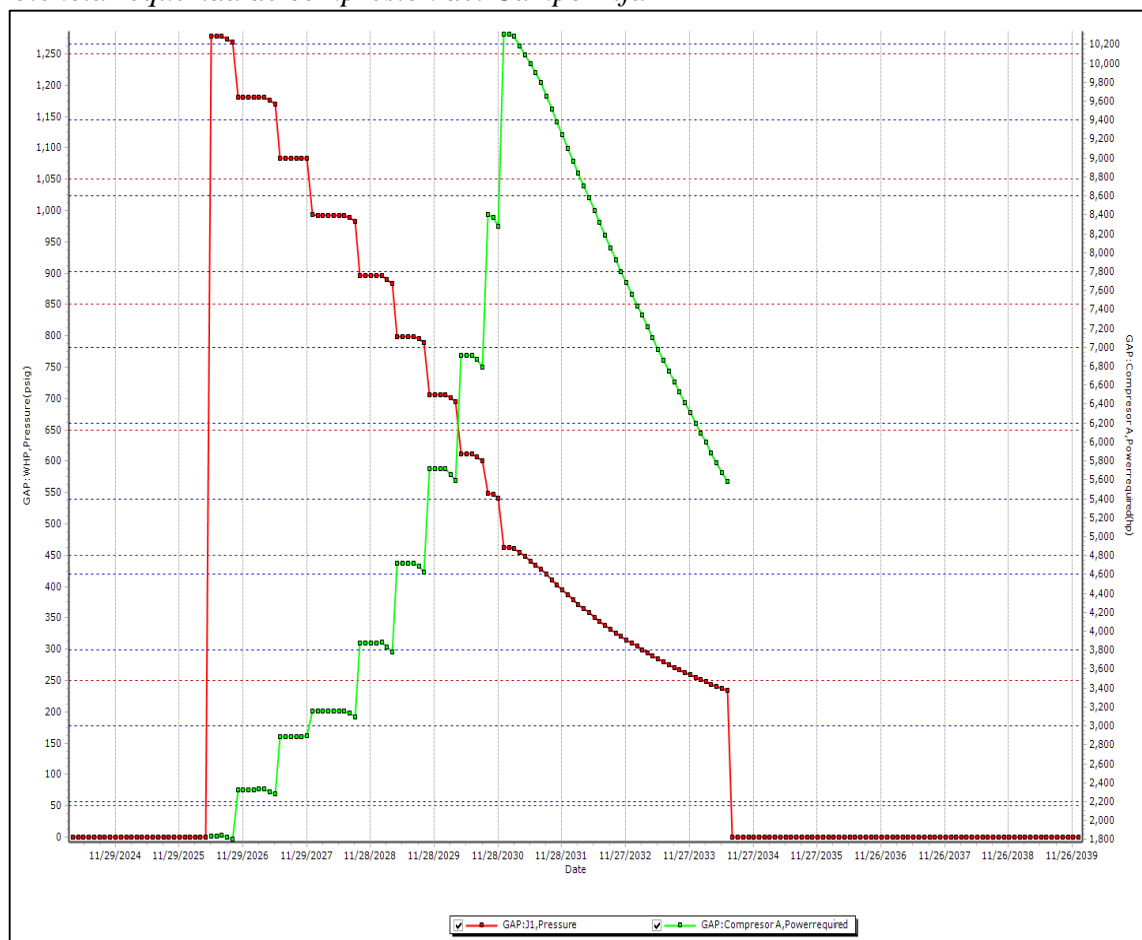
**Figura 37**  
Resultados del modelo de simulación integrado



Nota: Perfil de producción de los campos Alfa (azul), Beta (verde) y Bloque G (rojo).

Con respecto a la potencia requerida de compresión para mantener la platea del campo Alfa, en la Figura 38 se muestra los BHP requeridos de compresión con 10,300 BHP de pico de compresión y una presión de abandono de 250 psia (nodo “J1” de la red de superficie mostrado en la Figura 25).

**Figura 38**  
Potencia requerida de compresión del Campo Alfa



Nota: La línea roja muestra la caída de presión en cabeza de los pozos hasta alcanzar 250 psia (nodo "J1"), la demanda de compresión en color verde.

## CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Contrastando con la literatura para estimar la potencia del compresor a ser instalado y a manejar el caudal deseado de 130 MMcfd. Calculamos la razón de compresión para una presión de succión de 250 psia y una presión de descarga no mayor de 2,000 psia.

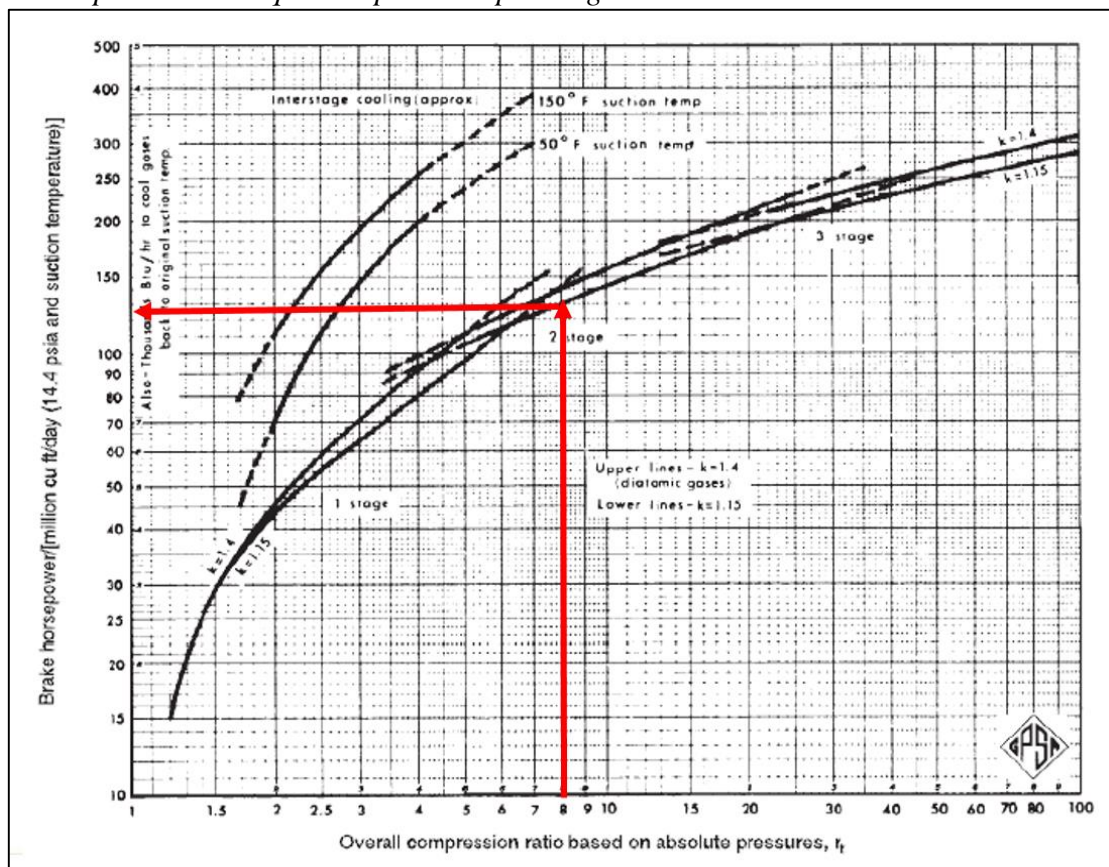
$$R = \frac{\text{Presión de descarga}}{\text{Presión de succión}} \quad \text{Ec. 37}$$

$$R = 2000/250 = 8$$

- Consultando con la Figura 39, el resultado sería de 130 HP/MMcfd, y siendo el caso de manejar un caudal de 130 MMcfd, la potencia requerida estimada resultaría en  $130 \times 130 = 16,900$  BHP.

**Figura 39**

*Potencia aproximada requerida para comprimir gases*



Fuente: Figura 13-9 del manual GPSA (GPSA, 2004).

- Otro método alternativo para obtener una estimación rápida y razonable de la potencia de freno del compresor es utilizando la Ec. 38. Donde el valor F es igual a 1 para un compresor de una sola etapa, 1.08 si el compresor es de 2 etapas y 1.10 si el compresor es de 3 etapas, la variable r es la razón de compresión por etapa definida en la Ec. 33. El valor de R es el mismo mostrado en la Ec. 37, se asume los mismos parámetros para el cálculo de potencia.

$$BHP = (22)(r)(\# \text{ Etapas})(MMcfd)(F) \quad \text{Ec. 38}$$

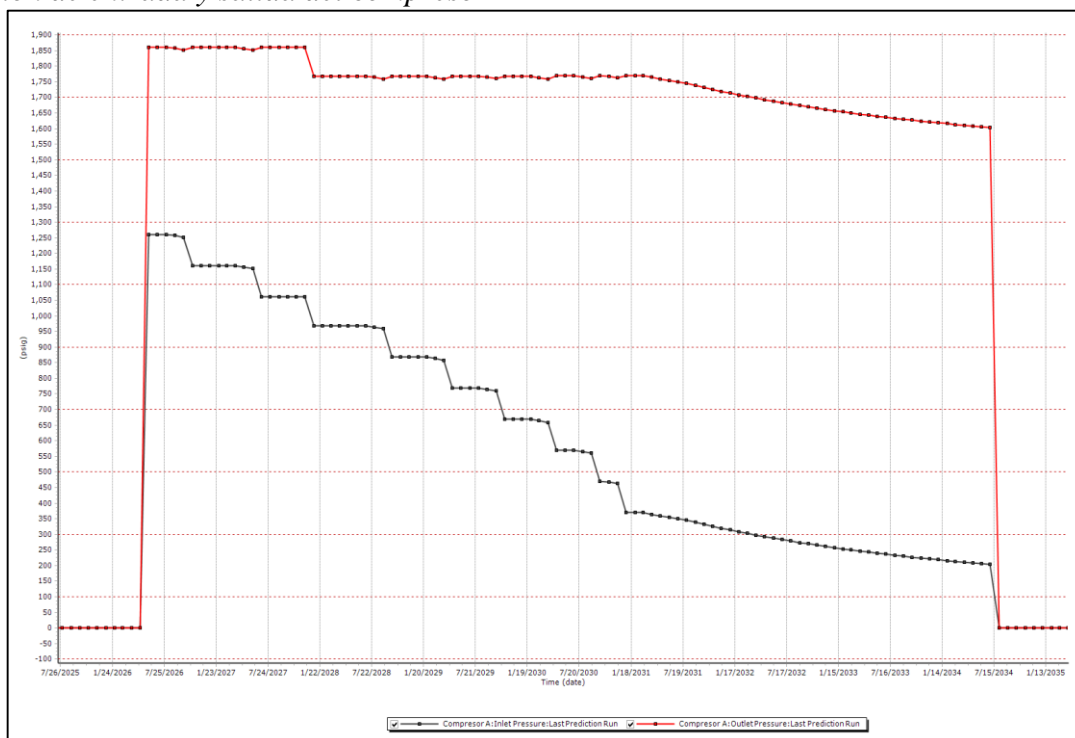
$$r = \sqrt[\# \text{ Etapas}]{R} \quad \text{Ec. 39}$$

Utilizando la Ec. 38 y Ec. 39 se estima una potencia de 17,473 BHP.

$$BHP = 22 \times \sqrt[8]{2 \times 130 \times 1.08} = 17,473 \text{ BHP}$$

El modelo de simulación muestra un requerimiento de compresión máximo de 10,500 BHP para poder llegar a la presión de abandono de 250 psia como se muestra en la Figura 38, nótese que esta potencia máxima se estima en base a la presión de abandono de 250 psia (nodo “J1”) y la presión de descarga necesaria para llegar al separador Alfa a 1300 psia. La Figura 40 muestra la presión de entrada y salida del compresor, la línea roja muestra la presión de descarga del compresor (la presión en el nodo de salida) del compresor no supera los 2000 psia. Es decir, se requiere un máximo de 1876 psia para poder transportar la producción del campo Alfa por la línea compartida de 18 y 20 pulgadas hacia el separador Alfa de la planta de procesamiento (ver Figura 25).

**Figura 40**  
*Presión de entrada y salida del compresor A*



Nota: Elaborado con el software GAP.

Los cálculos sencillos tomados del (GPSA, 2004) son una aproximación de referencia y llegan a ser muy altos, a diferencia del modelo de simulación proporciona una curva de compresión requerida para mantener los niveles de producción del campo Alfa. Otro punto importante es que a medida que el campo produce, el caudal no se mantendrá siempre en los 130 MMcfd y se requerirá menor potencia de compresión como se muestra en la Figura 38.

## **CAPÍTULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO**

### **5.1 Consideraciones según PRMS**

Según el Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (2018) las evaluaciones económicas de recursos se fundamentan en estimaciones de la producción futura y flujos de caja netos para cada proyecto a partir de una fecha efectiva. Estos flujos de caja netos son descontados utilizando una tasa de descuento definido y la suma de los flujos de caja futuros positivos y negativos descontados se denomina valor actual neto (VAN) del proyecto.

El cálculo del VAN deberá reflejar los siguientes puntos:

1. Los volúmenes de producción pronosticados en el tiempo.
2. Los costos estimados para desarrollar el proyecto incluyendo los costos de abandono, desmantelamiento y restauración.
3. Los ingresos esperados por la producción, venta de activos.
4. Los futuros impuestos y regalías proyectados.
5. La vida útil del proyecto limitada al periodo de interés, el cuál puede ser técnico, de licencia o económico.
6. La aplicación de una tasa de descuento apropiada.

Para el análisis económico del proyecto de compresión del campo Alfa se propone el siguiente escenario de precios en la Tabla 6.

### **5.2 Análisis del escenario determinístico**

En este escenario se evaluará la producción del campo Alfa. Los parámetros de precios a considerar para el gas natural y los líquidos como GLP y productos más pesados como el C5+ (diésel y nafta) se muestran en la Tabla 6.

**Tabla 6***Parámetros para el Escenario*

Precio del WTI (\$/Bbl)	<b>78.21</b>
Precio del GLP(\$/Bbl)	43.27
Precio del C5+ (\$/Bbl)	72.67
Precio del GN (\$/MCF)	4.98
Porcentaje de Regalías	38%
Gastos Operativos (OPEX)	
-Variable(\$/BOE)	5.04
-Fijo(MM\$/anual)	8.05
Tasa impositiva (%)	30
Tasa de descuento (%)	10

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 7 muestra las inversiones del proyecto de compresión del campo Alfa. Este valor de Capex del proyecto se encuentra en la clasificación tipo III con una variación -20% a +30% en definición.

