

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUÍMICA**



**“ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA Y DE LA
FORMACIÓN EN EL CÁLCULO DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO UDO-X,
CAMPO ALJIMAR MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE
PRESIÓN”**

**REALIZADO POR:
Diana Sofía Alvins Rodríguez
Mariana Rafaela Márquez Salazar**

**Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial
para optar al título de:**

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, octubre de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.

DEDICATORIA

Éste trabajo está dedicado especialmente a toda mi familia, y a la memoria de quienes no se encuentran físicamente.

Diana Sofía Alvins Rodríguez

Ésta monografía está dedicada a mi familia, mis seres queridos, y todos aquellos que me han ayudado y apoyado en el cumplimiento de mis metas!

Mariana Rafaela Márquez Salazar

AGRADECIMIENTO

Principalmente a Dios, por bendecirme con el hermoso regalo de la vida, sintiéndome afortunada de tener una familia tan maravillosa y por brindarme salud, inteligencia, paciencia y constancia para lograr ésta meta junto a ellos.

A mi madre, Norys Rodríguez, éste logro es tuyo mami, gracias por creer y confiar en mí; por apoyarme, llenándome de fortaleza con tu ejemplo de mujer luchadora y emprendedora, haciéndome sentir que cualquier reto por difícil que parezca es posible con amor. Gracias por tus consejos, ser mi pilar y compañera en los momentos más importantes de mi vida. Eres mi orgullo, TE AMO.

A mi padre, Oscar Alvins, por apoyarme y hacerme sentir que a pesar de todo estás orgulloso de mi y puedo contar contigo siempre.

A mis hermanos, Oscar y Allan Alvins. Gracias por su amor y protección, por compartir conmigo los momentos importantes de mi vida y por sus palabras de aliento y motivación en los momentos más difíciles. Son unas personas estupendas y maravillosas. Los quiero mucho.

A mi tía, Alida Alvins, gracias por ser una segunda madre para mi, tu apoyo fue muy importante para alcanzar ésta meta, gracias por tu hospitalidad, tus consejos y tu valiosa compañía.

A mi tía, Nivea Rodríguez, gracias por tu confianza, brindarme tú ayuda y estar siempre tan pendiente mí.

A mis primas Romina, Arianna y Johanna Pérez. Por ser más que primas, mis hermanas mayores, protectoras y amigas, dispuestas a colaborar conmigo en todo momento.

A mis compañeros de la carrera y de las áreas especiales de grado, que de una u otra forma aportaron su granito de arena para alcanzar en éste logro, nunca olvidaré cada una de las anécdotas vividas: las consultas en los pasillos, las reuniones masivas en SABINQUI estudiando o haciendo los informes de los laboratorios, los tragos dulces y amargos a finales de semestre... Gracias por su valiosa amistad.

A mis profesores: Ana Rita Colmenares, Alexis Cova, Francisco García, Hernán Raven y Arturo Rodulfo. Gracias por su excelente labor como docentes, siendo dignos de admiración y motivo de inspiración para mí.

A LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE, por la oportunidad de pertenecer al equipo de natación del núcleo de Sucre y al Coro del núcleo de Anzoátegui, permitiéndome crecer integralmente. GRACIAS UDO.

A Rosa González Celta, por su valiosa colaboración prestada en la elaboración de éste trabajo. Agradecimiento extensivo al resto del equipo de ingenieros de procesos de PDVSA GAS sector Las Garzas.

Y por último pero no menos importante, Gracias a mi compañera Mariana Márquez, juntas hicimos un buen binomio y excelente equipo de trabajo. Gracias por tu paciencia y buena disposición para lograr éste trabajo. Que Dios te bendiga y permita seguir cosechando éxitos.

Diana Sofía Alvins Rodríguez

A mi DIOSITO, por sobre todas las cosas, gracias a él estoy donde estoy, y doy gracias por todo con lo que me ha bendecido y concedido, y AMÉN por que me siga bendiciendo y concediendo muchas cosas más. A veces uno se queja de porque pasan las cosas pero ahora me doy cuenta que “Dios sabe porque hace las cosas”, y a pesar que muchas veces no resulta como uno espera al final resultan muchísimo mejor.

Pienso que la mejor bendición que me ha podido dar DIOS es mi familia, puedo decir honestamente que mi familia es la mejor del mundo, primeramente empezando por mi mami, Ana Dilia, que se que no le gusta que le digan Dilia pero mami ese es tu verdadero nombre, creo que si todos pudieran conocer a mi mama se dieran cuenta de la maravillosa mujer que es, comenzando porque a pesar que su infancia fue tormentosa de una manera increíble logro superarse, que eso es lo más admirable de ella, es una persona optimista, emprendedora, segura, no se deja vencer fácilmente, guerrera de la vida, con aspiraciones, tantas cosas admirables que todas las palabras no me llegan ahorita a mi mente, y por ella ser así es que estoy donde estoy y he logrado TODO gracias a ella. Gracias mami porque no sólo te debo la vida sino también este título y de seguro muchas cosas más que estarán por venir. Siempre me has dado tu apoyo, todos esos momentos que me acompañaste a la universidad y no me dejabas sola, tantos recuerdos graciosos con respecto a eso. Porque a pesar que no sólo eres mi mama también eres mi mejor amiga, y se que como tu siempre lo dices te puedo contar lo bueno y lo malo también. GRACIAS mami, por ser quien eres, le pido todos los días a mi DIOSITO que te brinde de mucha salud, para que siempre me acompañes y me ayudes a lograr muchos éxitos más. GRACIAS por todo mami! TE QUIERO!

A mi hermanita, Ana María, que a pesar que es mayor que yo, siempre será mi hermanita. A mi mama yo la quiero mucho, pero la persona que yo más quiero en este mundo, un amor que no tiene palabras ni descripción es a mi hermana. Hay Anita DIOS quiera que yo pueda alcanzar TODO lo que tu has logrado, que orgullosa de verdad me siento de ti. Siempre hemos sido nosotras dos para todo, eres mi hermana, mi mejor amiga, mi confidente, mi todo. Si de pequeña me quejaba de porque no me hacías las tareas cuando te lo pedía, ahora te doy GRACIAS porque me enseñaste a tu manera a ser responsable y comprometida con las cosas. Siempre pendiente, atenta de mí, todavía conservo tus reglas para graduarse de Ing. Químico, que a pesar que me las sé de memoria, casi que todos los días la leo una y otra vez para que me de fuerzas para seguir adelante. Toda la vida conservare esas reglas, las enmarcare y las llevare siempre conmigo. Gracias mi corazón de melocotón por existir y estar siempre conmigo. Admiro muchas cosas de ti, tu manera de ser, tu actitud frente la vida, la forma en que canalizas las cosas, por ser así sé que lograras muchísimas cosas más, AMEN por eso. Mi corazón de melocotón GRACIAS porque este título también te pertenece! Gracias por estar conmigo, gracias por apoyarme, GRACIAS! TE QUIERO! TE ADORO!

A mi papi, Alfredo Márquez, que siempre seré su chiquita, GRACIAS papi por siempre estar allí conmigo, dándome fuerzas para seguir adelante, con sus palabras de

aliento y sabiduría, todos tus consejos siempre los tomaré en cuenta, GRACIAS papi por siempre estar pendiente de nosotras y por nunca permitir que me faltara algo. Nunca olvidare una anécdota cuando era pequeña, recuerdo que era mi cumpleaños y me llevaste a comprar la casa de barbie porque la quería y recuerdo que también me gustó la piscina de barbie y a pesar de que no estaba dentro de los planes me compraste ambas solo para complacerme, el búho de Trujillo que me regalaste que todavía lo conservo, recuerdo que yo miraba y miraba ese búho y tú me dijiste lo quieres y aquí lo tengo. Son tantos recuerdos papi, que te doy las GRACIAS por ser tan atento conmigo. Éste título es tuyo papi! TE QUIERO!

A mi novio, mi bebe lindo y bello y pechocho, José Manuel Limardo, GRACIAS mi bebe lindo por apoyarme, por estar siempre pendiente de mi, por escucharme, por hacerme reír, por integrarme a esa bella familia que lo rodea, por TODO! Le doy gracias a mi DIOSITO por estar juntos y le pido siempre para que juntos logremos las metas que nos propongamos! TE AMO mi bebe lindo! TE ADORO!

A mi suegra, Marión De Paramo y mi suegro, José Rubén Limardo, quienes se han convertido como en unos segundos padres para mi, GRACIAS por todo lo que han hecho, de verdad los aprecio mucho y doy gracias por tenerlos en mi vida! GRACIAS por integrarme a sus familias, que familias tan lindas, que DIOS se las guarde y los llene de mucha salud y felicidad! GRACIAS!

A mi compañera Diana Alvins, que juntas de manera integra luchamos y salimos hacia delante, cultivamos una linda amistad y espero que no se deteriore. Todo el éxito para ti amiga!

Sin dejar atrás otras personas que me guiaron al logro de mis metas, Luis Beltrán, por explicarme en mis primeros semestres, si no hubiera sido por ti el camino se me hubiese dificultado un poco más, al grupo de PDVSA-gas, especialmente a Rosa González Celta, gracias de verdad por toda la ayuda que nos brindaste, así como también tus compañeros de trabajo por ayudarnos, próximos colegas. AMEN por eso! GRACIAS a todos de verdad!

Mariana Rafaela Márquez Salazar

RESUMEN

El trabajo realizado consta del estudio de las reservas del yacimiento UDO-X, Campo ALJIMAR y como éstas se ven influenciadas por diferentes valores en las compresibilidades del agua y de la formación. Éste yacimiento es considerado de gas seco con intrusión de agua, el cual posee una densidad relativa de 0,72, una presión original de 2467 lpc, temperatura de 183°F y saturación inicial del gas de 86%. La formación posee una compresibilidad de $4,5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y el agua connata de $3,3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. El cálculo del gas original en sitio se realizó a través del método de declinación de presión arrojando un valor de 95,75 BCF, a partir de esto y conociendo las condiciones de abandono ($P_{ab}=410 \text{ lpc}$ y $Z_{ab}=0,9526$), permitió determinar el gas producido acumulado a las condiciones de abandono, arrojando un valor de 83,889 BCF, y a su vez las reservas recuperables las cuales fueron de 83,88911 BCF. Se procedió a la variación de la compresibilidad del agua y de la formación en un 5% por encima y por debajo de su respectivo valor real hasta llegar a un 50% de variación de la misma, para observar como repercuten éstas en el volumen de las reservas, la razón por la cual se hace necesario modificar el valor real, es que hay ocasiones en que no se dispone de éstos valores y lo que se hace es asumir valores en función de otros yacimientos conocidos. Las reservas recuperables varían hasta un máximo de 83,88558 BCF con respecto al valor original (83,88911 BCF) para una variación en el valor de compresibilidad del agua de hasta 50%. Las reservas recuperables a partir de una variación de 20% por encima del valor real de la compresibilidad del agua disminuyen en un 0,0042% y a partir de una variación de 40% por debajo de su valor real aumentan en un 0,0030%. A medida que incrementan los valores de compresibilidad de la formación disminuye ligeramente de manera progresiva el porcentaje de las reservas, mientras que al disminuir los valores de compresibilidad de la formación aumenta ligeramente de manera progresiva el porcentaje de las reservas. Demostrando que la compresibilidad del agua y de la formación no influyen significativamente en el cálculo de las reservas.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	v
RESUMEN.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE TABLAS.....	xiv
LISTA DE FIGURAS.....	xvi
CAPÍTULO I.....	2
INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 Planteamiento del problema.....	2
1.2 Introducción.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos.....	3
CAPÍTULO II.....	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 Hidrocarburos.....	4
2.1.1 Gas Natural.....	4
2.1.1.1 Características del gas natural.....	4
2.1.1.2 Clasificación del gas natural.....	5
2.1.1.2.1 De acuerdo a su localización en el suelo:.....	5
2.1.1.2.2 De acuerdo a su composición.....	6
2.1.2 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo con los Volúmenes de Hidrocarburo.....	6

2.1.2.1 Yacimientos de Petróleo	6
2.1.2.2 Yacimiento de Gas Asociado	7
2.1.2.3 Yacimientos de Gas Condensado	7
2.1.2.4 Yacimiento de Gas Seco.....	8
2.1.2.5 Yacimientos de Gas Húmedo	8
2.2 Caracterización física y energética de un yacimiento.....	8
2.2.1 Clasificación de los Mecanismos de Producción en Yacimientos de Gas	9
2.2.1.1 Desplazamiento por Expansión del Gas	10
2.2.1.2 Desplazamiento Hidráulico	10
2.2.1.3 Recobro por Expansión del Agua Connata y Reducción del Volumen Poroso	10
2.3 Reservas de los yacimientos	11
2.3.1 Clasificación de las Reservas.....	11
2.3.1.1 Reservas Probadas de Hidrocarburos.....	12
2.3.1.1.1 Reservas desarrolladas	12
2.3.1.1.2 Reservas no desarrolladas	12
2.4 Métodos para al cálculo de reservas	13
2.4.1 Balance de Materiales	13
2.4.1.1 Suposiciones del método de balance de materiales	14
2.4.1.2 Limitaciones de la ecuación del balance de materiales.....	14
2.4.1.3 Aplicación de la EBM	15
2.4.1.4 Datos necesarios para la aplicación de la EBM.....	15
2.4.1.4.1 Determinación de G_p , W_p	16
2.4.1.4.2 Determinación de la intrusión de Agua (W_e).....	16
2.4.1.4.3 Determinación de la compresibilidad del agua C_w	17
2.4.1.4.4 Determinación de la Compresibilidad de la formación C_f	18

2.4.1.4.5 Determinación del Factor Volumétrico del Gas	19
2.4.2 Método de declinación de presión.....	24
2.4.2.1 Limitaciones Método Declinación de Presión.	24
2.4.2.1.1 Presencia de un Acuífero.	24
2.4.2.1.2 Presión Anormal.	25
2.4.2.1.3 Condensación Retrógrada en el Yacimiento.	26
2.4.2.1.4 Yacimientos con Doble Permeabilidad.....	27
2.4.2.2 Método de declinación de presión en Yacimientos de Gas Seco.....	27
2.4.2.2.1 Procedimiento de Cálculo.....	29
2.4.2.3 Método de declinación de presión para yacimientos secos con presiones anormales	29
2.5 Uso de la hoja de Cálculo GasMBEx a través de Microsoft Excel	30
2.5.1 Historia de la concordancia automática	31
2.6 Propiedades PVT del Petróleo, Gas y Agua. Add-in Para Microsoft Excel	33
2.6.1 Instalación	34
2.6.2 Lista de Funciones	35
2.6.2.1 Factor de Compresibilidad del gas natural	35
2.6.2.2 Presión y Temperatura Seudocrítica	36
CAPÍTULO III.....	36
MARCO METODOLÓGICO	37
3.1 Revisión Bibliográfica.....	37
3.2 Cálculo de las reservas del yacimiento mediante la aplicación del Método de Declinación de Presión	37
CAPÍTULO IV	42
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	42
4.1 Determinación del GOES.....	42

4.2 Variaciones de las compresibilidades.....	43
4.2.1 Compresibilidad del agua connata (Cw)	44
4.3 Conclusiones.....	77
4.4 Recomendaciones	78
BIBLIOGRAFÍA.....	79
ANEXOS.....	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Valores de Cf para distintos Tipos de Formación	18
Tabla 4.1 Resultados obtenidos de la Figura 4.1.....	43
Tabla 4.2 Resultados obtenidos de la Figura 4.2.....	44
Tabla 4.3 Resultados obtenidos de la Figura 4.3.....	45
Tabla 4.4 Resultados obtenidos de la Figura 4.4.....	46
Tabla 4.5 Resultados obtenidos de la Figura 4.5.....	47
Tabla 4.6 Resultados obtenidos de la Figura 4.6.....	48
Tabla 4.7 Resultados obtenidos de la Figura 4.7.....	49
Tabla 4.8 Resultados obtenidos de la Figura 4.8.....	50
Tabla 4.9 Resultados obtenidos de la Figura 4.9.....	51
Tabla 4.10 Valores de reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad del agua por encima de su valor real	52
Tabla 4.11 Valores de reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad del agua por debajo de su valor real	53
Tabla 4.12 Resultados obtenidos de la Figura 4.12.....	54
Tabla 4.13 Resultados obtenidos de la Figura 4.13.....	55
Tabla 4.14 Resultados obtenidos de la Figura 4.14.....	56
Tabla 4.15 Resultados obtenidos de la Figura 4.15.....	57
Tabla 4.16 Resultados obtenidos de la Figura 4.16.....	58
Tabla 4.17 Resultados obtenidos de la Figura 4.17.....	59
Tabla 4.18 Resultados obtenidos de la Figura 4.18.....	60
Tabla 4.19 Resultados obtenidos de la Figura 4.19.....	61
Tabla 4.20 Resultados obtenidos de la Figura 4.20.....	62
Tabla 4.21 Resultados obtenidos de la Figura 4.21.....	63
Tabla 4.22 Resultados obtenidos de la Figura 4.22.....	64

Tabla 4.23 Resultados obtenidos de la Figura 4.23.....	65
Tabla 4.24 Resultados obtenidos de la Figura 4.24.....	66
Tabla 4.25 Resultados obtenidos de la Figura 4.25.....	67
Tabla 4.26 Resultados obtenidos de la Figura 4.26.....	68
Tabla 4.27 Resultados obtenidos de la Figura 4.27.....	69
Tabla 4.28 Resultados obtenidos de la Figura 4.28.....	70
Tabla 4.29 Resultados obtenidos de la Figura 4.29.....	71
Tabla 4.30 Resultados obtenidos de la Figura 4.30.....	72
Tabla 4.31 Resultados obtenidos de la Figura 4.31.....	73
Tabla 4.32 Valores de reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad de la formación por encima de su valor real	74
Tabla 4.33 Valores de reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad de la formación por debajo de su valor real	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Composición típica del gas natural	5
Figura 2.2 Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos	7
Figura 2.3 Clasificación de las Reservas	11
Figura 2.4. Compresibilidad isotérmica del agua con presión y temperatura.	18
Figura 2.5 Correlación de Standing y Katz.....	22
Figura 2.6 P/Z vs G_p para un Yacimiento de Gas con Empuje Hidráulico	25
Figura 2.7 P/Z vs G_p para un Yacimiento de Gas con Presión Anormal.....	26
Figura 2.8 P/Z vs G_p para un Yacimiento de Gas con Condensación Retrógrada	26
Figura 2.9. P/Z vs G_p para un Yacimiento de Gas con Doble Permeabilidad.	27
Figura 2.10 Variación de P/Z con G_p para un yacimiento volumétrico	28
Figura 2.11 Vista de la Hoja de cálculos de Excel	31
Figura 2.12 Herramienta de cálculo Solver de la hoja de cálculo de Excel	33
Figura 2.13 Vista de la Hoja de Cálculo PVT-EXAMPLE-va_gas a través de Microsoft Excel.....	35
Figura 3.1 Vista de la hoja de cálculos GasMBEx	38
Figura 3.2 Vista de la Hoja de Cálculo PVT-EXAMPLE-va_gas a través de Microsoft Excel.....	39
Figura 3.3 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal.....	40
Figura 4.1 Determinación del Gas Original en Sitio (GOES) y de las Reservas.....	42
Figura 4.2 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 5% por encima del valor real de C_w	44
Figura 4.3 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 10% por encima del valor real de C_w	45
Figura 4.4 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 20% por encima del valor real de C_w	46

Figura 4.5 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 25% por encima del valor real de C_w	47
Figura 4.6 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 5% por debajo del valor real de C_w	48
Figura 4.7 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 10% por debajo del valor real de C_w	49
Figura 4.8 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 40% por debajo del valor real de C_w	50
Figura 4.9 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 45% por debajo del valor real de C_w	51
Figura 4.10 Reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad del agua por encima de su valor real	52
Figura 4.11 Reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad del agua por debajo de su valor real	53
Figura 4.12 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 5% por encima del valor real de C_f	54
Figura 4.13 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 10% por encima del valor real de C_f	55
Figura 4.14 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 15% por encima del valor real de C_f	56
Figura 4.15 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 20% por encima del valor real de C_f	57
Figura 4.16 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 25% por encima del valor real de C_f	58
Figura 4.17 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 30% por encima del valor real de C_f	59
Figura 4.18 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 35% por encima del valor real de C_f	60
Figura 4.19 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 40% por encima del valor real de C_f	61
Figura 4.20 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 45% por encima del valor real de C_f	62

Figura 4.21 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 50% por encima del valor real de C_f .	63
Figura 4.22 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 5% por debajo del valor real de C_f .	64
Figura 4.23 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 10% por debajo del valor real de C_f .	65
Figura 4.24 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 15% por debajo del valor real de C_f .	66
Figura 4.25 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 20% por debajo del valor real de C_f .	67
Figura 4.26 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 25% por debajo del valor real de C_f .	68
Figura 4.27 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 30% por debajo del valor real de C_f .	69
Figura 4.28 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 35% por debajo del valor real de C_f .	70
Figura 4.29 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 40% por debajo del valor real de C_f .	71
Figura 4.30 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 45% por debajo del valor real de C_f .	72
Figura 4.31 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 50% por debajo del valor real de C_f .	73
Figura 4.32 Reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad de la formación por encima de su valor real	74
Figura 4.33 Reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad de la formación por debajo de su valor real	75

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

La importancia del gas natural como recurso energético radica principalmente en el bajo impacto ambiental que tiene en el uso como combustible en comparación con otros carburantes, y en que se trata de un recurso muy importante como materia prima para el sector industrial, así como de un producto final de gran utilidad para los sectores doméstico y comercial.

Las labores de exploración de yacimientos de gas natural se han incrementado en gran medida, no limitando su área de estudio únicamente a tierra firme, sino también a la búsqueda costa afuera. Luego del descubrimiento de un yacimiento es de suma importancia cuantificar el volumen de gas que este contiene y cuanto de dicho volumen podremos producir (reservas), sin embargo este cálculo no resulta sencillo, debido a que están involucrados una variedad de factores como las propiedades de la roca y de los fluidos, datos de producción y de presiones del yacimiento.

La energía necesaria para la producción de yacimientos de gas está determinada por tres factores: Expansión del gas, Empuje hidráulico y Reducción del volumen poroso y expansión del agua connata. Éste último mecanismo de producción está regido por el factor de compresibilidad de la roca y del agua. Ésta investigación centra su estudio en la influencia que tienen dichos factores en el cálculo de reservas de gas, demostrando así su importancia y permitir cuantificar la energía que aportan a la producción del yacimiento.

La manera mediante la cual se va a realizar esto será a través de la determinación del GOES (Gas Original en Sitio) a partir del método de declinación de presión, en donde, la variación de dichos factores permitirá determinar cuan influyentes son los mismos en el cálculo de estas reservas, por lo que se deberá establecer un rango de estudio de estos factores de compresibilidad, para así sensibilizar los mismos y observar de esta manera el impacto que generan en el cálculo de las reservas de gas seco.

El desarrollo de esta investigación permitirá determinar como la variación en los valores de compresibilidad repercute en el cálculo de reservas, demostrando la importancia de estas propiedades y cómo influyen en el resultado final.

1.2 Introducción

En la actualidad el consumo de energía a nivel mundial tiene mucha demanda y su aumento parece inevitable, por lo cual la inversión de recursos tecnológicos, humanos y sobre todo económicos en grandes cantidades ha sido necesario con el fin de encontrar fuentes de energía para lograr cumplir con la demanda actual. Esta búsqueda de energía ha fijado sus ojos desde hace tiempo en el negocio del petróleo, debido a su enorme potencial energético y la creación de una infinidad de productos derivados del mismo. Esto generó la creación de una gran empresa, que engloba todo lo relacionado con los hidrocarburos, desde la exploración y descubrimiento de yacimientos hasta el procesamiento de materia prima para una infinidad de industrias. Sin embargo siendo los hidrocarburos una gran familia, el petróleo tiene un hermano menor que no ha sido explotado de manera tan intensa; El gas natural ha comenzado a tomar un auge importante en los últimos años, lo que ha provocado la creación de un tecnologías y mecanismos de producción que permitan satisfacer los requerimientos del mercado, creándose de esta forma el negocio del gas natural.

El aumento en la exploración y explotación de yacimientos gasíferos que se ha desarrollado en la última década es debido principalmente a políticas energéticas y ecológicas, a las grandes reservas de gas existentes en el país, al potencial energético que puede obtenerse del gas, a la caída en las reservas de crudo y al aumento en los precios del petróleo.

En el negocio del gas natural la ingeniería de yacimientos es la que interviene en los procesos de exploración y explotación, en donde es de vital importancia la determinación del volumen de gas contenido en la zona de estudio. Existen varios métodos para el cálculo del volumen de gas original en sitio (GOES), uno de los más utilizados y objeto de este estudio es el uso de la ecuación de balance de materiales, la cual considera los mecanismos de producción que intervienen en la producción de gas, así como también requiere datos derivados de análisis PVT. Los mecanismos de producción presentes en un yacimiento de gas son los siguientes: Expansión del gas, Empuje hidráulico y Reducción del volumen poroso y expansión del agua connata

Esta investigación estudia los factores asociados al mecanismo de producción de reducción del volumen poroso y la expansión del agua connata, en donde la compresibilidad de la formación y del agua juegan un papel imprescindible para dicho mecanismo. El estudio se basa en el cálculo de reservas y la influencia que tiene la variación de las compresibilidades en la cuantificación de las mismas, a partir de datos de producción y PVT del yacimiento UDO-X, ubicado en el Campo ALJIMAR, utilizando el método de declinación de presión. Los resultados obtenidos se analizarán con el fin de determinar que tan influyentes son las compresibilidades en la determinación de las reservas del yacimiento en estudio.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Analizar el efecto de la compresibilidad del agua y de la formación en el cálculo de las Reservas del Yacimiento UDO-X, Campo ALJIMAR mediante la aplicación del Método de Declinación de presión.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Validar datos de producción y roca-fluido de un pozo productor de gas del área en estudio.
2. Estimar el GOES a partir del cotejo de presiones del yacimiento.
3. Establecer rangos de las variables que afectan al cálculo de las reservas.
4. Sensibilizar los valores de compresibilidad del agua y de la formación en el cálculo de las reservas.
5. Determinar el impacto de las variables en estudio.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos formados por los elementos químicos, carbono e hidrógeno. El isobutano y el isopentano son compuestos llamados isómeros. Las diferencias entre cada componente son el resultado del número de átomos de carbono e hidrógeno que componen la molécula y de la forma en que se unen los átomos de carbono. En el gas natural, las moléculas de hidrocarburos varían entre 1 átomo de carbono y 4 de hidrógeno en el metano, hasta 7 átomos de carbono y 16 de hidrógeno en el heptano.

2.1.1 Gas Natural

Es una mezcla de hidrocarburos (principalmente metano), que existen en los yacimientos en fase gaseosa o en solución con el crudo y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. El gas natural arrastra desde los yacimientos componentes indeseables como son: el sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y agua en fase gaseosa, por lo que se dice que el gas que se recibe es un gas húmedo, amargo e hidratado; amargo por los componentes ácidos que contiene, húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos e hidratado por la presencia de agua que arrastra desde los yacimientos.

El gas natural es un combustible que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y se encuentra mezclado con el petróleo crudo cerca de los yacimientos. Como se trata de un gas, puede encontrarse sólo, en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable.

2.1.1.1 Características del gas natural

El gas natural extraído de los yacimientos, es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire. Procede de la descomposición de los sedimentos de materia orgánica atrapada entre estratos rocosos y es una mezcla de hidrocarburos ligeros en la que el metano (CH_4) se encuentra en grandes proporciones, acompañado de otros hidrocarburos y gases cuya concentración depende de la localización del yacimiento (ver Figura 2.1).

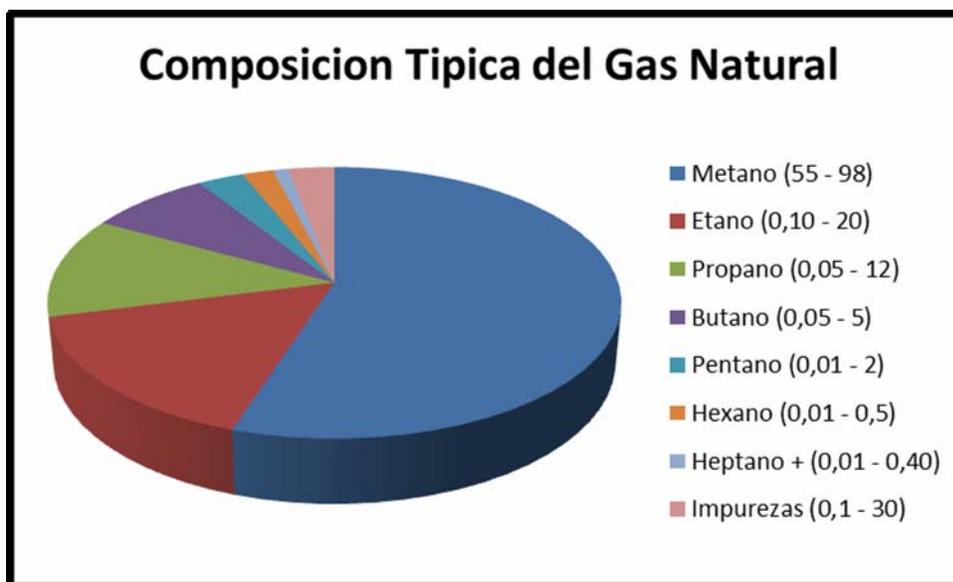


Figura 2.1 Composición típica del gas natural

El gas natural es una energía eficaz, rentable y limpia, y por sus precios competitivos y su eficiencia como combustible, permite alcanzar considerables economías a sus utilizadores. Por ser el combustible más limpio de origen fósil, contribuye decisivamente en la lucha contra la contaminación atmosférica, y es una alternativa energética que destacará en el siglo XXI por su creciente participación en los mercados mundiales de la energía.

2.1.1.2 Clasificación del gas natural

El gas natural puede ser clasificado de acuerdo a su localización en el suelo y a su composición.

2.1.1.2.1 De acuerdo a su localización en el suelo:

El gas natural como el petróleo se encuentra en el subsuelo, contenido en los espacios porosos de ciertas rocas en los yacimientos. El gas se puede producir de 3 formas:

✓ **Gas Asociado**

Es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el crudo del yacimiento, este a su vez, puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

✓ **Gas no Asociado**

Es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

✓ **Gas condensado**

Se puede definir como una mezcla de hidrocarburos parafínicos livianos (C1–C2) y medianos (C3+), con pequeñas cantidades de componentes no hidrocarburos en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición.

2.1.1.2.2 De acuerdo a su composición

Siendo la composición del gas natural un parámetro de gran importancia, se utiliza para la clasificación del mismo y quedan:

✓ **Gas Rico o Húmedo**

Es aquel gas natural que contiene alta proporción de componentes pesados por lo tanto se le puede extraer mayores volúmenes líquidos del gas natural hidrocarburos (LGN). Es bastante utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

✓ **Gas Pobre o Seco**

Está formado prácticamente por metano entre 85-90%. Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrógeno.

✓ **Gas Agrio**

Es aquel que contiene impurezas como H₂S y CO₂, los cuales son altamente corrosivos sobre todo el primero de ellos.

✓ **Gas Dulce**

Es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) de sulfuro de hidrógeno (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂). Los gases de Venezuela sólo contienen pequeñas cantidades de H₂S.

2.1.2 Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo con los Volúmenes de Hidrocarburo

De acuerdo con los volúmenes de gas o petróleo que contienen, los yacimientos se denominan:

2.1.2.1 Yacimientos de Petróleo

En éstos, el petróleo es el producto dominante y el gas está como producto secundario disuelto en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento. Reciben el nombre de yacimientos saturados cuando el petróleo no acepta más gas en solución bajo las condiciones de temperatura y presión existentes ($P_{yac} < P_b$), lo que ocasiona que un exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, lo que forma una capa de gas sobre el petróleo. En yacimientos de petróleo no saturados también se desarrolla una capa de gas por los vapores que se desprenden en el

yacimiento al descender la presión. Si la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbujeo el yacimiento se denomina subsaturado.

Sus condiciones iniciales de presión y temperatura caen en la región líquida de una sola fase, el yacimiento es conocido como subsaturado y al bajar la presión el fluido retiene todo el gas en solución hasta que decline la presión al punto de burbujeo a partir de la cual comienza la liberación de gas. La temperatura del yacimiento es mucho menos que la temperatura crítica (ver Figura 2.2).

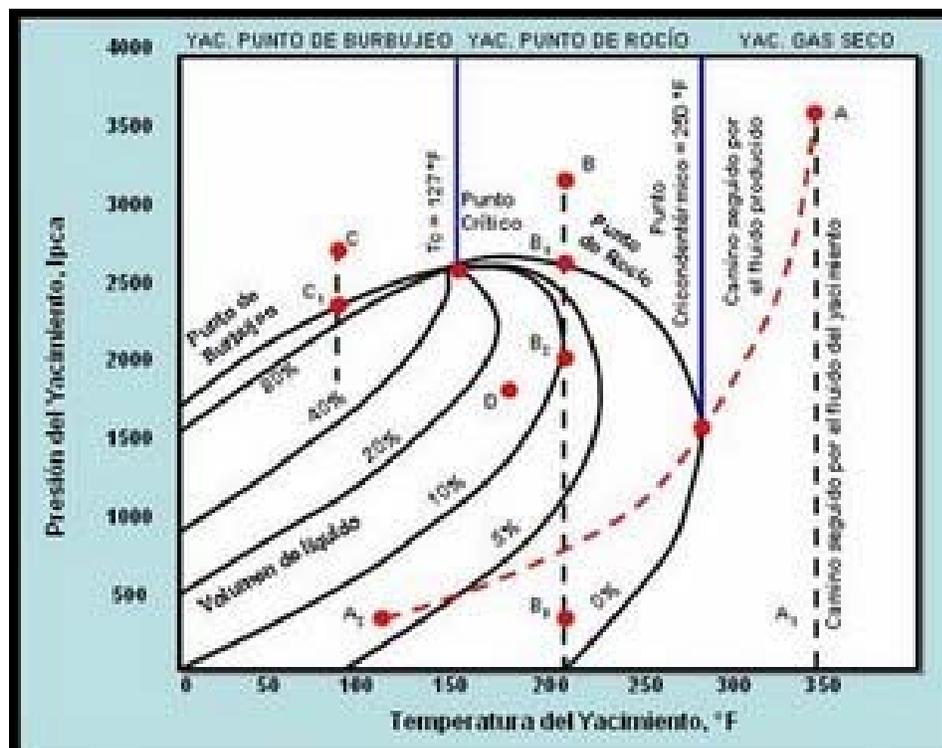


Figura 2.2 Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos

2.1.2.2 Yacimiento de Gas Asociado

Son aquellas acumulaciones de petróleo que tienen una capa de gas en la parte más alta de la trampa. La presión ejercida por la capa de gas sobre la de petróleo es uno de los mecanismos que contribuye al flujo natural del petróleo hacia la superficie a través de los pozos. Cuando baja la presión y el petróleo ya no puede subir espontáneamente, puede inyectarse gas desde la superficie a la capa de gas del yacimiento, aumentando la presión y recuperando volúmenes adicionales de petróleo.

2.1.2.3 Yacimientos de Gas Condensado

En estos yacimientos los hidrocarburos están es estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Este tipo de gas recibe el nombre de gas húmedo. Durante la producción del yacimiento, la presión disminuye y

permite que el gas se condense en petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto puede evitarse inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento. Su temperatura está entre la crítica y la cricondentérmica, por lo cual, prevalecen las condiciones bifásicas durante la vida del yacimiento (ver Figura 2.2).

2.1.2.4 Yacimiento de Gas Seco

En estos el gas es el producto principal. Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura. El gas se genera gracias a un proceso de expansión, parecido al que ocurre en los cilindros presurizados, donde la cantidad de gas está relacionada con la presión del yacimiento.

Se caracterizan porque su temperatura es mucho mayor que la temperatura crítica y no ocurre condensación como producto de la caída de presión que se presenta durante la producción en el yacimiento, ni en superficie.

2.1.2.5 Yacimientos de Gas Húmedo

Presentan características similares a las del caso anterior sólo que aquí durante la producción puede condensarse cierto porcentaje de gas al alcanzarse la región bifásica como consecuencia de la caída de presión y temperatura en superficie (ver figura 2.2).

2.2 Caracterización física y energética de un yacimiento

La caracterización física y energética de un yacimiento, está basada en el estudio que integra el yacimiento en una sola unidad hidráulica. Dicho estudio es llamado “Estudio integrado de Yacimientos” y está referido a la estrecha relación que tiene la descripción física y geológica del yacimiento con los fluidos contenidos en el mismo.

El estudio integrado de yacimiento ha recibido una significativa atención en los últimos años dada la importancia técnica y económica de un apropiado esquema de explotación de los campos petrolíferos. Esto se logra mediante de la sinergia entre la ingeniería y la geociencia, con el objeto de hacer un uso más eficiente de los recursos disponibles, y de esta manera maximizar el índice de beneficios de un yacimiento. Todo esto se traduce en optimización de la recuperación de petróleo, disminución de costos operacionales y capital invertido.

La integración de estas disciplinas es realizada a través de equipos de trabajo multifuncionales, entre los cuales existe intercambio de experiencias y opiniones para la recuperación de petróleo o gas o comparar métodos alternativos de explotación. El proceso, como tal, involucra el establecimiento de un propósito, la implantación de un plan o estrategia, desarrollo, monitoreo y evaluación de los resultados. Ninguno de estos componentes son independientes de los otros, más aún, la integración es esencial para

el éxito del proyecto. Para ello se realizan estudios con el objeto de desarrollar un modelo geológico y numérico del yacimiento.

En ingeniería de yacimientos, el estudio geológico (ambiente de deposición, continuidad vertical / lateral de las arenas, petrofísica de los lentes, litología y límites de la roca) procede al estudio de ingeniería. Para completar la información necesaria en la definición de un yacimiento, se debe integrar la geología con datos y pruebas de yacimiento (datos de presión de formación, producción, pruebas de restauración y/o presión, temperatura, °API), las cuales, permiten definir con mayor claridad al yacimiento. Los fluidos presentes bajo estas condiciones de yacimiento son producidos por medio de fuerzas activas en el yacimiento, las cuales, generan las fuentes naturales de energía que hacen posible el movimiento de los fluidos en el medio poroso hacia los pozos y de éstos a la superficie.

La primera fase de la caracterización es el diagnóstico de las características del yacimiento incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad y calidad de datos es suficiente para caracterizar el yacimiento.

Uno de los aspectos más importantes dentro del proceso de caracterización de yacimientos es la “fusión” de los datos. A diferencia de la integración, la fusión implica la creación de parámetros cuantificables que identifiquen un aspecto particular, a partir de datos provenientes de diferentes fuentes.

2.2.1 Clasificación de los Mecanismos de Producción en Yacimientos de Gas

El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los mecanismos que impulsan los fluidos hacia los pozos del yacimiento.

La existencia de estos mecanismos se debe al proceso de formación de la roca y de acumulación de los hidrocarburos, y las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento.

Normalmente existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento, pero solo uno será dominante en un intervalo de tiempo. Durante la vida productiva del yacimiento, varios mecanismos pueden alcanzar la condición de dominante.

Tres mecanismos de producción son los responsables del recobro en Yacimientos de Gas. Estos son en orden de importancia:

- ❖ Expansión del gas.
- ❖ Intrusión de Agua.
- ❖ Expansión del Agua Connata y Reducción del Volumen Poroso.

2.2.1.1 Desplazamiento por Expansión del Gas

Una vez que se empieza la producción de un pozo en un yacimiento, la presión del mismo comienza a declinar favoreciendo así la expansión del gas.

2.2.1.2 Desplazamiento Hidráulico

La presencia del agua durante el proceso de formación de las rocas que almacenan hidrocarburos, permite identificar la expansión del agua como un mecanismo de desplazamiento que es conocido como desplazamiento hidráulico.

Éste mecanismo de desplazamiento debe ser considerado cuando exista una porción de roca con una alta saturación de agua asociada a la zona de gas. Esta porción del yacimiento recibe el nombre de acuífero.

A medida que transcurre la explotación del yacimiento y su presión se va reduciendo, al igual que todos los fluidos, el agua presente en el acuífero se irá expandiendo. Ésta expansión del agua producirá un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción. Este efecto se mantendrá hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenida en el agua-gas del acuífero se agote.

La identificación de un contacto agua-gas a través de los registros de pozos establece la existencia de este mecanismo. La importancia de este mecanismo sobre el comportamiento del yacimiento está en función del volumen del acuífero y su conductividad ($k \cdot h$).

2.2.1.3 Recobro por Expansión del Agua Connata y Reducción del Volumen Poroso

Dadas las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, cualquier reducción de la presión causará una expansión de fluidos en el mismo y una reducción del volumen poroso. Este mecanismo está presente en todos los yacimientos.

Cuando se perfora un pozo en un yacimiento, la producción de fluidos favorece una reducción de presión que, a su vez, genera una expansión del gas y del agua del yacimiento. Conjuntamente ocurrirá una reducción del volumen poroso al mantenerse constante la presión o el peso de los estratos suprayacentes y reducirse la presión en los poros debido a la producción de los fluidos (compactación).

La característica más importante de éste tipo de desplazamiento es que la presión del yacimiento declina rápidamente durante el tiempo en que este mecanismo sea el dominante.

2.3 Reservas de los yacimientos

Las reservas de hidrocarburos, se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En pocas palabras, el concepto de reservas constituye tan sólo una parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado.

Por tanto, es importante aclarar que algunas de las partes no recuperables del volumen original de hidrocarburos pueden ser consideradas como reservas, dependiendo de las condiciones económicas, tecnológicas, o de otra índole, que lleguen a convertirlas en volúmenes no recuperables. Así que podemos decir que una de las tareas básicas de un ingeniero de yacimiento es la obtención de un estimado de estos volúmenes, lo q permite clasificar yacimientos, de acuerdo con su tamaño y así poder ranquear proyectos de explotación.

2.3.1 Clasificación de las Reservas

Existen criterios que pueden usarse para clasificar reservas. Sin embargo, dada la relación de propiedad de los yacimientos que mantiene el estado venezolano, se tomará la clasificación establecida por el Ministerio de Energía y Minas, el cual, clasifica las reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas (ver Figura 2.3).

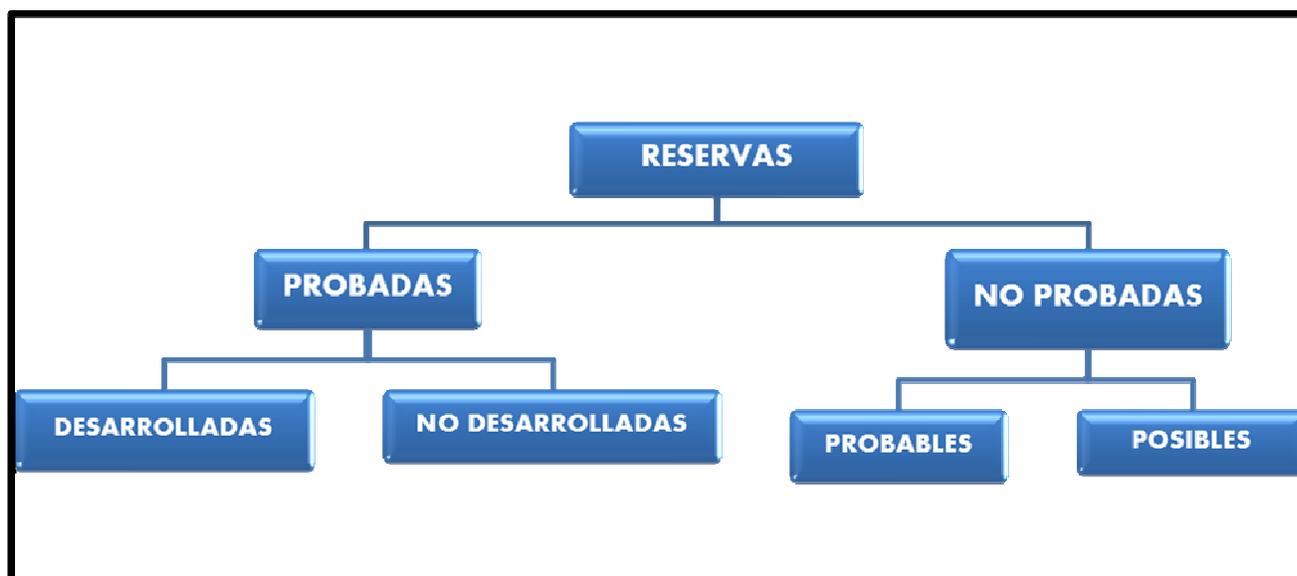


Figura 2.3 Clasificación de las Reservas

2.3.1.1 Reservas Probadas de Hidrocarburos

Las reservas probadas se definen como el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán recuperadas en una fecha específica, con una incertidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería. Existen dos tipos de reservas probadas:

2.3.1.1.1 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con adecuados métodos de operación y con costos moderados de inversión.

✓ Desarrolladas en producción

Son aquellas que se espera sean recuperadas de zonas que están abiertas y produciendo en el momento de la estimación, reservas desarrolladas en producción provenientes de recuperación asistida son consideradas como tales después que el proyecto de recuperación asistida está en funcionamiento.

✓ Desarrolladas no en Producción

Incluye las reservas “shut in” y “behind-pipe”. Las reservas “shut in” se espera que serán recobradas de: (1) zonas abiertas en el momento de la estimación pero que no han empezado a producir. (2) pozos cerrados por condiciones del mercado o falta de conexión, o (3) pozos no productivos por razones mecánicas. Las reservas behind-pipe son las que se esperan recuperar de las zonas con pozos existentes que requerirán trabajos de completación antes de ser puestos en producción.

2.3.1.1.2 Reservas no desarrolladas

Que se definen como el volumen que se espera producir con métodos adecuados de operación en pozos futuros.

✓ Reservas Probables De Hidrocarburos

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Es decir, que son las reservas de hidrocarburos estimadas con un bajo grado de probabilidad, insuficiente para definir si pueden ser recuperadas. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables. Las reservas probables, por tanto, son constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables

✓ Reservas Posibles De Hidrocarburos

Estimado de reservas de aceite o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas. Son las reservas de hidrocarburos con menor grado

de certeza de ser recuperadas, que las probadas y las probables. Así, si se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean igual o mayores. Consiguientemente, las reservas posibles se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

2.4 Métodos para al cálculo de reservas

Una de las tareas básicas del ingeniero de yacimiento es la obtención de un estimado de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento, a esto se le llama reservas.

Este valor representa una de las referencias más utilizadas al momento de clasificar yacimientos, de acuerdo con su tamaño; así como darle prioridad a proyectos de explotación de yacimientos o definir porcentajes de equidad en caso de la explotación de un yacimiento unificado.

Cuando se relaciona con los volúmenes de hidrocarburos producidos, este ofrece un indicador del grado de agotamiento del yacimiento y de la eficiencia del o los mecanismos de desplazamiento activos.

Lo métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento son:

- ❖ Método Volumétrico.
- ❖ Balance de Materiales.
- ❖ Curvas de Declinación.
- ❖ Simulación Numérica.

2.4.1 Balance de Materiales

El método de balance de materiales constituye la aplicación en conjunto de dos principios básicos: la Ley de la Conservación de la Masa y la Ley de la Conservación de la energía. Este método permite obtener deducciones cuantitativas y predicciones, que son de gran ayuda para el análisis de yacimientos.

En general, se hace un balance entre los fluidos remanentes y los producidos. Este balance se acostumbra a hacer en base volumétrica (aunque no es estrictamente necesario) debido a que los fluidos producidos se miden en unidades de volumen. En la forma más simple, la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) para un yacimiento, puede describirse como lo expresa la Ecuación 2.1 mostrada a continuación:

$$\text{Volumen Inicial} = \text{Volumen Producido} + \text{Volumen Remanente} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Esta ecuación fue planteada por Schilthuis en 1936. Desde aquella época hasta el presente han surgido otras ecuaciones y modelos matemáticos más rigurosos que han

reemplazado la utilización de esta ecuación en algunos yacimientos. Sin embargo, sigue siendo útil debido a su simplicidad. Así por ejemplo, se utiliza para la determinación de los hidrocarburos existentes en un yacimiento y en el seguimiento de su vida productiva.

2.4.1.1 Suposiciones del método de balance de materiales

- El yacimiento de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.
- Las presiones y las saturaciones se distribuyen en forma continua.
- Cualquier cambio en presión se distribuye en forma instantánea en el yacimiento.

2.4.1.2 Limitaciones de la ecuación del balance de materiales

- El yacimiento es considerado como un volumen poroso constante (cero-dimensional) y todos los cálculos se efectúan a profundidades predeterminadas, que en muchos casos coinciden con los datos.
- Considera uniformidad del yacimiento en todo momento, en relación a las propiedades de las rocas y de los fluidos, saturación de fluidos y presión; es decir, no se considera la variación con espacio (de ahí el nombre de cero-dimensional), pero si el factor tiempo.
- El petróleo y gas existentes se encuentra siempre en equilibrio a la temperatura y presión promedio existente en el yacimiento.
- Los datos de laboratorio (PVT) disponibles o estimados simulan el comportamiento dentro del yacimiento y relacionan la producción al vaciamiento del yacimiento.
- Se supone que no existe flujo de fluidos de una región a otra dentro del yacimiento. Sin embargo, estos movimientos de fluidos pueden ser incorporados en los cálculos a través de la historia de producción acumulada.
- Se requiere cierto grado de explotación del yacimiento a fin de disponer de suficientes datos de presión y producción.
- No se considera el factor geométrico del yacimiento, ya que resulta muy difícil determinar la distribución de los fluidos en la estructura.
- Generalmente, tanto para yacimientos de gas seco como de petróleo, el factor volumétrico del agua (B_w) y la solubilidad del gas en el agua (R_{sw}), se consideran igual a 1 BY/BN y 0 PCN/BN, respectivamente.

2.4.1.3 Aplicación de la EBM

A pesar de estas limitaciones, esta ecuación sigue siendo útil y las principales razones son:

- Su utilización es muy sencilla y puede resolverse con cualquier computadora e incluso manualmente. Esto hace que se pueda usar para obtener una respuesta (que puede ser preliminar) a corto tiempo, y para monitorear un modelo numérico sin necesidad de más datos.
- Es una herramienta muy útil para entender los mecanismos de producción que operan en el yacimiento.
- Determina gas originalmente en sitio.
- Caracteriza el acuífero asociado al yacimiento en caso de existir.

2.4.1.4 Datos necesarios para la aplicación de la EBM

- P_i y P a diferentes tiempos.
- G_p (gas producido acumulado) a CN.
- B_g en función de presión, según el tipo de liberación.
- W_p y W_e (volumen de agua de invasión).
- Datos PVT.

El Balance de Materiales es la principal herramienta para la evaluación del comportamiento de los yacimientos y realizar predicciones futuras. Las técnicas gráficas tradicionales y de regresión de múltiples variables son útiles para la determinación de hidrocarburos en sitio y estimación del tamaño y tipo de acuífero.

Una vez que un modelo de tanque (yacimiento) sea introducido y la historia de producción cotejada, este puede ser usado para realizar la predicción. Como una consecuencia de la caída de presión producto de la producción de los fluidos, el yacimiento y todos los factores que lo componen experimentarán cambios de volumen.

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right) + \frac{B_{gi}}{B_g} \left[\frac{C_f + C_w \times S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P + \frac{W_e - W_p}{GB_g} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde cada una de estas expresiones representan:

$\frac{G_p}{G}$ = Recobro de gas obtenido a cualquier instante.

$\left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g}\right)$ = Recobro por expansión del Gas.

$\frac{B_{gi}}{B_g} \left[\frac{C_f + C_w \times S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P$ = Recobro por expansión del agua connata y reducción del volumen poroso.

$\frac{W_e - W_p}{GB_g}$ = Recobro por empuje hidráulico.

Donde:

G: Gas original en sitio, PCN.

G_p: Gas Producido acumulado hasta una presión P, PCN.

B_{gi}: Factor volumétrico del gas a (P_i, T_y), BY/PCN.

B_g: Factor volumétrico del gas a (P, T_y), BY/PCN.

C_w, C_f: Compresibilidad del agua y de la formación, Lpc⁻¹.

S_{wi}: Saturación inicial del agua, frac.

ΔP: Cambio en la presión promedio del yacimiento (P_i-P), Lpca.

W_e: Intrusión de agua, BY.

W_p: Agua producida acumulada hasta una presión P, BN.

B_w: factor volumétrico del agua a (P, T_y), BY/BN.

A continuación se determinan los parámetros encontrados en la ecuación de (EBM):

2.4.1.4.1 Determinación de G_p, W_p

Gas producido acumulado y agua producida acumulada se pueden obtener por medio de históricos de producción de agua y gas realizados al yacimiento a diferentes años.

2.4.1.4.2 Determinación de la intrusión de Agua (W_e)

Es el empuje de agua producido cuando la disminución de la presión del yacimiento origina la expansión de un acuífero activo adyacente al mismo.

Algunas indicaciones de la existencia del empuje o intrusión de agua son:

- Existe una zona subyacente de agua.
- Existe suficiente permeabilidad para soportar el movimiento de agua, usualmente mayor 50md.

- Aumento de la producción de agua a medida que transcurre el tiempo.
- Balance de materia es el mejor indicador para detectar la intrusión de agua.

Existen tres métodos básicos para predecir y/o estimar la cantidad de agua que instruye al yacimiento. Ellos son:

- ❖ Método de la EBM.
- ❖ Modelo de estado estable (Schilthuis).
- ❖ Modelo de estado inestable (Van Everdingen y Hurst).

2.4.1.4.3 Determinación de la compresibilidad del agua C_w

La compresibilidad del agua para un intervalo de presión dado y a una temperatura dada, es el cambio de volumen, por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurra sobre el agua.

Este parámetro puede ser obtenido por tres medios:

- ✚ Pruebas PVT realizado al yacimiento de gas.
- ✚ Si la información de las pruebas PVT no es confiable, también se puede calcular a través de la siguiente expresión:

$$C_w = - \left(\frac{1}{V_w} \right) \times \left(\frac{\partial V_w}{\partial P} \right) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

El signo negativo en la ecuación es por convención para que la convención para que la compresibilidad sea positiva para disminuciones de volúmenes que resultan con el incremento de la presión.

Donde:

V_w : Volumen del agua.

$\frac{\partial V_w}{\partial P}$: Cambio de volumen por unidad de cambio de presión.

A través de la figura 2.4 se puede obtener la compresibilidad isotérmica del agua pura.

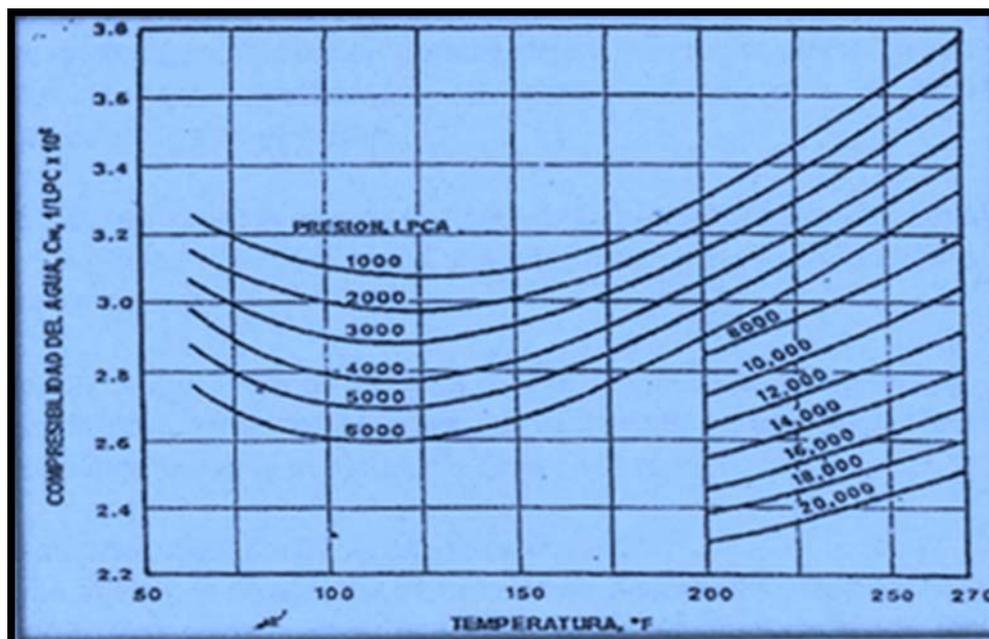


Figura 2.4. Compresibilidad isotérmica del agua con presión y temperatura.

2.4.1.4.4 Determinación de la Compresibilidad de la formación C_f

Es el cambio en el volumen total de la roca por unidad de volumen total por lpc de presión diferencial.

$$C_f = - \left(\frac{1}{V_f} \right) \times \left(\frac{\partial V_f}{\partial P} \right) \quad (\text{Ec. 2.4})$$

La tabla 2.4, muestra los valores de compresibilidad obtenidos mediante estudios de laboratorio.

Tabla 2.4 Valores de C_f para distintos Tipos de Formación

Tipos de Formación	C_f
Arena consolidada	$4-5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Calizas	$5-6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Arenas semiconsolidadas	$20 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Arenas no Consolidadas	$30 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
Formaciones Altamente Compactables (calizas muy porosas, arenas altamente no consolidadas, etc.)	$100 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$

Bajo condiciones de presión en el yacimiento, la compresibilidad de la formación puede ser obviada en la mayoría de los cálculos.

2.4.1.4.5 Determinación del Factor Volumétrico del Gas

Esta es una propiedad del gas que relaciona su volumen a nivel de yacimiento a determinada presión y temperatura, con respecto al volumen que ocuparía en la superficie, es decir, condiciones normales. Entonces:

$$B_g = 0.02829 * \frac{Z \cdot T}{P} \left(\frac{PCY}{PCN} \right) \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Ó también:

$$B_g = 0.00504 * \frac{Z \cdot T}{P} \left(\frac{BY}{PCN} \right) \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

B_g= Factor Volumétrico del gas

Z= Factor de compresibilidad, adimensional.

T= Temperatura del yacimiento, °R

P= Presión en un tiempo dado, Lpca.

NOTA: El cálculo del Factor Volumétrico del Gas inicial (B_{gi}), es determinado a condiciones iniciales de presión (P_i, l_{pca}) y a temperatura del yacimiento (T_y, °R).

✓ Propiedades Seudocríticas

Cada mezcla de gases, tendrá su propia temperatura y presión crítica verdadera y para conocerlos habría que determinarlas experimentalmente. La presión y temperatura seudocríticas de los gases naturales son valores que se requieren para el cálculo de muchas propiedades de estos gases, a través de correlaciones o métodos gráficos.

Kay recomendó el uso de valores seudocríticas para correlacionar las propiedades termodinámicas de mezclas gaseosas y líquidas de hidrocarburos. La presión y temperatura seudocrítica (P_{sc} y T_{sc}) se pueden determinar a partir de la composición o de la gravedad específica de la mezcla.

- En base a la composición

Para el gas natural

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n P_{ci} * Y_i \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^n T_{ci} * Y_i \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

P_{ci}: Presión crítica del comp i, *lpca*

T_{ci}: Temperatura crítica del comp i, °R

Y_i: Fracción molar del componente i en el gas natural

n: número de componentes en cada mezcla

- En base a la densidad relativa

En casos donde la composición del gas natural o del gas condensado no se conoce, las propiedades pseudocríticas pueden ser estimadas a partir de la figura 7-A adaptada de la GPSA. Standing recomienda los siguientes ajustes:

Gas natural ($\gamma_g < 0.75$)

$$P_{sc} = 677 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$T_{sc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2 \quad (\text{Ec. 2.10})$$

✓ Factor de compresibilidad del gas natural

Para estimar el factor de compresibilidad se debe aplicar el principio de los estados correspondientes a mezclas de hidrocarburos establecido por W.B. Kay en 1936. Se dice que todas las mezclas de hidrocarburos tienen el mismo factor de compresibilidad a iguales condiciones de presión y temperatura pseudoreducidas.

Para un gas puro: $Z = f * (P_{sr}, T_{sr})$

Donde:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad \text{Presión pseudoreducida} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad \text{Temperatura pseudoreducida} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

P_{sc}, T_{sc} = Presión y temperatura pseudocrítica absoluta del gas

P, T = Presión y temperatura absoluta

• Método gráfico de Standing y Katz

Basados en el principio de estados correspondientes Standing y Katz presentaron una correlación gráfica (ver Figura 2.5), la cual puede ser utilizada para determinar el factor

de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperatura seudoreducidas.

El método de Standing y Katz tiene como principales ventajas la exactitud de los valores (3% en relación a valores experimentales) y facilidad en los cálculos.

- **Limitaciones del método gráfico de Standing y Katz**

1. El gas debe ser rico en Metano (>80%)
2. No debe existir presencia de hidrocarburos aromáticos
3. El gas no debe tener impurezas (N₂, CO₂, H₂S)
4. No presenta buenos resultados a temperaturas y presiones cercanas a la crítica
5. No es recomendada a presiones mayores a 10.000 lpc

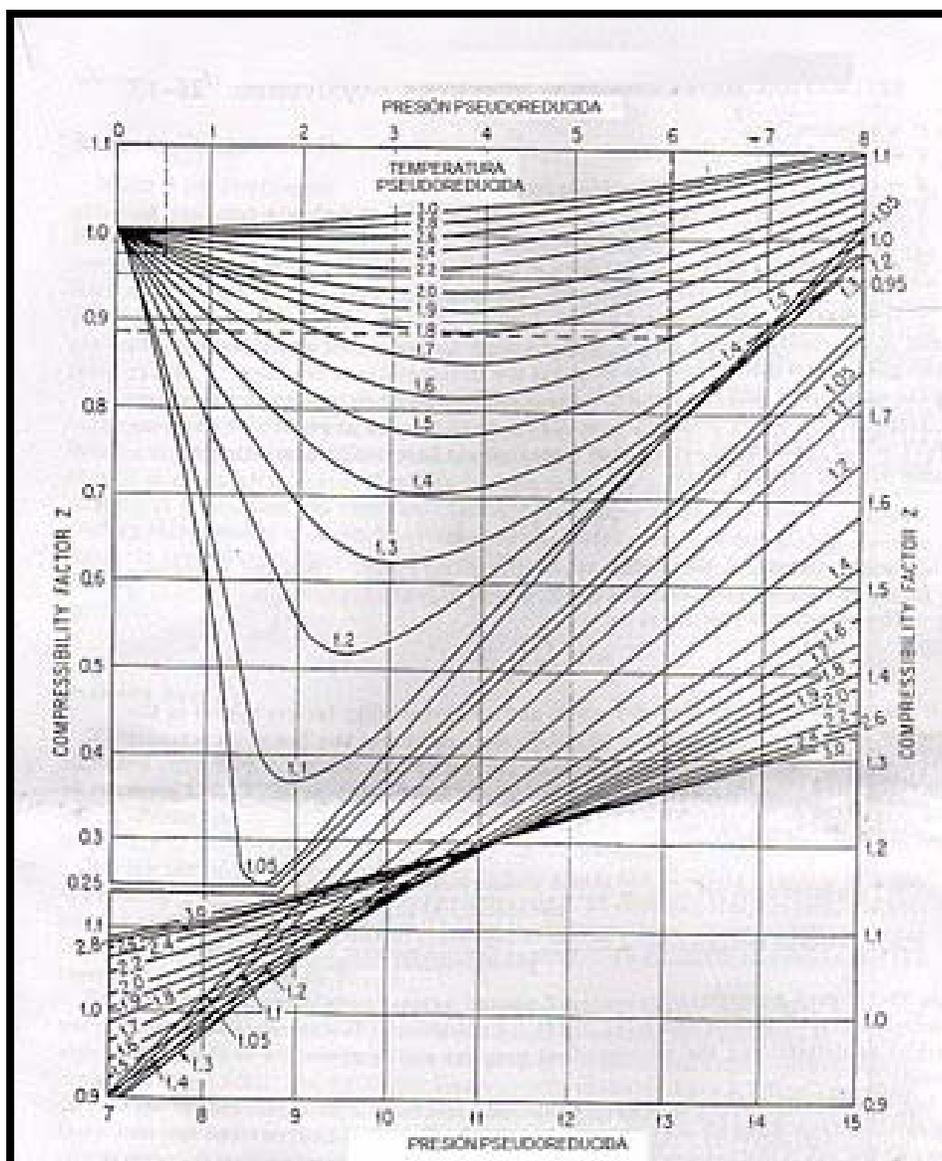


Figura 2.5 Correlación de Standing y Katz

- **Ajustes de las curvas de Standing y katz**

La correlación gráfica de Standing y katz ha sido utilizada con mucha confianza por la industria del petróleo durante los últimos 40 años y por ello muchos autores han tratado de ajustar las curvas por métodos numéricos con el fin de obtener valores de Z.

➤ Método de Dranchuk, Purvis y Robinson

Este método es el resultado de un ajuste realizado a la ecuación de estado de Benedict, Webb y Rubin (BWR) la cual escribieron en la siguiente forma:

$$z = 1 + \left(A1 + \frac{A2}{T_{sr}} + \frac{A3}{T_{sr}^3} \right) \rho r + \left(A4 + \frac{A5}{T_{sr}} \right) \rho r^2 + \frac{A5A6\rho r^5}{T_{sr}} + A7(1 + A8\rho r^2) \frac{\rho r^2}{T_{sr}^3} \exp(A8\rho r^2) \quad (\text{Ec. 2.13})$$

La densidad reducida, ρr , se calcula mediante la siguiente expresión (obtenida de la ley de los gases):

$$\rho r = \frac{\rho}{\rho_c} = \frac{z_c P_{sr}}{z T_{sr}} = 0.27 \frac{P_{sr}}{z T_{sr}} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

En esta ecuación se tomo el factor de compresibilidad del gas en el punto crítico, $z=0.27$, considerado como un valor apropiado para mezclas compuestas principalmente por metano. Además, utilizando datos de 1500 puntos, se determinaron los siguientes valores para las constantes A1-A8:

A1=0.31506237	A5= -0.61232032
A2=-1.0467099	A6= -0.10488813
A3= -0.57832729	A7= 0.68157001
A4= 0.53530771	A8= 0.68446549

El método reprodujo los 1500 puntos de datos con un error absoluto de 0.54% y una desviación estándar de 0.00445. Los rangos de aplicación del método son $0 \leq P_{sr} \leq 30.0$ y $1.05 \leq T_{sr} \leq 3.0$.

Para resolver la formulación implícita de la densidad reducida, se debe utilizar un procedimiento iterativo de ensayo y error. Si se utiliza el método iterativo de Newton-Raphson, se tiene que:

$$F = z - \left[1 + \left(A1 + \frac{A2}{T_{sr}} + \frac{A3}{T_{sr}^3} \right) \rho r + \left(A4 + \frac{A5}{T_{sr}} \right) \rho r^2 + \frac{A5A6\rho r^5}{T_{sr}} + A7(1 + A8\rho r^2) \frac{\rho r^2}{T_{sr}^3} \exp(A8\rho r^2) = 0 \right] \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Y

$$\frac{\partial F}{\partial z} = 1 + \left(A1 + \frac{A2}{T_{sr}} + \frac{A3}{T_{sr}^3} \right) \frac{\rho r}{z} + 2 \left(A4 + \frac{A5}{T_{sr}} \right) \frac{\rho r^2}{z} + \frac{5A5A6\rho r^5}{z T_{sr}} + \frac{2A7\rho r^2}{z T_{sr}^3} [1 + A8\rho r^2 - (A8\rho r^2)^2] \exp(-A8\rho r^2)$$

(Ec. 2.16)

$$Z_n = Z_{spa} - \frac{Z_{cla}}{\frac{\partial F(Z)}{\partial z}} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Donde:

Z_n : Nuevo valor de z

Z_{spa} : Valor de z supuesto anteriormente

Z_{cla} : Valor de z calculado anteriormente

2.4.2 Método de declinación de presión.

El método de declinación de presión permite determinar las reservas de yacimientos de gas seco, de gas condensado con presiones normales y anormales y condensación retrógrada en el yacimiento.

Este método es una de las bases técnicas más utilizadas en ingeniería de yacimientos. La gráfica $P \text{ vs } G_p$ no es una línea recta y su extrapolación a $P/Z = 0$ produce grandes errores.

Para aplicar este método es sumamente importante disponer de valores confiables de presión inicial, temperatura del yacimiento y composición del gas, ya que estos datos establecen el punto pivote de la línea recta.

2.4.2.1 Limitaciones Método Declinación de Presión.

Varios factores afectan la validez del método de declinación de presión e impiden que los puntos (P/Z , G_p) caigan sobre una línea recta. Algunos de estos factores se discuten a continuación:

2.4.2.1.1 Presencia de un Acuífero.

Para un yacimiento la presencia de un acuífero disminuye la caída de presión de un yacimiento. La grafica $P/Z \text{ vs } G_p$ no es una línea recta sino una curva con concavidad hacia arriba como se ilustra en la figura 2.6. Este comportamiento es difícil de detectar al comienzo de la explotación del yacimiento porque los acuíferos no responden inmediatamente a una caída de presión en el contacto agua-gas sino que tardan cierto tiempo en responder sobre todo si el acuífero es grande. Debido al retraso en la respuesta todos los yacimientos se comportan inicialmente como si fueran volumétricos. De tal manera que se requiere cierto tiempo para que ocurra una suficiente producción de gas y se observe la no linealidad de la curva. La extrapolación de los primeros puntos de declinación en estos yacimientos produce errores graves el cálculo del GOES.