**Tabla 7***Inversiones para el Escenario de compresión del campo Alfa*

CAPEX (M\$)	
Ingeniería de detalle	5,000
Compresores y facilidades	90,000
Procura y construcción	120,000
Logística	30,000
Inversión total	245,000

Fuente: Elaboración propia.

Pará el análisis económico se tomará en cuenta el perfil de producción del campo Alfa que se encuentra en la Tabla 9.

**Tabla 8**  
*Producción del Bloque G*

Año	C5+ (Mbbl)	GLP (Mbbl)	Venta Gas + Gas combustible (MMCF)	Venta Gas (MMCF)	Gas Combustible (MMCF)
1	1,632	3,185	79,916	76,996	2,920
2	2,368	4,769	119,312	116,392	2,920
3	2,312	4,858	119,190	115,358	3,832
4	2,227	4,910	119,212	114,467	4,745
5	2,150	4,932	119,538	114,793	4,745
6	2,083	4,938	118,993	114,248	4,745
7	2,051	4,987	118,798	114,053	4,745
8	1,926	4,760	111,218	106,473	4,745
9	1,612	3,963	90,360	85,615	4,745
10	1,358	3,283	72,927	68,182	4,745
11	1,053	2,397	52,888	48,143	4,745
12	768	1,577	35,541	32,621	2,920
13	677	1,360	30,242	27,322	2,920
14	610	1,199	26,313	23,393	2,920
15	560	1,077	23,339	20,419	2,920
16	484	909	19,477	16,557	2,920
<b>Total</b>	<b>23,870</b>	<b>53,105</b>	<b>1,257,264</b>	<b>1,195,032</b>	<b>62,232</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 9**  
*Producción del Campo Alfa*

Año	C5+ (Mbbl)	GLP (Mbbl)	Venta Gas + Gas combustible (MMCF)	Venta Gas (MMCF)	Gas Combustible (MMCF)
1					
2					
3	506	1,111	25,891	24,979	912
4	797	1,883	44,267	42,442	1,825
5	728	1,878	44,424	42,599	1,825
6	668	1,869	44,129	42,304	1,825
7	629	1,888	43,990	42,165	1,825
8	575	1,819	41,115	39,290	1,825
9	443	1,440	31,063	29,238	1,825
10	347	1,131	23,069	21,244	1,825
11	170	548	10,640	8,815	1,825
<b>Total</b>	<b>4,864</b>	<b>13,567</b>	<b>308,588</b>	<b>293,076</b>	<b>15,512</b>

Fuente: Elaboración propia.

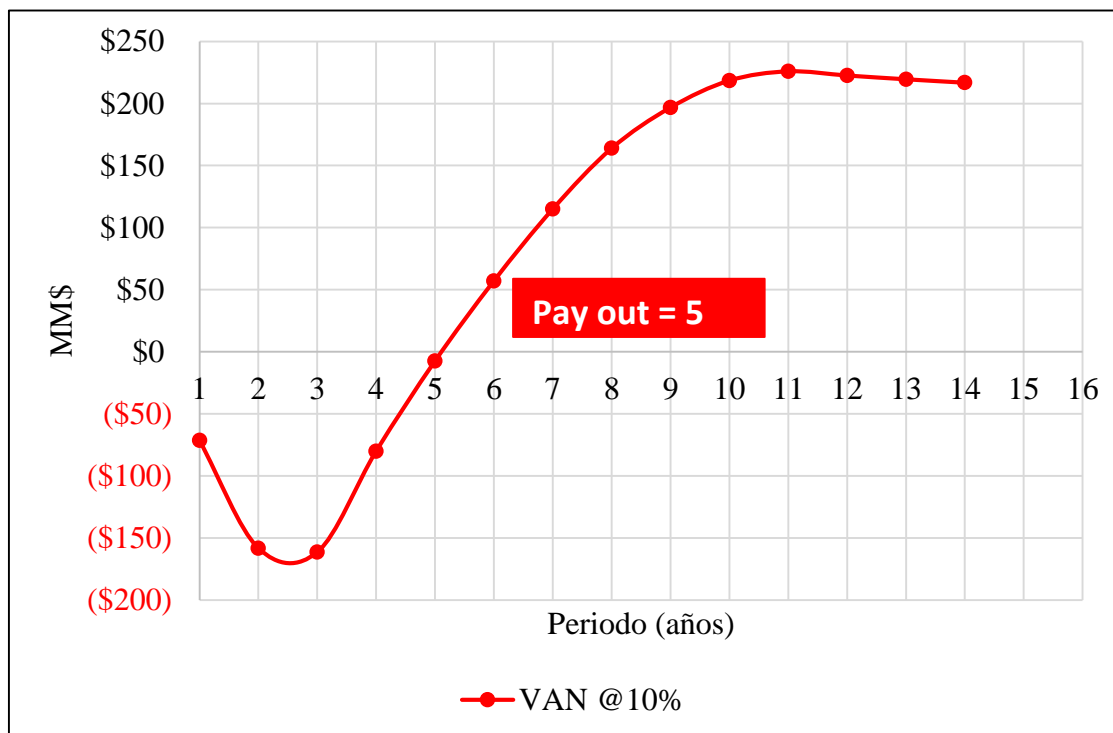
**Tabla 10***Flujo de Caja @ 10% WTI: 79 \$/BBL; GN: 4.85 \$/MCF*

Periodo	Producción			Precios			Ingresos			Gastos					VAN @ 10%	
	Gas	C5+	GLP	Gas	C5+	GLP	Gas	C5+	GLP	Total	Regalías	CAPEX	OPEX	Impuestos		Flujo de caja
Año	BCF	MMBBL	MMBBL	\$/MCF	\$/BBL	\$/BBL	MMS\$	MMS\$	MMS\$	MMS\$	MMS\$	MMS\$	MMS\$	MMS\$	MMS\$	MMS\$
<b>1</b>	0.00	0.00	0.00	4.98	72.67	43.27	-	-	-	-	0.00	75.00	0.00	0.00	(75.00)	<b>(71.51)</b>
<b>2</b>	0.00	0.00	0.00	4.98	72.67	43.27	-	-	-	-	0.00	100.00	0.00	0.00	(100.00)	<b>(86.68)</b>
<b>3</b>	24.98	0.51	1.11	4.98	72.67	43.27	124.37	36.80	48.05	209.22	75.57	70.00	48.35	19.35	(4.05)	<b>(3.19)</b>
<b>4</b>	42.44	0.80	1.88	4.98	72.67	43.27	211.31	57.96	81.46	350.73	126.76		76.91	33.54	113.52	<b>81.32</b>
<b>5</b>	42.60	0.73	1.88	4.98	72.67	43.27	212.09	52.91	81.26	346.27	125.24		76.70	32.77	111.56	<b>72.65</b>
<b>6</b>	42.30	0.67	1.87	4.98	72.67	43.27	210.62	48.55	80.86	340.04	123.04		76.15	31.85	109.00	<b>64.53</b>
<b>7</b>	42.17	0.63	1.89	4.98	72.67	43.27	209.93	45.73	81.70	337.35	122.07		76.35	31.32	107.61	<b>57.92</b>
<b>8</b>	39.29	0.57	1.82	4.98	72.67	43.27	195.62	41.77	78.70	316.08	114.29		72.92	28.94	99.94	<b>48.90</b>
<b>9</b>	29.24	0.44	1.44	4.98	72.67	43.27	145.57	32.21	62.32	240.10	86.66		58.33	21.10	74.00	<b>32.92</b>
<b>10</b>	21.24	0.35	1.13	4.98	72.67	43.27	105.77	25.25	48.95	179.97	64.79		46.66	14.96	53.57	<b>21.66</b>
<b>11</b>	8.81	0.17	0.55	4.98	72.67	43.27	43.89	12.34	23.69	79.92	28.62		26.20	4.91	20.19	<b>7.42</b>
<b>12</b>	-	-	-	4.98	72.67	43.27	-	-	-	-	-		10.00	-	(10.00)	<b>(3.34)</b>
<b>13</b>	-	-	-	4.98	72.67	43.27	-	-	-	-	-		10.00	-	(10.00)	<b>(3.04)</b>
<b>14</b>	-	-	-	4.98	72.67	43.27	-	-	-	-	-		10.00	-	(10.00)	<b>(2.76)</b>
<b>15</b>	-	-	-	4.98	72.67	43.27	-	-	-	-	-		-	-	-	
<b>Total</b>	<b>293.08</b>	<b>4.86</b>	<b>13.57</b>	<b>4.98</b>	<b>72.67</b>	<b>43.27</b>	<b>1,459.16</b>	<b>353.51</b>	<b>587.00</b>	<b>2,399.67</b>	<b>867.05</b>	<b>245.00</b>	<b>588.57</b>	<b>218.72</b>	<b>480.34</b>	<b>216.79</b>

Fuente: Elaboración propia. (Nota: Se considera 30MM\$ de abandono de 3 pozos y facilidades de compresión).

**Figura 41**

Gráfico del VAN (10%) para determinar el Pay Out



Fuente: Elaboración propia.

Para determinar la Tasa Interna de Retorno (TIR) se evaluará el VAN (Valor Actual Neto) a diferentes tasas de descuento, obteniendo los resultados en la Tabla 11. La Figura 42 muestra el valor del TIR obtenido por regresión polinómica:

**Tabla 11**

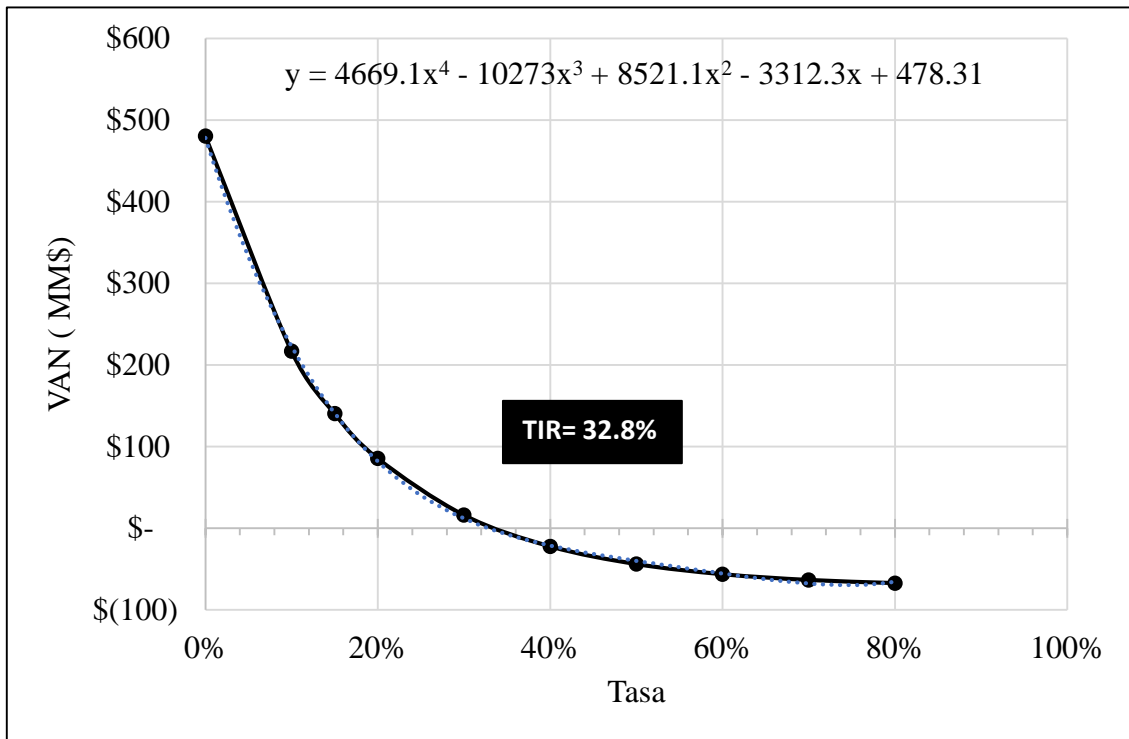
Resultados de escenarios

Resultados(MUS\$)	
VAN (0%)	\$ 480
VAN (10%)	\$ 217
VAN (15%)	\$ 140
VAN (20%)	\$ 85
VAN (30%)	\$ 16
VAN (40%)	\$ (22)
VAN (50%)	\$ (44)
VAN (60%)	\$ (56)
VAN (70%)	\$ (63)
VAN (80%)	\$ (67)

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 42**

Gráfico del VAN a tasas diferentes de descuento para determinar el TIR

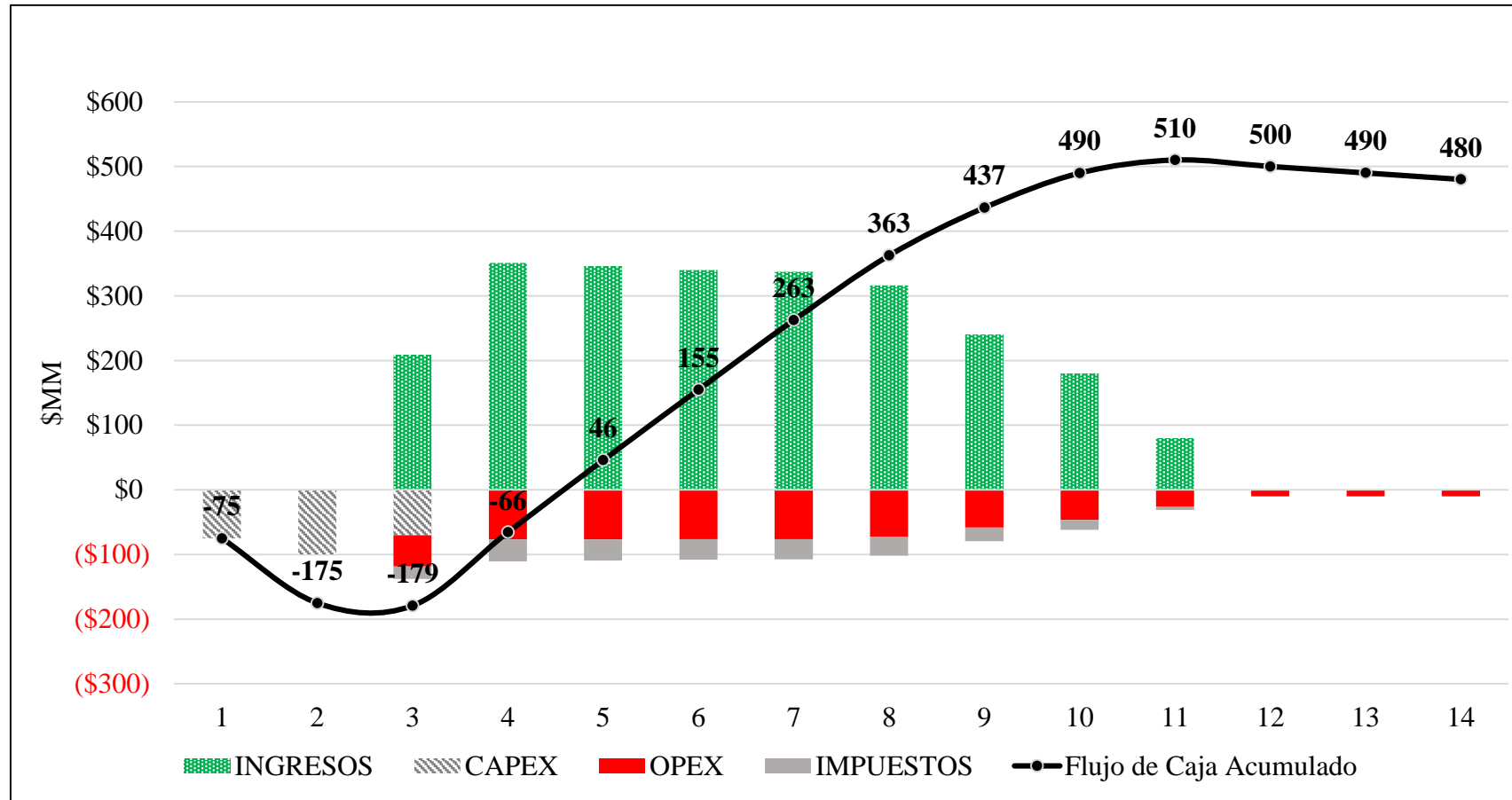


Fuente: Elaboración propia.