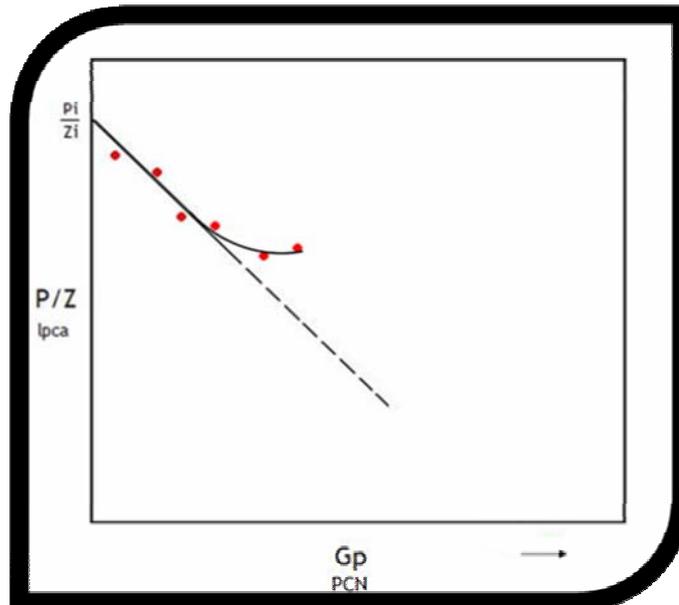


Figura 2.6 P/Z vs G_p para un Yacimiento de Gas con Empuje Hidráulico

2.4.2.1.2 Presión Anormal.

Frecuentemente las presiones anormales se dan en yacimientos que están constituidos por secuencias de arena/arcilla conteniendo principalmente gas y con extensión areal limitada. Las presiones anormales son aquellas que tienen una presión que excede a la calculada con un gradiente normal de presión de 0.456 lpc/pie es decir, presiones superiores a las que debería tener un yacimiento a una determinada profundidad. En este caso la gráfica P/Z vs G_p presenta dos rectas con pendientes diferentes como se observa en la figura 2.7. Una vez que el yacimiento alcanza una presión normal, la pendiente permanece constante pero más declinada que la pendiente inicial. Si la pendiente inicial es extrapolada hasta las condiciones de abandono, el GOES puede ser dos veces el verdadero.

En un yacimiento geopresurizado (con presión anormal), la compresibilidad de la formación es mucho mayor que la de un yacimiento con presión normal.

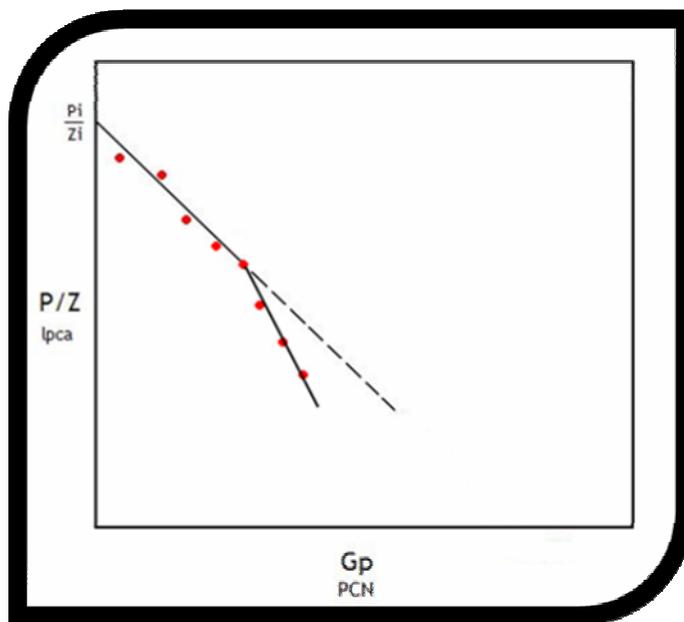


Figura 2.7 P/Z vs G_p para un Yacimiento de Gas con Presión Anormal

2.4.2.1.3 Condensación Retrógrada en el Yacimiento.

La condensación retrógrada de hidrocarburos en el yacimiento produce una disminución de la pendiente de la curva P/Z vs G_p con el incremento del G_p . Esto se debe al cambio de la composición del gas producido y a la caída de presión cuando ocurre la condensación retrógrada en el yacimiento. La figura 2.8 ilustra una curva de declinación de presión para un yacimiento de gas cuando ocurre condensación retrógrada.

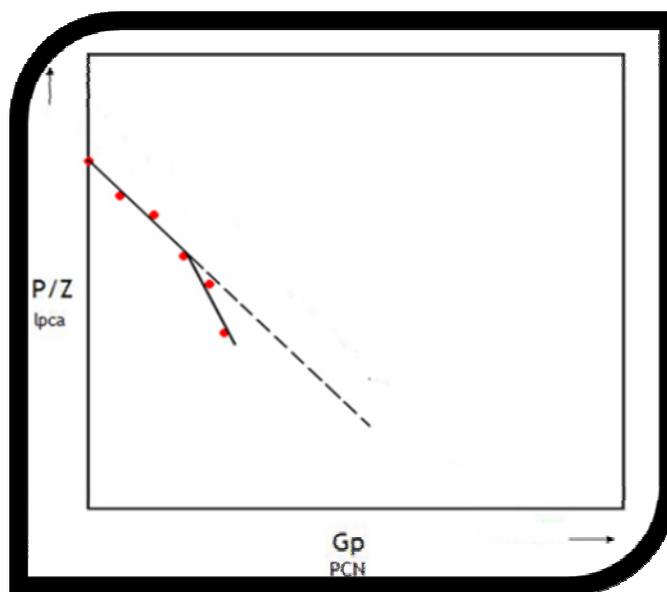


Figura 2.8 P/Z vs G_p para un Yacimiento de Gas con Condensación Retrógrada

2.4.2.1.4 Yacimientos con Doble Permeabilidad.

Este caso se da cuando en la formación existe la presencia de una fractura o falla. Una forma típica de la curva P/Z vs G_p para yacimientos fracturados es mostrada en la figura 2.9. Un yacimiento presenta doble permeabilidad se produce una rápida declinación de P/Z durante la primera etapa de agotamiento del gas en las fracturas, la extrapolación de este comportamiento rinde un GOES muy bajo. Posteriormente la pendiente disminuye cuando ocurre un balance entre la capacidad de flujo de la fractura y la matriz no fracturada y los cálculos de reservas y comportamiento futuro se debe hacer extrapolando este último comportamiento lineal.

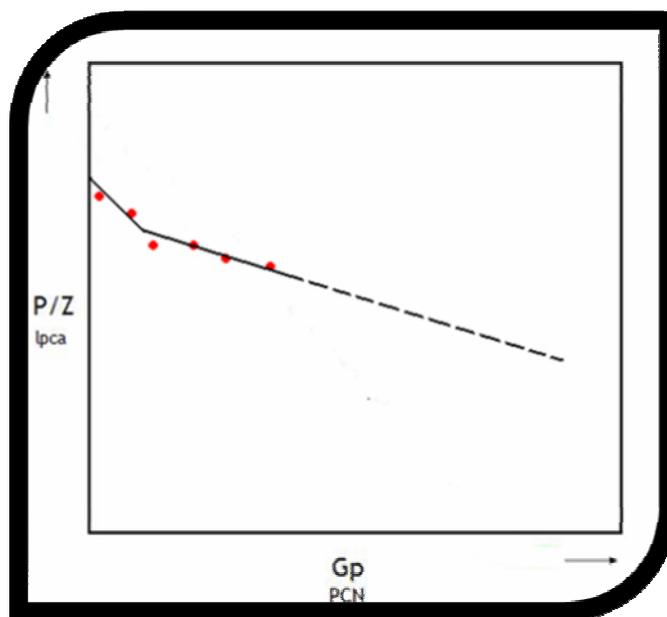


Figura 2.9. P/Z vs G_p para un Yacimiento de Gas con Doble Permeabilidad.

2.4.2.2 Método de declinación de presión en Yacimientos de Gas Seco.

Sabiendo que:

$$Bg = 0.00504 \frac{z \times T}{P} \left(\frac{BY}{PCN} \right) \quad (\text{Ec.2.13})$$

Y

$$Bgi = 0.00504 \frac{z_i \times T}{P_i} \left(\frac{BY}{PCN} \right) \quad (\text{Ec.2.18})$$

Tenemos que:

$$\frac{Bg}{Bgi} = \frac{z_i \times P}{z \times P_i} \quad (\text{Ec.2.19})$$

Reemplazando esta ecuación $\frac{Bg}{Bgi}$ en la Ecuación General de yacimiento de gas (Ecuación 2.2) y despejando en función de P/Z, tenemos:

$$\frac{P}{Z} = \frac{\frac{P_i}{z_i} \times \left[1 - \frac{Gp}{G}\right]}{1 - \left(\frac{C_f + C_w \times S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right) \times \Delta P - \left[\frac{W_e - W_p \times B_w}{0.0054 \times T_y \times G}\right] \times \frac{P_i}{z_i}} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

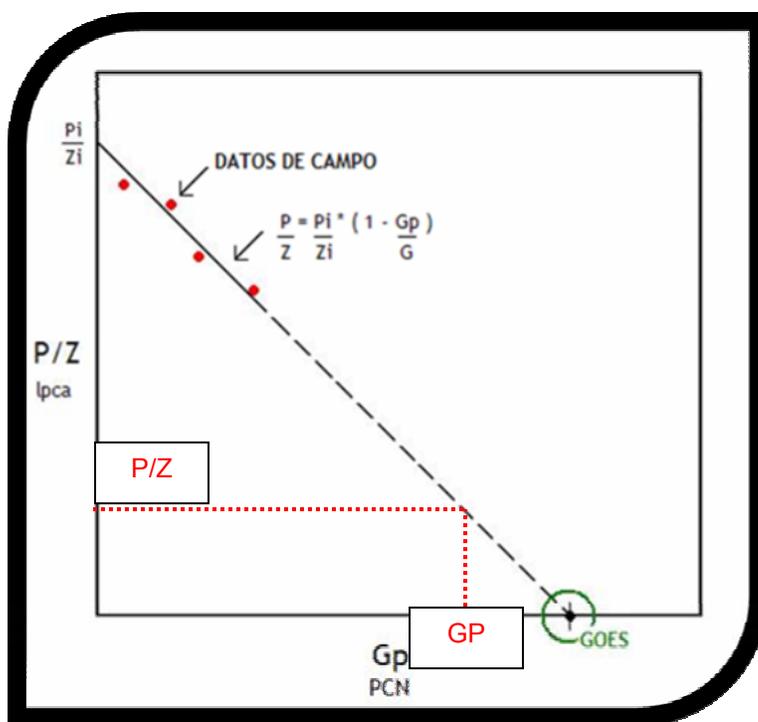


Figura 2.10 Variación de P/Z con Gp para un yacimiento volumétrico

La figura 2.10 ilustra la conocida técnica de cotejo y producción. Los puntos en la figura muestran el comportamiento observado en el campo. Luego de ajustar los puntos de la gráfica o matemáticamente a una línea recta, la extrapolación de la línea $P/Z = 0$, permite calcular el GOES.

Para determinar las reservas (G_{pab}) a una presión de abandono P_{ab} , se ubica el valor de P_{ab}/Z_{ab} desplazándose hasta la línea extrapolada y se lee el G_{pab} en el eje de las abscisas. Si se desea conocer el gas producido acumulado, G_p a una presión dada se entra con el valor de P/Z y se lee el correspondiente valor de G_p .

En la mayoría de los casos el agotamiento de presión de yacimientos volumétricos de gas puede ser adecuadamente descrito por medio de la ecuación:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \times \left[1 - \frac{G_p}{G} \right] \quad (\text{Ec.2.21})$$

2.4.2.2.1 Procedimiento de Cálculo.

1. Determinar los factores de compresibilidad del gas a las diferentes presiones disponibles.
2. Graficar P/Z vs G_p .
3. Interpolar una línea recta a través de los puntos.
4. Extrapolar una línea recta hasta $P/Z = 0$. El punto de corte sobre el eje horizontal representa el gas original en sitio (GOES) como se ilustra en la figura 2.10.
5. Calcular las reservas (G_{Pab}) a una presión de abandono dada (P_{ab}) entrando con el valor de P_{ab}/Z_{ab} y leyendo sobre el eje horizontal el valor de G_{Pab} .

2.4.2.3 Método de declinación de presión para yacimientos secos con presiones anormales

La curva convencional de declinación de presión, P/Z vs G_p , para yacimientos de gas con presiones anormales debe ser ajustada teniendo en cuenta las compresibilidades del agua connata (C_w) y de la formación (C_f) con el fin de obtener un estimado correcto del GOES.

$$\frac{P}{Z} = \frac{\frac{P_i}{Z_i} \times \left[1 - \frac{G_p}{G} \right]}{1 - \left(\frac{C_f + C_w \times S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \times \Delta P} \quad (\text{Ec.2.22})$$

Entonces el factor que multiplica a P/Z se le llama corrección por presión anormal, C_{pa} :

$$C_{pa} = 1 - \left(\frac{C_f + C_w \times S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \times \Delta P \quad (\text{Ec.2.23})$$

Luego nos queda:

$$\frac{P}{Z} \times C_{pa} = \frac{P_i}{Z_i} \times \left[1 - \frac{G_P}{G} \right] \quad (\text{Ec.2.24})$$

2.5 Uso de la hoja de Cálculo GasMBEx a través de Microsoft Excel

Este programa utiliza "Fetkovich", modelo de acuífero de análisis que se aproxima al modelo de acuífero en estado inestable de Van Everdingen y Hurst. Este modelo fue elegido por dos razones. En primer lugar, los cálculos necesarios son simples y directos. En segundo lugar, el modelo Fetkovich se puede escribir directamente en muchos simuladores modernos, incluyendo Eclipse. Aunque habría sido posible el uso de la más rigurosa, el modelo de acuífero propuesto por Van Everdingen y Hurst, la mejora en la precisión no se cree que valga la pena el tiempo adicional y esfuerzo de programación computacional. Esto parece ser particularmente cierto cuando la inexactitud de las mediciones de la producción de agua y se considera el hecho de que el modelo de Van Everdingen y Hurst hace supuestos simplificados, incluyendo el supuesto de que la productividad del acuífero es constante cuando se cae en forma de duda invade el agua en el depósito.

La entrada de los datos requeridos incluyen el gas, factores y condiciones estándar, las propiedades del aceite (para problemas de petróleo), pruebas PVT, datos de producción y el historial de presión, la compresibilidad de formación, la compresibilidad del agua, saturación de agua, y los supuestos iniciales de los primeros hidrocarburos en el lugar y las propiedades del acuífero.

Una vez que los datos requeridos se introducen, las fórmulas se encuentran en las celdas. Copia de estas fórmulas debe ser guardada para el último paso, porque una vez copiado, recálculo de la hoja de cálculo puede tardar varios segundos con cada cambio. El formulario "Cálculos" se puede visualizar en la figura 2.12, mostrada a continuación:

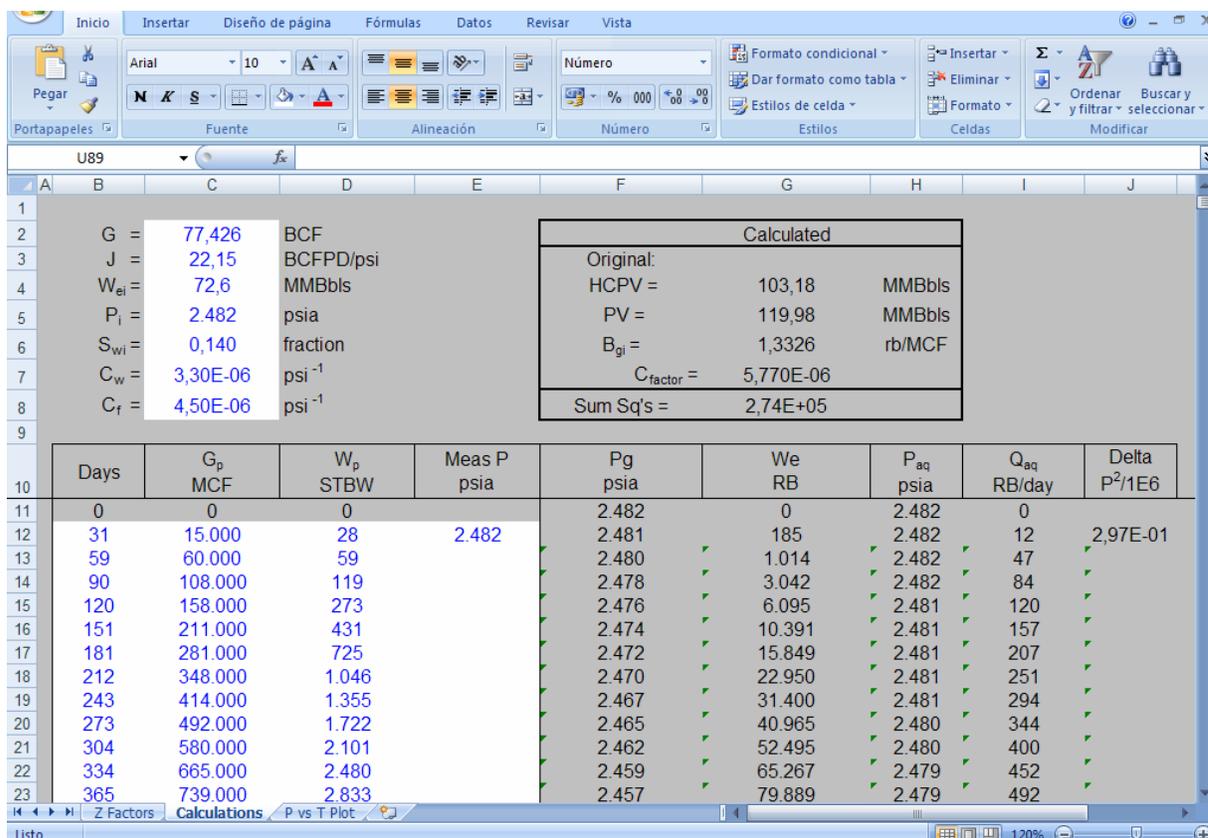


Figura 2.11 Vista de la Hoja de cálculos de Excel

2.5.1 Historia de la concordancia automática

La Columna "G8" en la hoja de cálculo calcula el cuadrado de la distancia vertical entre los valores de presión calculada y medida cada vez que un valor de presión medido está presente. Una de las medidas de un mejor ajuste de los datos medidos es reducir al mínimo la suma de los cuadrados, los llamados "mínimos cuadrados" ajuste de los datos. Y reducir al mínimo este valor se puede realizar manualmente, Excel tiene la capacidad para llevar a cabo la operación de forma automática. El método más simple es una herramienta conocida como "Buscar objetivo" que se pueden encontrar en el menú Herramientas. Buscar objetivo indica a Excel para "encontrar un resultado específico de una celda ajustando el valor de otro.

Una opción mucho más poderosa dentro de Excel es un complemento denominado "Solver". Solver es muy superior al poder de la búsqueda de objetivos en numerosos parámetros que pueden cambiar al tiempo que respeta las limitaciones especificadas.

Solver proporciona una increíble potencia de cálculo de Excel que puede sustituir a la tediosa programación de computadoras para una amplia variedad de cálculos iterativos de ingeniería. No se instala en la instalación estándar de Excel, pero debe

estar instalado para el uso futuro de la selección en el menú Herramientas, luego Complementos, y luego marcar la casilla para el complemento Solver. Se debe tener en cuenta que el disco original de instalación de Excel puede ser solicitada si Solver no ha sido utilizado en una instalación particular. Una vez instalado inicialmente, estará disponible en el menú Herramientas.

Se debe tener en cuenta que para utilizar Solver en una hoja, la hoja debe ser protegida (seleccione Herramientas, Protección, y en Desproteger hoja).

Solver ha recibido instrucciones de reducir al mínimo la suma de los cuadrados. Nótese que las restricciones han sido puestas en los parámetros, a saber, y el gas original en sitio deberá ser mayor o igual al gas producido acumulado perteneciente a la celda C11 (ver Figura 2.13).

Dependiendo de la complejidad del problema, Solver puede requerir una cantidad bastante considerable de tiempo en la computadora para sus cálculos. Su progreso se puede observar en la esquina inferior izquierda de la hoja de cálculo. Por defecto, se hará una pausa después de 100 segundos y rápido si se debe continuar, y también hará una pausa después de 100 iteraciones. Estos valores pueden ser cambiados en el botón "Opciones" si así lo desea, junto con cosas como los criterios de convergencia y el método de cálculo empleado. La mayoría de los problemas que suelen converger en torno a cinco minutos, con menos de diez repeticiones. Puede ser conveniente cambiar las iteraciones máximo de 100 a 20 tal vez ya que el proceso es probable inestable si la convergencia no es alcanzar rápidamente, y 100 iteraciones puede tardar una hora o más en completarse.

Como se mencionó anteriormente, Solver puede llegar a ser inestable y lo mejor es comenzar los cálculos con los valores por lo menos cerca de la solución final. Es muy recomendable que la hoja de cálculo antes de guardar el uso de Solver. El método de Newton-Rhaphson empleado en el programa de balance de materiales por lo general converge en menos de cinco iteraciones. También en ocasiones puede llegar a ser inestable y se detendrá después de 100 iteraciones y mostrar un mensaje que está experimentando problemas de convergencia. A partir de los cálculos con los valores más cerca de la solución final por lo general elimina estos problemas de convergencia.

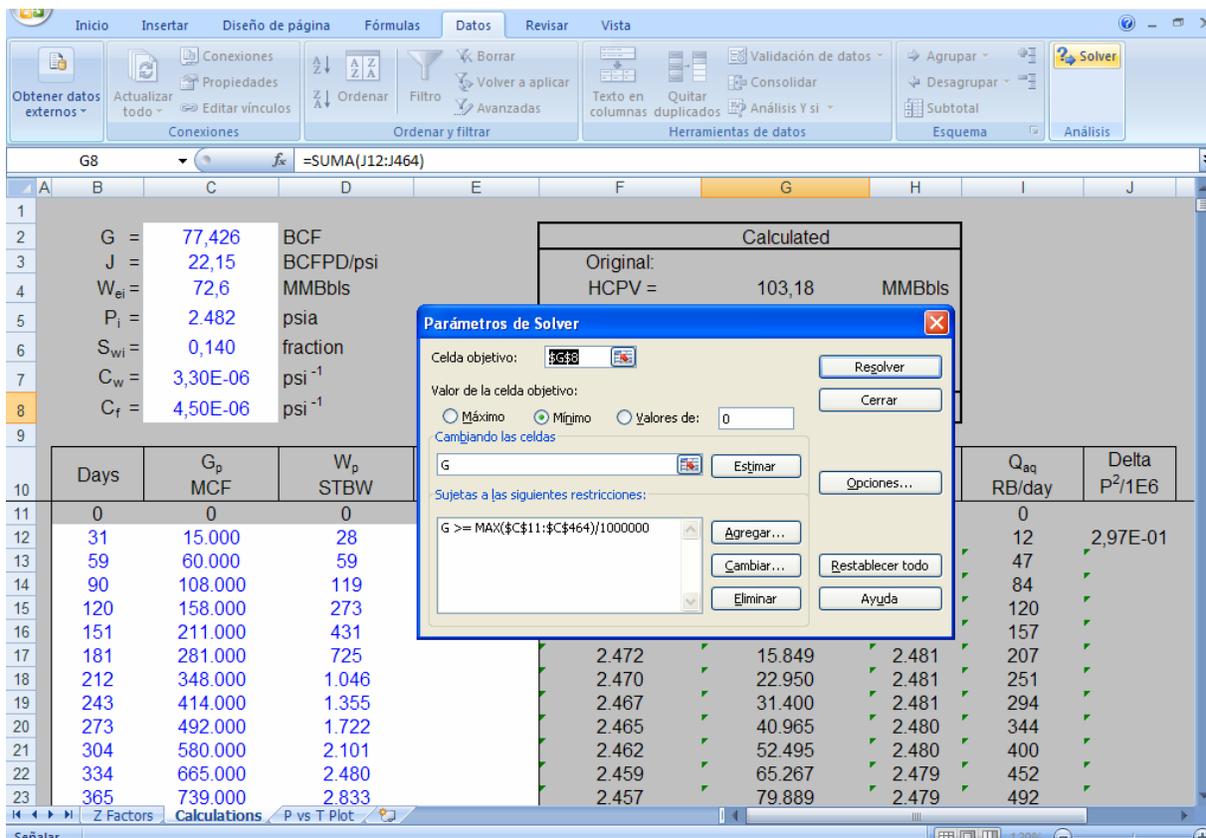


Figura 2.12 Herramienta de cálculo Solver de la hoja de cálculo de Excel

2.6 Propiedades PVT del Petróleo, Gas y Agua. Add-in Para Microsoft Excel

Las propiedades físicas de los líquidos derivados del petróleo son necesarios para la mayoría de los cálculos de ingeniería de petróleo. Durante la década de 1980 un "módulo de aplicación", conocido como el Paquete de Fluido de Petróleo fue desarrollado y comercializado por Hewlett Packard para su uso en la HP-41, una serie de calculadoras a mano programables. Esta ROM de software utiliza comúnmente relaciones empíricas para estimar las propiedades PVT de petróleo, gas y agua. HP desarrolló este conjunto de programas con la asistencia del Sr. DN Meehan (Champlin Petroleum Company) y el Dr. HJ Ramey (Stanford University).

Con el crecimiento y la adopción de las computadoras de escritorio y hojas de cálculo para los cálculos de ingeniería del petróleo, la necesidad de estimar directamente las propiedades PVT utilizando las funciones de la hoja de cálculo similar a la original HP Paquete de Fluido del Petróleo existe. Esta hoja de cálculo Microsoft Excel Add-in fue un esfuerzo para duplicar directamente muchos de los programas de Meehan y Ramey en el paquete original de fluidos de Petróleo en una forma fácilmente utilizable en Excel. Las referencias que figuran en la base de cada propiedad de los fluidos son correlaciones que se reproducen directamente desde el original manual operativo de HP (Petroleum Fluids Pack).

Aunque particularmente son útiles las hojas de cálculo, las estimaciones de las propiedades físicas mediante correlaciones empíricas siempre deben considerarse aproximados. Las mediciones reales de laboratorio deben ser utilizados cuando estén disponibles.

2.6.1 Instalación

La instalación de los complementos de Excel es un proceso que sólo requiere sólo unos sencillos pasos. Una vez instalado, el complemento estará disponible automáticamente cuando se inicia Excel.

1. El PVTProps.XLA primer archivo debe ser descargado y guardado localmente en el equipo. La creación de una sub-carpeta (como "complementos de Ingeniería Petrolera de Excel") puede ser conveniente para almacenar el complemento en un lugar seguro pero discreto.
2. Inicie Excel de la manera normal.
3. Elija Herramientas → Complementos de comandos.
4. En el cuadro de diálogo Complementos, haga clic en Examinar y localice el archivo PVTProps.XLA que guardó en el paso 1.

Una vez instalado, las funciones de propiedad de fluido se pueden acceder en cualquier fórmula de Excel en la misma forma que otras funciones incorporadas numéricamente. La hoja de cálculo llamada "PVTProps.XLS ejemplo" se puede abrir en Excel para ver ejemplos del uso de las funciones. El código básico también puede ser inspeccionado y modificar si lo desea en el actual archivo de complemento "PVTProps.XLA (ver Figura 2.11).

Function Cg(p, t, sg, n2, co2, h2s)
Function mp(p, t, sg, n2, co2, h2s)

T = 183 °F 147
SG = 0,7200 air = 1 0,562
N2 = 0,00 %
CO2 = 0,00 %
H2S = 0 %

P	Z	U _g	C _g	mp	P/Z	P	B _g	ρ _g (res)	Gradient
psia	misc gases	cp	psi ⁻¹	psi ² /cp	psia	psia	(v/v)	lb/ft ³	(psi/ft)
2.482	0,8348	0,019	3,928E-04	4,472E+08	2.973	2.482	0,0061	8,985	0,0624
424,7	0,9526	0,013	2,467E-03	1,428E+07	446	425	0,0408	1,347	0,0094

Figura 2.13 Vista de la Hoja de Cálculo PVT-EXAMPLE-va_gas a través de Microsoft Excel

2.6.2 Lista de Funciones

2.6.2.1 Factor de Compresibilidad del gas natural

$Z = f * (\text{Presión, Temperatura, Densidad relativa del gas y Contenido de } N_2, CO_2, H_2S)$

Rangos de validez: $1.05 < T_{sr} < 3.0$, donde $T_{sr} = T/T_{sc}$
 $0 < P_{sr} < 30$, donde $P_{sr} = P/P_{sc}$

- Referencias:

Dranchuk, P. M., Purvis, R. A., and Robinson, D. B., "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation," *Institute of Petroleum Technical Series*, No. IP 74 - 008, 1974.

NOTA: Otros rangos de validez solicitar la temperatura crítica y presión crítica que se estiman a partir de las funciones T_{sc} y P_{sc} que se enumeran a continuación.

2.6.2.2 Presión y Temperatura Seudocrítica

La presiónseudocrítica para varios gases (psia): $P_{sc} = f * (\text{Densidad relativa del gas y Contenido de } N_2, CO_2, H_2S)$

La temperaturaseudocrítica para varios gases (°R): $T_{sc} = f * (\text{Densidad relativa del gas y Contenido de } N_2, CO_2, H_2S)$

Rangos de validez: $0 \leq \%N_2 < 100$

$0 \leq \%CO_2 < 100$

$0 \leq \%H_2S < 100$

$0 \leq \%N_2 + \%CO_2 + \%H_2S < 100$

$0 \leq \%CO_2 + \%H_2S < 80$

- Referencias:

Standing, M. B., "*Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*", 1977, pp. 26, 122.

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Revisión Bibliográfica

Para cumplir con los objetivos planteados se procedió a la revisión de una serie de trabajos de grado, así como también, bibliografías exclusivas para el campo de ingeniería de yacimientos. Todo esto con el fin de adquirir los conocimientos necesarios para el desarrollo del proyecto. Las consultas de bibliografía y trabajos de grado se realizaron simultáneamente a las etapas que anteceden a la metodología.

3.2 Cálculo de las reservas del yacimiento mediante la aplicación del Método de Declinación de Presión

Para el cálculo de las reservas mediante el método de declinación de presión, se procedió a la utilización de la siguiente ecuación, descrita anteriormente por medio de la Ec. 2.20,

$$\frac{P}{Z} = \frac{\frac{P_i}{Z_i} \times \left[1 - \frac{G_p}{G} \right]}{1 - \left(\frac{G_f + G_w \times S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \times \Delta P - \left[\frac{W_e - W_p \times B_w}{0.0054 \times T_Y \times G} \right] \times \frac{P_i}{Z_i}} \quad (\text{Ec.2.20})$$

Primeramente para la aplicación de esta ecuación se hizo uso de la hoja de cálculo GasMBEx para la determinación de las presiones del yacimiento y de la intrusión de agua a los diferentes días de producción. Introduciendo en el programa los datos reflejados en el apartado de Anexo A (Tablas A.3 y A.4), se determinaron dichos valores a través del lenguaje de programación Visual Basic, cuya vista de la hoja de cálculo empleada se puede ver en la figura 3.1 que se muestra a continuación:

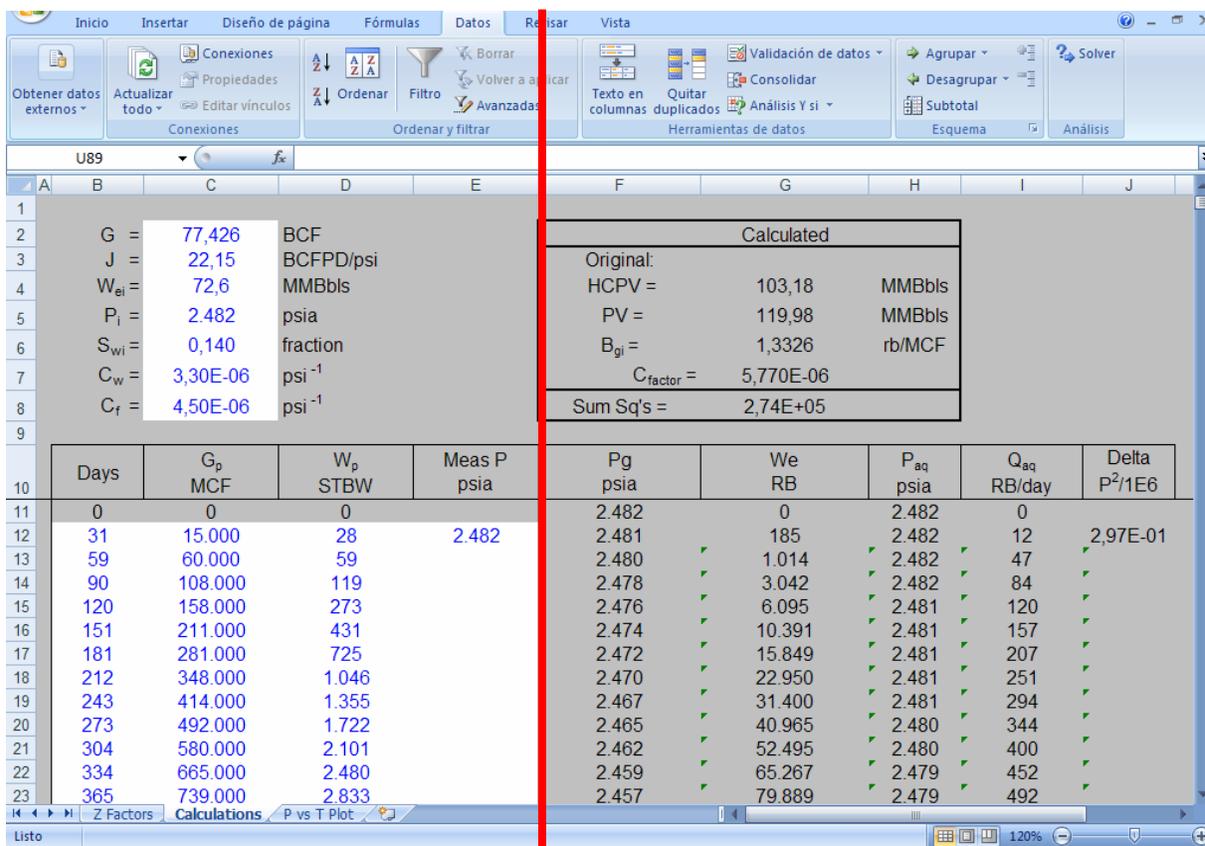


Figura 3.1 Vista de la hoja de cálculos GasMBEx

La figura 3.1 se encuentra dividida en dos partes, a la izquierda de la misma están todos los datos introducidos y a la derecha de ésta se encuentran los resultados obtenidos, todo esto a través de la herramienta de cálculo Solver de la hoja de cálculo de Excel.

Una vez conocido los valores de presión e intrusión de agua, se procedió a determinar el factor de compresibilidad del gas a condición inicial (P_i , T_y) y a condiciones de abandono (P_{ab} , T_y), usando para ello la hoja de Cálculo PVT-EXAMPLE-va_gas a través de Microsoft Excel (ver figura 3.2), la cual emplea el Método de Dranchuk, Purvis y Robinson, para la determinación del mismo.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data:

Function Cg(p, t, sg, n2, co2, h2s)
 Function mp(p, t, sg, n2, co2, h2s)

T = 183 °F 147
 SG = 0,7200 air = 1 0,562
 N2 = 0,00 %
 CO2 = 0,00 %
 H2S = 0 %

P	Z	U _g	C _g	mp	P/Z	P	B _g	ρ _g (res)	Gradient
psia	misc gases	cp	psi ⁻¹	psi ² /cp	psia	psia	(v/v)	lb/ft ³	(psi/ft)
2.482	0,8348	0,019	3,928E-04	4,472E+08	2.973	2.482	0,0061	8,985	0,0624
424,7	0,9526	0,013	2,467E-03	1,428E+07	446	425	0,0408	1,347	0,0094

Figura 3.2 Vista de la Hoja de Cálculo PVT-EXAMPLE-va_gas a través de Microsoft Excel

La curva convencional de declinación de presión, P/Z vs. G_p, para yacimientos de gas con presiones anormales debe ser ajustada teniendo en cuenta las compresibilidades del agua connata (C_w) y de la formación (C_f) con el fin de obtener un estimado correcto del GOES, por lo que la Ec. 2.20 es multiplicada por un factor que se le llama corrección por presión anormal (C_{pa}), descrito anteriormente por medio de la Ec. 2.23,

$$C_{pa} = 1 - \left(\frac{C_f + C_w \times S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \times \Delta P \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Utilizando los datos reflejados en el apartado de Anexo A (Tablas A.1, A.2, A.3 y A.4) y los resultados reflejados en el apartado de Anexo B (Tablas B.1 y B.2) se procedió de la siguiente manera:

1. Para cada valor de G_p (Gas producido acumulado hasta una presión P, CF) se determinó la relación P/Z a través de la Ec. 2.20, tomando en cuenta los valores reales de compresibilidad del agua connata (C_w) y de la formación (C_f).

2. Se calculo el valor de C_{pa} para cada valor de presión conocido (Tabla B.1) a través de la Ec. 2.23.
3. Se determinó el valor de $P/Z * C_{pa}$.
4. Luego se graficaron los pares de puntos $P/Z * C_{pa}$ vs G_p en un sistema de coordenadas rectangulares.
5. Se Interpoló una línea recta a través de los puntos.
6. Luego se extrapoló una línea recta hasta $P/Z * C_{pa} = 0$. El punto de corte sobre el eje horizontal representa el gas original en sitio (GOES).
7. Se calcularon las reservas (G_{Pab}) a una presión de abandono dada (P_{ab}) entrando con el valor de P_{ab}/Z_{ab} y leyendo sobre el eje horizontal el valor de G_{Pab} .

La figura 3.1 muestra la variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal, a la derecha de la misma se muestra la ecuación de la recta obtenida.

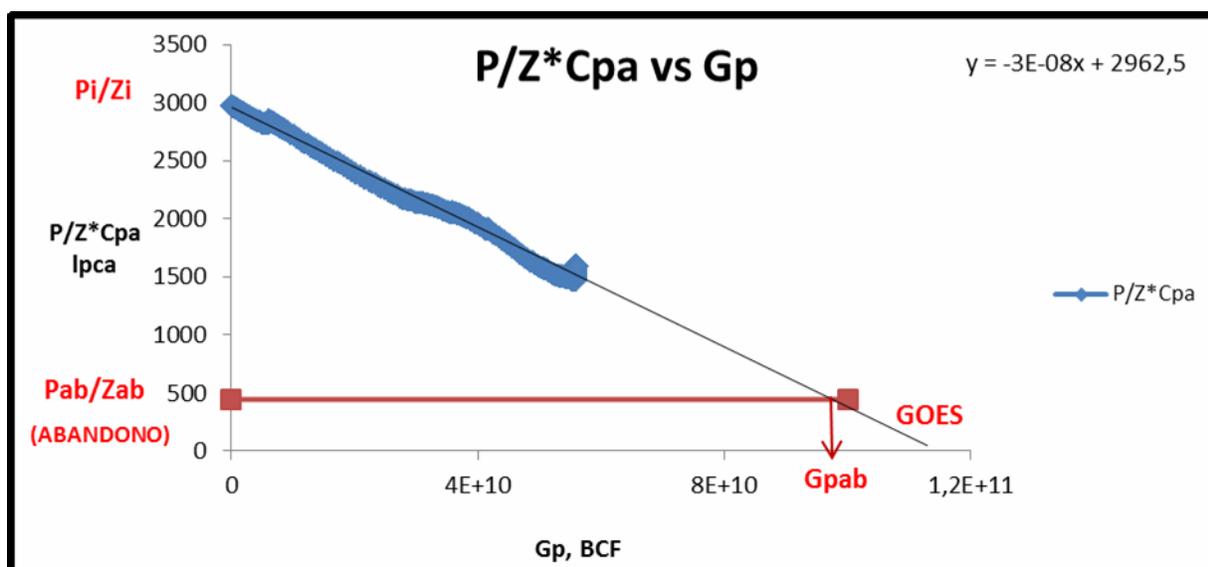


Figura 3.3 Variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal

Se puede observar que la gráfica al ser una línea recta, se infiere que el yacimiento, para el período de producción en estudio (31/12/1970 hasta 31/03/2000), no fue influenciado por algún acuífero o por una doble permeabilidad que limitaran la depleción del yacimiento mediante una caída de presión menor, pues si la realidad fuese esa, la gráfica $P/Z * C_{pa}$ vs G_p en vez de dar una línea recta, su comportamiento hubiese sido de una curva cóncava hacia arriba o una recta de doble pendiente respectivamente.

Para el cálculo de las reservas del yacimiento de gas seco, fue necesario conocer el Factor de recobro a partir de la siguiente ecuación:

$$FR = \frac{G_{pab}}{GOES} * 100 \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

FR = Factor de Recobro, %

G_{pab} = Gas producido acumulado a condiciones de abandono, BCF

GOES = Gas Original en Sitio, obtenido a través del método de declinación de presión, BCF

- Reservas Recuperables

$$G_{pr} = GOES * FR \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

G_{pr} = Reservas recuperables, BCF

GOES = Gas Original en Sitio, obtenido a través del método de declinación de presión, BCF

FR = Factor de Recobro, fracción

- Reservas Remanentes

$$R_r = G_{pab} - G_{pactual} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

R_r = Reservas remanentes, BCF

G_{pab} = Gas producido acumulado a condiciones de abandono, BCF

$G_{pactual}$ = Gas producido acumulado a la fecha actual, BCF

Aplicando el mismo procedimiento descrito anteriormente se procedió a la variación de solo la compresibilidad del agua y de la formación en un 5% por encima y por debajo de su respectivo valor real hasta llegar a un 50% de variación de la misma, la razón por la cual se hace necesario modificar el valor real, es que hay ocasiones en que no se dispone de estos valores y lo que se hace es asumir valores en función de otros yacimientos conocidos.

CAPÍTULO IV DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El yacimiento UDO-X del campo ALJIMAR representa a través de nombres ficticios a un yacimiento y campo explotado y producido por PDVSA a finales de 1970. Debido a políticas internas de dicha empresa no se pudo contar con los nombres reales, información geológica completa y antecedentes del yacimiento.

El yacimiento UDO-X es un yacimiento de gas seco que presenta una presión original de 2467 lpc, temperatura de 183°F y saturación inicial del gas de 86%. La formación posee una compresibilidad de $4,5 \times 10^{-6} \text{lpc}^{-1}$ y el agua connata de $3,3 \times 10^{-6} \text{lpc}^{-1}$.

Para determinar las reservas del yacimiento UDO-X y realizar las variaciones en los valores de compresibilidad del agua y de la formación se utilizó el método de declinación de presión.

4.1 Determinación del GOES

Para determinar el GOES fue necesario graficar $P/Z * C_{pa}$ vs G_p , lo que arrojó una línea recta la cual se extrapola hasta su corte con el eje de las abscisas (G_p), dicho punto de corte muestra el valor del GOES (ver figura 4.1). El valor del GOES obtenido fue de 98,75 BCF. El valor de las reservas fue de 8388,911 BCF que se obtuvo mediante los valores de "P" y "Z" de abandono.

Como se puede observar en la figura 4.1 el comportamiento de $P/Z * C_{pa}$ vs G_p es una línea recta, lo cual nos permite inferir que en el período de producción en estudio (31/12/1970 hasta 31/03/2000) el yacimiento no está siendo influenciado en gran medida por algún acuífero o por una variación en la permeabilidad.

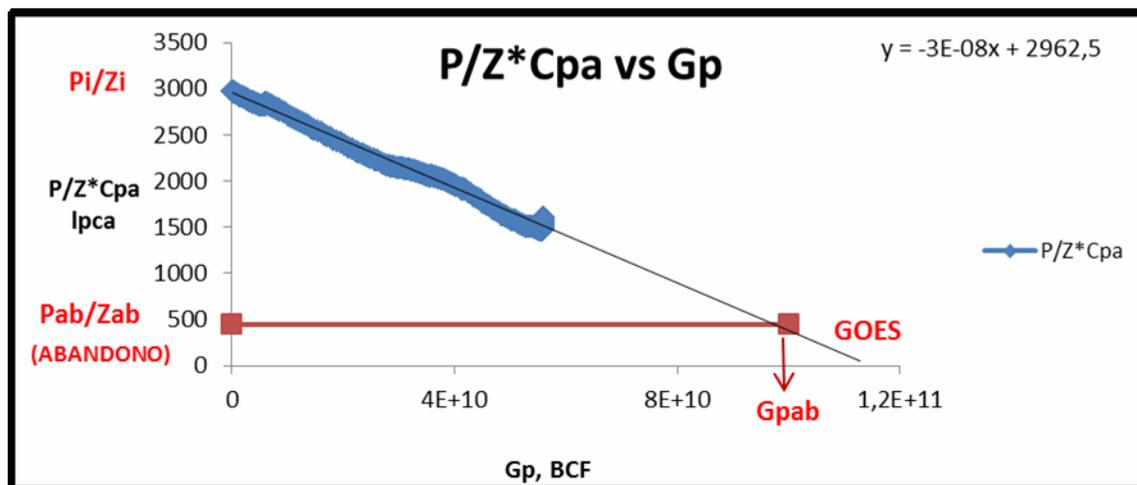


Figura 4.1 Determinación del Gas Original en Sitio (GOES) y de las Reservas

Tabla 4.1 Resultados obtenidos de la Figura 4.1

GOES=98,75 BCF
Gpab=83,889 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,951 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,88911 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,734 BCF

De acuerdo a la hoja de cálculo empleada en Microsoft Excel se pudo evaluar la tendencia lineal de la figura 4.1, cuya ecuación característica permitió calcular los resultados reflejados en la tabla 4.1.

Con el dato de presión de abandono ($P_{ab}=424,7$ lpca) y el factor de compresibilidad a las condiciones de abandono ($Z_{ab}=0,9526$), calculado a través de la hoja de Cálculo PVT-EXAMPLE-va_gas a través de Microsoft Excel se realizó una extrapolación horizontal del punto $P_{ab}/Z_{ab}=445,83$ hasta lograr la intersección con la tendencia lineal característica del yacimiento en estudio encontrándose así gráficamente el valor del gas producido acumulado a las condiciones de abandono ($G_{pab}=83,889$ BCF), notándose que este valor es menor al GOES leído en la figura 4.1, siendo esto congruente puesto que el G_{pab} representa la mínima presión a la cual el pozo puede producir. El factor de recobro calculado por medio de la ecuación 3.1 representa la fracción del volumen del gas original en sitio que puede extraerse o que ha sido extraído del yacimiento en estudio, este factor depende en forma general del mecanismo de producción empleado y de las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento en estudio. Empleando la ecuación 3.2 se calculó las reservas recuperables lo cual refleja que se puede extraer 83,88911 BCF comercialmente, teniendo en cuenta que estas reservas dependen del factor de recobro y de los posibles pozos que se puedan perforar en dicho yacimiento, a diferencia de las reservas remanentes, que son aquellas reservas que quedan por producir, calculada a través de la ecuación 3.3, y cuyo valor es de 27,734 BCF; estas reservas dependen de la producción acumulada de gas a una determinada fecha.

4.2 Variaciones de las compresibilidades

Luego de obtener estos resultados se procedió a realizar variaciones en los valores de la compresibilidad del agua y de la formación, variando cada uno de ellos en intervalos de 5% tanto por encima como por debajo hasta un límite de variación de 50%.

4.2.1 Compresibilidad del agua connata (Cw)

Los resultados obtenidos para las variaciones de la compresibilidad del agua connata son los siguientes:

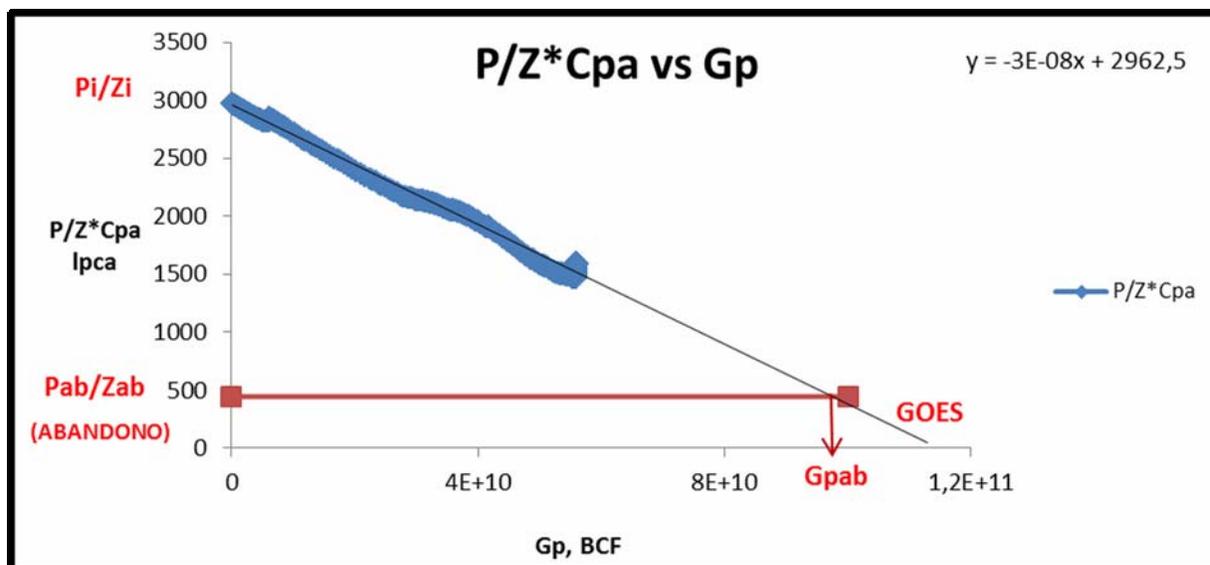


Figura 4.2 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 5% por encima del valor real de C_w .

Tabla 4.2 Resultados obtenidos de la Figura 4.2

GOES=98,75 BCF
Gpab= 83,889 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,951 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,88911 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,734 BCF

La primera variación realizada por encima del valor real de C_w correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal fue de 5%, la cual no reflejó ningún cambio aparente en el cálculo de las reservas en comparación al valor original.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 10% por encima del valor real de C_w .

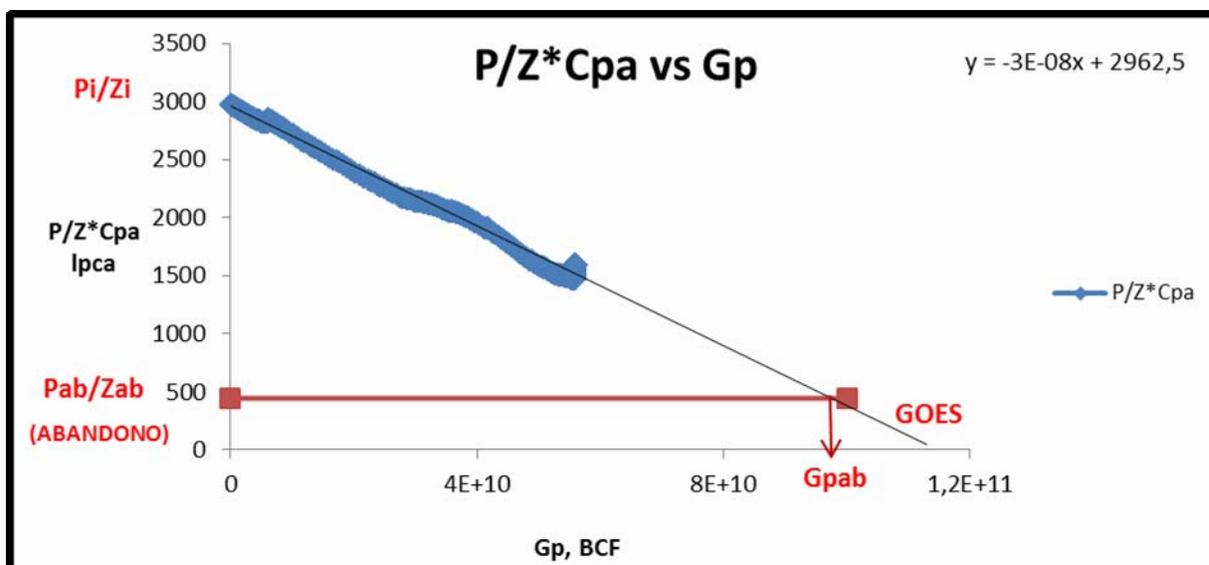


Figura 4.3 Variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 10% por encima del valor real de C_w .

Tabla 4.3 Resultados obtenidos de la Figura 4.3

GOES=98,75 BCF
G_{pab}= 83,889 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,951 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,88911 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,734 BCF

Al variar un 10% por encima del valor real de C_w correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal, no reflejó ningún cambio aparente en el cálculo de las reservas en comparación al valor original y el calculado anteriormente para una variación de 5%, manteniéndose un comportamiento similar para una variación de 15% por encima del valor real de C_w .

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 20% por encima del valor real de C_w .

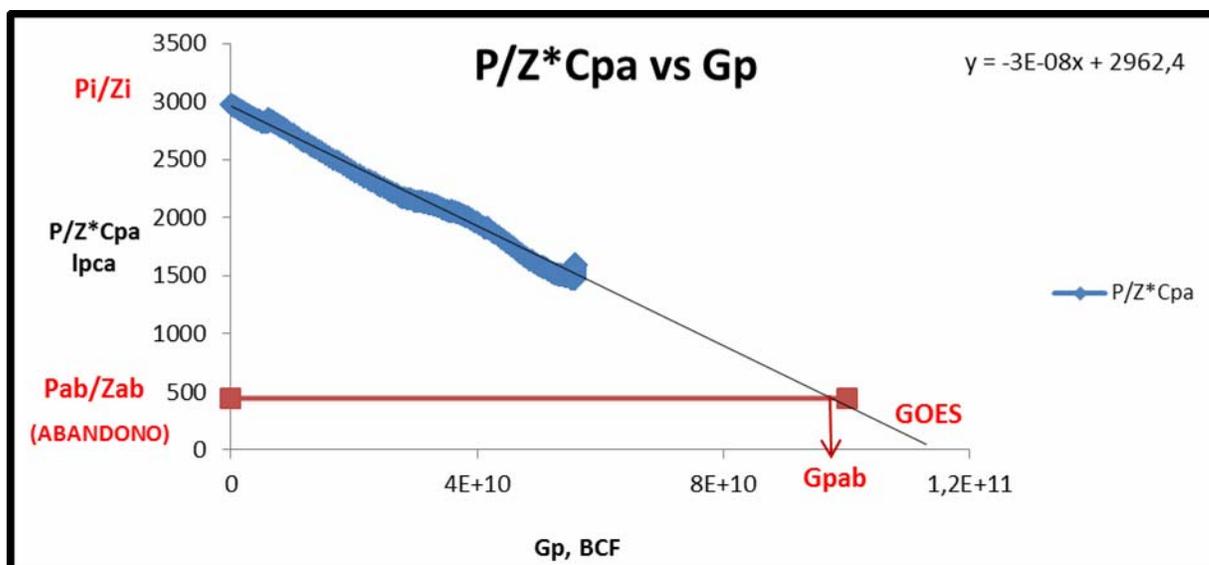


Figura 4.4 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 20% por encima del valor real de C_w .

Tabla 4.4 Resultados obtenidos de la Figura 4.4

GOES=98,747 BCF
G_{pab}= 83,886 BCF
FACTOR DE RECOBTRO=84,950 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,88558 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,731 BCF

Al variar un 20% por encima del valor real de C_w se observó el primer cambio en el valor de las reservas con respecto al calculado originalmente y anteriormente, en donde a través de la tabla 4.4 se puede observar que estos cambios fueron ligeramente menores.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 25% por encima del valor real de C_w .

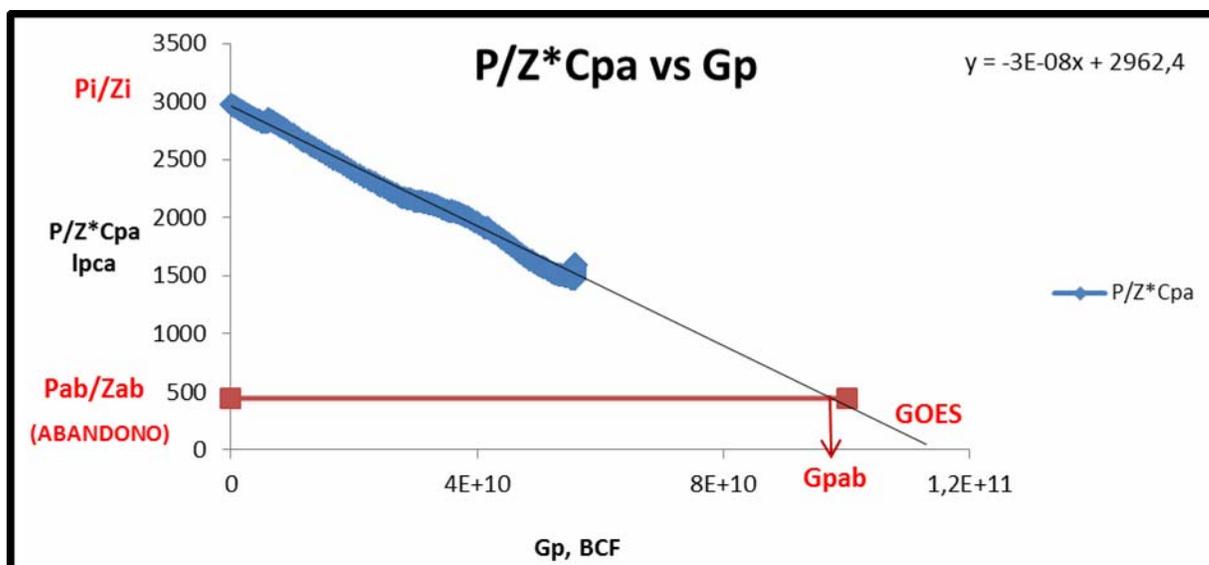


Figura 4.5 Variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 25% por encima del valor real de C_w .

Tabla 4.5 Resultados obtenidos de la Figura 4.5

GOES=98,747 BCF
G_{pab}= 83,886 BCF
FACTOR DE RECOBTRO=84,950 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,88558 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,731 BCF

Al variar un 25% por encima del valor real de C_w correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal, no reflejó ningún cambio aparente en el cálculo de las reservas en comparación a un 20% de variación, manteniéndose un comportamiento similar hasta alcanzar un 50% de variación por encima del valor real de C_w .

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 5% por debajo del valor real de C_w .

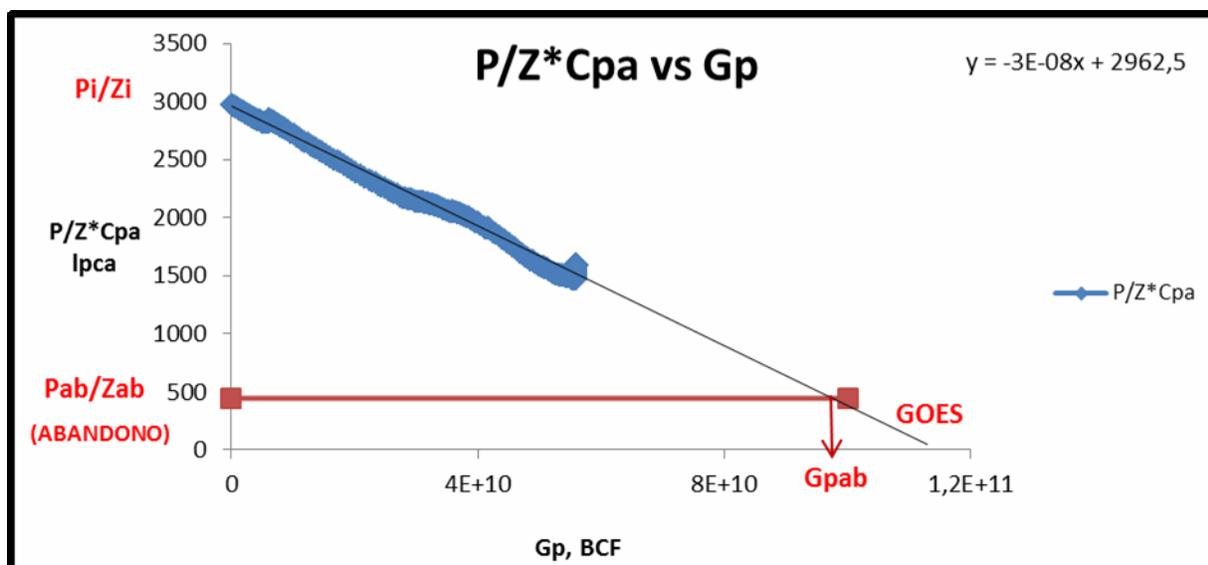


Figura 4.6 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 5% por debajo del valor real de C_w .

Tabla 4.6 Resultados obtenidos de la Figura 4.6

GOES=98,75 BCF
Gpab= 83,889 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,951 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,88911 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,734 BCF

La primera variación realizada por debajo del valor real de C_w correspondientes al yacimiento de gas seco con presión anormal fue de 5%, la cual no reflejó ningún cambio aparente en el cálculo de las reservas en comparación al valor original.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 10% por debajo del valor real de C_w .

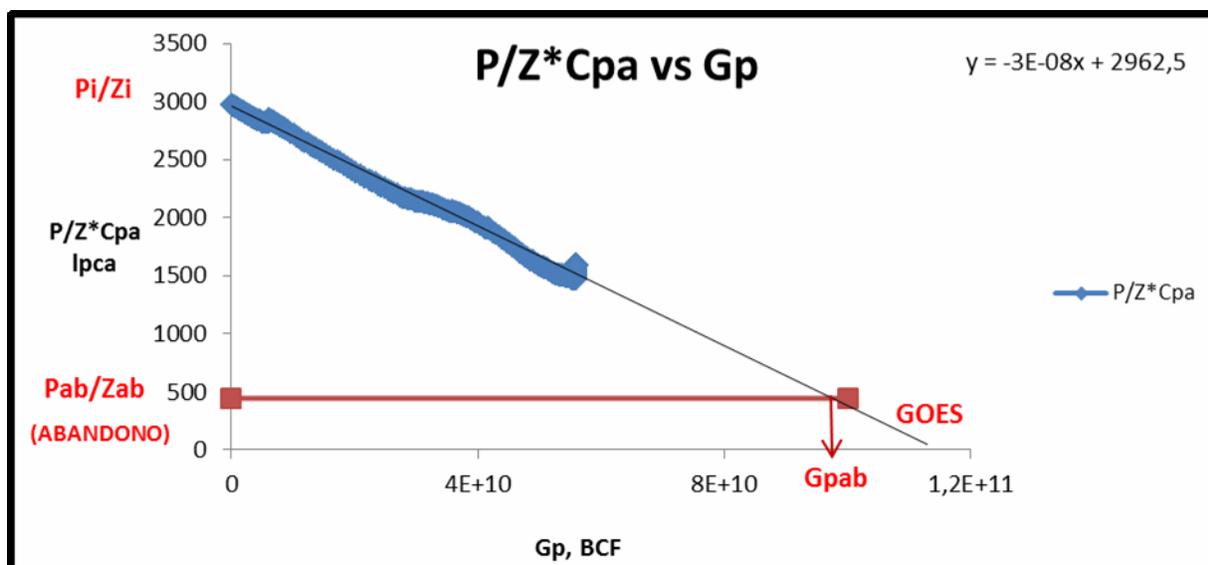


Figura 4.7 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 10% por debajo del valor real de C_w .

Tabla 4.7 Resultados obtenidos de la Figura 4.7

GOES=98,75 BCF
Gpab= 83,889 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,951 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,88911 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,734 BCF

Al variar un 10% por debajo del valor real de C_w correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal, no reflejó ningún cambio aparente en el cálculo de las reservas en comparación al valor original y el calculado anteriormente para una variación de 5%, manteniéndose un comportamiento similar hasta una variación de 35% por debajo del valor real de C_w .

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 40% por debajo del valor real de C_w .

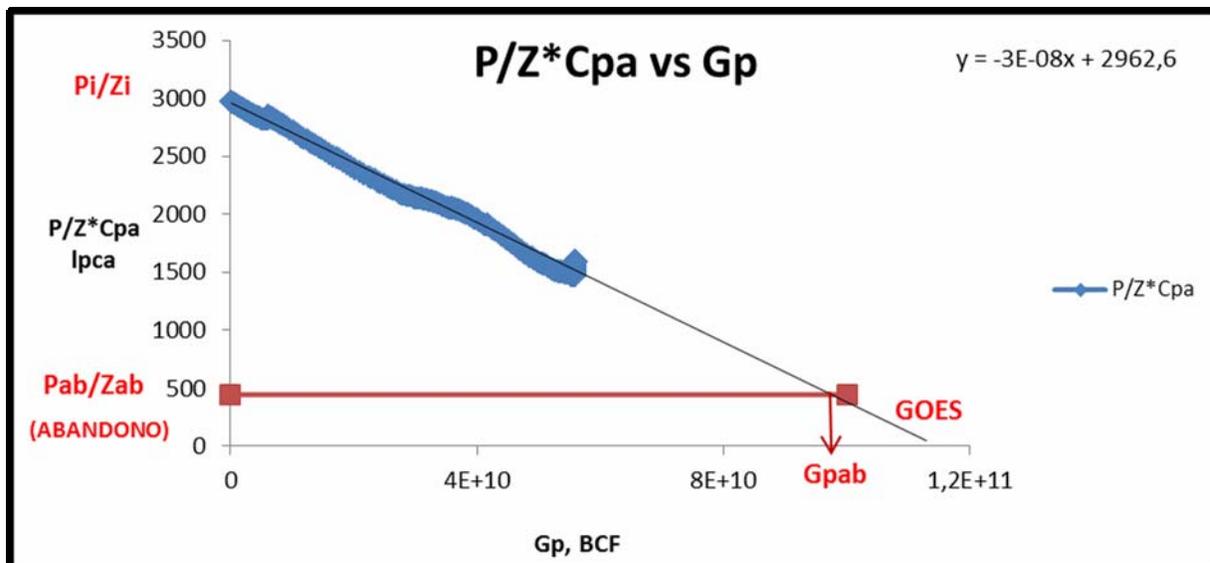


Figura 4.8 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 40% por debajo del valor real de C_w .

Tabla 4.8 Resultados obtenidos de la Figura 4.8

GOES REAL=98,753 BCF
Gpab= 83,892 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,951%
RESERVAS RECUPERABLES=83,89166 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,737 BCF

Al variar un 40% por debajo del valor real de C_w se observó un cambio en el valor de las reservas con respecto al calculado originalmente y anteriormente, en donde a través de la tabla 4.8 se puede observar que estos cambios fueron ligeramente mayores.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 45% por debajo del valor real de C_w .

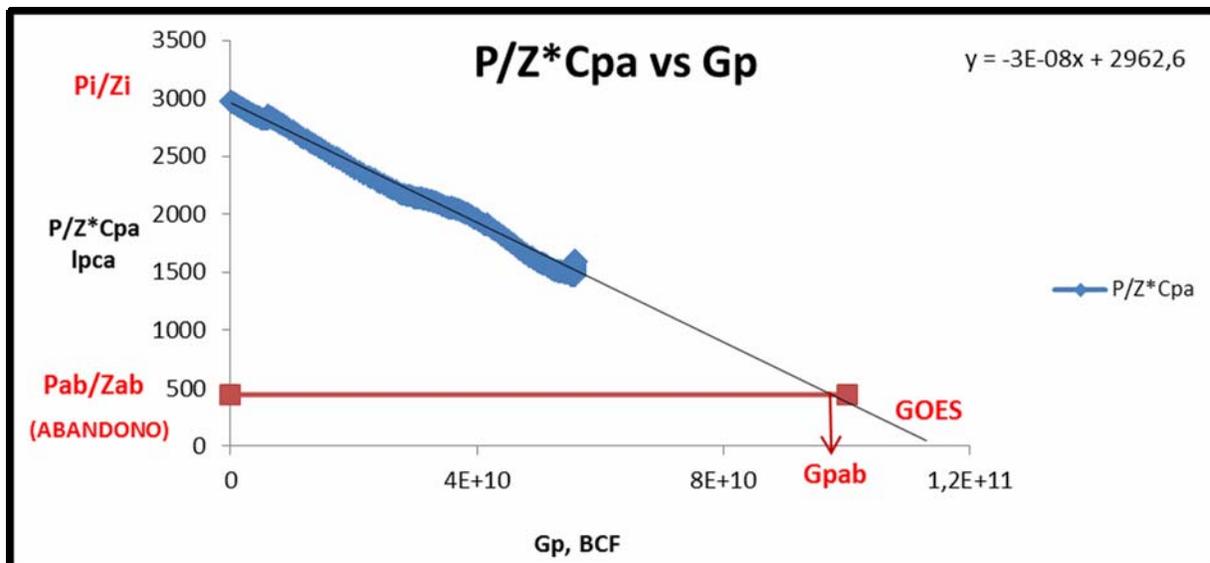


Figura 4.9 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 45% por debajo del valor real de C_w .

Tabla 4.9 Resultados obtenidos de la Figura 4.9

GOES REAL=98,753 BCF
Gpab= 83,892 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,951%
RESERVAS RECUPERABLES=83,89166 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,737 BCF

Al variar un 45% por debajo del valor real de C_w correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal, no reflejó ningún cambio aparente en el cálculo de las reservas en comparación a un 40% de variación, manteniéndose un comportamiento similar hasta alcanzar un 50% de variación por debajo del valor real de C_w .