Los resultados son los siguientes:

- VAN (10%): 217 MMUS\$
- Pay Out: ~5 años
- TIR: ~33 %

Con estos resultados se demuestra que el proyecto es viable debido a que nuestro TIR es mayor a la tasa de descuento y nuestro VAN es positivo. Sin embargo, se realizará un análisis de sensibilidades, para determinar el factor más influyente en el proyecto. La Figura 43 muestra el flujo de caja del proyecto con sus respectivos componentes.

**Figura 43***Flujo de Caja del proyecto de compresión del campo Alfa*

Fuente: Elaboración propia.

### 5.3 Análisis de Sensibilidad de escenarios (Monte Carlo)

Para el análisis de sensibilidad de escenarios se emplea el método Monte Carlo con 10,000 simulaciones. La Tabla 12 muestra los valores bajo, medio y alto para la simulación Montecarlo.

**Tabla 12**

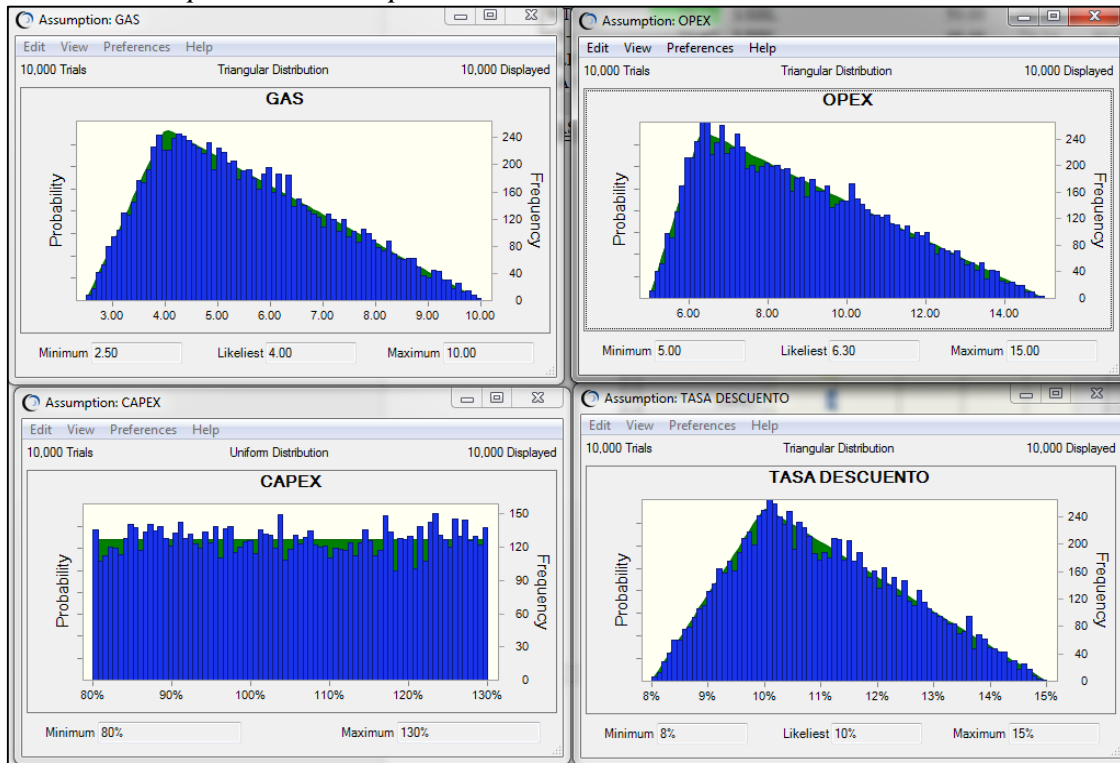
*Sensibilidad para el escenario Monte Carlo*

				<b>Sensibilidad</b>		
<b><u>OPEX TOTAL</u></b>				BAJO	MEDIO	ALTO
<b>OPEX</b>	100%	6.3	\$/BOE	5.00	10.00	15.00
<b>Variable</b>	80%	5.04	\$/BOE	4.00	8.00	12.00
<b>Fijo</b>	20%	1.26	\$/BOE	1.00	2.00	3.00
<hr/>						
<b><u>CAPEX</u></b>	100%	245	\$MM	80%	100%	130%
<hr/>						
<b><u>PRECIOS</u></b>						
<b>WTI</b>	78.21		\$/BBL	50.00	80.00	100.00
<b>C5+</b>	72.67		\$/BBL	46.46	74.34	92.92
<b>GLP</b>	43.27		\$/BBL	27.66	44.26	55.32
<b>Gas</b>	4.98		\$/MCF	2.5	4	10
<hr/>						
<b><u>TASA DESCUENTO</u></b>	10%			8%	10%	15%

Fuente: Elaboración propia.

Para la variable CAPEX se utilizó un rango de -20% a +30% y una distribución uniforme; ya que es un Capex Clase 3. El resto de variables se utilizó una distribución de probabilidad triangular con los valores bajo, medio y alto (ver Tabla 12 y Figura 44).

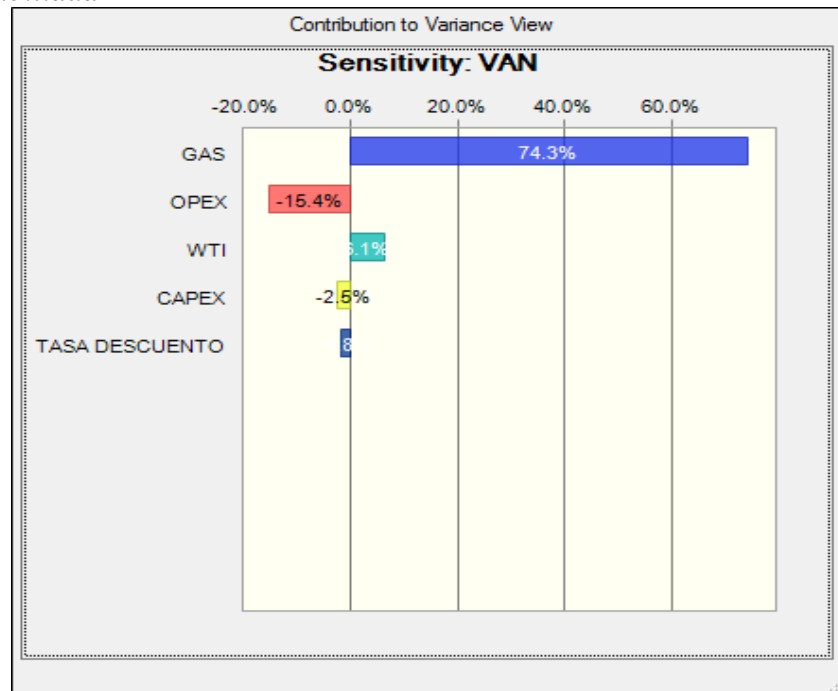
**Figura 44**  
*Distribución de probabilidades para las variables*



Fuente: Elaboración propia.

La Figura 45 muestra que el precio del gas es el que más contribuye en la estimación de VAN del proyecto, siendo esta la variable más sensible. También un incremento del OPEX influye negativamente en proyecto. Este gráfico cuantifica cuánto afecta cada suposición al VAN del proyecto. Por ejemplo, el precio del gas es la principal variable que afecta el VAN del proyecto, ya que representa el 74.3% de su variación.

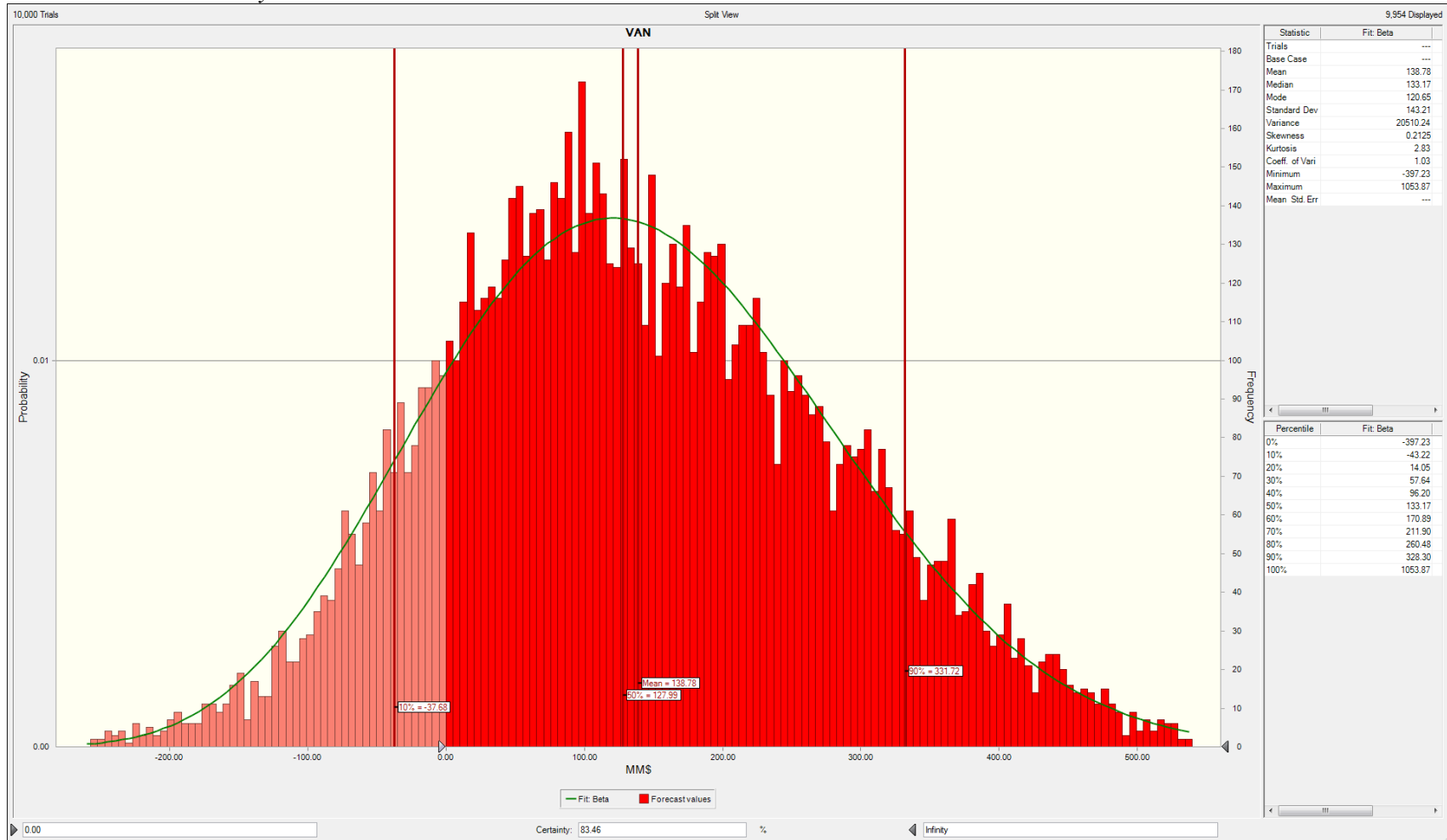
**Figura 45**  
*Gráfico de variabilidad*



Fuente: Elaboración propia.

La Figura 46 muestra la salida principal de las 10,000 simulaciones de Crystal Ball, siendo esta la función de distribución de probabilidad de los VAN, nótese que el VAN es positivo con una certeza del 83.46%, (consulte el cuadro de "certainty" en la parte inferior de la figura). El éxito del proyecto no es del 100%, después de todo, es un proyecto que involucra riesgo. De la gráfica se observa que la media de la distribución del VAN es 139 MM\$.

**Figura 46**  
*Distribución de Probabilidad y Probabilidad Acumulada*



Nota: Generado con el software Crystal Ball.

## CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1 CONCLUSIONES

1. Los modelos integrados permiten evaluar el desarrollo del campo a lo largo de su vida productiva. Adicionalmente permite tomar decisiones de inversión a largo plazo. Un ejemplo claro es que no se requiere toda la potencia instalada en un inicio y a medida que se depleta el reservorio se requerirá mayor compresión para mantener la producción y así cumplir con los contratos comerciales.
2. La aplicación de Resolve pudo estimar la necesidad de compresión a lo largo del tiempo en el modelo integrado mediante un flujo de trabajo tomando en cuenta la producción y la presión de abandono del campo Alfa.
3. Se determinó la potencia requerida para mantener la producción del campo Alfa hasta la presión de abandono de 250 psia, siendo la máxima potencia a ser instalada de 10,500 BHP.
4. En la evaluación económica del proyecto de compresión del campo Alfa, con el método determinístico se obtuvo un VAN de 217MM\$ y un TIR de 33%. Para el caso del análisis probabilístico por el método Monte Carlo; existe una certeza de 83.46% de que el proyecto genere un VAN positivo. Siendo la media estimada un valor de 138.78 MM\$. Ambas metodologías proporcionan valores para continuar con el proyecto de compresión y desarrollar las reservas del campo Alfa.