A través de todos los resultados obtenidos anteriormente es necesario representar la variación de las reservas en función de la compresibilidad del agua.

Tabla 4.10 Valores de reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad del agua por encima de su valor real

Variación de Cw por encima del valor real (%)	Cw (lpc ⁻¹)	Reservas (BCF)	Variación de reservas (%)
0	3,3x10 ⁻⁶	83,88911	0
5	3,47 x10 ⁻⁶		
10	3,63 x10 ⁻⁶		
15	3,80 x10 ⁻⁶		
20	3,96 x10 ⁻⁶	83,88558	-0,0042
25	4,13 x10 ⁻⁶		
30	4,27 x10 ⁻⁶		
35	4,46 x10 ⁻⁶		
40	4,62 x10 ⁻⁶		
45	4,79 x10 ⁻⁶		
50	4,95 x10 ⁻⁶		

En la tabla 4.10 se puede observar que a medida que incrementan los valores de compresibilidad del agua (a partir de un 20% de variación) disminuye el valor de las reservas en un 0,0042%. A continuación se muestra la figura 4.10 reflejando gráficamente el comportamiento de las reservas de gas seco al incrementar los valores de compresibilidad del agua.

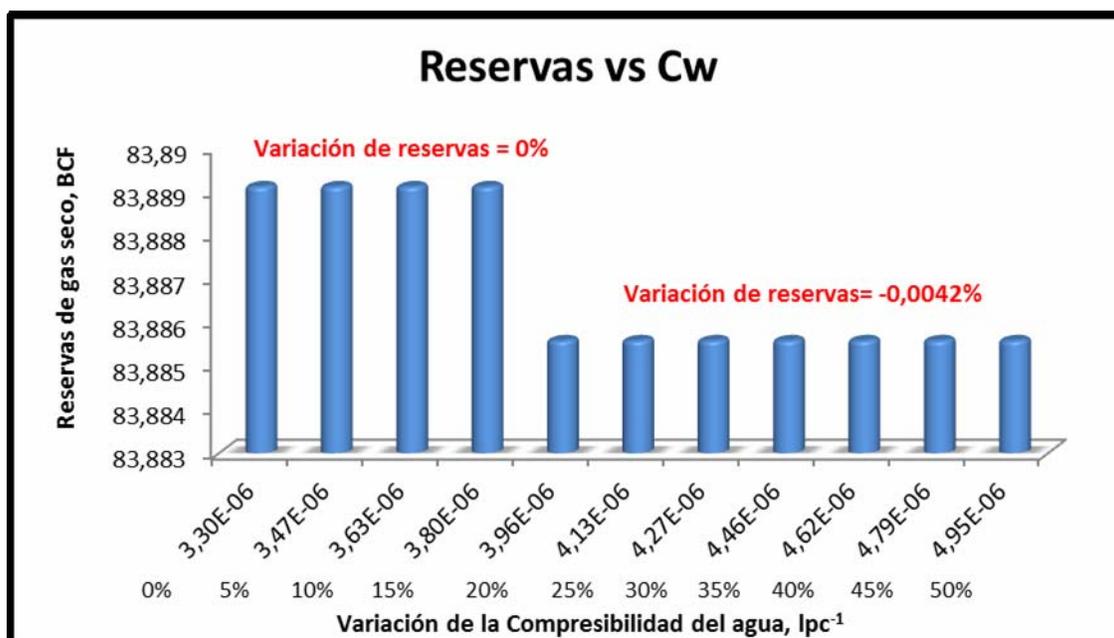


Figura 4.10 Reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad del agua por encima de su valor real

Tabla 4.11 Valores de reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad del agua por debajo de su valor real

Variación de Cw por debajo del valor real (%)	Cw (lpc ⁻¹)	Reservas (BCF)	Variación de reservas (%)
0	3,3 x10 ⁻⁶	83,88911	0
5	3,14 x10 ⁻⁶		
10	2,97 x10 ⁻⁶		
15	2,81 x10 ⁻⁶		
20	2,64 x10 ⁻⁶		
25	2,48 x10 ⁻⁶		
30	2,31 x10 ⁻⁶		
35	2,15 x10 ⁻⁶		
40	1,98 x10 ⁻⁶		
45	1,82 x10 ⁻⁶	83,89166	0,0030
50	1,65 x10 ⁻⁶		

En la tabla 4.11 se puede observar que a medida que disminuyen los valores de compresibilidad del agua (a partir de un 40% de variación) aumenta el valor de las reservas en un 0,0030%. A continuación se muestra la figura 4.11 reflejando gráficamente el comportamiento de las reservas de gas seco al disminuir los valores de compresibilidad del agua.

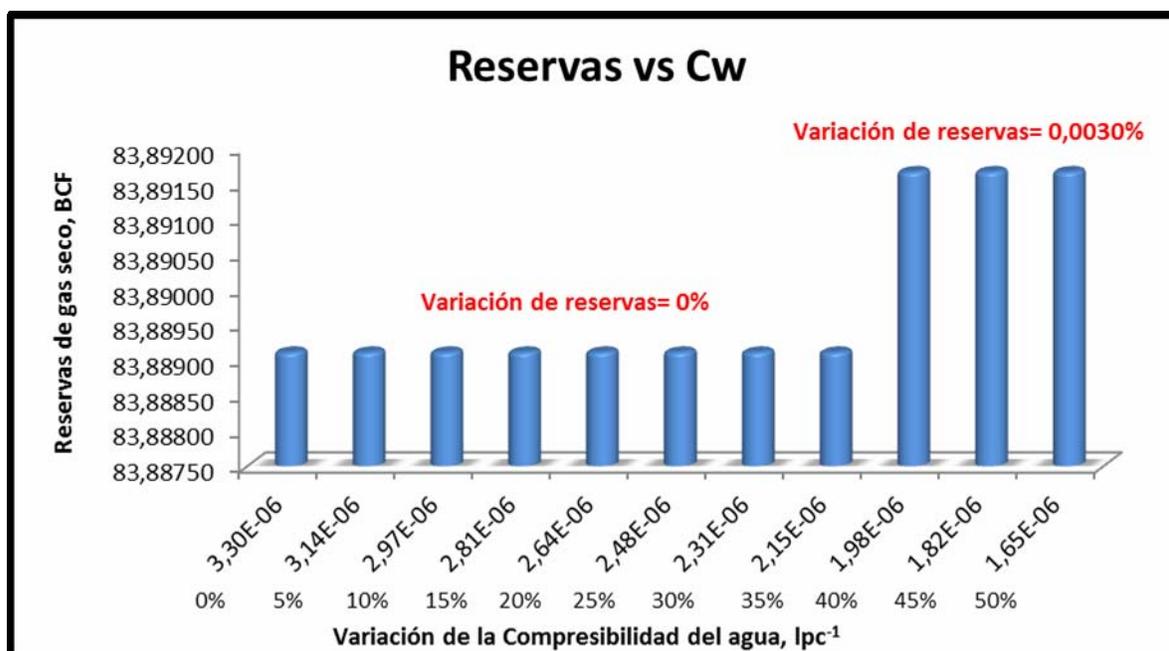


Figura 4.11 Reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad del agua por debajo de su valor real

A partir de estos resultados se demuestra que la compresibilidad del agua es un factor que no afecta significativamente el volumen de reservas de un yacimiento.

La compresibilidad del agua no representa un factor que requiera de mucha exactitud ni la necesidad de inversiones y/o tiempo para la toma de muestras para conocer el valor de dicho factor de un campo, puede usarse sin ningún problema factores de compresibilidades asumidos para una zona en particular de campos vecinos y esto no arrojará diferencias significativas en los cálculos de reservas de gas.

4.2.2 Compresibilidad de la formación (Cf)

Los resultados obtenidos para las variaciones de la compresibilidad de la formación son los siguientes:

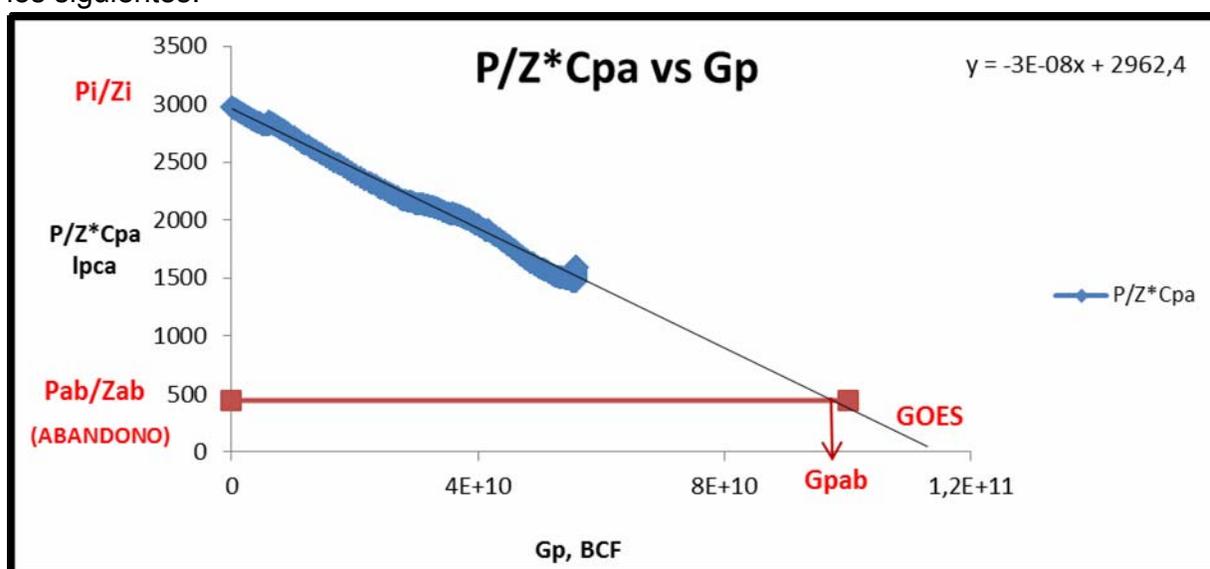


Figura 4.12 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 5% por encima del valor real de C_f .

Tabla 4.12 Resultados obtenidos de la Figura 4.12

GOES=98,747 BCF
Gpab= 83,886 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,950%
RESERVAS RECUPERABLES=83,88558 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,711 BCF

La primera variación realizada por encima del valor real de C_f correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal fue de 5%, la cual reflejó una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 10% por encima del valor real de Cf.

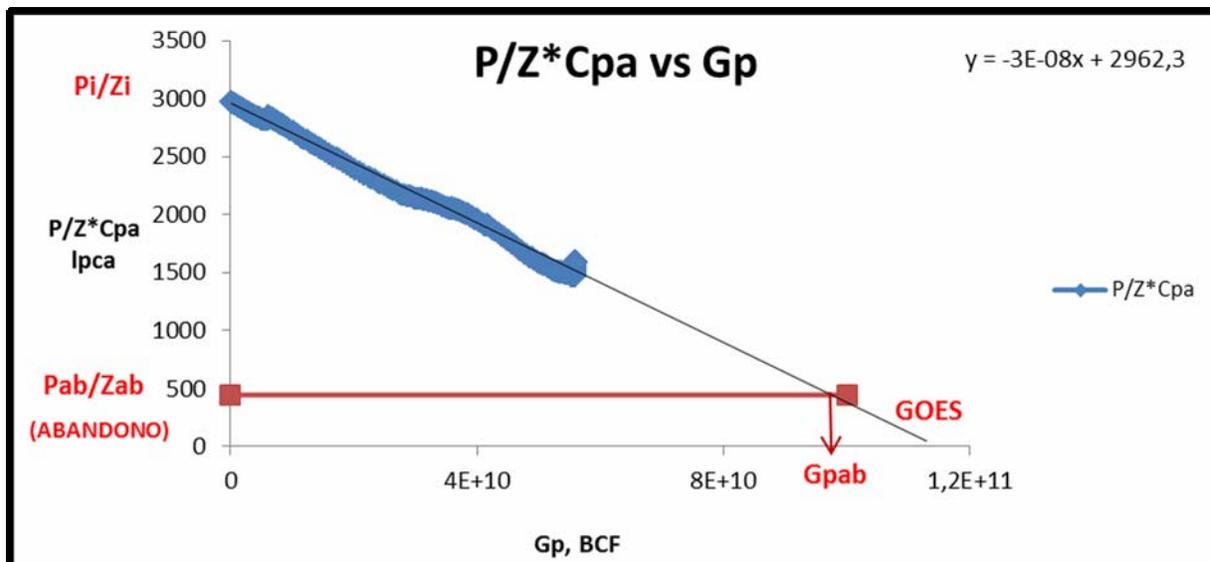


Figura 4.13 Variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 10% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.13 Resultados obtenidos de la Figura 4.13

GOES =98,743 BCF
G_{pab}= 83,882 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,950%
RESERVAS RECUPERABLES=83,88218 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,727 BCF

Para una variación de 10% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 15% por encima del valor real de Cf.

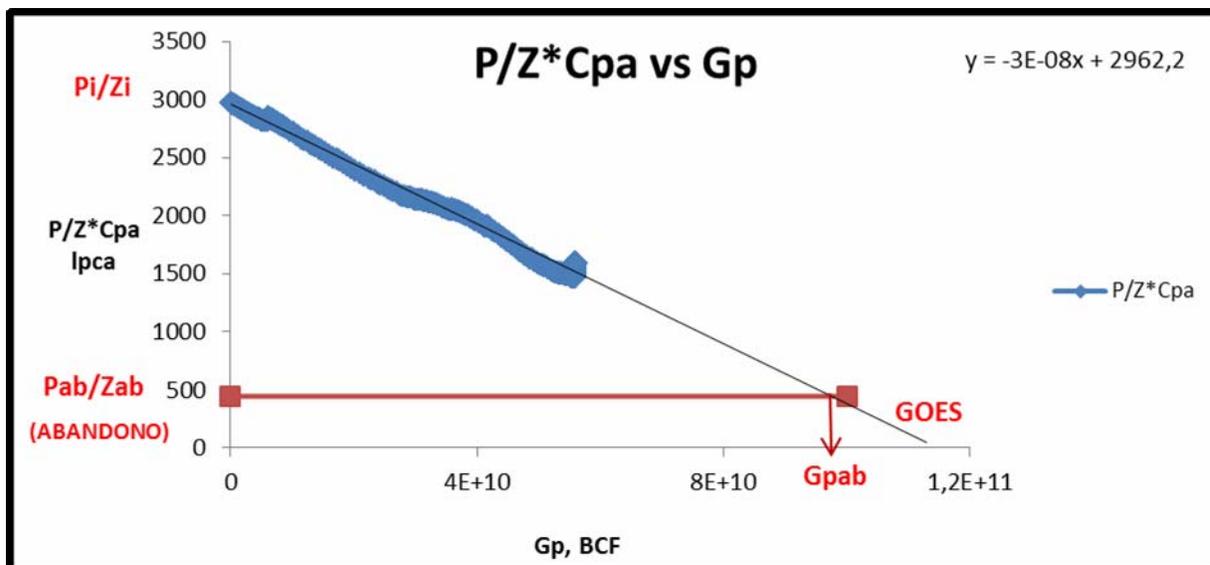


Figura 4.14 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 15% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.14 Resultados obtenidos de la Figura 4.14

GOES=98,74 BCF
$G_{pab}= 83,879$ BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,949 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,87864 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,724 BCF

Para una variación de 15% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 20% por encima del valor real de Cf.

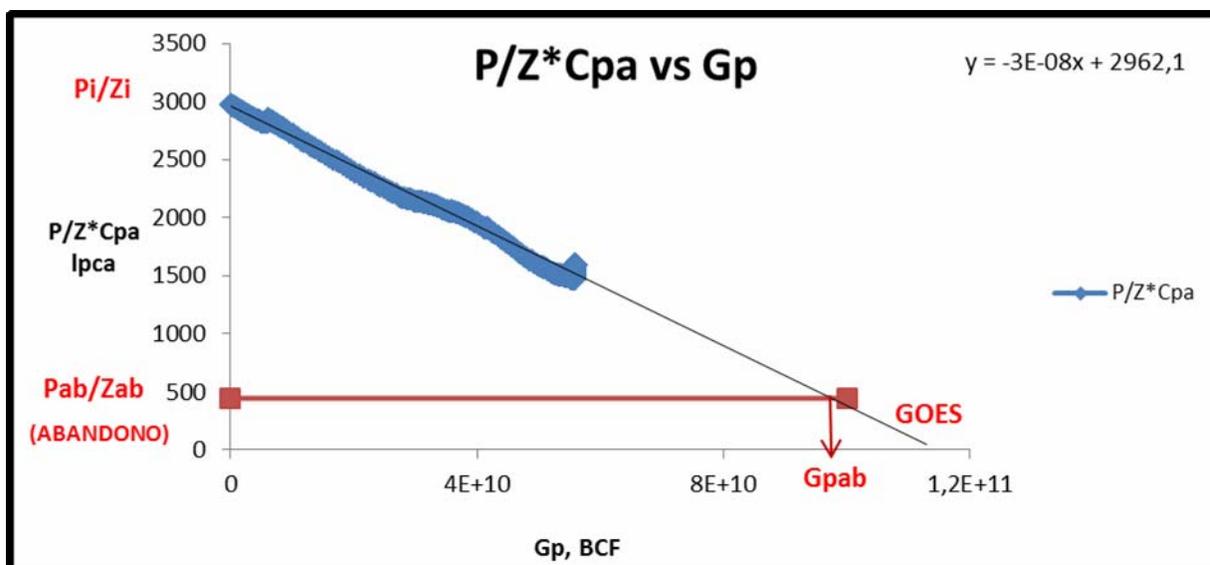


Figura 4.15 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 20% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.15 Resultados obtenidos de la Figura 4.15

GOES=98,737 BCF
Gpab= 83,876 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,949 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,87609 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,721 BCF

Para una variación de 20% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 25% por encima del valor real de Cf.

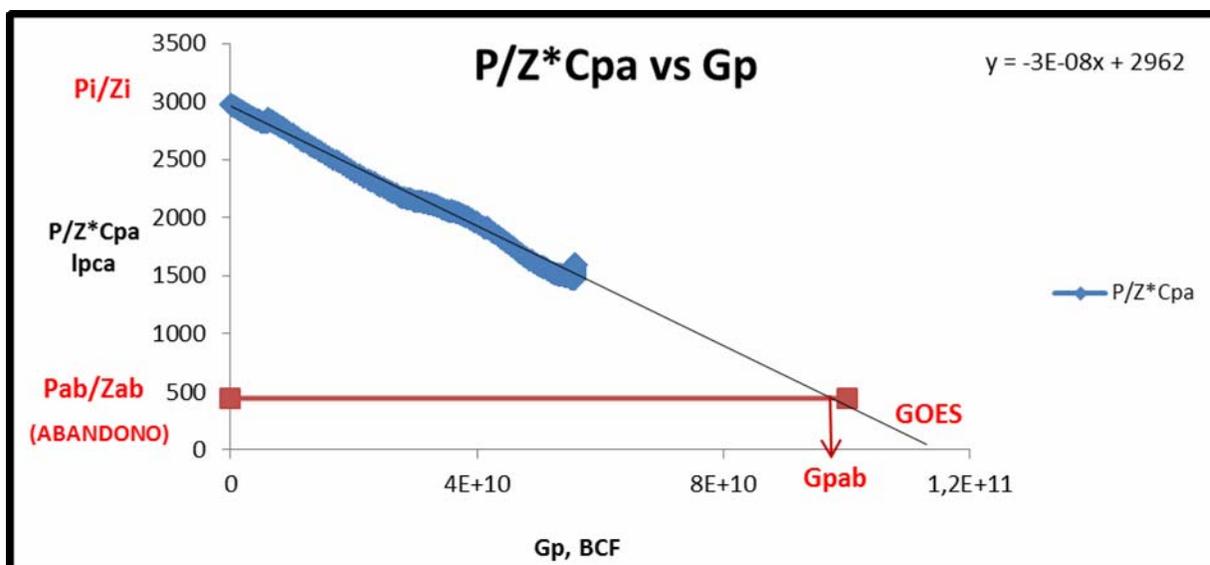


Figura 4.16 Variación de P/Z*Cpa con Gp para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 25% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.16 Resultados obtenidos de la Figura 4.16

GOES=98,733 BCF
Gpab= 83,872 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,948%
RESERVAS RECUPERABLES=83,87171 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,717 BCF

Para una variación de 25% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 30% por encima del valor real de Cf.

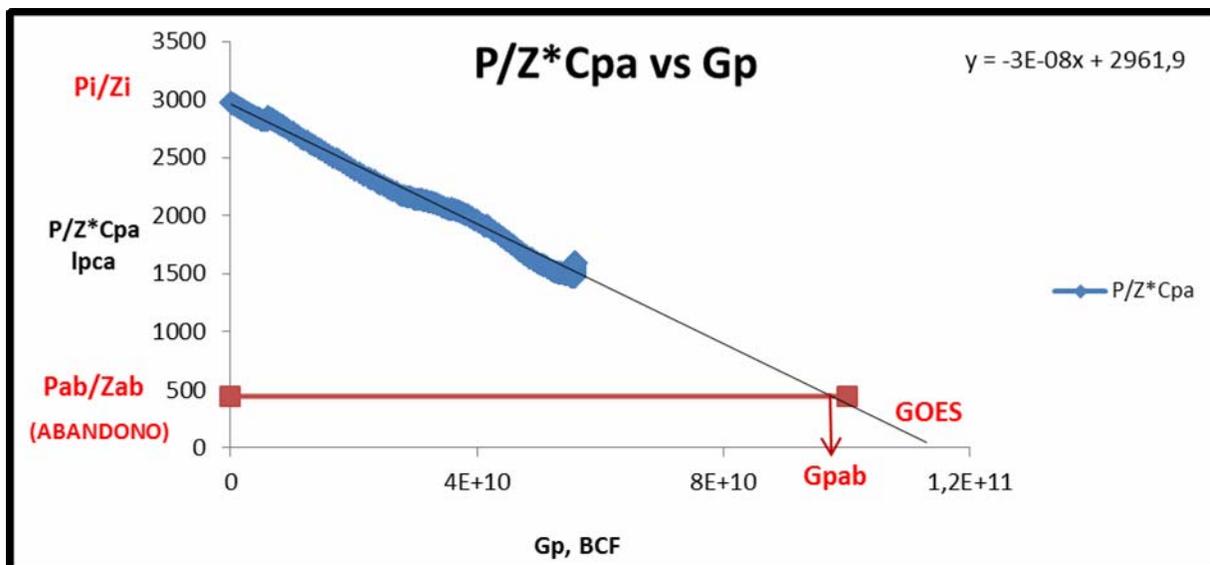


Figura 4.17 Variación de P/Z*Cpa con Gp para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 30% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.17 Resultados obtenidos de la Figura 4.17

GOES=98,73 BCF
Gpab= 83,869 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,948 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,86916 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,714 BCF

Para una variación de 30% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 35% por encima del valor real de Cf.

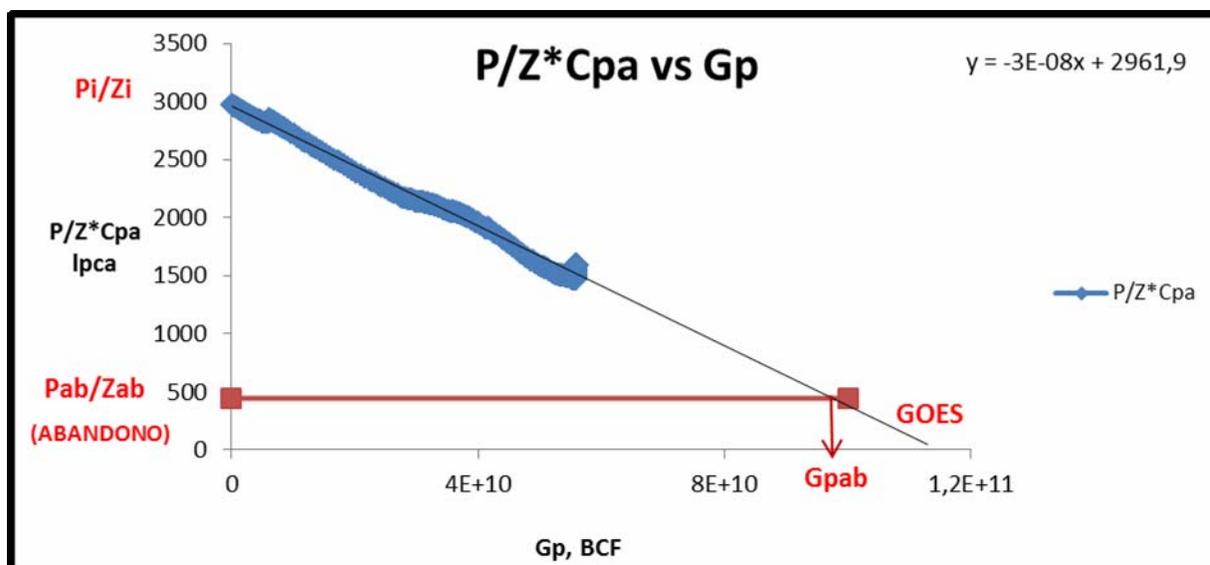


Figura 4.18 Variación de P/Z*Cpa con Gp para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 35% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.18 Resultados obtenidos de la Figura 4.18

GOES=98,73 BCF
Gpab= 83,869 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,948 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,86916 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,714 BCF

Al variar un 35% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal, no reflejó ningún cambio aparente en el cálculo de las reservas en comparación a un 30% de variación por encima del valor real de Cf.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 40% por encima del valor real de Cf.

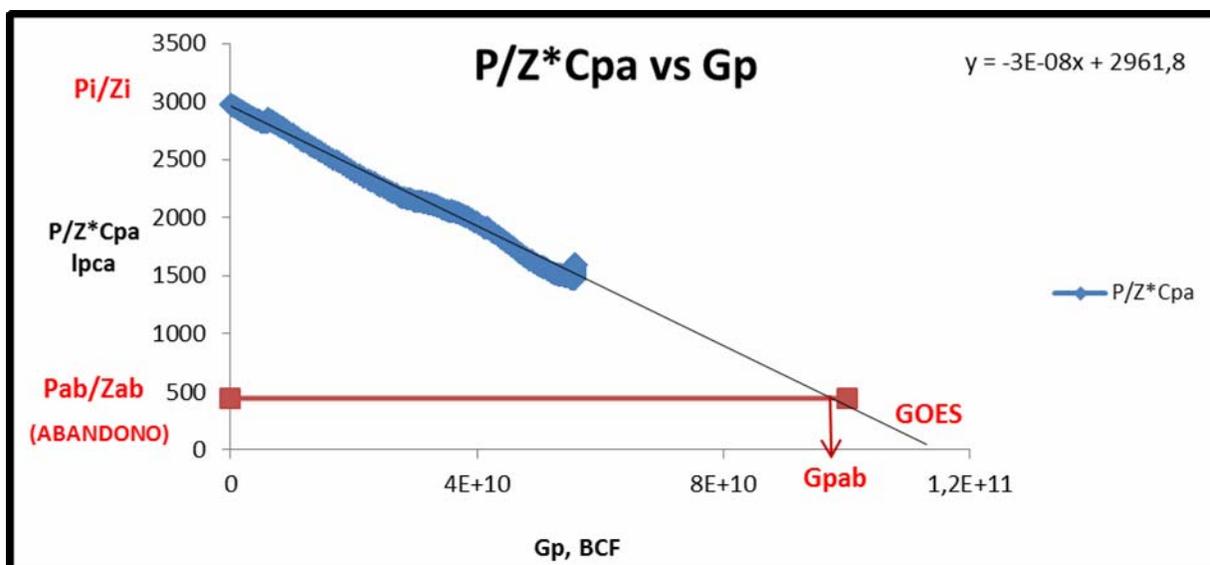


Figura 4.19 Variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 40% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.19 Resultados obtenidos de la Figura 4.19

GOES=98,727 BCF
Gpab= 83,866 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,947 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,86562 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,711 BCF

Para una variación de 40% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 45% por encima del valor real de Cf.

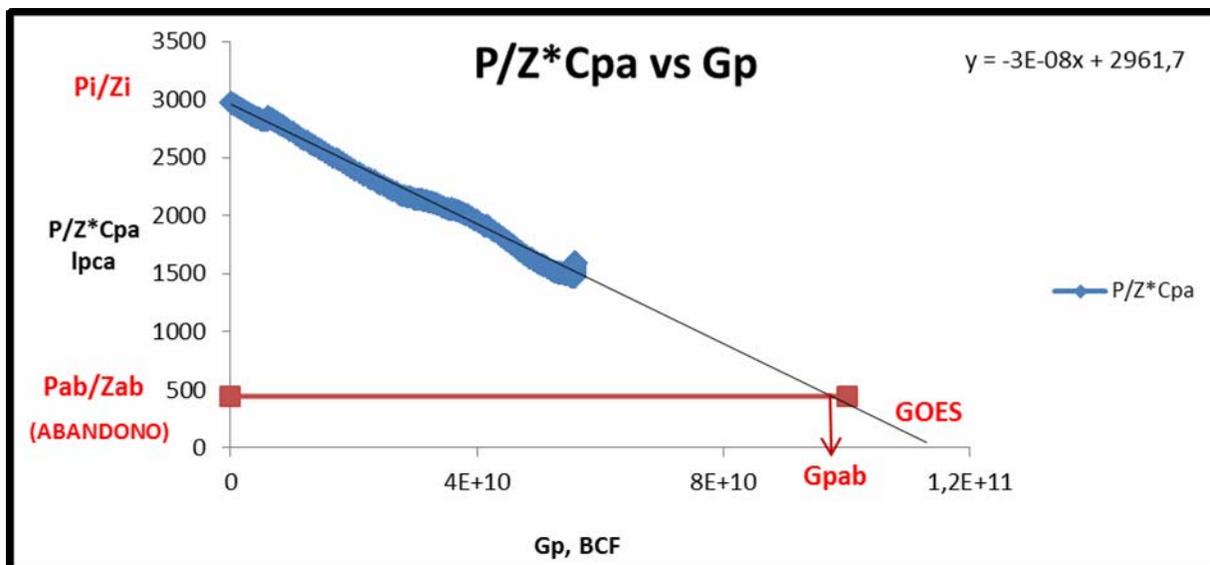


Figura 4.20 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 45% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.20 Resultados obtenidos de la Figura 4.20

GOES=98,723 BCF
Gpab= 83,862 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,947 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,86223 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,707 BCF

Para una variación de 45% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 50% por encima del valor real de Cf.

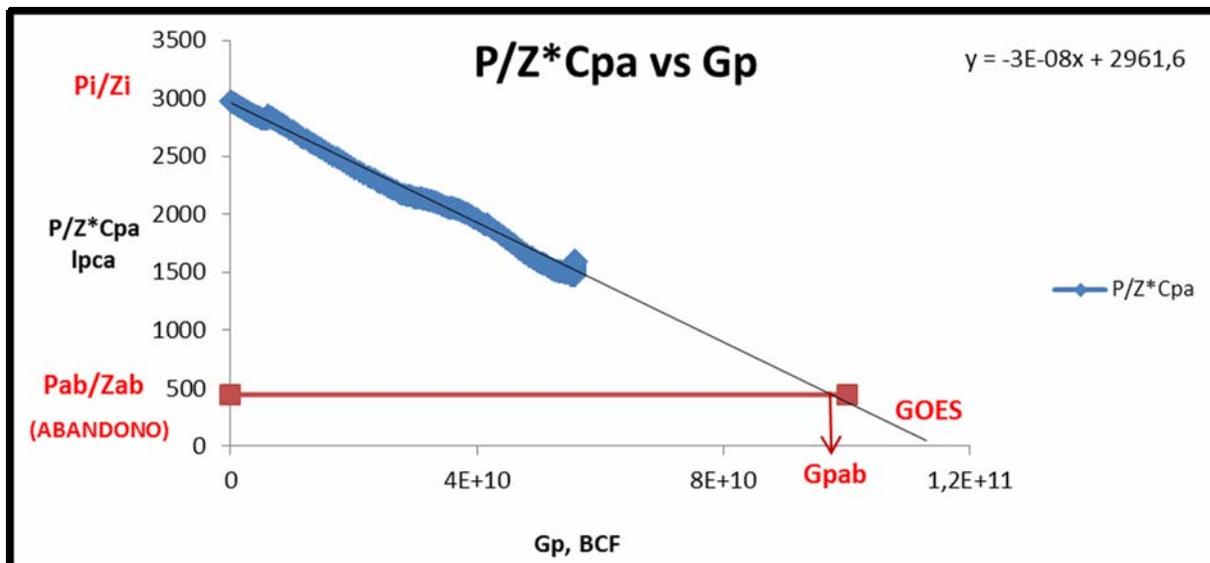


Figura 4.21 Variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 50% por encima del valor real de Cf.

Tabla 4.21 Resultados obtenidos de la Figura 4.21

GOES=98,72 BCF
Gpab= 83,859 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,946 %
RESERVAS RECUUPERABLES=83,85869 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,704 BCF

Para una variación de 50% por encima del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja una ligera disminución en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 5% por debajo del valor real de Cf.

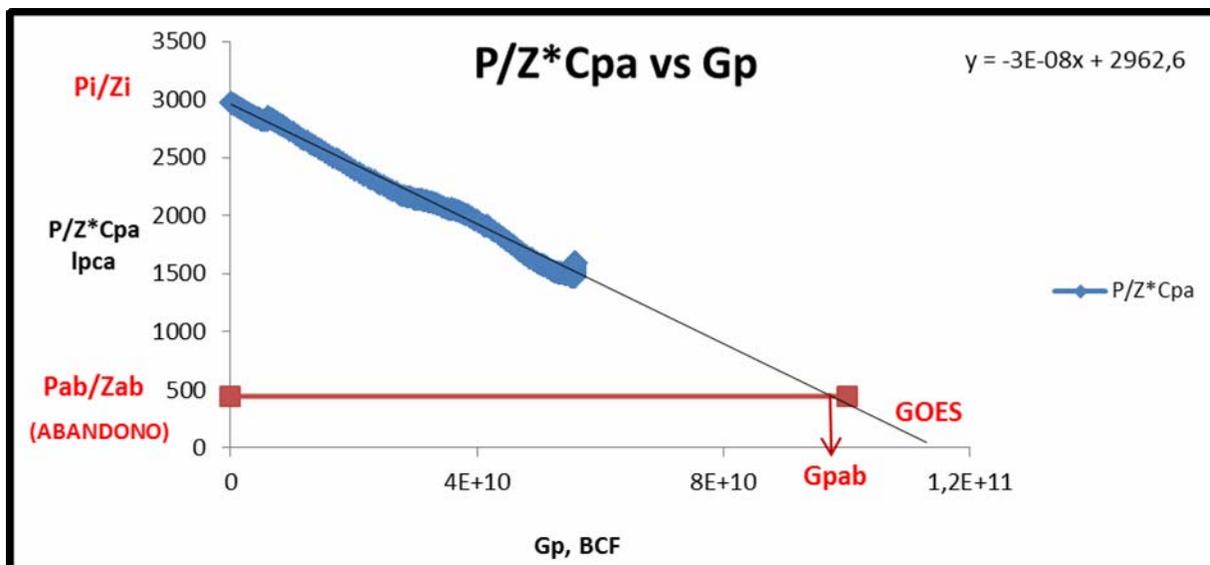


Figura 4.22 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 5% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.22 Resultados obtenidos de la Figura 4.22

GOES=98,753 BCF
Gpab= 83,892 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,951 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,89166 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,737 BCF

La primera variación realizada por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal fue de 5%, la cual reflejó un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 10% por debajo del valor real de Cf.

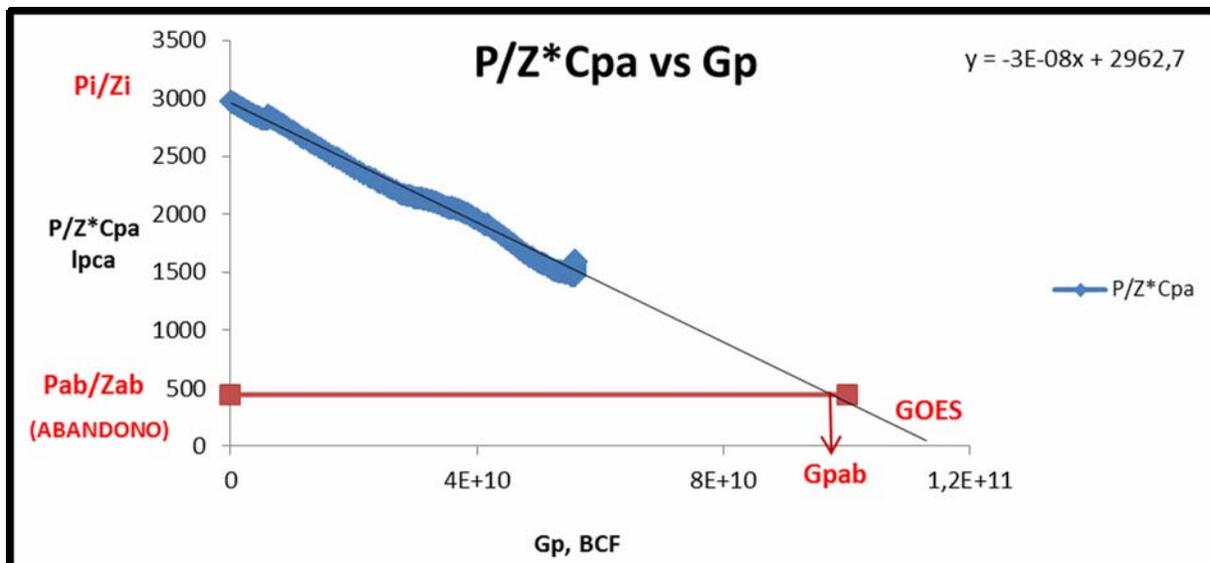


Figura 4.23 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 10% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.23 Resultados obtenidos de la Figura 4.23

GOES=98,757 BCF
G_{pab}= 83,896 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,952 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,89605 BCF
RESERVAS REMANENTES= 27,741 BCF

Para una variación de 10% por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 15% por debajo del valor real de Cf.

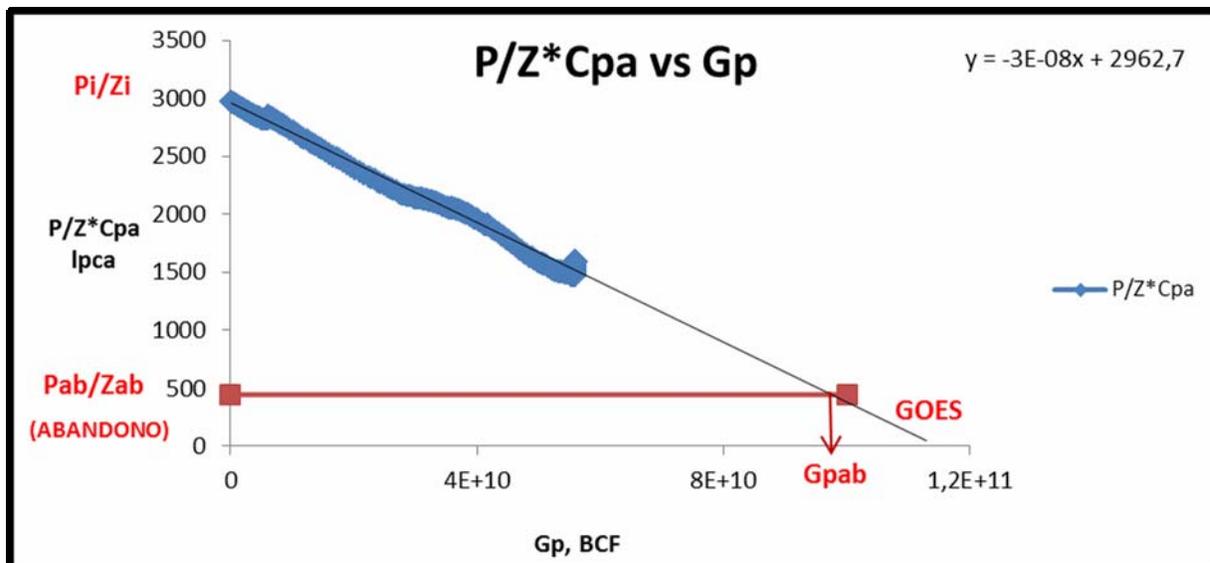


Figura 4.24 Variación de $P/Z * Cpa$ con Gp para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 15% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.24 Resultados obtenidos de la Figura 4.24

GOES=98,757 BCF
Gpab= 83,896 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,952 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,89605 BCF
RESERVAS REMANENTES= 27,741 BCF

Al variar un 15% por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal, no reflejó ningún cambio aparente en el cálculo de las reservas en comparación a un 10% de variación por debajo del valor real de Cf.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 20% por debajo del valor real de Cf.

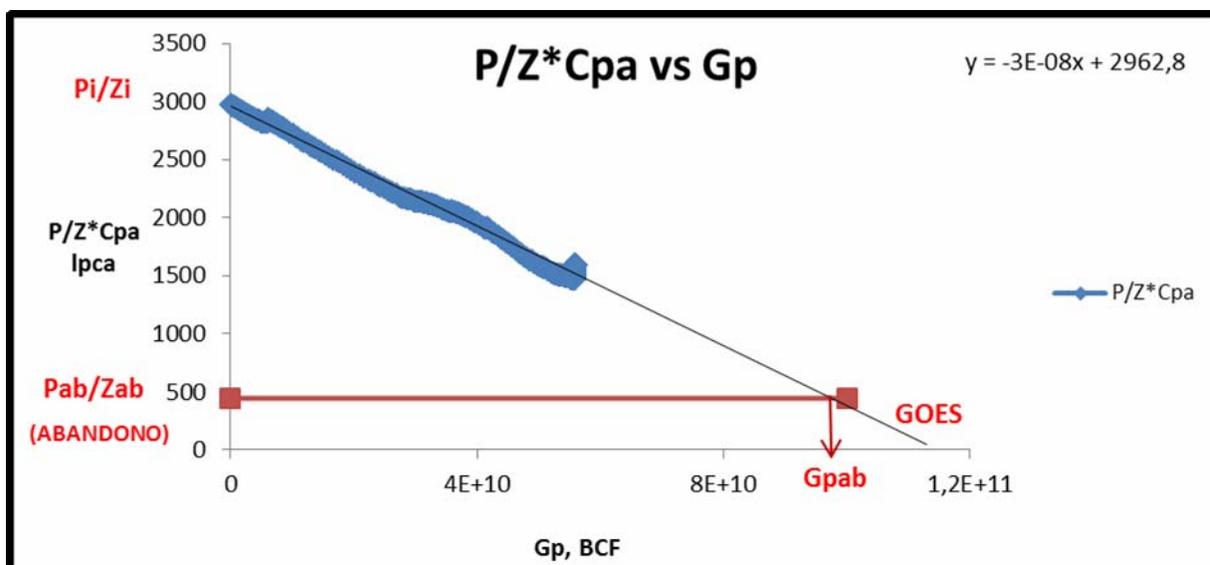


Figura 4.25 Variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 20% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.25 Resultados obtenidos de la Figura 4.25

GOES=98,76 BCF
Gpab= 83,899 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,952 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,89860 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,744 BCF

Para una variación de 20% por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 25% por debajo del valor real de Cf.

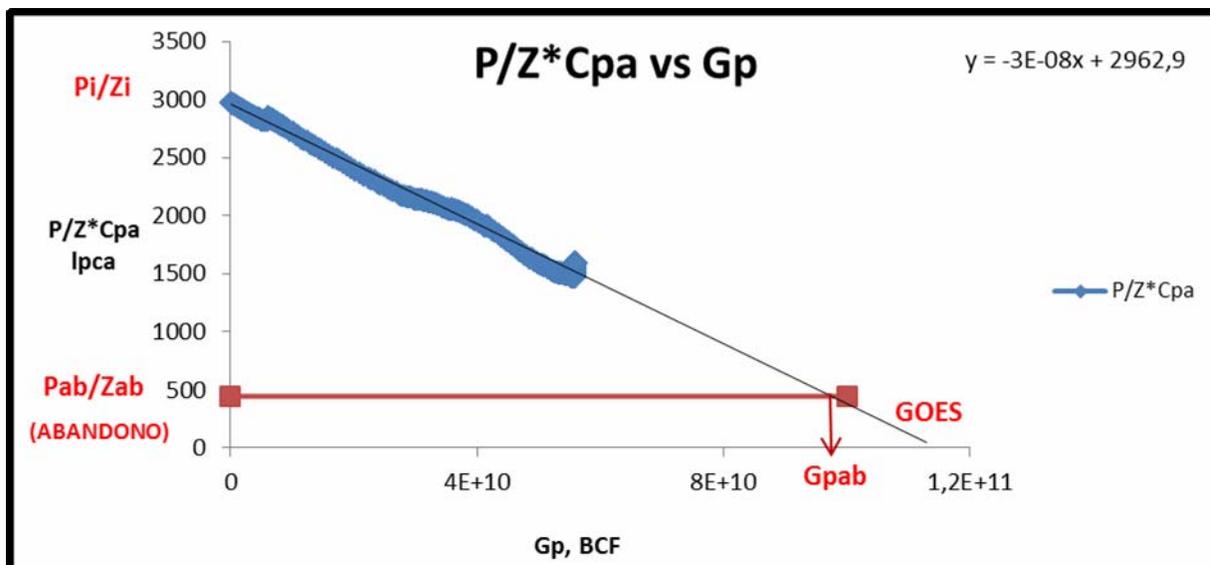


Figura 4.26 Variación de P/Z*Cpa con Gp para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 25% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.26 Resultados obtenidos de la Figura 4.26

GOES REAL=98,763 BCF
Gpab= 83,902 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,953 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,90213 BCF
RESERVAS RECUPERABLES=27,747 BCF

Para una variación de 25% por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 30% por debajo del valor real de Cf.

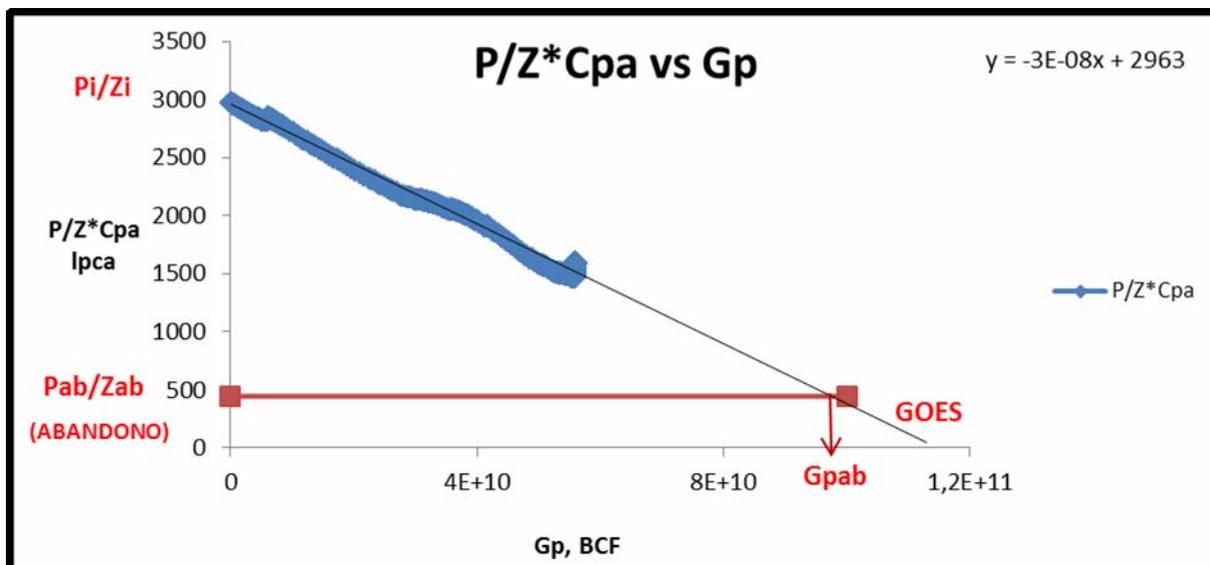


Figura 4.27 Variación de P/Z*Cpa con Gp para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 30% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.27 Resultados obtenidos de la Figura 4.27

GOES=98,767 BCF
Gpab= 83,905
FACTOR DE RECOBRO=84,952 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,90454 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,75 BCF

Para una variación de 30% por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 35% por debajo del valor real de Cf.

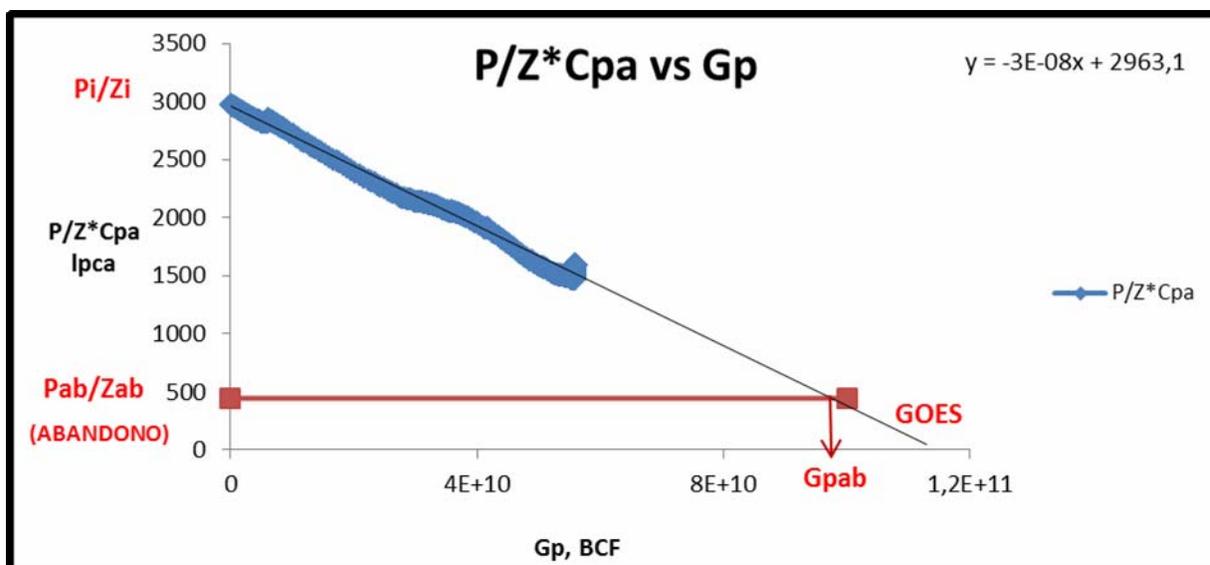


Figura 4.28 Variación de $P/Z * C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 35% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.28 Resultados obtenidos de la Figura 4.28

GOES=98,77 BCF
Gpab= 83,909 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,954 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,90907 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,754 BCF

Para una variación de 35% por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 40% por debajo del valor real de Cf.

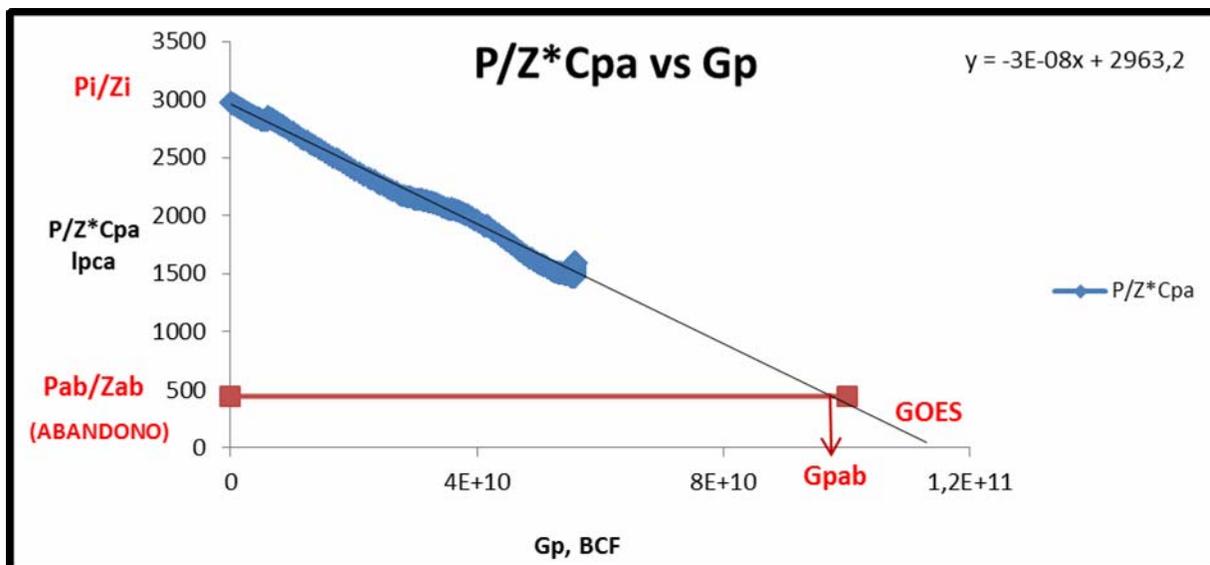


Figura 4.29 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 40% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.29 Resultados obtenidos de la Figura 4.29

GOES=98,773 BCF
Gpab= 83,912 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,954 %
RESERVAS RECUPERABLES=83,91161 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,757 BCF

Para una variación de 40% por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 45% por debajo del valor real de C_f .

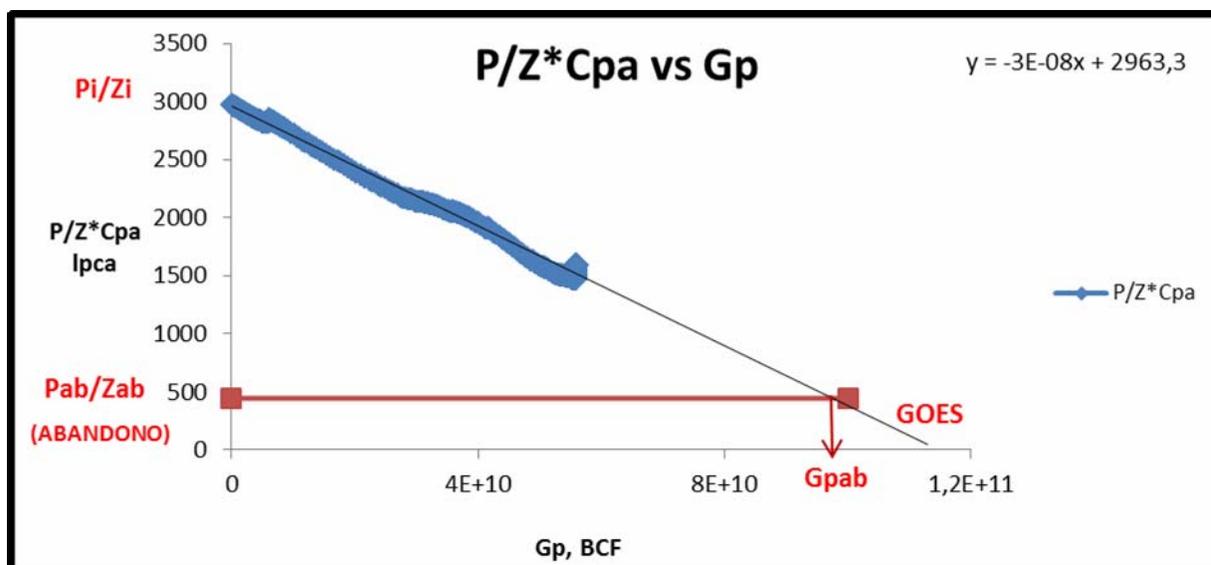


Figura 4.30 Variación de $P/Z \cdot C_{pa}$ con G_p para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 45% por debajo del valor real de C_f .

Tabla 4.30 Resultados obtenidos de la Figura 4.30

GOES=98,777 BCF
Gpab= 83,916 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,955%
RESERVAS RECUPERABLES=83,91600 BCF
RESERVAS REMANENTES=27,761 BCF

Para una variación de 45% por debajo del valor real de C_f correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

A continuación se presenta el comportamiento gráfico correspondiente para una variación de 50% por debajo del valor real de Cf.

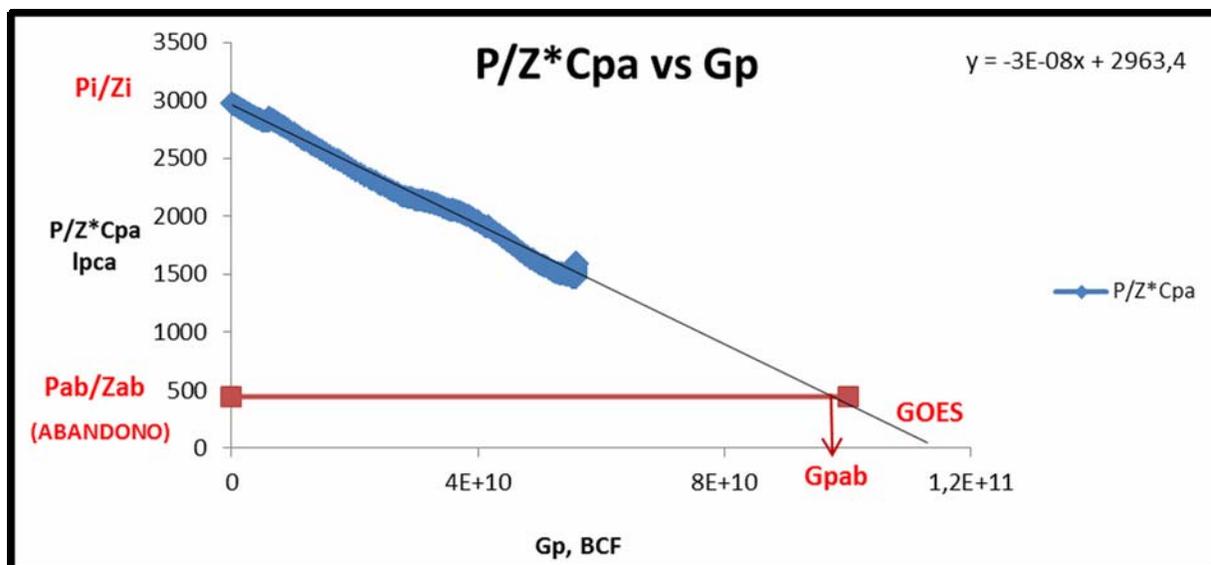


Figura 4.31 Variación de P/Z*Cpa con Gp para un yacimiento de gas seco con presión anormal para una variación de 50% por debajo del valor real de Cf.

Tabla 4.30 Resultados obtenidos de la Figura 4.31

GOES=98,78 BCF
Gpab= 83,919 BCF
FACTOR DE RECOBRO=84,955%
RESERVAS RECUPERABLES=83,91855BCF
RESERVAS REMANENTES=27,764 BCF

Para una variación de 50% por debajo del valor real de Cf correspondiente al yacimiento de gas seco con presión anormal se refleja un ligero aumento en el valor de las reservas en comparación al valor original y al calculado anteriormente.

Tabla 4.32 Valores de reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad de la formación por encima de su valor real

Variación de Cf por encima del valor real (%)	Cf (lpc ⁻¹)	Reservas (BCF)	Variación de reservas (%)
0	4,5 x10 ⁻⁶	83,88911	0
5	4,73 x10 ⁻⁶	83,88558	-0,0042
10	4,95 x10 ⁻⁶	83,88218	-0,0083
15	5,18 x10 ⁻⁶	83,87864	-0,0125
20	5,40 x10 ⁻⁶	83,87609	-0,0155
25	5,63 x10 ⁻⁶	83,87171	-0,0207
30	5,85 x10 ⁻⁶	83,86916	-0,0238
35	6,08 x10 ⁻⁶	83,86916	-0,0238
40	6,30 x10 ⁻⁶	83,86562	-0,0280
45	6,53 x10 ⁻⁶	83,86223	-0,0320
50	6,75 x10 ⁻⁶	83,85869	-0,0363

En la tabla 4.32 se puede observar que a medida que incrementan los valores de compresibilidad de la formación disminuye el valor de las reservas progresivamente, sin embargo, es notorio que para una variación de 30 y 35% respectivamente no hubo cambio aparente en el valor de las reservas. A continuación se muestra la figura 4.32 reflejando gráficamente el comportamiento de las reservas de gas seco al incrementar los valores de compresibilidad de la formación.

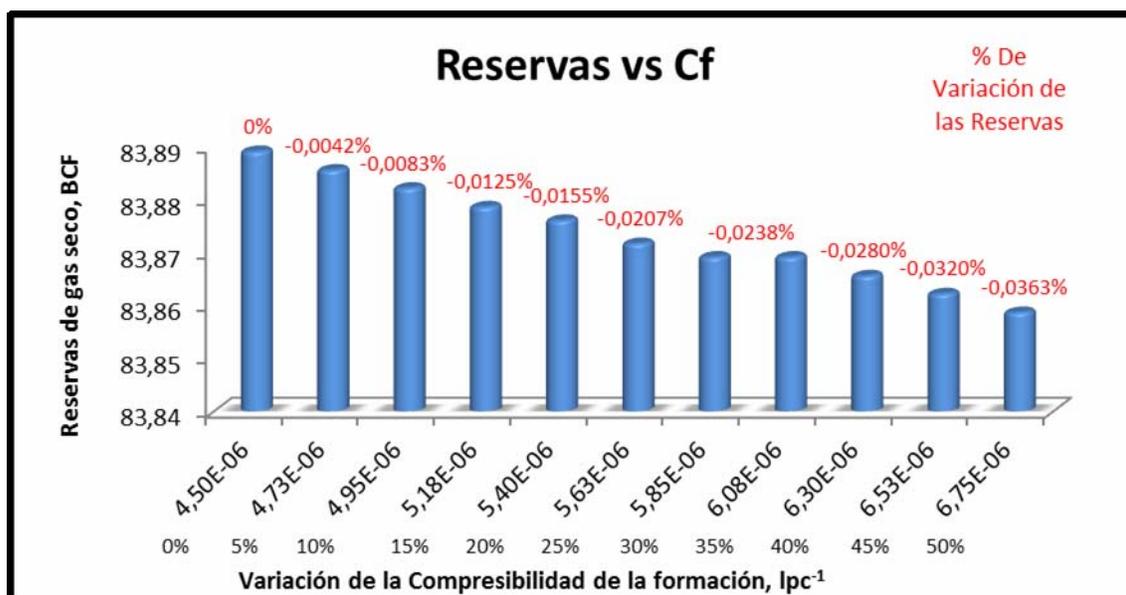


Figura 4.32 Reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad de la formación por encima de su valor real

Tabla 4.33 Valores de reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad de la formación por debajo de su valor real

Variación de Cf por debajo del valor real (%)	Cf (lpc ⁻¹)	Reservas (BCF)	Variación de reservas (%)
0	4,5 x10 ⁻⁶	83,88911	0
5	4,28 x10 ⁻⁶	83,89166	0,0030
10	4,05 x10 ⁻⁶	83,89605	0,0083
15	3,83 x10 ⁻⁶		
20	3,60 x10 ⁻⁶	83,89860	0,0113
25	3,38 x10 ⁻⁶	83,90213	0,0155
30	3,15 x10 ⁻⁶	83,90454	0,0184
35	2,93 x10 ⁻⁶	83,90907	0,0238
40	2,70 x10 ⁻⁶	83,91161	0,0268
45	2,48 x10 ⁻⁶	83,91600	0,0321
50	2,25 x10 ⁻⁶	83,91855	0,0351

En la tabla 4.33 se puede observar que a medida que disminuyen los valores de compresibilidad de la formación aumenta el valor de las reservas progresivamente, sin embargo, es notorio que para una variación de 10 y 15% respectivamente no hubo cambio aparente en el valor de las reservas. A continuación se muestra la figura 4.33 reflejando gráficamente el comportamiento de las reservas de gas seco al disminuir los valores de compresibilidad de la formación.

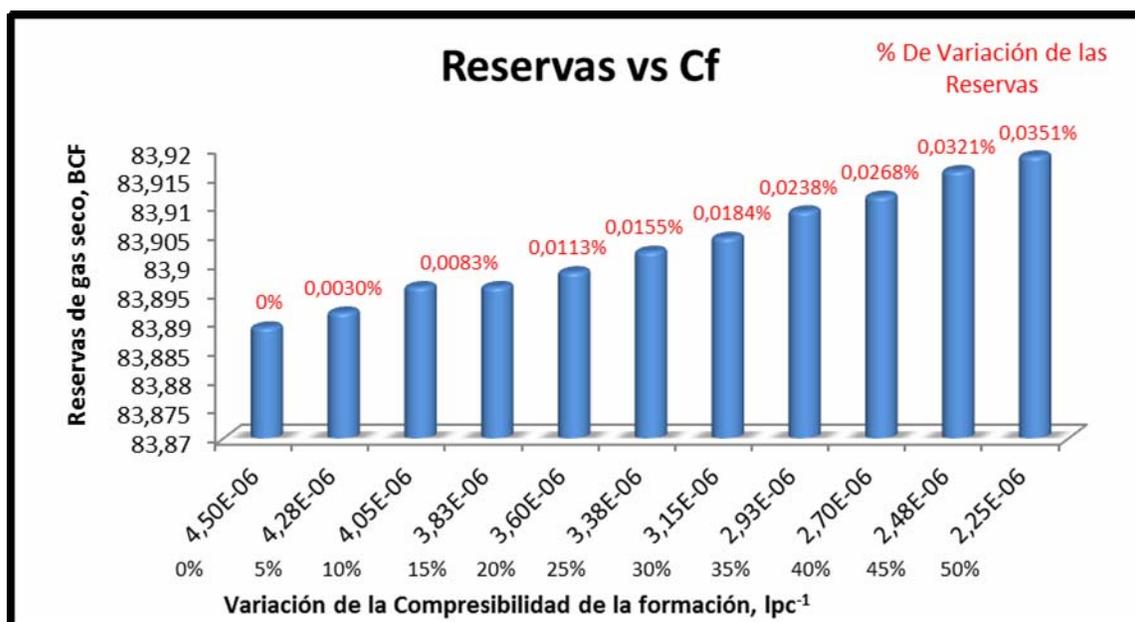


Figura 4.33 Reservas de gas seco en función a la variación de la Compresibilidad de la formación por debajo de su valor real

A partir de estos resultados se demuestra que la compresibilidad de la formación es un factor que no afecta significativamente el volumen de reservas de un yacimiento.

La compresibilidad de la formación al igual que la del agua no representa un factor que requiera de mucha exactitud ni la necesidad de inversiones y/o tiempo en la toma de muestras para conocer el valor de dicho factor de un campo, puede usarse sin ningún problema factores de compresibilidades asumidos para una zona en particular de campos vecinos y esto no arrojará diferencias significativas en los cálculos de reservas de gas.

4.3 Conclusiones

1. El volumen de gas original en sitio determinado por el método de declinación de presión fue de 98,75 BCF.
2. Las reservas recuperables considerando una presión de abandono de 424,7 lpca fueron de 83,88911 BCF.
3. La compresibilidad del agua y de la formación no influyen significativamente en el cálculo de las reservas.
4. Las reservas recuperables a partir de una variación de 20% por encima del valor real de la compresibilidad del agua disminuyen en un 0,0042%, por lo que se considera insignificante.
5. Las reservas recuperables a partir de una variación de 40% por debajo del valor real de la compresibilidad del agua aumentan en un 0,0030%, por lo que se considera insignificante.
6. Considerar para un yacimiento nuevo los valores de compresibilidad del agua y de la formación pertenecientes a campos vecinos.

4.4 Recomendaciones

1. Realizar análisis de laboratorio de muestras de agua y suelo a diferentes profundidades para estimar la influencia de la salinidad u otras propiedades en la compresibilidad del agua y de la formación, de manera tal que permita conocer como afectan éstas en el cálculo de las reservas de gas seco.
2. Considerar la ecuación de balance de materiales como una herramienta sencilla que permita tantear los valores de compresibilidad del agua y de la formación que afecten considerablemente el cálculo de las reservas de gas seco.
3. Realizar un estudio a partir de la ecuación de balance de materiales que permita cuantificar la energía que aporta a la producción del yacimiento la reducción del volumen poroso y expansión del agua connata con variaciones en las compresibilidades del agua y de la formación.

BIBLIOGRAFÍA

1. BARBIERI, Efraín E. **“Yacimientos de Hidrocarburos”**. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED). Caracas, septiembre de 2011.
2. BRUZUAL T., Gregorio J. **“caracterización Física de Yacimientos”**. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Agosto, 2007.
3. ESCOBAR M., Freddy H. **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Editorial Universidad Surcolombiana, Primera Edición. Colombia, 2004.
4. MANNUCCI V., Jesús E. **“Caracterización Energética de Yacimientos”**. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Programa de Adiestramiento, 2004.
5. RODRÍGUEZ, José Ramón. **“Ingeniería Básica de Yacimientos”**. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Mayo 2007.
6. RODRÍGUEZ S., Juan C. **“Comparación de los Diferentes Métodos para el Cálculo de las Reservas Gas-Líquido, para el Yacimiento EJE-801 ubicado en el Municipio Anaco del Estado Anzoátegui”**. Tesis, Universidad de Oriente. Barcelona, octubre de 2010.
7. ROJAS, Gonzalo. **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**. Segunda Edición. Puerto la Cruz, 2003.