## 6.2 RECOMENDACIONES

1. La metodología de Balance de Materia es una herramienta de simulación de cero dimensiones, es recomendable evaluar un modelo numérico integrado para entender el impacto del “*liquid loading*” en los pozos y el efecto en la producción.
2. Para la estimación del diferencial de presión de compresores se puede mejorar la predicción tomando en cuenta las curvas de compresión del fabricante en el modelo de simulación.
3. Antes de definir la potencia requerida para el proyecto de compresión, se puede estimar preliminarmente tomando en cuenta el manual (GPSA, 2004) para definir el número de etapas de compresión y posteriormente ir evaluándose con el modelo integrado.
4. Se puede integrar los demás reservorios con pruebas de PLT segregando la producción por cada capa y considerando los PVT de las otras capas. En este trabajo de investigación se empleó un modelo monocapa con los PVTs de reservorios que contribuye más a la producción de cada campo. Teniendo esto en consideración se puede ajustar los perfiles de producción y recalcularse la viabilidad económica.

## CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ageh, E., Adegoke, A., Uzoh, O., SPE, & Shell Nigeria E&P. (2010). Using Integrated Production Modeling (IPM) as an Optimization Tool for Field. *SPE*.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook* (Third Edition ed.). USA.
- Ahmed, T., & McKinney, P. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*.
- Amudo, C., Walters, M., O'Reilly, D., Clough, M., Beinke, J., Sawiris, R., . . . Chevron Australia (Pty) Ltd. (2011). Best Practices and Lessons Learned in the Construction and Maintenance. *SPE*.
- Amudo, C., Walters, M., O'Reilly, D., Clough, M., Beinke, J., Sawiris, R., . . . Chevron Australia (Pty) Ltd. (2011). Best Practices and Lessons Learned in the Construction and Maintenance of a Complex Gas Asset Integrated Production Model (IPM). *SPE*.
- Bailey, W., Sauv e, B., & Torrens, R. (2016). *Modelado integrado de activos*. Obtenido de <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-iam-07-jan-2016>
- Bailey, W., Sauv e, B., & Torrens, R. (2016). Modelado integrado de activos. *Oilfield Review*, 2.
- Beggs, D. (1984). *Gas Production Operations*. Tulsa: Oil & Gas Consultants International Inc.
- Bernadi, B., Douglas, M., Bin Jaber, H., Al Bairaqa, A., Mohamed, I., & Ahmed Hosan, M. (2021). Optimizing Gas Production from Giant Multi-Reservoir Onshore Abu Dhabi Gas Field by Introducing Wellhead Compressors and Reconfiguring the Surface Network Using an Integrated Asset Model IAM. *SPE*, 18.
- Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Texas.
- Cer n G., B. (2016). *Simulación de Yacimientos*.

- Doroshenko, O., Cimic, M., Singh, N., & Machuzhak, Y. (2021). Integrated Production Model as a Tool for Optimization the Development Strategy of the Sakhalin Oil and Gas Condensate Field. *SPE*.
- Engineers, S. o. (2018). *Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo*. Obtenido de [https://www.spe.org/media/filer\\_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243f1d20ce/2018\\_sistema\\_de\\_gerencia\\_de\\_los\\_recursos\\_de\\_petroleo\\_-\\_traduccion\\_en\\_espanol\\_-\\_vf.pdf](https://www.spe.org/media/filer_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243f1d20ce/2018_sistema_de_gerencia_de_los_recursos_de_petroleo_-_traduccion_en_espanol_-_vf.pdf)
- Escobar, F. H. (2016). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Fanchi, J. R. (2018). *Principles of Applied Reservoir Simulation* (Fourth Edition ed.). Texas, USA: Joe Hayton.
- Fernández, P. (2011). *Compresores*.
- GPSA. (2004). *Engineering Data Book*.
- Gudmundsson, S. (2014). *General Aviation Aircraft Design*. doi:<https://doi.org/10.1016/C2011-0-06824-2>
- Hawker, D., & Vogt, K. (2001). *Procedimientos y Operaciones en el Pozo*.
- Hirschfeldt, M. (2009). *Análisis de un sistema de producción y análisis nodal*. Obtenido de OilProduction.net: [www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net)
- Hoffmann, A., Milan, S., & Gonzáles, D. (2018). Optimized production profile using a coupled reservoir network. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.
- Jhan, F., Cook, M., & Graham, M. (2008). *Hydrocarbon Exploration and Production*. Elsevier.
- Ltd., P. E. (2016). *Manual de Usuario PROSPER*. Edinburgh: IPM.
- Obidike, P., Emelle, C., & Vlaardingerbroek, R. (2014). Integrated Production Forecasting for Business Planning. *SPE*.

- Petroleum Experts. (2016). *User Manual PROSPER*. Edinburgh. Obtenido de <https://www.petex.com/products/ipm-suite/>
- petrowiki. (2015). *Material balance in oil reservoirs*. Obtenido de petrowiki: [https://petrowiki.spe.org/Material\\_balance\\_in\\_oil\\_reservoirs](https://petrowiki.spe.org/Material_balance_in_oil_reservoirs)
- Phillippi, G., Manthey, T., McCain, B., Sutter, J., & Williams, B. (2016). Your Gas Compression Application – Reciprocating, Centrifugal, or Screw? *Turbomachinery & Pump Symposia*.
- Phillips, D., & Listiak, S. (1996). *Plunger Lift With Wellhead Compression Boosts Gas Well*.
- Rojas, G. (2003). *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*.
- Seg Wiki. (2019). *Seg Wiki*. Obtenido de Seg Wiki: [https://wiki.seg.org/wiki/Dictionary:Plateau\\_\(production\)#:~:text=The%20time%20during%20the%20production,of%20the%20well%20or%20field](https://wiki.seg.org/wiki/Dictionary:Plateau_(production)#:~:text=The%20time%20during%20the%20production,of%20the%20well%20or%20field).
- Senturk, Y. (2011). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*.
- Sepúlveda Gaona, J. A., & Escobar Macualo, F. H. (2005). *SIMULACION DE YACIMIENTOS: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*. Universidad Surcolombiana.
- Shoaib, M., & Asif, Z. (2012). To develop the optimum Field development plan for condensate wells using Integrated Production Modeling (IPM).
- Wheaton, R. (2016). *Fundamentals of Applied Reservoir Engineering*. Joe Hayton.

## ANEXO A-Historia de Producción acumulada del campo Alfa

Time	Reservoir	Cum Oil	Cum Gas	Cum Wat.	Cum Gas	Cum Wat.	Gas	Cum	Regression
(date m/d/y)	(psia)	(STB)	(MMscf)	(STB)	(Bscf)	(MSm3)	(sp. gravity)	(scf/STB)	Weighting
3/1/2014		-	1,395	-	-	-		-	Medium
4/1/2014		212,885	6,515	-	-	-		30,605	Medium
5/1/2014		422,069	11,577	2,491	-	-		27,428	Medium
6/1/2014		614,678	16,078	4,873	-	-		26,157	Medium
7/1/2014		853,904	21,638	7,952	-	-		25,340	Medium
8/1/2014		1,097,240	27,246	10,643	-	-		24,831	Medium
9/1/2014		1,304,350	31,930	12,551	-	-		24,479	Medium
10/1/2014		1,513,550	36,698	13,690	-	-		24,246	Medium
10/3/2014	3,459	1,527,050	37,010	13,735	-	-		24,237	Medium
10/7/2014	3,458	1,554,040	37,635	13,824	-	-		24,218	Medium
10/12/2014	3,485	1,587,780	38,416	13,935	-	-		24,195	Medium
11/1/2014		1,722,750	41,540	14,380	-	-		24,112	Medium
12/1/2014		1,931,000	46,356	15,031	-	-		24,006	Medium
1/1/2015		2,134,580	51,044	15,626	-	-		23,913	Medium
2/1/2015		2,332,820	55,592	16,176	-	-		23,830	Medium
3/1/2015		2,543,710	60,548	17,182	-	-		23,803	Medium
4/1/2015		2,737,510	65,086	17,729	-	-		23,776	Medium
5/1/2015		2,924,730	69,273	18,255	-	-		23,685	Medium
6/1/2015		3,134,570	74,270	19,245	-	-		23,694	Medium
7/1/2015		3,308,070	78,560	19,821	-	-		23,748	Medium
8/1/2015		3,365,150	79,975	20,023	-	-		23,766	Medium
9/1/2015		3,482,110	82,765	20,485	-	-		23,769	Medium
10/1/2015		3,699,250	87,925	21,267	-	-		23,768	Medium
11/1/2015		3,923,870	93,599	22,086	-	-		23,854	Medium
12/1/2015		4,173,370	100,047	22,932	-	-		23,973	Medium
12/23/2015	3,110	4,267,650	102,528	23,268	-	-		24,025	Medium
12/28/2015	3,108	4,289,080	103,091	23,344	-	-		24,036	Medium
1/1/2016		4,306,220	103,543	23,405	-	-		24,045	Medium
1/4/2016	3,126	4,321,610	103,977	23,470	-	-		24,060	Medium
2/1/2016		4,465,300	108,034	24,078	-	-		24,194	Medium
3/1/2016		4,678,640	114,247	25,008	-	-		24,419	Medium
4/1/2016		4,878,960	120,241	26,069	-	-		24,645	Medium
5/1/2016		5,035,950	125,042	28,265	-	-		24,830	Medium
6/1/2016		5,188,910	129,716	30,092	-	-		24,999	Medium
6/2/2016	2,968	5,194,440	129,886	30,118	-	-		25,005	Medium
6/4/2016	2,983	5,205,500	130,227	30,169	-	-		25,017	Medium
6/8/2016	3,009	5,227,620	130,908	30,273	-	-		25,042	Medium
7/1/2016		5,354,800	134,826	30,867	-	-		25,179	Medium
8/1/2016		5,524,550	140,138	32,200	-	-		25,366	Medium
9/1/2016		5,715,780	145,791	34,124	-	-		25,507	Medium
10/1/2016		5,907,270	151,425	35,117	-	-		25,634	Medium
11/1/2016		6,077,860	156,532	36,134	-	-		25,755	Medium
12/1/2016		6,259,020	161,978	36,814	-	-		25,879	Medium
1/1/2017		6,416,030	166,931	38,482	-	-		26,018	Medium
2/1/2017		6,586,900	172,387	39,900	-	-		26,171	Medium
3/1/2017		6,787,050	178,775	41,031	-	-		26,341	Medium
4/1/2017		6,998,500	185,572	42,044	-	-		26,516	Medium
5/1/2017		7,187,600	192,035	42,893	-	-		26,718	Medium
6/1/2017		7,340,330	197,298	45,460	-	-		26,879	Medium
7/1/2017		7,494,630	202,697	47,774	-	-		27,046	Medium
8/1/2017		7,662,370	208,543	49,944	-	-		27,217	Medium
9/1/2017		7,808,900	213,705	52,874	-	-		27,367	Medium
10/1/2017		7,930,000	218,018	55,107	-	-		27,493	Medium
11/1/2017		8,054,550	222,472	57,387	-	-		27,621	Medium
11/9/2017	2,535	8,090,990	223,780	58,036	-	-		27,658	Medium
12/1/2017		8,191,210	227,377	59,819	-	-		27,759	Medium
1/1/2018		8,296,000	231,385	61,337	-	-		27,891	Medium

1/2/2018	2,514	8,297,870	231,459	61,345	-	-	27,894	Medium
1/17/2018	2,510	8,326,000	232,573	61,461	-	-	27,933	Medium
2/1/2018		8,354,120	233,687	61,577	-	-	27,973	Medium
3/1/2018		8,462,640	238,081	62,025	-	-	28,133	Medium
4/1/2018		8,570,990	242,480	63,348	-	-	28,291	Medium
5/1/2018		8,686,790	247,248	65,084	-	-	28,463	Medium
5/28/2018	2,450	8,772,730	250,887	66,374	-	-	28,599	Medium
5/31/2018	2,453	8,782,280	251,291	66,518	-	-	28,613	Medium
6/1/2018		8,785,460	251,426	66,565	-	-	28,618	Medium
6/5/2018	2,433	8,796,710	251,905	66,595	-	-	28,636	Medium
7/1/2018		8,869,860	255,018	66,786	-	-	28,751	Medium
8/1/2018		8,929,570	257,520	67,824	-	-	28,839	Medium
9/1/2018		9,022,600	261,803	69,684	-	-	29,016	Medium
10/1/2018		9,103,560	265,347	71,098	-	-	29,148	Medium
11/1/2018		9,190,080	269,203	71,362	-	-	29,293	Medium
12/1/2018		9,278,940	273,179	72,818	-	-	29,441	Medium
1/1/2019		9,350,290	276,404	73,363	-	-	29,561	Medium
2/1/2019		9,426,050	279,828	74,866	-	-	29,687	Medium
3/1/2019		9,507,720	283,506	76,594	-	-	29,819	Medium
4/1/2019		9,594,980	287,535	78,477	-	-	29,967	Medium
5/1/2019		9,705,670	292,564	80,751	-	-	30,144	Medium
6/1/2019		9,806,540	297,086	82,968	-	-	30,295	Medium
7/1/2019		9,889,150	301,017	85,193	-	-	30,439	Medium
8/1/2019		9,951,020	303,999	86,716	-	-	30,550	Medium
9/1/2019		10,024,300	307,373	88,872	-	-	30,663	Medium
10/1/2019		10,086,200	310,498	90,366	-	-	30,784	Medium
10/26/2019	2,146	10,137,500	313,080	91,591	-	-	30,883	Medium
10/28/2019	2,197	10,141,600	313,287	91,689	-	-	30,891	Medium
10/31/2019	2,173	10,147,700	313,597	91,836	-	-	30,903	Medium
11/1/2019		10,149,800	313,700	91,885	-	-	30,907	Medium
12/1/2019		10,212,100	316,980	93,395	-	-	31,040	Medium
1/1/2020		10,270,000	319,945	94,892	-	-	31,153	Medium
2/1/2020		10,327,300	322,944	96,436	-	-	31,271	Medium
3/1/2020		10,376,500	325,392	97,752	-	-	31,359	Medium
4/1/2020		10,439,300	328,462	99,420	-	-	31,464	Medium
5/1/2020		10,511,400	331,979	101,332	-	-	31,583	Medium
6/1/2020		10,611,800	336,602	103,990	-	-	31,720	Medium
7/1/2020		10,673,400	339,716	105,645	-	-	31,828	Medium
8/1/2020		10,735,900	342,705	107,301	-	-	31,921	Medium
9/1/2020		10,797,200	345,717	108,911	-	-	32,019	Medium
10/1/2020		10,843,000	347,882	110,112	-	-	32,084	Medium
11/1/2020		10,890,600	350,105	111,364	-	-	32,147	Medium
12/1/2020		10,959,800	353,393	113,182	-	-	32,245	Medium
1/1/2021		11,040,800	357,161	115,315	-	-	32,349	Medium
2/1/2021		11,112,000	360,460	120,393	-	-	32,439	Medium
3/1/2021		11,171,300	363,234	124,618	-	-	32,515	Medium
4/1/2021		11,230,500	365,908	128,750	-	-	32,582	Medium
5/1/2021		11,356,200	371,550	137,802	-	-	32,718	Medium
6/1/2021		11,440,300	375,477	140,199	-	-	32,821	Medium
7/1/2021		11,529,400	381,013	143,770	-	-	33,047	Medium
8/1/2021		11,648,600	386,657	147,282	-	-	33,193	Medium
9/1/2021		11,707,600	389,597	148,566	-	-	33,277	Medium
10/1/2021		11,738,600	391,157	149,175	-	-	33,322	Medium
11/1/2021		11,759,500	392,212	149,881	-	-	33,353	Medium
12/1/2021		11,774,500	392,935	150,226	-	-	33,372	Medium
12/5/2021	1,972	11,776,600	393,037	150,267	-	-	33,374	Off
1/1/2022		11,790,400	393,725	150,538	-	-	33,394	Medium
2/1/2022		11,809,300	394,665	151,027	-	-	33,420	Medium
3/1/2022		11,840,400	396,193	152,095	-	-	33,461	Medium
4/1/2022		11,867,300	397,476	152,681	-	-	33,493	Medium
5/1/2022		11,867,300	397,476	152,681	-	-	33,493	Medium
5/4/2022	1,956	11,870,900	397,658	152,765	-	-	33,499	Off
6/1/2022		11,904,300	399,356	153,547	-	-	33,547	Medium
7/1/2022		11,960,500	402,237	154,811	-	-	33,631	Medium
8/1/2022		11,960,500	402,237	154,811	-	-	33,631	Medium

<b>9/1/2022</b>	11,970,600	402,730	155,021	-	-	33,643	Medium
<b>10/1/2022</b>	11,979,800	403,172	155,265	-	-	33,654	Medium
<b>11/1/2022</b>	11,984,500	403,405	155,411	-	-	33,661	Medium
<b>12/1/2022</b>	12,003,200	404,441	156,082	-	-	33,694	Medium
<b>1/1/2023</b>	12,003,200	404,441	156,082	-	-	33,694	Medium
<b>2/1/2023</b>	12,012,000	404,862	156,339	-	-	33,705	Medium
<b>3/1/2023</b>	12,012,400	404,881	156,351	-	-	33,705	Medium
<b>4/1/2023</b>	12,012,400	404,881	156,351	-	-	33,705	Medium
<b>5/1/2023</b>	12,016,700	405,078	156,477	-	-	33,710	Medium
<b>6/1/2023</b>	12,016,800	405,078	156,477	-	-	33,709	Medium
<b>7/1/2023</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>8/1/2023</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>9/1/2023</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>10/1/2023</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>11/1/2023</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>12/1/2023</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>1/1/2024</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>2/1/2024</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>3/1/2024</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium
<b>4/1/2024</b>	12,017,700	405,109	156,490	-	-	33,709	Medium

## ANEXO B-Historia de Producción acumulada del campo Beta

Time	Reservoir	Cum Oil	Cum Gas	Cum Wat.	Cum Gas	Cum Wat.	Gas	Cum	Regression
	Pressure	Produced	Produced	Produced	Injected	Injected	Gravity	GOR	Weighting
(date m/d/y)	(psia)	(STB)	(MMscf)	(STB)	(MMscf)	(STB)	(sp. gravity)	(scf/STB)	
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
9/1/2008		237,232	6,224	-	504	-		26,237	Medium
10/1/2008		715,578	18,730	3,804	6,256	-		26,175	Medium
11/1/2008		1,169,660	30,680	7,823	11,962	-		26,230	Medium
12/1/2008		1,619,050	43,499	12,240	18,394	-		26,867	Medium
1/1/2009		2,072,240	56,423	16,673	25,244	-		27,228	Medium
2/1/2009		2,472,640	67,930	20,845	31,545	-		27,473	Medium
3/1/2009		2,918,130	80,780	24,906	38,380	-		27,682	Medium
4/1/2009		3,298,300	91,924	27,913	44,393	-		27,870	Medium
5/1/2009		3,747,860	105,345	30,725	51,377	-		28,108	Medium
6/1/2009		4,182,440	118,397	32,645	58,026	-		28,308	Medium
7/1/2009		4,656,330	131,057	37,843	65,755	-		28,146	Medium
8/1/2009		5,116,190	143,311	41,586	73,228	-		28,011	Medium
9/1/2009		5,557,190	155,022	43,404	80,559	-		27,896	Medium
10/1/2009		6,023,710	167,441	46,088	88,219	-		27,797	Medium
11/1/2009		6,472,300	179,505	48,427	96,239	-		27,734	Medium
12/1/2009		6,936,150	192,007	50,843	104,920	-		27,682	Medium
1/1/2010		7,382,010	204,082	53,291	113,541	-		27,646	Medium
2/1/2010		7,798,120	215,333	54,943	121,674	-		27,614	Medium
3/1/2010		8,247,950	227,557	57,617	130,382	-		27,590	Medium
4/1/2010		8,675,810	239,378	60,317	138,838	-		27,591	Medium
5/1/2010		9,117,500	251,574	62,580	146,918	-		27,592	Medium
6/1/2010		9,522,830	263,038	64,800	151,253	-		27,622	Medium
6/11/2010	3,027	9,669,720	267,083	66,019	152,413	-		27,621	Medium
6/15/2010	2,928	9,728,480	268,702	66,507	152,877	-		27,620	Medium
6/26/2010	3,062	9,890,060	273,152	67,848	154,154	-		27,619	Medium
7/1/2010		9,963,500	275,175	68,458	154,734	-		27,618	Medium
7/12/2010	3,122	10,121,500	280,003	69,393	155,246	-		27,664	Medium
7/22/2010	3,798	10,265,100	284,392	70,243	155,711	-		27,705	Off
8/1/2010		10,408,800	288,782	71,093	156,176	-		27,744	Medium
9/1/2010		10,836,300	301,593	73,061	158,639	-		27,832	Medium
10/1/2010		11,304,300	315,624	76,942	159,976	-		27,921	Medium
11/1/2010		11,785,400	330,416	80,479	160,703	-		28,036	Medium
12/1/2010		12,261,200	345,583	84,123	161,859	-		28,185	Medium
1/1/2011		12,743,000	360,868	87,304	162,380	-		28,319	Medium
1/28/2011	3,034	13,125,300	372,998	89,497	162,860	-		28,418	Medium
2/1/2011		13,182,000	374,796	89,822	162,931	-		28,432	Medium
3/1/2011		13,609,900	387,997	91,897	167,652	-		28,508	Medium
4/1/2011		14,050,900	402,610	93,710	168,979	-		28,654	Medium
5/1/2011		14,526,000	418,415	95,661	169,018	-		28,805	Medium

<b>6/1/2011</b>		14,985,000	433,307	99,080	169,338	-	28,916	Medium
<b>7/1/2011</b>		15,465,200	449,370	102,695	169,528	-	29,057	Medium
<b>8/1/2011</b>		15,949,000	466,257	106,501	169,528	-	29,234	Medium
<b>9/1/2011</b>		16,408,100	483,767	110,192	170,053	-	29,483	Medium
<b>10/1/2011</b>		16,888,800	504,096	114,418	170,397	-	29,848	Medium
<b>11/1/2011</b>		17,357,600	523,810	118,552	170,397	-	30,178	Medium
<b>12/1/2011</b>		17,840,700	544,487	122,873	170,557	-	30,519	Medium
<b>1/1/2012</b>		18,242,600	561,834	126,225	170,557	-	30,798	Medium
<b>2/1/2012</b>		18,709,700	580,655	130,028	170,727	-	31,035	Medium
<b>3/1/2012</b>		19,207,900	600,825	133,839	170,927	-	31,280	Medium
<b>4/1/2012</b>		19,645,700	618,656	137,154	170,927	-	31,491	Medium
<b>5/1/2012</b>		20,158,000	637,919	140,883	170,927	-	31,646	Medium
<b>6/1/2012</b>		20,680,200	657,961	144,689	170,927	-	31,816	Medium
<b>7/1/2012</b>		21,205,400	678,594	148,863	170,927	-	32,001	Medium
<b>8/1/2012</b>		21,718,500	698,662	153,366	170,927	-	32,169	Medium
<b>9/1/2012</b>		22,239,200	718,845	157,840	170,927	-	32,323	Medium
<b>9/7/2012</b>	2,661	22,339,600	722,943	158,776	170,927	-	32,362	Medium
<b>9/11/2012</b>	2,657	22,406,500	725,675	159,399	170,927	-	32,387	Medium
<b>9/17/2012</b>	2,660	22,506,800	729,774	160,335	170,927	-	32,425	Medium
<b>9/18/2012</b>	2,643	22,523,600	730,457	160,491	170,927	-	32,431	Medium
<b>9/19/2012</b>	2,664	22,540,300	731,140	160,647	170,927	-	32,437	Medium
<b>10/1/2012</b>		22,741,000	739,337	162,518	170,927	-	32,511	Medium
<b>10/9/2012</b>	2,584	22,851,400	743,369	163,626	172,049	-	32,531	Medium
<b>10/14/2012</b>	2,637	22,920,400	745,889	164,318	172,751	-	32,543	Medium
<b>10/15/2012</b>	2,625	22,934,200	746,393	164,457	172,891	-	32,545	Medium
<b>11/1/2012</b>		23,168,900	754,960	166,811	175,276	-	32,585	Medium
<b>12/1/2012</b>		23,682,500	775,453	171,985	175,276	-	32,744	Medium
<b>1/1/2013</b>		24,202,900	796,271	177,224	175,276	-	32,900	Medium
<b>2/1/2013</b>		24,684,800	814,940	181,997	175,276	-	33,014	Medium
<b>3/1/2013</b>		25,217,800	835,868	187,360	175,276	-	33,146	Medium
<b>4/1/2013</b>		25,719,500	856,163	192,786	175,276	-	33,289	Medium
<b>5/1/2013</b>		26,224,900	876,964	198,643	175,276	-	33,440	Medium
<b>6/1/2013</b>		26,708,900	896,935	204,251	175,276	-	33,582	Medium
<b>7/1/2013</b>		27,132,400	913,885	209,370	175,276	-	33,682	Medium
<b>8/1/2013</b>		27,622,300	934,137	215,531	175,276	-	33,818	Medium
<b>9/1/2013</b>		28,106,000	954,058	221,501	175,276	-	33,945	Medium
<b>10/1/2013</b>		28,595,500	974,551	227,620	175,276	-	34,081	Medium
<b>11/1/2013</b>		29,048,200	994,080	233,461	175,276	-	34,222	Medium
<b>12/1/2013</b>		29,521,600	1,014,540	239,630	175,276	-	34,366	Medium
<b>1/1/2014</b>		29,984,100	1,034,500	245,671	175,276	-	34,502	Medium
<b>2/1/2014</b>		30,410,800	1,053,500	253,464	175,276	-	34,642	Medium
<b>3/1/2014</b>		30,837,800	1,072,790	261,778	175,276	-	34,788	Medium
<b>4/1/2014</b>		31,121,500	1,085,780	268,199	175,276	-	34,888	Medium
<b>5/1/2014</b>		31,378,800	1,097,300	273,774	175,276	-	34,970	Medium
<b>6/1/2014</b>		31,549,300	1,105,060	276,866	175,755	-	35,027	Medium

7/1/2014		31,782,000	1,115,610	281,136	176,494	-	35,102	Medium
8/1/2014		32,024,000	1,126,070	284,924	176,494	-	35,163	Medium
9/1/2014		32,267,100	1,136,250	290,068	176,494	-	35,214	Medium
9/5/2014	2,263	32,313,800	1,138,010	290,614	176,494	-	35,218	Medium
9/10/2014	2,257	32,372,100	1,140,210	291,296	176,494	-	35,222	Medium
9/14/2014	2,262	32,418,800	1,141,970	291,842	176,494	-	35,226	Medium
9/18/2014	2,262	32,465,500	1,143,730	292,388	176,494	-	35,229	Medium
10/1/2014		32,617,200	1,149,450	294,161	176,494	-	35,241	Medium
11/1/2014		32,957,800	1,162,280	297,797	176,494	-	35,266	Medium
12/1/2014		33,321,900	1,175,860	301,823	176,494	-	35,288	Medium
1/1/2015		33,672,500	1,189,930	307,885	176,494	-	35,338	Medium
1/7/2015	2,226	33,727,500	1,192,090	308,825	176,494	-	35,345	Medium
1/12/2015	2,208	33,773,400	1,193,900	309,608	176,494	-	35,350	Medium
2/1/2015		33,956,900	1,201,120	312,741	176,494	-	35,372	Medium
3/1/2015		34,229,100	1,211,700	317,777	176,494	-	35,400	Medium
4/1/2015		34,481,400	1,221,640	322,603	176,494	-	35,429	Medium
5/1/2015		34,632,800	1,227,320	324,956	176,494	-	35,438	Medium
6/1/2015		34,935,500	1,238,370	330,629	176,494	-	35,447	Medium
7/1/2015		35,165,200	1,248,180	333,461	176,494	-	35,495	Medium
8/1/2015		35,235,100	1,250,650	334,307	176,494	-	35,494	Medium
9/1/2015		35,382,100	1,257,350	336,372	176,494	-	35,536	Medium
10/1/2015		35,662,000	1,268,740	341,908	176,494	-	35,577	Medium
10/19/2015	2,153	35,819,300	1,274,740	345,262	176,494	-	35,588	Medium
10/23/2015	2,142	35,854,300	1,276,080	346,007	176,494	-	35,591	Medium
10/24/2015	2,148	35,863,000	1,276,410	346,194	176,494	-	35,591	Medium
10/31/2015	2,144	35,924,200	1,278,750	347,498	176,494	-	35,596	Medium
11/1/2015		35,933,000	1,279,080	347,684	176,494	-	35,596	Medium
12/1/2015		36,230,600	1,290,510	353,443	176,494	-	35,619	Medium
1/1/2016		36,398,400	1,297,270	356,764	176,494	-	35,641	Medium
2/1/2016		36,529,100	1,303,310	359,638	177,041	-	35,679	Medium
3/1/2016		36,794,700	1,315,310	364,877	177,888	-	35,747	Medium
4/1/2016		37,031,300	1,325,950	369,595	177,888	-	35,806	Medium
5/1/2016		37,282,300	1,337,040	376,989	177,888	-	35,863	Medium
6/1/2016		37,478,400	1,345,990	381,249	180,429	-	35,914	Medium
6/20/2016	2,060	37,631,400	1,352,870	384,617	180,437	-	35,951	Medium
6/29/2016	2,058	37,703,900	1,356,140	386,212	180,441	-	35,968	Medium
7/1/2016		37,720,000	1,356,860	386,566	180,442	-	35,972	Medium
8/1/2016		37,967,100	1,367,540	393,030	180,442	-	36,019	Medium
9/1/2016		38,210,500	1,378,090	401,531	180,442	-	36,066	Medium
10/1/2016		38,445,800	1,388,600	410,920	180,442	-	36,118	Medium
11/1/2016		38,698,100	1,400,010	421,582	180,442	-	36,178	Medium
12/1/2016		38,950,300	1,411,590	431,144	180,442	-	36,241	Medium
1/1/2017		39,180,900	1,421,880	441,682	180,442	-	36,290	Medium
2/1/2017		39,349,800	1,429,570	449,388	180,442	-	36,330	Medium
3/1/2017		39,519,500	1,437,240	456,604	181,459	-	36,368	Medium