ANEXOS

Anexo A. Tabla de Datos

Tabla A.1 Datos de producción del Yacimiento UDO-X

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	31/12/1970	619,1	14859	15
YACIMIENTO X	31/01/1971	1441,8	44697	60
YACIMIENTO X	28/02/1971	1874,2	48730	108
YACIMIENTO X	31/03/1971	1605,1	49758	158
YACIMIENTO X	30/04/1971	1777	53309	211
YACIMIENTO X	31/05/1971	2250,8	69775	281
YACIMIENTO X	30/06/1971	2216,8	66503	348
YACIMIENTO X	31/07/1971	2142	66401	414
YACIMIENTO X	31/08/1971	2506,4	77699	492
YACIMIENTO X	30/09/1971	2952,2	88566	580
YACIMIENTO X	31/10/1971	2927,3	84892	665
YACIMIENTO X	30/11/1971	2472,4	74172	739
YACIMIENTO X	31/12/1971	2927,3	84892	824
YACIMIENTO X	31/01/1972	3967,2	92830	917
YACIMIENTO X	29/02/1972	4552,2	132013	1.049
YACIMIENTO X	31/03/1972	4390,8	136114	1.185
YACIMIENTO X	30/04/1972	4328,3	95945	1.281
YACIMIENTO X	31/05/1972	3105,1	96258	1.377
YACIMIENTO X	30/06/1972	6945,4	195704	1.573
YACIMIENTO X	31/07/1972	6164,4	191096	1.764
YACIMIENTO X	31/08/1972	5311,7	164664	1.929
YACIMIENTO X	30/09/1972	5217	156509	2.085
YACIMIENTO X	31/10/1972	5424,9	166263	2.252
YACIMIENTO X	30/11/1972	5430,8	162925	2.415
YACIMIENTO X	31/12/1972	5886,8	182492	2.597
YACIMIENTO X	31/01/1973	5291	164021	2.761
YACIMIENTO X	28/02/1973	8046	225288	2.986
YACIMIENTO X	31/03/1973	6310	195609	3.182
YACIMIENTO X	30/04/1973	7018,5	210554	3.393
YACIMIENTO X	31/05/1973	5683	176174	3.569
YACIMIENTO X	30/06/1973	5045,6	151369	3.720
YACIMIENTO X	31/07/1973	5662,1	175524	3.896
YACIMIENTO X	31/08/1973	5613,5	174017	4.070
YACIMIENTO X	30/09/1973	6484,1	194522	4.264
YACIMIENTO X	31/10/1973	5823	180513	4.445
YACIMIENTO X	30/11/1973	5459,4	163783	4.608
YACIMIENTO X	31/12/1973	5607,5	173831	4.782
YACIMIENTO X	31/01/1974	6008,4	186259	4.969
YACIMIENTO X	28/02/1974	7429,4	208022	5.177
YACIMIENTO X	31/03/1974	6140	190339	5.367
YACIMIENTO X	30/04/1974	2517,5	75524	5.442
YACIMIENTO X	31/05/1974	2571	79700	5.522
YACIMIENTO X	30/06/1974	1900,2	57005	5.579

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	31/07/1974	1678,3	52027	5.631
YACIMIENTO X	31/08/1974	1439,1	44613	5.676
YACIMIENTO X	30/09/1974	1849	55469	5.731
YACIMIENTO X	31/10/1974	1807,4	54221	5.785
YACIMIENTO X	30/11/1974	1730,7	51920	5.837
YACIMIENTO X	31/12/1974	1428,6	44288	5.882
YACIMIENTO X	31/01/1975	1183,4	36686	5.918
YACIMIENTO X	28/02/1975	1267,2	35481	5.954
YACIMIENTO X	31/03/1975	1386,7	42989	5.997
YACIMIENTO X	30/04/1975	4107,7	123230	6.167
YACIMIENTO X	31/05/1975			6.167
YACIMIENTO X	30/06/1975			6.167
YACIMIENTO X	31/07/1975			6.167
YACIMIENTO X	31/08/1975			6.167
YACIMIENTO X	30/09/1975			6.167
YACIMIENTO X	31/10/1975			6.167
YACIMIENTO X	30/11/1975			6.167
YACIMIENTO X	31/12/1975			6.167
YACIMIENTO X	31/01/1976			6.167
YACIMIENTO X	29/02/1976			6.167
YACIMIENTO X	31/03/1976			6.167
YACIMIENTO X	30/04/1976			6.167
YACIMIENTO X	31/05/1976			6.167
YACIMIENTO X	30/06/1976			6.167
YACIMIENTO X	31/07/1976			6.167
YACIMIENTO X	31/08/1976			6.167
YACIMIENTO X	30/09/1976			6.167
YACIMIENTO X	31/10/1976			6.167
YACIMIENTO X	30/11/1976			6.167
YACIMIENTO X	31/12/1976			6.167
YACIMIENTO X	31/01/1977			6.167
YACIMIENTO X	28/02/1977			6.167
YACIMIENTO X	31/03/1977			6.167
YACIMIENTO X	30/04/1977			6.167
YACIMIENTO X	31/05/1977			6.167
YACIMIENTO X	30/06/1977			6.167
YACIMIENTO X	31/07/1977	4921,5	152566	6.319
YACIMIENTO X	31/08/1977	4517,2	140033	6.459
YACIMIENTO X	30/09/1977	4222,8	126685	6.586
YACIMIENTO X	31/10/1977	4391,1	136123	6.722
YACIMIENTO X	30/11/1977	4341,6	126996	6.849
YACIMIENTO X	31/12/1977	3965,4	122927	6.972
YACIMIENTO X	31/01/1978	5467,1	168506	7.141
YACIMIENTO X	28/02/1978	3983,6	108611	7.249

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	31/03/1978	4077,7	90172	7.339
YACIMIENTO X	30/04/1978	4447,5	113834	7.453
YACIMIENTO X	31/05/1978	3467,7	107500	7.561
YACIMIENTO X	30/06/1978	4157,3	124719	7.685
YACIMIENTO X	31/07/1978	4150,6	128670	7.814
YACIMIENTO X	31/08/1978	6503,5	201609	8.016
YACIMIENTO X	30/09/1978	5569,8	166541	8.182
YACIMIENTO X	31/10/1978	4975,2	154230	8.336
YACIMIENTO X	30/11/1978	6007,1	180212	8.517
YACIMIENTO X	31/12/1978	6166,7	191169	8.708
YACIMIENTO X	31/01/1979	15999,9	495997	9.204
YACIMIENTO X	28/02/1979	16601,3	464837	9.669
YACIMIENTO X	31/03/1979	15526,4	481319	10.150
YACIMIENTO X	30/04/1979	14728,8	441552	10.591
YACIMIENTO X	31/05/1979	16010,2	495856	11.087
YACIMIENTO X	30/06/1979	15608,3	467450	11.555
YACIMIENTO X	31/07/1979	14604	451648	12.006
YACIMIENTO X	31/08/1979	13892,3	430660	12.437
YACIMIENTO X	30/09/1979	15007,4	449629	12.887
YACIMIENTO X	31/10/1979	15594,6	482910	13.370
YACIMIENTO X	30/11/1979	15531,7	465951	13.836
YACIMIENTO X	31/12/1979	17695,9	536413	14.372
YACIMIENTO X	31/01/1980	16634,6	515597	14.888
YACIMIENTO X	29/02/1980	21127,3	612692	15.500
YACIMIENTO X	31/03/1980	19687,3	570217	16.071
YACIMIENTO X	30/04/1980	20617,6	618529	16.689
YACIMIENTO X	31/05/1980	16273	503812	17.193
YACIMIENTO X	30/06/1980	17117,3	513518	17.706
YACIMIENTO X	31/07/1980	20332,1	614281	18.321
YACIMIENTO X	31/08/1980	19190	594890	18.916
YACIMIENTO X	30/09/1980	20584,9	617548	19.533
YACIMIENTO X	31/10/1980	23223	719912	20.253
YACIMIENTO X	30/11/1980	25470,2	764107	21.017
YACIMIENTO X	31/12/1980	22723,3	704422	21.722
YACIMIENTO X	31/01/1981	20758,4	643509	22.365
YACIMIENTO X	28/02/1981	18411,8	515529	22.881
YACIMIENTO X	31/03/1981	16635,5	515699	23.396
YACIMIENTO X	30/04/1981	16978,1	509342	23.906
YACIMIENTO X	31/05/1981	16191,5	501935	24.408
YACIMIENTO X	30/06/1981	17231,5	516944	24.924
YACIMIENTO X	31/07/1981	19626,3	608415	25.533
YACIMIENTO X	31/08/1981	11778,3	365127	25.898
YACIMIENTO X	30/09/1981	14259,5	427785	26.326
YACIMIENTO X	31/10/1981	18866,7	584869	26.911

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	30/11/1981	18393,3	551798	27.462
YACIMIENTO X	31/12/1981	15318,7	474879	27.937
YACIMIENTO X	31/01/1982	11160	331449	28.269
YACIMIENTO X	28/02/1982	11575,5	324113	28.593
YACIMIENTO X	31/03/1982	7269,1	225341	28.818
YACIMIENTO X	30/04/1982	7521,7	225652	29.044
YACIMIENTO X	31/05/1982	6156,6	190349	29.234
YACIMIENTO X	30/06/1982	14405,5	432164	29.666
YACIMIENTO X	31/07/1982	9769	302840	29.969
YACIMIENTO X	31/08/1982	5417,2	167933	30.137
YACIMIENTO X	30/09/1982	6097,2	163446	30.301
YACIMIENTO X	31/10/1982	6002,1	186064	30.487
YACIMIENTO X	30/11/1982	4934,1	148022	30.635
YACIMIENTO X	31/12/1982	6672,6	206851	30.842
YACIMIENTO X	31/01/1983	7564,6	234504	31.076
YACIMIENTO X	28/02/1983	5576,2	155320	31.231
YACIMIENTO X	31/03/1983	7118,7	220681	31.452
YACIMIENTO X	30/04/1983	7356,5	220695	31.673
YACIMIENTO X	31/05/1983	6313,7	195725	31.869
YACIMIENTO X	30/06/1983	5876,4	176293	32.045
YACIMIENTO X	31/07/1983	6595,5	204459	32.249
YACIMIENTO X	31/08/1983	3678,3	114028	32.363
YACIMIENTO X	30/09/1983	8623,6	234013	32.597
YACIMIENTO X	31/10/1983	7940,5	246155	32.843
YACIMIENTO X	30/11/1983	7094,6	212839	33.056
YACIMIENTO X	31/12/1983	4261,9	132118	33.188
YACIMIENTO X	31/01/1984	6293,1	195086	33.383
YACIMIENTO X	29/02/1984	8915,9	258562	33.642
YACIMIENTO X	31/03/1984	7668,1	237712	33.880
YACIMIENTO X	30/04/1984	10919	327570	34.207
YACIMIENTO X	31/05/1984	9754,5	302391	34.510
YACIMIENTO X	30/06/1984	8155,6	244667	34.754
YACIMIENTO X	31/07/1984	8400,2	260406	35.015
YACIMIENTO X	31/08/1984	6649,1	206123	35.221
YACIMIENTO X	30/09/1984	8185,2	245556	35.466
YACIMIENTO X	31/10/1984	5056,9	156765	35.623
YACIMIENTO X	30/11/1984	3862,6	115877	35.739
YACIMIENTO X	31/12/1984	1751,9	54309	35.793
YACIMIENTO X	31/01/1985	1856,8	57562	35.851
YACIMIENTO X	28/02/1985	2223,8	62266	35.913
YACIMIENTO X	31/03/1985	6910,5	214225	36.127
YACIMIENTO X	30/04/1985	6146,2	184385	36.312
YACIMIENTO X	31/05/1985	6300,8	162193	36.474
YACIMIENTO X	30/06/1985	6764	202921	36.677

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	31/07/1985	5271,9	163429	36.840
YACIMIENTO X	31/08/1985	4809,6	149098	36.990
YACIMIENTO X	30/09/1985	6095	182851	37.172
YACIMIENTO X	31/10/1985	7305,3	226463	37.399
YACIMIENTO X	30/11/1985	6866,3	205990	37.605
YACIMIENTO X	31/12/1985	5557,6	172286	37.777
YACIMIENTO X	31/01/1986	5857,6	181585	37.959
YACIMIENTO X	28/02/1986	6279	175813	38.134
YACIMIENTO X	31/03/1986	6248,8	193713	38.328
YACIMIENTO X	30/04/1986	6489	194670	38.523
YACIMIENTO X	31/05/1986	7341	227570	38.750
YACIMIENTO X	30/06/1986	7686,9	227960	38.978
YACIMIENTO X	31/07/1986	7778,9	241147	39.220
YACIMIENTO X	31/08/1986	8274,3	256504	39.476
YACIMIENTO X	30/09/1986	7945,7	238370	39.714
YACIMIENTO X	31/10/1986	8048	249489	39.964
YACIMIENTO X	30/11/1986	7396,8	221904	40.186
YACIMIENTO X	31/12/1986	7852,3	243421	40.429
YACIMIENTO X	31/01/1987	1864,2	57791	41.064
YACIMIENTO X	28/02/1987	2198,9	61569	41.126
YACIMIENTO X	31/03/1987	5242,3	162512	41.382
YACIMIENTO X	30/04/1987	5164,1	154922	41.537
YACIMIENTO X	31/05/1987	4796	148676	41.686
YACIMIENTO X	30/06/1987	4630,7	138922	41.825
YACIMIENTO X	31/07/1987	9519,7	295111	41.686
YACIMIENTO X	31/08/1987	12332,1	382294	42.069
YACIMIENTO X	30/09/1987	17325,3	519758	42.588
YACIMIENTO X	31/10/1987	15601,2	483637	42.929
YACIMIENTO X	30/11/1987	15409,6	462289	43.534
YACIMIENTO X	31/12/1987	11960,4	370772	43.935
YACIMIENTO X	31/01/1988	12618,8	391184	44.296
YACIMIENTO X	29/02/1988	15181,2	440254	44.736
YACIMIENTO X	31/03/1988	13283,5	411789	45.148
YACIMIENTO X	30/04/1988	14327,9	429838	45.578
YACIMIENTO X	31/05/1988	15426,3	478216	46.056
YACIMIENTO X	30/06/1988	12189,9	365823	46.422
YACIMIENTO X	31/07/1988	15539,6	481727	46.904
YACIMIENTO X	31/08/1988	14018,1	434560	47.338
YACIMIENTO X	30/09/1988	14152,9	424586	47.763
YACIMIENTO X	31/10/1988	14010,3	434318	48.197
YACIMIENTO X	30/11/1988	12833,6	377138	48.574
YACIMIENTO X	31/12/1988	9339,1	289511	48.864
YACIMIENTO X	31/01/1989	8271,7	256424	49.120
YACIMIENTO X	28/02/1989	9228,4	258394	49.379

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	31/03/1989	10178	315519	49.694
YACIMIENTO X	30/04/1989	10534,4	316031	50.010
YACIMIENTO X	31/05/1989	9198,9	285165	50.295
YACIMIENTO X	30/06/1989	5941,5	178244	50.412
YACIMIENTO X	31/07/1989	3922,3	121592	50.534
YACIMIENTO X	31/08/1989	7102,2	184268	50.718
YACIMIENTO X	30/09/1989	6239	187171	50.905
YACIMIENTO X	31/10/1989	8824,8	273568	51.179
YACIMIENTO X	30/11/1989	8079,3	242379	51.421
YACIMIENTO X	31/12/1989	9124,5	282861	51.704
YACIMIENTO X	31/01/1990	8034,7	246135	51.950
YACIMIENTO X	28/02/1990	8481,3	237476	52.188
YACIMIENTO X	31/03/1990	6572,8	197503	52.385
YACIMIENTO X	30/04/1990	6433,9	168917	52.554
YACIMIENTO X	31/05/1990	7043,3	212468	52.767
YACIMIENTO X	30/06/1990	5263,2	157896	52.925
YACIMIENTO X	31/07/1990	4596,2	121786	53.046
YACIMIENTO X	31/08/1990	3877,9	120216	53.167
YACIMIENTO X	30/09/1990	3337,8	100135	53.267
YACIMIENTO X	31/10/1990	4096,8	122251	53.389
YACIMIENTO X	30/11/1990	4038,1	121144	53.510
YACIMIENTO X	31/12/1990	3378,1	104721	53.616
YACIMIENTO X	31/01/1991	3741,3	85439	53.700
YACIMIENTO X	28/02/1991	2232,9	62522	53.698
YACIMIENTO X	31/03/1991	2954,9	91602	53.855
YACIMIENTO X	30/04/1991	3829	114871	53.969
YACIMIENTO X	31/05/1991	4301,9	133359	54.103
YACIMIENTO X	30/06/1991	5653,8	95595	54.198
YACIMIENTO X	31/07/1991	5548	158987	54.357
YACIMIENTO X	31/08/1991	3492,7	102505	54.460
YACIMIENTO X	30/09/1991	3776,6	109398	54.569
YACIMIENTO X	31/10/1991	4249,2	121295	54.691
YACIMIENTO X	30/11/1991	3404,3	102130	54.793
YACIMIENTO X	31/12/1991	3733,6	115741	54.908
YACIMIENTO X	31/01/1992	5164,9	160112	55.069
YACIMIENTO X	29/02/1992	5977,8	163534	55.232
YACIMIENTO X	31/03/1992	4508,2	139755	55.372
YACIMIENTO X	30/04/1992	5341	123717	55.496
YACIMIENTO X	31/05/1992	2011,6	62360	55.558
YACIMIENTO X	30/06/1992	2583,2	77497	55.635
YACIMIENTO X	31/07/1992	2765,7	44251	55.680
YACIMIENTO X	31/08/1992	3176,8	38122	55.718
YACIMIENTO X	30/09/1992	3673,1	88155	55.806
YACIMIENTO X	31/10/1992	5227	5227	55.811

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	30/11/1992	3372,1	97791	55.909
YACIMIENTO X	31/12/1992	3608,7	10826	55.920
YACIMIENTO X	31/01/1993	2954,4	47271	55.967
YACIMIENTO X	28/02/1993	2646,7	37054	56.004
YACIMIENTO X	31/03/1993	2438,7	7316	56.011
YACIMIENTO X	30/04/1993			56.011
YACIMIENTO X	31/05/1993			56.011
YACIMIENTO X	30/06/1993			56.011
YACIMIENTO X	31/07/1993			56.011
YACIMIENTO X	31/08/1993			56.011
YACIMIENTO X	30/09/1993			56.011
YACIMIENTO X	31/10/1993			56.011
YACIMIENTO X	30/11/1993			56.011
YACIMIENTO X	31/12/1993			56.011
YACIMIENTO X	31/01/1994			56.011
YACIMIENTO X	28/02/1994			56.011
YACIMIENTO X	31/03/1994			56.011
YACIMIENTO X	30/04/1994			56.011
YACIMIENTO X	31/05/1994			56.011
YACIMIENTO X	30/06/1994			56.011
YACIMIENTO X	31/07/1994			56.011
YACIMIENTO X	31/08/1994			56.011
YACIMIENTO X	30/09/1994			56.011
YACIMIENTO X	31/10/1994			56.011
YACIMIENTO X	30/11/1994			56.011
YACIMIENTO X	31/12/1994			56.011
YACIMIENTO X	31/01/1995			56.011
YACIMIENTO X	28/02/1995			56.011
YACIMIENTO X	31/03/1995			56.011
YACIMIENTO X	30/04/1995			56.011
YACIMIENTO X	31/05/1995			56.011
YACIMIENTO X	30/06/1995			56.011
YACIMIENTO X	31/07/1995			56.011
YACIMIENTO X	31/08/1995			56.011
YACIMIENTO X	30/09/1995			56.011
YACIMIENTO X	31/10/1995			56.011
YACIMIENTO X	30/11/1995			56.011
YACIMIENTO X	31/12/1995			56.011
YACIMIENTO X	31/01/1996			56.011
YACIMIENTO X	29/02/1996			56.011
YACIMIENTO X	31/03/1996			56.011
YACIMIENTO X	30/04/1996			56.011
YACIMIENTO X	31/05/1996			56.011
YACIMIENTO X	30/06/1996			56.011

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	31/07/1996			56.011
YACIMIENTO X	31/08/1996			56.011
YACIMIENTO X	30/09/1996			56.011
YACIMIENTO X	31/10/1996			56.011
YACIMIENTO X	30/11/1996			56.011
YACIMIENTO X	31/12/1996			56.011
YACIMIENTO X	31/01/1997			56.011
YACIMIENTO X	28/02/1997			56.011
YACIMIENTO X	31/03/1997			56.011
YACIMIENTO X	30/04/1997			56.011
YACIMIENTO X	31/05/1997			56.011
YACIMIENTO X	30/06/1997			56.011
YACIMIENTO X	31/07/1997			56.011
YACIMIENTO X	31/08/1997			56.011
YACIMIENTO X	30/09/1997			56.011
YACIMIENTO X	31/10/1997			56.011
YACIMIENTO X	30/11/1997			56.011
YACIMIENTO X	31/12/1997			56.011
YACIMIENTO X	31/01/1998			56.011
YACIMIENTO X	28/02/1998			56.011
YACIMIENTO X	31/03/1998			56.011
YACIMIENTO X	30/04/1998			56.011
YACIMIENTO X	31/05/1998			56.011
YACIMIENTO X	30/06/1998			56.011
YACIMIENTO X	31/07/1998			56.011
YACIMIENTO X	31/08/1998			56.011
YACIMIENTO X	30/09/1998			56.011
YACIMIENTO X	31/10/1998			56.011
YACIMIENTO X	30/11/1998			56.011
YACIMIENTO X	31/12/1998			56.011
YACIMIENTO X	31/01/1999			56.011
YACIMIENTO X	28/02/1999		385176	56.011
YACIMIENTO X	31/03/1999			56.011
YACIMIENTO X	30/04/1999			56.011
YACIMIENTO X	31/05/1999			56.011
YACIMIENTO X	30/06/1999			56.011
YACIMIENTO X	31/07/1999			56.011
YACIMIENTO X	31/08/1999			56.011
YACIMIENTO X	30/09/1999			56.011
YACIMIENTO X	31/10/1999			56.011
YACIMIENTO X	30/11/1999			56.011
YACIMIENTO X	31/12/1999	1725,8	53499	56.065
YACIMIENTO X	31/01/2000	2682,7	1006	56.066
YACIMIENTO X	29/02/2000	4692,1	88635	56.155

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Gas Mpc/d	Gas Mensual Mpc	Gas Acumulado MMpc
YACIMIENTO X	31/03/2000	4135,7	82013	56.237

Tabla A.2 Datos de producción del Yacimiento UDO-X (continuación)

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	31/12/1970	1,17	28	0,028
YACIMIENTO X	31/01/1971	1	31	0,059
YACIMIENTO X	28/02/1971	2,31	60	0,119
YACIMIENTO X	31/03/1971	4,97	154	0,273
YACIMIENTO X	30/04/1971	5,27	158	0,431
YACIMIENTO X	31/05/1971	9,48	294	0,725
YACIMIENTO X	30/06/1971	10,7	321	1.046
YACIMIENTO X	31/07/1971	9,97	309	1.355
YACIMIENTO X	31/08/1971	11,84	367	1.722
YACIMIENTO X	30/09/1971	12,63	379	2.101
YACIMIENTO X	31/10/1971	13,07	379	2.480
YACIMIENTO X	30/11/1971	11,77	353	2.833
YACIMIENTO X	31/12/1971	13,07	379	3.212
YACIMIENTO X	31/01/1972	14,95	409	3.621
YACIMIENTO X	29/02/1972	12,14	352	3.973
YACIMIENTO X	31/03/1972	10,35	321	4.294
YACIMIENTO X	30/04/1972	10,7	287	4.581
YACIMIENTO X	31/05/1972	8,58	266	4.847
YACIMIENTO X	30/06/1972	10,68	308	5.155
YACIMIENTO X	31/07/1972	12,87	399	5.554
YACIMIENTO X	31/08/1972	17,48	542	6.096
YACIMIENTO X	30/09/1972	24,5	735	6.831
YACIMIENTO X	31/10/1972	26,58	823	7.654
YACIMIENTO X	30/11/1972	26,07	782	8.436
YACIMIENTO X	31/12/1972	33,03	1024	9.460
YACIMIENTO X	31/01/1973	68,16	2113	11.573
YACIMIENTO X	28/02/1973	59,75	1673	13.246
YACIMIENTO X	31/03/1973	36,29	1125	14.371
YACIMIENTO X	30/04/1973	48,33	1450	15.821
YACIMIENTO X	31/05/1973	61	1891	17.712
YACIMIENTO X	30/06/1973	61,97	1859	19.571
YACIMIENTO X	31/07/1973	51,42	1594	21.165
YACIMIENTO X	31/08/1973	60,84	1886	23.051
YACIMIENTO X	30/09/1973	57,73	1732	24.783
YACIMIENTO X	31/10/1973	44,74	1387	26.170
YACIMIENTO X	30/11/1973	48,73	1462	27.632
YACIMIENTO X	31/12/1973	55,13	1709	29.341
YACIMIENTO X	31/01/1974	66,94	2075	31.416
YACIMIENTO X	28/02/1974	70,32	1969	33.385

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	31/03/1974	66,94	2075	35.460
YACIMIENTO X	30/04/1974	1,57	47	35.507
YACIMIENTO X	31/05/1974	1,55	48	35.555
YACIMIENTO X	30/06/1974	2,57	77	35.632
YACIMIENTO X	31/07/1974	1,58	49	35.681
YACIMIENTO X	31/08/1974	0,77	24	35.705
YACIMIENTO X	30/09/1974	0,87	26	35.731
YACIMIENTO X	31/10/1974	1,13	34	35.765
YACIMIENTO X	30/11/1974	1,23	37	35.802
YACIMIENTO X	31/12/1974	1,06	33	35.835
YACIMIENTO X	31/01/1975	0,81	25	35.860
YACIMIENTO X	28/02/1975	0,96	27	35.887
YACIMIENTO X	31/03/1975	0,81	25	35.912
YACIMIENTO X	30/04/1975	0,2	6	35.920
YACIMIENTO X	31/05/1975			35.920
YACIMIENTO X	30/06/1975			35.920
YACIMIENTO X	31/07/1975			35.920
YACIMIENTO X	31/08/1975			35.920
YACIMIENTO X	30/09/1975			35.920
YACIMIENTO X	31/10/1975			35.920
YACIMIENTO X	30/11/1975			35.920
YACIMIENTO X	31/12/1975			35.920
YACIMIENTO X	31/01/1976			35.920
YACIMIENTO X	29/02/1976			35.920
YACIMIENTO X	31/03/1976			35.920
YACIMIENTO X	30/04/1976			35.920
YACIMIENTO X	31/05/1976			35.920
YACIMIENTO X	30/06/1976			35.920
YACIMIENTO X	31/07/1976			35.920
YACIMIENTO X	31/08/1976			35.920
YACIMIENTO X	30/09/1976			35.920
YACIMIENTO X	31/10/1976			35.920
YACIMIENTO X	30/11/1976			35.920
YACIMIENTO X	31/12/1976			35.920
YACIMIENTO X	31/01/1977			35.920
YACIMIENTO X	28/02/1977			35.920
YACIMIENTO X	31/03/1977			35.920
YACIMIENTO X	30/04/1977			35.920
YACIMIENTO X	31/05/1977			35.920
YACIMIENTO X	30/06/1977			35.920
YACIMIENTO X	31/07/1977	0,1	3	35.923
YACIMIENTO X	31/08/1977	0,26	8	35.931
YACIMIENTO X	30/09/1977	0,4	12	35.943
YACIMIENTO X	31/10/1977	0,94	29	35.972

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	30/11/1977	2,7	51	36.023
YACIMIENTO X	31/12/1977	9,84	305	36.328
YACIMIENTO X	31/01/1978	61,46	1694	38.022
YACIMIENTO X	28/02/1978	238,38	5815	43.837
YACIMIENTO X	31/03/1978	443,36	13706	57.543
YACIMIENTO X	30/04/1978	379,76	11368	68.911
YACIMIENTO X	31/05/1978	360,74	11183	80.094
YACIMIENTO X	30/06/1978	328,03	9841	89.935
YACIMIENTO X	31/07/1978	254,35	7885	97.820
YACIMIENTO X	31/08/1978	201,81	6256	104.076
YACIMIENTO X	30/09/1978	316,15	9164	113.240
YACIMIENTO X	31/10/1978	259,32	8039	121.279
YACIMIENTO X	30/11/1978	321,37	9641	130.920
YACIMIENTO X	31/12/1978	266,94	8275	139.195
YACIMIENTO X	31/01/1979	264,35	8195	147.390
YACIMIENTO X	28/02/1979	307,14	8600	155.990
YACIMIENTO X	31/03/1979	308,35	9559	165.549
YACIMIENTO X	30/04/1979	261,82	7623	173.172
YACIMIENTO X	31/05/1979	182,56	5355	178.527
YACIMIENTO X	30/06/1979	173,58	4903	183.430
YACIMIENTO X	31/07/1979	183,22	5234	188.664
YACIMIENTO X	31/08/1979	151,52	4697	193.361
YACIMIENTO X	30/09/1979	104,3	2844	196.205
YACIMIENTO X	31/10/1979	116,75	3199	199.404
YACIMIENTO X	30/11/1979	125,37	3761	203.165
YACIMIENTO X	31/12/1979	99,5	3082	206.247
YACIMIENTO X	31/01/1980	102,98	3099	209.346
YACIMIENTO X	29/02/1980	124,48	3610	212.956
YACIMIENTO X	31/03/1980	114,75	3524	216.480
YACIMIENTO X	30/04/1980	127,57	3827	220.307
YACIMIENTO X	31/05/1980	129,62	3545	223.852
YACIMIENTO X	30/06/1980	122,7	3681	227.533
YACIMIENTO X	31/07/1980	123,41	3821	231.354
YACIMIENTO X	31/08/1980	95,81	2970	234.324
YACIMIENTO X	30/09/1980	124,47	3734	238.058
YACIMIENTO X	31/10/1980	96,1	2979	241.037
YACIMIENTO X	30/11/1980	458,43	13753	254.790
YACIMIENTO X	31/12/1980	11,39	353	255.143
YACIMIENTO X	31/01/1981	12,32	382	255.525
YACIMIENTO X	28/02/1981	7,82	219	255.744
YACIMIENTO X	31/03/1981	7,16	222	255.966
YACIMIENTO X	30/04/1981	6,43	193	256.159
YACIMIENTO X	31/05/1981	9,39	291	256.450
YACIMIENTO X	30/06/1981	8,07	242	256.692

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	31/07/1981	9,35	290	256.982
YACIMIENTO X	31/08/1981	7,42	230	257.212
YACIMIENTO X	30/09/1981	5,9	177	257.389
YACIMIENTO X	31/10/1981	11,61	360	257.749
YACIMIENTO X	30/11/1981	7,03	211	257.960
YACIMIENTO X	31/12/1981	7,9	245	258.205
YACIMIENTO X	31/01/1982	8,33	246	258.451
YACIMIENTO X	28/02/1982	5,68	159	258.610
YACIMIENTO X	31/03/1982	2,9	90	258.700
YACIMIENTO X	30/04/1982	3,53	106	258.806
YACIMIENTO X	31/05/1982	290,14	4381	263.187
YACIMIENTO X	30/06/1982	307,3	9219	272.406
YACIMIENTO X	31/07/1982	258,9	8026	280.432
YACIMIENTO X	31/08/1982	301,42	9344	289.776
YACIMIENTO X	30/09/1982	337,72	10116	299.892
YACIMIENTO X	31/10/1982	304,23	9431	309.323
YACIMIENTO X	30/11/1982	290,47	8714	318.037
YACIMIENTO X	31/12/1982	193,77	6007	324.044
YACIMIENTO X	31/01/1983	208,84	6474	330.518
YACIMIENTO X	28/02/1983	292,59	5647	336.165
YACIMIENTO X	31/03/1983	51,71	1603	337.768
YACIMIENTO X	30/04/1983	260,7	7821	345.589
YACIMIENTO X	31/05/1983	240,61	7459	353.048
YACIMIENTO X	30/06/1983	241,2	7236	360.284
YACIMIENTO X	31/07/1983	251,77	7805	368.089
YACIMIENTO X	31/08/1983	205,1	6358	374.447
YACIMIENTO X	30/09/1983	192,38	5671	380.118
YACIMIENTO X	31/10/1983	166,52	5162	385.280
YACIMIENTO X	30/11/1983	122,8	3684	388.964
YACIMIENTO X	31/12/1983	127,77	3961	392.925
YACIMIENTO X	31/01/1984	126,19	3912	396.837
YACIMIENTO X	29/02/1984	252,66	7327	404.164
YACIMIENTO X	31/03/1984	208,77	6472	410.636
YACIMIENTO X	30/04/1984	200,7	6021	416.657
YACIMIENTO X	31/05/1984	215,71	6687	423.344
YACIMIENTO X	30/06/1984	180,33	5410	428.754
YACIMIENTO X	31/07/1984	257,74	7990	436.744
YACIMIENTO X	31/08/1984	224,1	6947	443.691
YACIMIENTO X	30/09/1984	250,9	7527	451.218
YACIMIENTO X	31/10/1984	199,26	6177	457.395
YACIMIENTO X	30/11/1984	240,03	7201	464.596
YACIMIENTO X	31/12/1984	289,77	8983	473.579
YACIMIENTO X	31/01/1985	66,42	2059	475.638
YACIMIENTO X	28/02/1985	167,46	4689	480.327

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	31/03/1985	153,9	4771	485.098
YACIMIENTO X	30/04/1985	218,63	6559	491.657
YACIMIENTO X	31/05/1985	170,94	5271	496.928
YACIMIENTO X	30/06/1985	173,13	5194	502.122
YACIMIENTO X	31/07/1985	168,26	5216	507.338
YACIMIENTO X	31/08/1985	270,32	8380	515.718
YACIMIENTO X	30/09/1985	245,93	7378	523.096
YACIMIENTO X	31/10/1985	193,48	5998	529.094
YACIMIENTO X	30/11/1985	11,53	346	529.440
YACIMIENTO X	31/12/1985	185,29	5744	535.184
YACIMIENTO X	31/01/1986	187,45	5811	540.995
YACIMIENTO X	28/02/1986	180,57	5056	546.051
YACIMIENTO X	31/03/1986	193	5983	552.034
YACIMIENTO X	30/04/1986	193,47	5804	557.838
YACIMIENTO X	31/05/1986	188,84	5854	563.692
YACIMIENTO X	30/06/1986	185,21	5556	569.248
YACIMIENTO X	31/07/1986	181,87	5638	574.886
YACIMIENTO X	31/08/1986	185,9	5763	580.649
YACIMIENTO X	30/09/1986	185,33	5560	586.209
YACIMIENTO X	31/10/1986	183,71	5695	591.904
YACIMIENTO X	30/11/1986	180,8	5424	597.328
YACIMIENTO X	31/12/1986	185,94	5764	603.092
YACIMIENTO X	31/01/1987	3,52	605	603.333
YACIMIENTO X	28/02/1987	14	647	604.445
YACIMIENTO X	31/03/1987	28,03	869	605.314
YACIMIENTO X	30/04/1987	49	1470	606.784
YACIMIENTO X	31/05/1987	53,13	1647	608.431
YACIMIENTO X	30/06/1987	38	1140	609.571
YACIMIENTO X	31/07/1987	127,84	3963	613.524
YACIMIENTO X	31/08/1987	164,13	5088	618.612
YACIMIENTO X	30/09/1987	81,5	2445	621.057
YACIMIENTO X	31/10/1987	99,52	3085	623.331
YACIMIENTO X	30/11/1987	99	2970	627.112
YACIMIENTO X	31/12/1987	94	2914	630.036
YACIMIENTO X	31/01/1988	95	2945	632.971
YACIMIENTO X	29/02/1988	143,59	4164	637.135
YACIMIENTO X	31/03/1988	111,13	3445	640.580
YACIMIENTO X	30/04/1988	65,93	1978	642.558
YACIMIENTO X	31/05/1988	60,52	1876	644.434
YACIMIENTO X	30/06/1988	77,5	2327	646.761
YACIMIENTO X	31/07/1988	94,03	2915	649.676
YACIMIENTO X	31/08/1988	83,52	2589	652.265
YACIMIENTO X	30/09/1988	85,5	2565	654.830
YACIMIENTO X	31/10/1988	96	2976	657.806