<b>4/1/2017</b>		39,683,600	1,444,610	464,679	182,529	-	36,403	Medium
<b>5/1/2017</b>		39,838,200	1,451,760	471,164	183,334	-	36,441	Medium
<b>6/1/2017</b>		40,012,200	1,460,190	477,651	183,334	-	36,494	Medium
<b>7/1/2017</b>		40,147,200	1,467,450	482,068	183,334	-	36,552	Medium
<b>8/1/2017</b>		40,329,500	1,476,760	489,085	183,334	-	36,617	Medium
<b>9/1/2017</b>		40,489,000	1,485,150	499,115	183,334	-	36,680	Medium
<b>10/1/2017</b>		40,671,000	1,494,820	507,420	183,334	-	36,754	Medium
<b>11/1/2017</b>		40,859,800	1,504,830	519,388	183,334	-	36,829	Medium
<b>11/19/2017</b>	1,964	40,977,200	1,510,970	528,180	183,334	-	36,873	Medium
<b>11/23/2017</b>	1,948	41,003,200	1,512,330	530,134	183,334	-	36,883	Medium
<b>11/28/2017</b>	1,926	41,035,900	1,514,030	532,576	183,334	-	36,895	Medium
<b>12/1/2017</b>		41,055,400	1,515,060	534,041	183,334	-	36,903	Medium
<b>1/1/2018</b>		41,215,600	1,523,420	546,536	183,334	-	36,962	Medium
<b>1/13/2018</b>	1,884	41,247,200	1,525,010	548,257	183,334	-	36,972	Medium
<b>1/16/2018</b>	1,897	41,255,100	1,525,410	548,688	183,334	-	36,975	Medium
<b>2/1/2018</b>		41,297,200	1,527,540	550,983	183,334	-	36,989	Medium
<b>3/1/2018</b>		41,476,200	1,536,060	561,032	183,334	-	37,035	Medium
<b>4/1/2018</b>		41,672,500	1,545,510	567,260	183,334	-	37,087	Medium
<b>5/1/2018</b>		41,849,700	1,553,940	577,880	183,334	-	37,131	Medium
<b>6/1/2018</b>		42,046,000	1,563,490	585,889	183,334	-	37,185	Medium
<b>6/20/2018</b>	1,914	42,152,600	1,568,910	589,227	183,334	-	37,220	Medium
<b>6/24/2018</b>	1,908	42,175,000	1,570,050	589,929	183,334	-	37,227	Medium
<b>6/27/2018</b>	1,877	42,191,800	1,570,900	590,456	183,334	-	37,232	Medium
<b>7/1/2018</b>		42,214,300	1,572,040	591,159	183,334	-	37,240	Medium
<b>7/6/2018</b>	1,855	42,227,200	1,572,660	591,538	183,634	-	37,243	Medium
<b>7/12/2018</b>	1,855	42,242,600	1,573,410	591,994	183,995	-	37,247	Medium
<b>8/1/2018</b>		42,294,200	1,575,900	593,511	185,196	-	37,260	Medium
<b>9/1/2018</b>		42,475,000	1,585,300	599,488	186,562	-	37,323	Medium
<b>10/1/2018</b>		42,637,700	1,594,500	608,764	187,786	-	37,397	Medium
<b>11/1/2018</b>		42,838,800	1,606,400	618,181	187,818	-	37,499	Medium
<b>12/1/2018</b>		43,044,100	1,617,590	626,565	188,094	-	37,580	Medium
<b>1/1/2019</b>		43,268,300	1,629,190	636,689	188,299	-	37,653	Medium
<b>2/1/2019</b>		43,469,400	1,639,370	645,779	188,299	-	37,713	Medium
<b>3/1/2019</b>		43,655,500	1,648,920	653,378	188,560	-	37,771	Medium
<b>4/1/2019</b>		43,802,400	1,657,370	659,933	190,419	-	37,837	Medium
<b>5/1/2019</b>		43,949,000	1,665,430	667,640	194,957	-	37,895	Medium
<b>6/1/2019</b>		44,101,500	1,674,640	678,590	201,000	-	37,972	Medium
<b>7/1/2019</b>		44,263,300	1,685,020	687,193	203,715	-	38,068	Medium
<b>8/1/2019</b>		44,418,100	1,695,660	695,405	203,720	-	38,175	Medium
<b>8/21/2019</b>	1,735	44,539,900	1,702,750	701,783	203,720	-	38,230	Medium
<b>8/27/2019</b>	1,739	44,576,500	1,704,880	703,696	203,720	-	38,246	Medium
<b>9/1/2019</b>		44,606,900	1,706,650	705,291	203,720	-	38,260	Medium
<b>9/8/2019</b>	1,811	44,646,800	1,708,930	707,224	203,720	-	38,277	Medium
<b>9/9/2019</b>	1,788	44,652,500	1,709,250	707,501	203,720	-	38,279	Medium
<b>9/18/2019</b>	1,753	44,703,700	1,712,180	709,987	203,720	-	38,301	Medium

9/22/2019	1,754	44,726,500	1,713,490	711,092	203,720	-	38,310	Medium
9/26/2019	1,840	44,749,300	1,714,790	712,197	203,720	-	38,320	Medium
10/1/2019		44,777,700	1,716,420	713,578	203,720	-	38,332	Medium
11/1/2019		44,966,700	1,727,480	723,494	203,720	-	38,417	Medium
12/1/2019		45,144,500	1,737,650	732,649	203,720	-	38,491	Medium
1/1/2020		45,326,500	1,748,020	740,991	203,720	-	38,565	Medium
2/1/2020		45,488,800	1,757,200	747,735	203,720	-	38,629	Medium
3/1/2020		45,628,300	1,765,390	753,255	203,720	-	38,691	Medium
4/1/2020		45,794,400	1,775,230	760,562	203,720	-	38,765	Medium
5/1/2020		45,962,600	1,784,800	767,996	204,440	-	38,832	Medium
6/1/2020		46,116,700	1,793,550	775,392	211,138	-	38,892	Medium
7/1/2020		46,285,900	1,804,790	783,134	211,138	-	38,992	Medium
8/1/2020		46,446,500	1,814,210	789,918	211,138	-	39,060	Medium
9/1/2020		46,590,800	1,823,240	796,010	211,138	-	39,133	Medium
10/1/2020		46,717,900	1,831,260	801,792	211,138	-	39,198	Medium
11/1/2020		46,877,700	1,841,400	808,841	211,138	-	39,281	Medium
12/1/2020		47,061,100	1,853,240	816,953	211,138	-	39,379	Medium
1/1/2021		47,220,500	1,863,570	823,928	211,138	-	39,465	Medium
2/1/2021		47,350,800	1,871,910	826,102	211,501	-	39,533	Medium
3/1/2021		47,469,300	1,879,800	828,084	212,514	-	39,600	Medium
4/1/2021		47,573,300	1,886,390	829,808	214,226	-	39,652	Medium
5/1/2021		47,719,500	1,895,620	832,529	225,805	-	39,724	Medium
6/1/2021		47,852,800	1,904,050	837,156	231,838	-	39,790	Medium
7/1/2021		47,989,700	1,913,770	842,643	244,401	-	39,879	Medium
8/1/2021		48,137,000	1,923,480	848,019	257,899	-	39,959	Medium
9/1/2021		48,284,500	1,934,640	852,689	263,798	-	40,068	Medium
10/1/2021		48,428,700	1,945,740	857,188	264,903	-	40,177	Medium
11/1/2021		48,569,300	1,957,610	865,055	264,903	-	40,306	Medium
12/1/2021		48,710,800	1,970,720	870,741	264,903	-	40,458	Medium
1/1/2022		48,858,200	1,984,800	875,603	264,903	-	40,624	Medium
2/1/2022		48,982,000	1,996,960	880,854	264,903	-	40,769	Medium
3/1/2022		49,105,000	2,008,440	886,424	264,903	-	40,901	Medium
4/1/2022		49,231,900	2,020,920	891,679	264,903	-	41,049	Medium
4/20/2022	1,528	49,301,700	2,028,490	895,412	264,908	-	41,144	Medium
4/24/2022	1,461	49,316,400	2,030,080	896,198	264,909	-	41,164	Medium
4/26/2022	1,429	49,323,700	2,030,880	896,590	264,909	-	41,175	Medium
5/1/2022		49,342,100	2,032,870	897,573	264,911	-	41,200	Medium
6/1/2022		49,472,100	2,044,720	904,001	265,964	-	41,331	Medium
7/1/2022		49,600,100	2,052,320	908,541	273,885	-	41,377	Medium
8/1/2022		49,643,300	2,055,940	910,591	273,885	-	41,414	Medium
9/1/2022		49,747,000	2,063,220	914,772	275,097	-	41,474	Medium
10/1/2022		49,864,700	2,074,670	921,158	275,578	-	41,606	Medium
11/1/2022		49,992,200	2,087,110	928,062	276,275	-	41,749	Medium
12/1/2022		50,114,400	2,096,520	934,706	278,006	-	41,835	Medium
1/1/2023		50,259,700	2,108,100	942,668	278,006	-	41,944	Medium

<b>2/1/2023</b>	50,373,900	2,119,340	948,777	278,006	-	42,072	Medium
<b>3/1/2023</b>	50,531,700	2,131,830	956,363	278,006	-	42,188	Medium
<b>4/1/2023</b>	50,684,600	2,143,490	962,468	278,006	-	42,291	Medium
<b>5/1/2023</b>	50,839,000	2,153,620	969,097	278,238	-	42,362	Medium
<b>6/1/2023</b>	50,972,000	2,163,990	974,647	278,238	-	42,455	Medium
<b>7/1/2023</b>	51,062,800	2,170,620	977,469	278,923	-	42,509	Medium
<b>8/1/2023</b>	51,189,300	2,178,370	982,196	281,998	-	42,555	Medium
<b>9/1/2023</b>	51,335,900	2,188,850	987,434	281,998	-	42,638	Medium
<b>10/1/2023</b>	51,472,800	2,198,720	993,323	283,078	-	42,716	Medium
<b>11/1/2023</b>	51,583,300	2,208,110	998,778	284,127	-	42,807	Medium
<b>12/1/2023</b>	51,706,700	2,218,500	1,004,840	284,127	-	42,906	Medium
<b>1/1/2024</b>	51,831,700	2,229,150	1,010,040	284,127	-	43,008	Medium
<b>2/1/2024</b>	51,948,600	2,238,930	1,019,640	284,127	-	43,099	Medium
<b>3/1/2024</b>	52,070,200	2,249,250	1,028,650	284,127	-	43,197	Medium
<b>4/1/2024</b>	52,191,000	2,258,910	1,028,650	284,127	-	43,282	Medium

### ANEXO C-PVT del campo Alfa

Composición del campo Alfa:

Name	Mole	Critical	Critical	Critical	Acentric	Molecular	Specific	Boiling	Volume	Omega	Omega	Parachor	Costald	Costald
	Percent	Temp.	Pressure	Volume	Factor	Weight	Gravity	Point	Shift	A	B		Volume	AF
	(percent)	(deg F)	(psia)	(ft3/lb.mole)									(ft3/lb.mole)	
<b>N2::C1</b>	78.5619	-109.079	631.185	1.58443	0.05241	16.1473	0.30288	-256.376	0.004357	0.45724	0.077796	76.6864	0	
<b>CO2::C2</b>	10.1671	9.12205	857.016	2.34903	0.10095	30.3936	0.36289	-121.382	0	0.45724	0.077796	107.304	0	
<b>C3::NC4</b>	6.67885	313.344	541.667	3.51113	0.13656	48.3657	0.53041	-15.4264	-0.155	0.45724	0.077796	161.469	0	
<b>IC5::C6</b>	2.04864	482.616	456.679	5.1448	0.21096	77.976	0.65537	118.992	-0.04106	0.45724	0.077796	237.504	0	
<b>C7::C10</b>	2.06359	656.334	453.696	6.72497	0.30394	110.272	0.74423	241.356	-0.06957	0.45724	0.077796	317.631	0	
<b>C11+</b>	0.47991	707.648	359.116	10.6382	0.47094	179.424	0.8092	441.464	0.17953	0.45724	0.077796	495.986	0	

Coeficientes Binarios:

	N2::C1	CO2::C2	C3::NC4	IC5::C6	C7::C10	C11+
<b>N2::C1</b>	0	0.003867	0.015659	0.033871	0.050431	0.08531
<b>CO2::C2</b>	0.003867	0	0.004027	0.015205	0.027142	0.054879
<b>C3::NC4</b>	0.015659	0.004027	0	0.00364	0.010483	0.030085
<b>IC5::C6</b>	0.033871	0.015205	0.00364	0	0.001791	0.013075
<b>C7::C10</b>	0.050431	0.027142	0.010483	0.001791	0	0.005239
<b>C11+</b>	0.08531	0.054879	0.030085	0.013075	0.005239	0

## ANEXO D-PVT del campo Beta

Composición del campo Beta:

Name	Mole	Critical	Critical	Critical	Acentric	Molecular	Specific	Boiling	Volume	Omega	Omega	Parachor	Costald	Costald
	Percent	Temp.	Pressure	Volume	Factor	Weight	Gravity	Point	Shift	A	B		Volume	AF
	(percent)	(deg F)	(psia)	(ft <sup>3</sup> /lb.mole)									(ft <sup>3</sup> /lb.mole)	
<b>N2::C1</b>	79.7339	-114.988	664.733	1.58349	0.008474	16.2202	0.3049	-254.823	-0.15201	0.45724	0.077796	76.4672	0	0.0983
<b>CO2::C2</b>	9.31509	90.0087	714.398	2.34823	0.10106	30.4055	0.36315	-121.155	-0.10202	0.45724	0.077796	107.278	0	0.1532
<b>C3::NC4</b>	6.43202	234.511	593.136	3.50777	0.16263	48.317	0.53022	-15.6244	-0.06771	0.45724	0.077796	161.369	0	0.1825
<b>IC5::C6</b>	1.7485	410.304	484.885	5.14416	0.25439	77.9604	0.6553	118.945	-0.0221	0.45724	0.077796	237.489	0	0.3007
<b>C7::C10</b>	2.16927	574.38	414.877	6.84831	0.35112	110.851	0.73462	239.221	-0.03863	0.45724	0.077796	319.369	0	0.4478
<b>C11+</b>	0.60122	841.242	288.317	10.9526	0.49	182.504	0.80026	443.809	0.04464	0.45724	0.077796	503.301	0	0.68207

Coefficientes Binarios:

	N2::C1	CO2::C2	C3::NC4	IC5::C6	C7::C10	C11+
<b>N2::C1</b>	0	0.002583	0.010457	0.022727	0.034772	0.059445
<b>CO2::C2</b>	0.002583	0	0.002678	0.010167	0.018813	0.03834
<b>C3::NC4</b>	0.010457	0.002678	0	0.002439	0.007417	0.021249
<b>IC5::C6</b>	0.022727	0.010167	0.002439	0	0.001363	0.009449
<b>C7::C10</b>	0.034772	0.018813	0.007417	0.001363	0	0.003664
<b>C11+</b>	0.059445	0.03834	0.021249	0.009449	0.003664	0

## ANEXO E: Survey y completación de pozos

**Pozo WA1**

MD (m)	TVD (m)
0	0
200	199.98
250	249.732
450	443.286
550	536.13
1200	1128.93
1450	1358.88
1500	1406.94
1550	1455.51
1580	1484.74
1700	1602.93
1750	1652.85
2750	2652.1
2798	2700.08

Point	Type	Measured Depth (m)	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing	Rate Multiplier
			Inside Diameter (inches)	Inside Roughnes s (inches)	Outside Diameter (inches)	Outside Roughnes s (inches)	Inside Diameter (inches)	Inside Roughnes s (inches)	
1	Xmas Tree	0							
2	Tubing	2.4	6.14173	0.0006					1
3	Tubing	58.26	6.184	0.0006					1
4	Restrictio n		6.004						1
5	Tubing	2027.67	6.184	0.0006					1
6	Tubing	2032.14	6.184	0.0006					1
7	Restrictio n		6.01						1
8	Tubing	2072.89	6.184	0.0006					1
9	Restrictio n		5.953						1
10	Tubing	2084	6.184	0.0006					1
11	Restrictio n		6.01						1
12	Tubing	2124.07	6.184	0.0006					1
13	Restrictio n		5.953						1
14	Tubing	2143.28	6.184	0.0006					1
15	Restrictio n		5.75						1
16	Tubing	2154.24	6.184	0.0006					1
17	Casing	2490					6.184	0.0006	1
18	Casing	2504.5					6.184	0.0006	1

## Pozo WA2

MD (m)	TVD (m)
0	0
70	70
400	398.91
550	545.56
600	593.514
700	686.438
720	704.565
800	773.933
850	815.674
3200	2734.12
3300	2819.38
3350	2864.78
3400	2911.72
3450	2960.26
3500	3009.65
3530	3039.42
3559	3068.3

Point	Type	Measured Depth (m)	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing	Rate Multiplier
			Inside Diameter (inches)	Inside Roughness (inches)	Outside Diameter (inches)	Outside Roughness (inches)	Inside Diameter (inches)	Inside Roughness (inches)	
			1	Xmas Tree	0				
2	Tubing	2.4	6.14173	0.0006				1	
3	Tubing	61.64	6.184	0.0006				1	
4	Restriction		6.004					1	
5	Tubing	2407.27	6.184	0.0006				1	
6	Restriction		6.01					1	
7	Tubing	2446.02	6.184	0.0006				1	
8	Restriction		5.953					1	
9	Tubing	2463.9	6.184	0.0006				1	
10	Casing	2777				6.184	0.0006	1	
11	Casing	2792.5				6.184	0.0006	1	

### Pozo WA3

MD (m)	TVD (m)
0	0
406	405
706	696
856	832
1006	960
1156	1075
1306	1184
1456	1281
1606	1370
1758	1460
1903	1551
2049	1649
2187	1749
2622	2063
2913	2271
3057	2375
3616	2778
3680	2827

Point	Type	Measured Depth (m)	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing	Rate Multiplier
			Inside	Inside	Outside	Outside	Inside	Inside	
			Diameter (inches)	Roughness (inches)	Diameter (inches)	Roughness (inches)	Diameter (inches)	Roughness (inches)	
1	Xmas Tree	0							
2	Tubing	2.4	6.14173	0.00012					1
3	Tubing	61.64	6.184	0.00012					1
4	Restriction		6.004						1
5	Tubing	2404.27	6.184	0.00012					1
6	Tubing	2407.6	6.184	0.00012					1
7	Restriction		6.01						1
8	Tubing	2446.02	6.184	0.00012					1
9	Restriction		5.953						1
10	Tubing	2459.22	6.184	0.00012					1
11	Tubing	2463.9	6.184	0.00012					1
12	Casing	3183					6.184	0.00012	1
13	Casing	3198.3					6.184	0.0006	1

## Pozo WB1

MD (m)	TVD (m)
0	0
305	304.03
395	392.61
575	567.32
600	591.137
700	685.699
845	818.24
950	907.81
1000	947.836
1150	1060.07
1205	1099.32
1385	1226.6
2970	2417.29
3130	2539.74
3140	2547.36

Point	Type	Measured Depth (m)	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing	Rate Multiplier
			Inside	Inside	Outside	Outside	Inside	Inside	
			Diameter (inches)	Roughnes s (inches)	Diameter (inches)	Roughnes s (inches)	Diameter (inches)	Roughnes s (inches)	
1	Xmas Tree	0							
2	Tubing	67.9	6.18504	0.0006					1
3	SSSV		6.00394						1
4	Tubing	2443.65	6.18504	0.0006					1
5	Tubing	2448.67	6.18504	0.0006					1
6	Tubing	2450.04	6.18504	0.0006					1
7	Tubing	2451.49	6.02362	0.0006					1
8	Tubing	2499.03	6.18504	0.0006					1
9	Restrictio n		5.95276						1
10	Tubing	2524.06	6.18504	0.0006					1
11	Casing	2634					6.18504	0.0006	1
12	Casing	2649					6.18504	0.0006	1

### Pozo WB3

MD (m)	TVD (m)
0	0
200	199.477
230	229.272
280	278.102
300	297.351
370	363.978
400	391.559
445	431.944
490	470.658
545	516.048
595	555.207
650	595.658
725	647.957
780	683.821
995	814.806
3900	2484.78
3970	2530.19
4000	2550.42

Point	Type	Measured Depth (m)	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing	Rate Multiplier
			Inside	Inside	Outside	Outside	Inside	Inside	
			Diameter (inches)	Roughness (inches)	Diameter (inches)	Roughness (inches)	Diameter (inches)	Roughness (inches)	
1	Xmas Tree	2.18							
2	Tubing	2.7	6.14173	0.0006					1
3	Tubing	73.52	6.18504	0.0006					1
4	SSSV		6.00394						1
5	Tubing	3101.16	6.18504	0.0006					1
6	Tubing	3106.07	6	0.0006					1
7	Tubing	3107.39	6.18504	0.0006					1
8	Tubing	3108.83	6.02362	0.0006					1
9	Tubing	3156.47	6.18504	0.0006					1
10	Tubing	3157.15	5.95276	0.0006					1
11	Tubing	3172.82	6.18504	0.0006					1
12	Tubing	3180.12	6.18504	0.0006					1
13	Casing	3288					6.18504	0.0006	1
14	Casing	3303					6.18504	0.0006	1

**Pozo WB4**

MD (m)	TVD (m)
0	0
500	475.038
800	760.06
1000	950.075
2000	1647.65
2100	1716.23
2500	1996.97
2600	2066.42
2650	2100.94
2700	2135.57
2800	2204.42
2900	2273.62
2950	2308.19
3000	2341.62
3020	2355.18
3070	2389.9
3125	2429.74
3154	2451.41

Point	Type	Measured Depth (m)	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing	Rate Multiplier
			Inside Diameter (inches)	Inside Roughnes s (inches)	Outside Diameter (inches)	Outside Roughnes s (inches)	Inside Diameter (inches)	Inside Roughnes s (inches)	
1	Xmas Tree	0							
2	Tubing	2.7	6.14173	0.0006					1
3	Tubing	70.65	6.18386	0.0006					1
4	Restrictio n		6.00394						1
5	Tubing	2405.95	6.18386	0.0006					1
6	Tubing	2411.07	6	0.0006					1
7	Tubing	2412.34	6.18386	0.0006					1
8	Tubing	2413.79	6.02362	0.0006					1
9	Tubing	2462.28	6.18386	0.0006					1
10	Restrictio n		5.95276						1
11	Tubing	2469.73	6.18386	0.0006					1
12	Tubing	2477.04	6.19685	0.0006					1
13	Casing	2574					6.18402	0.0006	1
14	Casing	2589.5					6.18402	0.0006	1

**Pozo WB5**

MD (m)	TVD (m)
0	0
50	49.9976
100	99.9803
150	149.66
200	198.766
250	247.157
400	388.961
550	528.755
620	591.364
700	659.209
750	698.853
800	736.808
900	809.497
1000	876.677
3150	2232.5
3540	2465.6
3575	2486.97

Point	Type	Measured Depth (m)	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing	Rate Multiplier
			Inside Diameter (inches)	Inside Roughnes s (inches)	Outside Diameter (inches)	Outside Roughnes s (inches)	Inside Diameter (inches)	Inside Roughnes s (inches)	
			1	Xmas Tree	0				
2	Tubing	2.7	6.142	0.0006				1	
3	Tubing	72.17	6.184	0.0006				1	
4	SSSV		6.004					1	
5	Tubing	761.8	6.184	0.0006				1	
6	Tubing	762	6.184	0.0006				1	
7	Tubing	2768.37	6.184	0.0006				1	
8	Tubing	2773.38	6	0.0006				1	
9	Tubing	2774.75	6.184	0.0006				1	
10	Tubing	2776.2	6.024	0.0006				1	
11	Tubing	2823.32	6.184	0.0006				1	
12	Restrictio n		5.953					1	
13	Tubing	2843.95	6.184	0.0006				1	
14	Tubing	2851.26	6.197	0.0006				1	
15	Casing	2910				6.184	0.0006	1	
16	Casing	2925.5				6.184	0.0006	1	

**Pozo WB6**

<b>MD (m)</b>	<b>TVD (m)</b>
<b>0</b>	<b>0</b>
<b>350</b>	<b>349.881</b>
<b>400</b>	<b>399.606</b>
<b>630</b>	<b>626.935</b>
<b>780</b>	<b>770.627</b>
<b>950</b>	<b>926.833</b>
<b>1050</b>	<b>1018.08</b>
<b>1220</b>	<b>1172.47</b>
<b>1380</b>	<b>1317.85</b>
<b>1520</b>	<b>1445.85</b>
<b>1650</b>	<b>1564.78</b>
<b>1800</b>	<b>1702.08</b>
<b>1990</b>	<b>1876.06</b>
<b>2100</b>	<b>1976.66</b>
<b>2250</b>	<b>2114.73</b>
<b>2450</b>	<b>2299.56</b>
<b>2550</b>	<b>2393.21</b>
<b>2752</b>	<b>2585.7</b>

<b>Point</b>	<b>Type</b>	<b>Measured Depth (m)</b>	<b>Tubing</b>	<b>Tubing</b>	<b>Tubing</b>	<b>Tubing</b>	<b>Casing</b>	<b>Casing</b>	<b>Rate Multiplier</b>
			<b>Inside Diameter (inches)</b>	<b>Inside Roughnes s (inches)</b>	<b>Outside Diameter (inches)</b>	<b>Outside Roughnes s (inches)</b>	<b>Inside Diameter (inches)</b>	<b>Inside Roughnes s (inches)</b>	
			<b>1</b>	Xmas Tree	<b>0</b>				
<b>2</b>	Tubing	2.7	6.14201	0.0006					1
<b>3</b>	Tubing	72.55	6.18402	0.0006					1
<b>4</b>	SSSV		6.00402						1
<b>5</b>	Tubing	2122.83	6.18402	0.0006					1
<b>6</b>	Tubing	2127.84	6	0.0006					1
<b>7</b>	Tubing	2129.16	6.18402	0.0006					1
<b>8</b>	Tubing	2130.6	6.02402	0.0006					1
<b>9</b>	Tubing	2177.18	6.18402	0.0006					1
<b>10</b>	Tubing	2177.86	5.95299	0.0006					1
<b>11</b>	Tubing	2192.73	6.18402	0.0006					1
<b>12</b>	Tubing	2199.91	6.19701	0.0006					1
<b>13</b>	Casing	2282					8.755	0.0006	1
<b>14</b>	Casing	2297					8.755	0.0006	1

**Pozo WB7**

MD (m)	TVD (m)
0	0
400	400
450	449.99
500	499.857
550	549.43
600	598.655
700	695.672
750	743.13
1000	976.385
1650	1579.27
1700	1627.22
1780	1704.9
1840	1763.87
1890	1813.51
1915	1838.46
1973	1896.45
2360	2283.41
2380	2303.41
2590	2513.37
2620	2543.37

Point	Type	Measured Depth (m)	Tubing	Tubing	Tubing	Tubing	Casing	Casing	Rate Multiplier
			Inside	Inside	Outside	Outside	Inside	Inside	
			Diameter Roughnes s (inches)	Diameter Roughnes s (inches)	Diameter Roughnes s (inches)	Diameter Roughnes s (inches)	Diameter Roughnes s (inches)	Diameter Roughnes s (inches)	
1	Xmas Tree	0							
2	Tubing	2.48	6.142	0.0006					1
3	Tubing	71.11	6.184	0.0006					1
4	SSSV		6.014						1
5	Tubing	2035.63	6.184	0.0006					1
6	Tubing	2040.65	6.08	0.0006					1
7	Tubing	2041.75	6.184	0.0006					1
8	Tubing	2043.19	6.015	0.0006					1
9	Tubing	2082.23	6.184	0.0006					1
10	Restrictio n		5.953						1
11	Tubing	2095.2	6.184	0.0006					1
12	Tubing	2099.69	6.188	0.0006					1
13	Casing	2158					8.755	0.0006	1
14	Casing	2191					8.755	0.0006	1

## ANEXO F: Descripción de ductos de producción GAP

### Ducto J1-J2 OD 16in

Segment Type	Length	TVD	Inside Diameter	Roughness
	m	m	inches	inches
		-340.15		
<b>Line pipe</b>	129.5505	-339.615	14.25	0.0018
<b>Line pipe</b>	431.3772	-343.189	14.25	0.0018
<b>Line pipe</b>	301.998	-345.293	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	345.5346	-343.089	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	730.9712	-376.884	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	471.5362	-331.501	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	517.4396	-338.28	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	259.1923	-336.142	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	259.3065	-332.669	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	122.5842	-329.464	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	318.9969	-385.199	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	194.911	-377.552	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	253.2778	-402.517	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	82.95216	-400.026	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	774.2942	-474.088	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	823.0829	-356.179	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	253.9062	-373.795	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	158.4364	-372.008	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	543.8188	-406.855	14.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	167.0072	-388.973	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	36.29522	-380.535	14.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	52.98818	-384	14.5	0.0018

**Ducto J3-J6 OD 18in**

Segment Type	Length	TVD	Inside Diameter	Roughness
	m	m	inches	inches
		-400.6		
Line pipe	46.2	-414.6	16.5	0.0018
Line pipe	114.8	-396.5	16.5	0.0018
Line pipe	131.6	-490.8	16.5	0.0018
Line pipe	453.6	-467.6	16.5	0.0018
Line pipe	272.4289	-422.892	16.5	0.0018
Line pipe	385.2869	-417.315	16.5	0.0018
Line pipe	175.7616	-434.159	16.5	0.0018
Line pipe	81.12074	-453.64	16.5	0.0018
Line pipe	27.04025	-462.072	16.5	0.0018
Line pipe	27.04025	-469.923	16.5	0.0018
Line pipe	27.04025	-477.192	16.5	0.0018
Line pipe	108.161	-489.743	16.5	0.0018
Line pipe	314.3429	-474.847	16.5	0.0018
Line pipe	203.9285	-483.056	16.5	0.0018
Line pipe	162.2415	-489.864	16.5	0.0018
Line pipe	153.2281	-480.099	16.5	0.0018
Line pipe	838.2477	-508.425	16.5	0.0018
Line pipe	234.3488	-516.554	16.5	0.0018
Line pipe	1093.901	-474.311	16.5	0.0018
Line pipe	254.2486	-481.013	16.5	0.0018
Line pipe	30.90314	-476.756	16.5	0.0018
Line pipe	305.1685	-479.435	16.5	0.0018
Line pipe	573.6395	-399.994	16.5	0.0018
Line pipe	417.1924	-445.602	16.5	0.0018
Line pipe	171.8987	-431.833	16.5	0.0018
Line pipe	133.2698	-427.97	16.5	0.0018
Line pipe	975.3803	-504.829	16.5	0.0018
Line pipe	506.2535	-481.392	16.5	0.0018
Line pipe	480.7155	-487.223	16.5	0.0018
Line pipe	189.2817	-489.658	16.5	0.0018
Line pipe	763.887	-442.264	16.5	0.0018
Line pipe	20.28019	-439.392	16.5	0.0018
Line pipe	123.6126	-428.177	16.5	0.0018
Line pipe	621.9257	-438.038	16.5	0.0018
Line pipe	214.3905	-458.728	16.5	0.0018
Line pipe	103.6543	-489.792	16.5	0.0018
Line pipe	366.17	-514.21	16.5	0.0018
Line pipe	1391.446	-435.661	16.5	0.0018
Line pipe	157.7348	-425.945	16.5	0.0018

<b>Line pipe</b>	210.2031	-447.892	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	56.02241	-453.313	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	107.8312	-455.405	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	655.726	-425.745	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	528.6368	-437.183	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	248.7703	-424.079	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	432.644	-444.917	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	1308.748	-411.363	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	575.0559	-438.956	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	518.2714	-420.88	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	626.4324	-416.471	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	208.5962	-421.191	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	2252.066	-342.907	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	500.2446	-347.257	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	851.7678	-357.746	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	459.6842	-359.079	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	1230.331	-393.839	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	1419.613	-391.13	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	432.644	-393.082	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	1162.731	-384.324	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	1265.484	-388.712	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	1384.461	-370.772	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	3559.173	-461.654	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	523.9048	-439.829	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	256.8824	-436.023	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	428.1373	-429.361	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	112.6677	-421.147	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	142.7124	-428.763	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	807.0763	-412.969	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	280.5426	-405.712	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	662.4861	-436.533	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	1727.872	-387.305	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	151.4254	-391.416	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	1379.053	-318.435	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	745.109	-337.952	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	579.8631	-336.118	16.5	0.0018
<b>Line pipe</b>	232.4619	-340.15	16.5	0.0018

**Ducto J9-J14 OD 20in**

Segment Type	Length	TVD	Inside Diameter	Roughness
	m	m	inches	inches
		-372.606		
Line pipe	793.8488	-382.761	18.624	0.0018
Line pipe	478.5728	-388.632	18.624	0.0018
Line pipe	470.0268	-411.551	18.624	0.0018
Line pipe	350.3836	-399.64	18.624	0.0018
Line pipe	504.2106	-419.398	18.624	0.0018
Line pipe	239.2864	-410.013	18.624	0.0018
Line pipe	387.4161	-425.721	18.624	0.0018
Line pipe	163.7972	-416.914	18.624	0.0018
Line pipe	653.7646	-454.511	18.624	0.0018
Line pipe	512.7566	-425.721	18.624	0.0018
Line pipe	170.9189	-433.342	18.624	0.0018
Line pipe	202.254	-422.954	18.624	0.0018
Line pipe	293.4107	-431.789	18.624	0.0018
Line pipe	344.6864	-445.14	18.624	0.0018
Line pipe	356.0809	-420.386	18.624	0.0018
Line pipe	290.5621	-419.412	18.624	0.0018
Line pipe	222.1945	-409.717	18.624	0.0018
Line pipe	162.3729	-416.406	18.624	0.0018
Line pipe	316.1999	-400.092	18.624	0.0018
Line pipe	940.0537	-389.648	18.624	0.0018
Line pipe	583.9727	-420.753	18.624	0.0018
Line pipe	125.3405	-416.914	18.624	0.0018
Line pipe	34.18377	-413.019	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-410.86	18.624	0.0018
Line pipe	410.2052	-418.495	18.624	0.0018
Line pipe	461.4809	-402.146	18.624	0.0018
Line pipe	1187.886	-485.249	18.624	0.0018
Line pipe	219.3459	-476.64	18.624	0.0018
Line pipe	199.4053	-485.559	18.624	0.0018
Line pipe	179.4648	-471.954	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-466.704	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-461.708	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-456.797	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-451.886	18.624	0.0018
Line pipe	25.63783	-447.567	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-443.164	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-438.761	18.624	0.0018
Line pipe	1093.881	-368.902	18.624	0.0018
Line pipe	726.4051	-417.055	18.624	0.0018

Line pipe	717.8592	-419.85	18.624	0.0018
Line pipe	683.6754	-412.455	18.624	0.0018
Line pipe	205.1026	-413.64	18.624	0.0018
Line pipe	700.7673	-442.571	18.624	0.0018
Line pipe	299.108	-435.374	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-431.309	18.624	0.0018
Line pipe	17.09189	-427.245	18.624	0.0018
Line pipe	418.7512	-390.283	18.624	0.0018
Line pipe	561.6994	-419.93	18.624	0.0018
Line pipe	181.7976	-413.781	18.624	0.0018
Line pipe	191.3367	-422.64	18.624	0.0018

### Ducto J12-J13 OD 16in

Segment Type	Length	TVD	Inside Diameter	Roughness
	m	m	inches	inches
		-377.56		
Line pipe	250.9	-376.1	14.3	0.0018
Line pipe	181.9	-378.5	14.3	0.0018
Line pipe	109.2	-390.4	14.3	0.0018
Line pipe	84.7	-381.7	14.3	0.0018
Line pipe	693.5	-380.8	14.3	0.0018
Line pipe	58.7	-369.8	14.3	0.0018
Line pipe	367.2	-405.5	14.3	0.0018
Line pipe	180.3	-436.5	14.3	0.0018
Line pipe	119.3	-402.5	14.3	0.0018
Line pipe	96.4	-398.4	14.3	0.0018
Line pipe	339.5	-393.1	14.3	0.0018
Line pipe	87.1	-371.7	14.3	0.0018
Line pipe	387.8	-456.6	14.3	0.0018
Line pipe	242.7	-459.1	14.3	0.0018
Line pipe	109.6	-484.9	14.3	0.0018
Line pipe	108.7	-469.3	14.3	0.0018
Line pipe	72.9	-484.6	14.3	0.0018
Line pipe	108.2	-462.9	14.3	0.0018
Line pipe	278.5	-496.4	14.3	0.0018
Line pipe	182.4	-484.5	14.3	0.0018
Line pipe	143.7	-499.4	14.3	0.0018
Line pipe	109.3	-468.2	14.3	0.0018
Line pipe	181.3	-501.7	14.3	0.0018
Line pipe	121.6	-480.6	14.3	0.0018
Line pipe	209.9	-475.4	14.3	0.0018
Line pipe	359	-401.3	14.3	0.0018

<b>Line pipe</b>	210.1	-459.1	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	266.2	-435	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	196.6	-450.4	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	287.6	-444.3	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	120.7	-394.6	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	207	-453.9	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	184.5	-454.8	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	97.5	-447.4	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	193.7	-452.9	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	48.5	-462.7	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	425.8	-466.1	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	158	-478.4	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	71.9	-472	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	377.9	-470.2	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	97.3	-480.6	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	194.2	-483.7	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	267.5	-444	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	146.1	-457.4	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	309.2	-386	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	529.1	-387.1	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	286.7	-457.7	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	171.8	-436.8	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	97.3	-455.9	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	121.5	-428.6	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	116.5	-449	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	145.9	-424.7	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	170.5	-453.6	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	157.7	-436.7	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	314.2	-487.5	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	209	-480.3	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	145.8	-466	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	85.2	-479.9	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	703.8	-362.6	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	673.9	-480.2	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	372.7	-422.2	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	297.2	-417	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	95.5	-422.5	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	230.8	-423.1	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	97.4	-432.6	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	988.7	-361.2	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	290.3	-386.5	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	169	-386.3	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	133.8	-365.3	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	409.7	-420.1	14.3	0.0018
<b>Line pipe</b>	284.7	-415.1	14.3	0.0018

Line pipe	121.8	-424.6	14.3	0.0018
Line pipe	1142.7	-421.8	14.3	0.0018
Line pipe	48.6	-434.1	14.3	0.0018
Line pipe	229.3	-439.8	14.3	0.0018
Line pipe	157.9	-436.7	14.3	0.0018
Line pipe	133.4	-454.4	14.3	0.0018
Line pipe	219	-458.4	14.3	0.0018
Line pipe	298.9	-474.3	14.3	0.0018
Line pipe	315.4	-428.7	14.3	0.0018
Line pipe	83.4	-434.7	14.3	0.0018
Line pipe	263.7	-436.7	14.3	0.0018
Line pipe	206.7	-446.6	14.3	0.0018
Line pipe	133.6	-418.5	14.3	0.0018
Line pipe	282.4	-403.5	14.3	0.0018
Line pipe	182.2	-415.9	14.3	0.0018
Line pipe	242.8	-369	14.3	0.0018
Line pipe	388.2	-416.4	14.3	0.0018
Line pipe	218.7	-442.7	14.3	0.0018
Line pipe	290.8	-416.8	14.3	0.0018
Line pipe	157.7	-425.1	14.3	0.0018
Line pipe	297.8	-367	14.3	0.0018
Line pipe	132.1	-399.3	14.3	0.0018
Line pipe	96.5	-374.9	14.3	0.0018
Line pipe	118.1	-409.3	14.3	0.0018
Line pipe	279.7	-409.9	14.3	0.0018
Line pipe	96.9	-381.9	14.3	0.0018
Line pipe	196.3	-400.6	14.3	0.0018

### **Ducto J10-J11 OD 18in**

Segment Type	Length	TVD	Inside Diameter	Roughness
	m	m	inches	inches
		-372.606		
Line pipe	793.8488	-382.761	16.376	0.0018
Line pipe	478.5728	-388.632	16.376	0.0018
Line pipe	470.0268	-411.551	16.376	0.0018
Line pipe	350.3836	-399.64	16.376	0.0018
Line pipe	504.2106	-419.398	16.376	0.0018
Line pipe	239.2864	-410.013	16.376	0.0018
Line pipe	387.4161	-425.721	16.376	0.0018
Line pipe	163.7972	-416.914	16.376	0.0018
Line pipe	653.7646	-454.511	16.376	0.0018
Line pipe	512.7566	-425.721	16.376	0.0018

<b>Line pipe</b>	170.9189	-433.342	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	202.254	-422.954	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	293.4107	-431.789	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	344.6864	-445.14	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	356.0809	-420.386	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	290.5621	-419.412	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	222.1945	-409.717	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	162.3729	-416.406	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	316.1999	-400.092	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	940.0537	-389.648	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	583.9727	-420.753	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	125.3405	-416.914	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	34.18377	-413.019	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-410.86	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	410.2052	-418.495	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	461.4809	-402.146	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	1187.886	-485.249	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	219.3459	-476.64	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	199.4053	-485.559	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	179.4648	-471.954	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-466.704	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-461.708	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-456.797	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-451.886	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	25.63783	-447.567	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-443.164	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-438.761	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	1093.881	-368.902	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	726.4051	-417.055	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	717.8592	-419.85	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	683.6754	-412.455	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	205.1026	-413.64	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	700.7673	-442.571	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	299.108	-435.374	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-431.309	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	17.09189	-427.245	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	418.7512	-390.283	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	561.6994	-419.93	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	181.7976	-413.781	16.376	0.0018
<b>Line pipe</b>	191.3367	-422.64	16.376	0.0018