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	30/11/1988	114,19	3365	661.171
YACIMIENTO X	31/12/1988	113,55	3520	664.691
YACIMIENTO X	31/01/1989	112	3472	668.163
YACIMIENTO X	28/02/1989	90,11	2523	670.686
YACIMIENTO X	31/03/1989	77,03	2388	673.074
YACIMIENTO X	30/04/1989	85,5	2565	675.639
YACIMIENTO X	31/05/1989	98,55	3055	678.694
YACIMIENTO X	30/06/1989	130	3900	682.594
YACIMIENTO X	31/07/1989	121,52	3767	686.361
YACIMIENTO X	31/08/1989	71,31	1964	688.325
YACIMIENTO X	30/09/1989	57	1710	690.035
YACIMIENTO X	31/10/1989	72,32	2242	692.277
YACIMIENTO X	30/11/1989	100,5	3015	695.292
YACIMIENTO X	31/12/1989	87,03	2698	697.990
YACIMIENTO X	31/01/1990	58,03	1799	699.789
YACIMIENTO X	28/02/1990	93,5	2618	702.407
YACIMIENTO X	31/03/1990	89,03	2522	704.929
YACIMIENTO X	30/04/1990	98	1983	706.912
YACIMIENTO X	31/05/1990	84	2343	709.255
YACIMIENTO X	30/06/1990	78	2340	711.595
YACIMIENTO X	31/07/1990	57,21	1186	712.781
YACIMIENTO X	31/08/1990	40,52	1256	714.037
YACIMIENTO X	30/09/1990	45	1350	715.387
YACIMIENTO X	31/10/1990	57,69	1598	716.985
YACIMIENTO X	30/11/1990	75,1	2253	719.238
YACIMIENTO X	31/12/1990	99	3069	722.359
YACIMIENTO X	31/01/1991	109,03	1820	724.127
YACIMIENTO X	28/02/1991	76,29	2136	725.158
YACIMIENTO X	31/03/1991	80,52	2496	728.759
YACIMIENTO X	30/04/1991	76,5	2295	731.054
YACIMIENTO X	31/05/1991	69	2139	733.193
YACIMIENTO X	30/06/1991	69	1057	734.250
YACIMIENTO X	31/07/1991	69,81	1672	735.922
YACIMIENTO X	31/08/1991	66	1705	737.627
YACIMIENTO X	30/09/1991	66,5	1778	739.405
YACIMIENTO X	31/10/1991	64,28	1645	741.050
YACIMIENTO X	30/11/1991	72	2160	743.210
YACIMIENTO X	31/12/1991	72	2232	745.442
YACIMIENTO X	31/01/1992	66,03	2047	747.489
YACIMIENTO X	29/02/1992	62,3	1311	748.800
YACIMIENTO X	31/03/1992	45	1395	750.195
YACIMIENTO X	30/04/1992	63	1224	751.419
YACIMIENTO X	31/05/1992	27	837	752.256
YACIMIENTO X	30/06/1992	27	810	753.066

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	31/07/1992	26,44	423	753.489
YACIMIENTO X	31/08/1992	18	216	753.705
YACIMIENTO X	30/09/1992	20,88	501	754.206
YACIMIENTO X	31/10/1992	8	8	754.214
YACIMIENTO X	30/11/1992	6	174	754.388
YACIMIENTO X	31/12/1992	7,67	23	754.411
YACIMIENTO X	31/01/1993	8,19	131	754.542
YACIMIENTO X	28/02/1993	19,86	278	754.820
YACIMIENTO X	31/03/1993	17,33	52	754.872
YACIMIENTO X	30/04/1993			754.872
YACIMIENTO X	31/05/1993			754.872
YACIMIENTO X	30/06/1993			754.872
YACIMIENTO X	31/07/1993			754.872
YACIMIENTO X	31/08/1993			754.872
YACIMIENTO X	30/09/1993			754.872
YACIMIENTO X	31/10/1993			754.872
YACIMIENTO X	30/11/1993			754.872
YACIMIENTO X	31/12/1993			754.872
YACIMIENTO X	31/01/1994			754.872
YACIMIENTO X	28/02/1994			754.872
YACIMIENTO X	31/03/1994			754.872
YACIMIENTO X	30/04/1994			754.872
YACIMIENTO X	31/05/1994			754.872
YACIMIENTO X	30/06/1994			754.872
YACIMIENTO X	31/07/1994			754.872
YACIMIENTO X	31/08/1994			754.872
YACIMIENTO X	30/09/1994			754.872
YACIMIENTO X	31/10/1994			754.872
YACIMIENTO X	30/11/1994			754.872
YACIMIENTO X	31/12/1994			754.872
YACIMIENTO X	31/01/1995			754.872
YACIMIENTO X	28/02/1995			754.872
YACIMIENTO X	31/03/1995			754.872
YACIMIENTO X	30/04/1995			754.872
YACIMIENTO X	31/05/1995			754.872
YACIMIENTO X	30/06/1995			754.872
YACIMIENTO X	31/07/1995			754.872
YACIMIENTO X	31/08/1995			754.872
YACIMIENTO X	30/09/1995			754.872
YACIMIENTO X	31/10/1995			754.872
YACIMIENTO X	30/11/1995			754.872
YACIMIENTO X	31/12/1995			754.872
YACIMIENTO X	31/01/1996			754.872
YACIMIENTO X	29/02/1996			754.872

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	31/03/1996			754.872
YACIMIENTO X	30/04/1996			754.872
YACIMIENTO X	31/05/1996			754.872
YACIMIENTO X	30/06/1996			754.872
YACIMIENTO X	31/07/1996			754.872
YACIMIENTO X	31/08/1996			754.872
YACIMIENTO X	30/09/1996			754.872
YACIMIENTO X	31/10/1996			754.872
YACIMIENTO X	30/11/1996			754.872
YACIMIENTO X	31/12/1996			754.872
YACIMIENTO X	31/01/1997			754.872
YACIMIENTO X	28/02/1997			754.872
YACIMIENTO X	31/03/1997			754.872
YACIMIENTO X	30/04/1997			754.872
YACIMIENTO X	31/05/1997			754.872
YACIMIENTO X	30/06/1997			754.872
YACIMIENTO X	31/07/1997			754.872
YACIMIENTO X	31/08/1997			754.872
YACIMIENTO X	30/09/1997			754.872
YACIMIENTO X	31/10/1997			754.872
YACIMIENTO X	30/11/1997			754.872
YACIMIENTO X	31/12/1997			754.872
YACIMIENTO X	31/01/1998			754.872
YACIMIENTO X	28/02/1998			754.872
YACIMIENTO X	31/03/1998			754.872
YACIMIENTO X	30/04/1998			754.872
YACIMIENTO X	31/05/1998			754.872
YACIMIENTO X	30/06/1998			754.872
YACIMIENTO X	31/07/1998			754.872
YACIMIENTO X	31/08/1998			754.872
YACIMIENTO X	30/09/1998			754.872
YACIMIENTO X	31/10/1998			754.872
YACIMIENTO X	30/11/1998			754.872
YACIMIENTO X	31/12/1998			754.872
YACIMIENTO X	31/01/1999			754.872
YACIMIENTO X	28/02/1999		0	754.872
YACIMIENTO X	31/03/1999			754.872
YACIMIENTO X	30/04/1999			754.872
YACIMIENTO X	31/05/1999			754.872
YACIMIENTO X	30/06/1999			754.872
YACIMIENTO X	31/07/1999			754.872
YACIMIENTO X	31/08/1999			754.872
YACIMIENTO X	30/09/1999			754.872
YACIMIENTO X	31/10/1999			754.872

YACIMIENTO	FECHA	Tasa Real de Agua bls/d	Agua Mensual bls	Agua Acumulada Mbls
YACIMIENTO X	30/11/1999			754.872
YACIMIENTO X	31/12/1999	2,68	83	754.955
YACIMIENTO X	31/01/2000	2,67	1	754.956
YACIMIENTO X	29/02/2000	8,16	163	755.119
YACIMIENTO X	31/03/2000	6,95	128	755.247

Tabla A.3 Datos de presión del Yacimiento UDO-X

YACIMIENTO	FECHA	Presión de Yacimiento (Datum) lpc
YACIMIENTO X	31/03/1961	2391.00
YACIMIENTO X	31/03/1989	869.00
YACIMIENTO X	30/04/1992	800.00
YACIMIENTO X	31/10/1993	1405.00

DATUM pie	Presión @ Prof. Medición lpc	Profundidad de Medición pie
4720.00	2240.00	4160.00
4720.00	897.00	5790.00
4720.00	825.00	5600.00
4720.00	1431.00	5750.00

Presión @ Prof. Perforaciones lpc	Profundidad Perforaciones pie	Presión Original Yacimiento lpc
2264.00	4560.00	2100.00
917.00	5836.00	2100.00
829.00	5719.00	2060.00
1449.00	5792.00	2100.00

Gradiente Estático	Gradiente Yacimiento
0.06	0.14
0.43	0.14
0.03	0.14
0.42	0.14

Tabla A.4 Datos Adicionales

DATOS BÁSICOS Oficial	DESCUBRIMIENTO	SÍMBOLO	VALOR	UNIDAD
1	GRAVEDAD ESPECIFICA		0,72	
3	POROSIDAD	Ø	21	%
4	SATURACIÓN INICIAL DEL GAS	Sgi	86	%
6	ÁREA DEL YACIMIENTO	Ac	4.790	Acre
7	VOLUMEN DE ROCA YACIMIENTO	Vr	57.480	Acre-pies
10	TEMPERATURA ORIGINAL	Ti	183	°F
11	PUNTO CRICONDENTÉRMICO	Pcdt	133	°F
12	PRESIÓN ORIGINAL	Pi	2.467	Lpc
14	PRESIÓN DE ABANDONO	Pa	410	Lpc
15	PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	Pbnm	4.720	pbnm
20	PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k	579	mD
21	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN		EH:CA	
22	SATURACIÓN INICIAL DEL AGUA	Swi	14	%
23	COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN	Cf	$4,5 \cdot 10^{-6}$	Lpc ⁻¹
24	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	J	22,15	BCFPD/psi
25	GAS ORIGINAL EN SITIO	GOES	77,426	BCF
26	COMPRESIBILIDAD DEL AGUA	Cw	$3,3 \cdot 10^{-6}$	LPC ⁻¹
27	INTRUSIÓN DE AGUA INICIAL	Wei	72,6	MMBbls
23	FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA	Bw	1,02	BY/BN

ANEXO B. Tabla de Resultados

Tabla B.1 Resultados de Presión e Intrusión de agua estimados a través del programa GasMBx22

Fecha	Días	Presión del yacimiento (lpca)	Intrusión de agua (BY)
31/01/1971	31	2481.154945	184.9398953
28/02/1971	59	2479.528955	1014.401719
31/03/1971	90	2477.825443	3042.273666
30/04/1971	120	2476.074459	6094.777031
31/05/1971	151	2474.24784	10391.01657
30/06/1971	181	2471.827296	15848.93154
31/07/1971	212	2469.561164	22950.29908
31/08/1971	243	2467.368927	31399.81359
30/09/1971	273	2464.766752	40965.07738
31/10/1971	304	2461.852312	52495.48844
30/11/1971	334	2459.081572	65266.77139
31/12/1971	365	2456.764145	79889.1372
31/01/1972	396	2454.080671	95869.2519
29/02/1972	425	2451.115483	112276.9763
31/03/1972	456	2446.81335	131888.4935
30/04/1972	486	2442.414635	153292.3082
31/05/1972	517	2439.550353	177369.3012
30/06/1972	547	2436.701483	202014.3805
31/07/1972	578	2430.28973	230042.0505
31/08/1972	609	2424.155568	261676.6819
30/09/1972	639	2419.019678	295294.1731
31/10/1972	670	2414.304582	332582.0081
30/11/1972	700	2409.21652	371063.5914
31/12/1972	731	2404.374133	413289.7611
31/01/1973	762	2398.897733	458037.8087
28/02/1973	790	2393.993323	500747.6882
31/03/1973	821	2387.074064	551001.4561
30/04/1973	851	2381.263335	602705.7057
31/05/1973	882	2375.015891	659005.4627
30/06/1973	912	2370.046746	715930.0032
31/07/1973	943	2366.081515	776440.8578
31/08/1973	974	2361.249808	838532.9651
30/09/1973	1004	2356.474529	900406.3441
31/10/1973	1035	2351.07638	966334.778
30/11/1973	1065	2346.152671	1032070.642
31/12/1973	1096	2341.977271	1101534.69
31/01/1974	1127	2337.425291	1172348.761
28/02/1974	1155	2332.248084	1237881.994
31/03/1974	1186	2326.539379	1312528.146
30/04/1974	1216	2321.467122	1386658.843
31/05/1974	1247	2320.713835	1463488.601
30/06/1974	1277	2319.683711	1536728.48
31/07/1974	1308	2319.521949	1611086.534
31/08/1974	1339	2319.500669	1683781.721
30/09/1974	1369	2319.633072	1752489.226
Fecha	Días	Presión del	Intrusión de agua

		yacimiento (lpca)	(BY)
31/10/1974	1400	2319.41707	1821894.628
30/11/1974	1430	2319.143494	1887688.61
31/12/1974	1461	2318.963567	1954277.687
31/01/1975	1492	2319.001743	2019370.043
28/02/1975	1520	2319.17167	2076800.416
31/03/1975	1551	2319.461298	2138823.925
30/04/1975	1581	2319.403946	2197399.997
31/05/1975	1612	2314.728599	2258152.906
30/06/1975	1642	2316.250391	2316639.67
31/07/1975	1673	2317.762162	2374666.983
31/08/1975	1704	2319.214482	2430342.424
30/09/1975	1734	2320.565452	2482070.937
31/10/1975	1765	2321.907255	2533389.786
30/11/1975	1795	2323.155254	2581068.591
31/12/1975	1826	2324.394628	2628368.023
31/01/1976	1857	2325.584874	2673745.717
29/02/1976	1886	2326.6555	2714524.145
31/03/1976	1917	2327.755935	2756399.199
30/04/1976	1947	2328.779143	2795300.679
31/05/1976	1978	2329.794999	2833889.351
30/06/1976	2008	2330.739472	2869736.644
31/07/1976	2039	2331.677067	2905294.716
31/08/1976	2070	2332.577166	2939404.246
30/09/1976	2100	2333.413898	2971089.311
31/10/1976	2131	2334.244431	3002517.495
30/11/1976	2161	2335.016431	3031711.062
31/12/1976	2192	2335.782651	3060667.044
31/01/1977	2223	2336.518072	3088441.801
28/02/1977	2251	2337.156857	3112552.842
31/03/1977	2282	2337.836984	3138210.159
30/04/1977	2312	2338.469073	3162041.793
31/05/1977	2343	2339.096315	3185678.363
30/06/1977	2373	2339.679211	3207632.767
31/07/1977	2404	2340.257608	3229406.949
31/08/1977	2435	2335.201191	3252195.518
30/09/1977	2465	2330.642474	3276904.141
31/10/1977	2496	2326.650436	3304755.064
30/11/1977	2526	2322.354236	3333814.918
31/12/1977	2557	2318.472317	3365933.058
31/01/1978	2588	2314.779628	3399876.405
28/02/1978	2616	2309.307421	3432669.748
31/03/1978	2647	2306.144153	3471105.022
30/04/1978	2677	2303.438833	3509379.153
31/05/1978	2708	2299.965669	3550122.876
30/06/1978	2738	2296.719565	3590859.409
31/07/1978	2769	2292.984458	3634361.753
31/08/1978	2800	2289.153725	3679422.226
30/09/1978	2830	2282.672891	3725420.971
Fecha	Días	Presión del yacimiento (lpca)	Intrusión de agua (BY)

31/10/1978	2861	2277.567984	3775799.403
30/11/1978	2891	2272.948585	3826634.101
31/12/1978	2922	2267.384154	3881419.925
31/01/1979	2953	2261.548004	3938803.258
28/02/1979	2981	2244.388652	3996544.179
31/03/1979	3012	2228.783884	4070177.594
30/04/1979	3042	2212.727441	4150209.743
31/05/1979	3073	2198.480841	4241304.355
30/06/1979	3103	2182.376232	4337418.455
31/07/1979	3134	2167.59708	4444948.908
31/08/1979	3165	2153.608637	4559746.427
30/09/1979	3195	2140.427512	4677229.794
31/10/1979	3226	2126.824935	4804946.486
30/11/1979	3256	2112.035938	4935048.334
31/12/1979	3287	2098.110013	5076161.769
31/01/1980	3318	2081.760838	5224274.669
29/02/1980	3347	2066.070529	5369897.845
31/03/1980	3378	2047.229176	5533785.931
30/04/1980	3408	2029.949069	5700632.532
31/05/1980	3439	2011.21736	5881324.829
30/06/1980	3469	1996.698102	6063119.297
31/07/1980	3500	1982.077311	6256573.415
31/08/1980	3531	1963.797604	6456703.669
30/09/1980	3561	1946.257615	6657723.485
31/10/1980	3592	1928.15988	6872795.104
30/11/1980	3622	1906.255029	7089318.287
31/12/1980	3653	1882.822036	7323335.811
31/01/1981	3684	1862.016812	7566935.711
28/02/1981	3712	1843.098135	7794289.184
31/03/1981	3743	1829.469821	8051487.147
30/04/1981	3773	1815.718915	8303700.14
31/05/1981	3804	1802.346915	8567574.488
30/06/1981	3834	1789.097923	8825851.967
31/07/1981	3865	1775.516725	9095750.57
31/08/1981	3896	1758.491544	9369773.508
30/09/1981	3926	1750.379293	9637160.601
31/10/1981	3957	1740.051966	9913410.508
30/11/1981	3987	1723.655302	10183424.68
31/12/1981	4018	1708.740945	10466694.86
31/01/1982	4049	1696.668145	10752551.02
28/02/1982	4077	1689.373964	11010982.06
31/03/1982	4108	1682.873024	11295464.34
30/04/1982	4138	1679.839526	11567616.61
31/05/1982	4169	1676.845541	11844466.38
30/06/1982	4199	1674.848371	12107908.51
31/07/1982	4230	1663.649366	12378395.71
31/08/1982	4261	1657.346678	12648546.79
30/09/1982	4291	1655.915146	12906555.47
Fecha	Días	Presión del yacimiento (lpca)	Intrusión de agua (BY)
31/10/1982	4322	1654.683081	13167982.31

30/11/1982	4352	1652.347301	13416372.21
31/12/1982	4383	1651.552187	13668245.09
31/01/1983	4414	1648.431817	13915603.52
28/02/1983	4442	1643.703046	14136496.47
31/03/1983	4473	1642.452426	14377684.48
30/04/1983	4503	1638.474055	14607481.26
31/05/1983	4534	1634.451381	14842232.39
30/06/1983	4564	1631.185507	15066618.72
31/07/1983	4595	1628.777039	15295117.18
31/08/1983	4626	1625.178842	15520353.08
30/09/1983	4656	1624.915745	15734615.49
31/10/1983	4687	1620.006419	15952721.03
30/11/1983	4717	1614.440992	16162413.13
31/12/1983	4748	1610.298131	16377443.05
31/01/1984	4779	1609.281403	16589235.33
29/02/1984	4808	1605.417703	16784463.7
31/03/1984	4839	1599.166899	16991901.84
30/04/1984	4869	1593.597146	17191948.47
31/05/1984	4900	1584.596855	17398888.61
30/06/1984	4930	1576.397653	17600231.3
31/07/1984	4961	1570.692819	17808254.12
31/08/1984	4992	1564.216338	18015584.59
30/09/1984	5022	1559.793625	18215226.72
31/10/1984	5053	1553.878835	18420322.23
30/11/1984	5083	1551.35266	18617043.33
31/12/1984	5114	1550.51539	18816822.76
31/01/1985	5145	1552.055231	19011729.25
28/02/1985	5173	1553.104721	19183090.02
31/03/1985	5204	1554.213811	19367888.49
30/04/1985	5234	1548.947624	19544008.52
31/05/1985	5265	1544.909929	19725001.86
30/06/1985	5295	1541.674539	19898547.18
31/07/1985	5326	1536.837171	20076523.03
31/08/1985	5357	1533.596379	20253111.22
30/09/1985	5387	1530.662297	20422129.98
31/10/1985	5418	1526.501203	20595203.46
30/11/1985	5448	1520.375774	20762249.31
31/12/1985	5479	1515.31945	20934717.27
31/01/1986	5510	1511.523767	21106187.96
28/02/1986	5538	1506.950103	21260211.1
31/03/1986	5569	1502.979617	21429870.03
30/04/1986	5599	1498.061236	21593227.76
31/05/1986	5630	1493.186275	21761500.54
30/06/1986	5660	1486.851507	21924309.85
31/07/1986	5691	1480.576878	22092984.46
31/08/1986	5722	1473.705603	22262206.85
30/09/1986	5752	1466.136022	22426975.63
Fecha	Días	Presión del yacimiento (lpca)	Intrusión de agua (BY)
31/10/1986	5783	1459.427055	22598195.2
30/11/1986	5813	1452.097822	22764720.28

31/12/1986	5844	1446.046167	22937408.65
31/01/1987	5875	1439.091545	23110504.31
28/02/1987	5903	1415.518838	23272761.59
31/03/1987	5934	1416.40238	23456135.35
30/04/1987	5964	1408.955793	23631698.41
31/05/1987	5995	1405.84045	23812556.33
30/06/1987	6025	1402.81357	23985602.02
31/07/1987	6056	1400.276988	24162221.9
31/08/1987	6087	1409.378957	24332516.63
30/09/1987	6117	1396.098608	24494928.18
31/10/1987	6148	1377.274367	24669816.39
30/11/1987	6178	1366.002991	24845085.7
31/12/1987	6209	1343.647912	25033473.41
31/01/1988	6240	1330.102903	25229672.69
29/02/1988	6269	1318.060773	25417219.73
31/03/1988	6300	1302.894305	25622431.64
30/04/1988	6330	1288.858189	25826083.13
31/05/1988	6361	1274.232331	26041444.99
30/06/1988	6391	1257.465605	26255414.17
31/07/1988	6422	1245.646691	26481168.41
31/08/1988	6453	1228.846186	26711396.81
30/09/1988	6483	1214.014487	26939503.27
31/10/1988	6514	1199.711726	27179718.71
30/11/1988	6544	1184.887223	27416446.54
31/12/1988	6575	1172.647871	27664664.76
31/01/1989	6606	1164.139153	27914165.05
28/02/1989	6634	1156.665505	28139445.44
31/03/1989	6665	1149.425476	28388347.5
30/04/1989	6695	1139.568474	28629337.8
31/05/1989	6726	1129.758061	28879350.3
30/06/1989	6756	1121.124757	29121833
31/07/1989	6787	1119.919756	29370017.16
31/08/1989	6818	1118.409982	29613364.93
30/09/1989	6848	1113.989801	29845434.35
31/10/1989	6879	1109.500215	30082788.69
30/11/1989	6909	1100.96214	30311522.04
31/12/1989	6940	1093.914535	30547773.07
31/01/1990	6971	1084.997147	30783960.81
28/02/1990	6999	1077.347326	30997662.01
31/03/1990	7030	1070.362944	31234000.45
30/04/1990	7060	1065.048555	31461533.71
31/05/1990	7091	1061.061993	31694440.33
30/06/1990	7121	1054.906054	31918019.95
31/07/1990	7152	1051.299618	32147091.05
31/08/1990	7183	1049.321422	32372743
30/09/1990	7213	1047.158448	32587490.74
Fecha	Días	Presión del yacimiento (lpca)	Intrusión de agua (BY)
31/10/1990	7244	1045.994325	32805460.23
30/11/1990	7274	1043.639851	33012738.55
31/12/1990	7305	1041.364595	33223607.88

31/01/1991	7336	1039.699305	33430922.44
28/02/1991	7364	1038.694842	33614856.63
31/03/1991	7395	1041.919661	33813247.29
30/04/1991	7425	1037.55213	34001230.5
31/05/1991	7456	1035.255325	34193307.01
30/06/1991	7486	1031.877186	34376808.03
31/07/1991	7517	1030.382795	34563750.69
31/08/1991	7548	1025.826573	34748409.65
30/09/1991	7578	1023.760453	34925207.63
31/10/1991	7609	1021.45081	35105213.28
30/11/1991	7639	1018.38931	35277199.79
31/12/1991	7670	1016.307986	35452607.43
31/01/1992	7701	1013.55897	35625584.93
29/02/1992	7730	1008.414374	35786275.5
31/03/1992	7761	1003.333375	35957660.69
30/04/1992	7791	999.2284829	36122748.41
31/05/1992	7822	995.9393516	36291953.94
30/06/1992	7852	995.4924651	36453190.17
31/07/1992	7883	994.3552307	36616535.21
31/08/1992	7914	994.7068053	36776357.46
30/09/1992	7944	995.259267	36927196.11
31/10/1992	7975	993.4168163	37079942.46
30/11/1992	8005	995.471979	37224316.87
31/12/1992	8036	993.0312357	37370229.09
31/01/1993	8067	994.7757532	37512992.58
28/02/1993	8095	994.4918224	37638643.3
31/03/1993	8126	994.8606225	37774655.56
30/04/1993	8156	996.5767717	37902590.41
31/05/1993	8187	998.6444687	38030488.05
30/06/1993	8217	1000.586209	38150117.08
31/07/1993	8248	1002.532928	38269592.46
31/08/1993	8279	1004.420424	38384995.13
30/09/1993	8309	1006.192054	38492923.45
31/10/1993	8340	1007.967374	38600699.95
30/11/1993	8370	1009.633207	38701488.17
31/12/1993	8401	1011.302016	38802127.07
31/01/1994	8432	1012.918819	38899316.38
28/02/1994	8460	1014.335607	38984230.09
31/03/1994	8491	1015.857268	39075168.39
30/04/1994	8521	1017.284115	39160195.45
31/05/1994	8552	1018.712569	39245082.22
30/06/1994	8582	1020.051684	39324446.07
31/07/1994	8613	1021.391986	39403674.14
31/08/1994	8644	1022.689367	39480169.22
30/09/1994	8674	1023.905186	39551681.03
Fecha	Días	Presión del yacimiento (lpca)	Intrusión de agua (BY)
31/10/1994	8705	1025.121677	39623064.41
30/11/1994	8735	1026.26145	39689793.95
31/12/1994	8766	1027.401619	39756400.1
31/01/1995	8797	1028.504689	39820699.92

28/02/1995	8825	1029.470033	39876859.45
31/03/1995	8856	1030.50552	39936983.95
30/04/1995	8886	1031.475249	39993181.89
31/05/1995	8917	1032.444875	40049269.37
30/06/1995	8947	1033.35277	40101691.65
31/07/1995	8978	1034.26042	40154008.69
31/08/1995	9009	1035.138001	40204506.3
30/09/1995	9039	1035.959518	40251701.15
31/10/1995	9070	1036.780627	40298798.47
30/11/1995	9100	1037.549167	40342813.77
31/12/1995	9131	1038.317217	40386736.6
31/01/1996	9162	1039.059555	40429128
29/02/1996	9191	1039.73144	40467444.45
31/03/1996	9222	1040.426303	40507019.88
30/04/1996	9252	1041.076474	40544002.49
31/05/1996	9283	1041.72603	40580904.43
30/06/1996	9313	1042.333735	40615387.66
31/07/1996	9344	1042.940798	40649794.79
31/08/1996	9375	1043.527296	40682998.69
30/09/1996	9405	1044.075921	40714024.97
31/10/1996	9436	1044.623881	40744981.56
30/11/1996	9466	1045.136407	40773907.2
31/12/1996	9497	1045.648265	40802767.12
31/01/1997	9528	1046.142663	40830616.05
28/02/1997	9556	1046.574681	40854930
31/03/1997	9587	1047.037422	40880950.89
30/04/1997	9617	1047.470146	40905263.33
31/05/1997	9648	1047.902217	40929519.26
30/06/1997	9678	1048.306231	40952182.15
31/07/1997	9709	1048.709605	40974791.93
31/08/1997	9740	1049.099112	40996608.12
30/09/1997	9770	1049.463287	41016990.98
31/10/1997	9801	1049.826848	41037325.6
30/11/1997	9831	1050.166744	41056323.86
31/12/1997	9862	1050.506044	41075276.79
31/01/1998	9893	1050.833629	41093563.79
28/02/1998	9921	1051.119767	41109527.85
31/03/1998	9952	1051.426134	41126610.94
30/04/1998	9982	1051.712515	41142570.82
31/05/1998	10013	1051.998358	41158492.03
30/06/1998	10043	1052.265542	41173366.25
31/07/1998	10074	1052.532209	41188204.24
31/08/1998	10105	1052.789622	41202520.22
30/09/1998	10135	1053.030215	41215894.5
Fecha	Días	Presión del yacimiento (lpca)	Intrusión de agua (BY)
31/10/1998	10166	1053.270326	41229235.99
30/11/1998	10196	1053.494737	41241699.73
31/12/1998	10227	1053.71869	41254132.82
31/01/1999	10258	1053.934848	41266128.12
28/02/1999	10286	1054.123607	41276599.02

31/03/1999	10317	1054.325659	41287803.15
30/04/1999	10347	1054.514482	41298269.91
31/05/1999	10378	1054.702902	41308710.68
30/06/1999	10408	1054.878981	41318464.23
31/07/1999	10439	1055.054679	41328193.46
31/08/1999	10470	1055.224241	41337579.84
30/09/1999	10500	1055.38269	41346348.27
31/10/1999	10531	1055.540786	41355094.69
30/11/1999	10561	1055.688516	41363265.32
31/12/1999	10592	1055.835916	41371415.42
31/01/2000	10623	1053.178954	41380227.99
29/02/2000	10652	1053.286849	41389096.62
31/03/2000	10683	1048.838607	41399836.78

Tabla B.2 Factor de Compresibilidad del gas a condición inicial y a condiciones de abandono

Condición	Factor de Compresibilidad
Inicial (Z_i)	0,8348
Abandono (Z_{ab})	0,9526

Tabla B.3 Relación P/Z a condiciones de abandono

(P/Z)_{ab}	445,83
---------------------------	--------

ANEXO C. Informes Técnicos

**COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE UN FLUIDO POR TUBERÍAS Y DIFERENTES
TIPOS DE ACCESORIOS EN TUBERÍAS DE SECCIÓN CIRCULAR CERRADAS.**

Profesora:
Isvelia Avendaño

1.1 Resumen

El presente informe se llevó a cabo con el propósito de evaluar el comportamiento del flujo de un fluido por tuberías y diferentes tipos de accesorios en tuberías de sección circular cerradas, para de esta manera poner de manifiesto las pérdidas de carga y los caracteres de una corriente que circula por un sistema hidráulico, en el que existen cambios de sección, y de dirección; así como también investigar como varia la pérdida de carga por rozamiento con respecto a la velocidad media de la corriente a lo largo de un tubo cilíndrico de prueba. En primer lugar se realizó la experiencia de pérdidas de carga en tuberías para caudales altos utilizando el manómetro de mercurio, anotando los niveles del mismo y midiendo el caudal para cinco posiciones de la válvula de control. Por otra parte en la experiencia de pérdidas de carga por accesorios de forma escalonada, en sucesivas etapas se ajustó la válvula de control de salida en siete grados de apertura, se anotaron las lecturas indicadas en los tubos piezométricos y se midieron los caudales correspondientes. Por último, una vez abiertas la válvula de control de salida y la válvula de compuerta, se fue cerrando esta última en sucesivas etapas, escalonadamente, tomando notas de las lecturas manométricas y determinando el caudal correspondiente a cada etapa.

1.2 Planteamiento del Problema

Los procesos químicos necesitan del transporte de materia a través de tuberías, ya sea para carga o descarga de equipos, etapas o almacenamiento, y debido a que el Ingeniero Químico debe conocer el proceso, es importante tener el conocimiento del comportamiento de los fluidos cuando se mueven por las tuberías, además en las redes de tuberías se emplea una diversa gama de accesorios que se conectan a las tuberías para optimizar el proceso de transporte y adecuar las condiciones del flujo para las especificaciones requeridas.

El transporte a través de tuberías puede ocasionar pérdidas en la carga que pasa a través de ellas, ya sea debido a la fricción que ésta tiene con el fluido, o por la presencia de accesorios, que también generan una caída de presión y variaciones en la velocidad que debe tomarse en cuenta a la hora de realizar los diseños.

A continuación se evaluará el comportamiento del flujo de un fluido por tuberías y diferentes tipos de accesorios en tuberías de sección circular cerradas, empleando para este fin los accesorios más comunes como, ensanchamiento, estrechamiento, codo largo, codo tipo inglete, codo corto y una válvula de compuerta para obtener un estudio básico de lo que se debe esperar cuando se someten los flujos a pasar por cada uno de ellos y su influencia en la carga, la velocidad y caída de presión y la importancia de tomar en cuenta el factor de rozamiento en el análisis de la tubería.

1.1 Objetivos

Objetivo General

Evaluar el comportamiento del flujo de un fluido por tuberías y diferentes tipos de accesorios en tuberías de sección circular cerradas.

Objetivos Específicos:

- Establecer las pérdidas de carga y los caracteres de una corriente que circula por un sistema hidráulico, en el que existen cambios de áreas de sección transversal y de dirección por efecto de accesorios.
- Determinar matemáticamente el valor de velocidad por debajo del cual el régimen del flujo es laminar.
- Determinar matemáticamente las pérdidas de carga, factor de fricción, número de Reynolds y la velocidad media de fluido en una tubería lisa por efecto de variaciones de caudal.
- Graficar en escala logarítmica las pérdidas de carga por rozamiento en una tubería lisa en función de la velocidad de flujo.
- Graficar en escala logarítmica el factor de fricción en una tubería lisa en función del número de Reynolds.

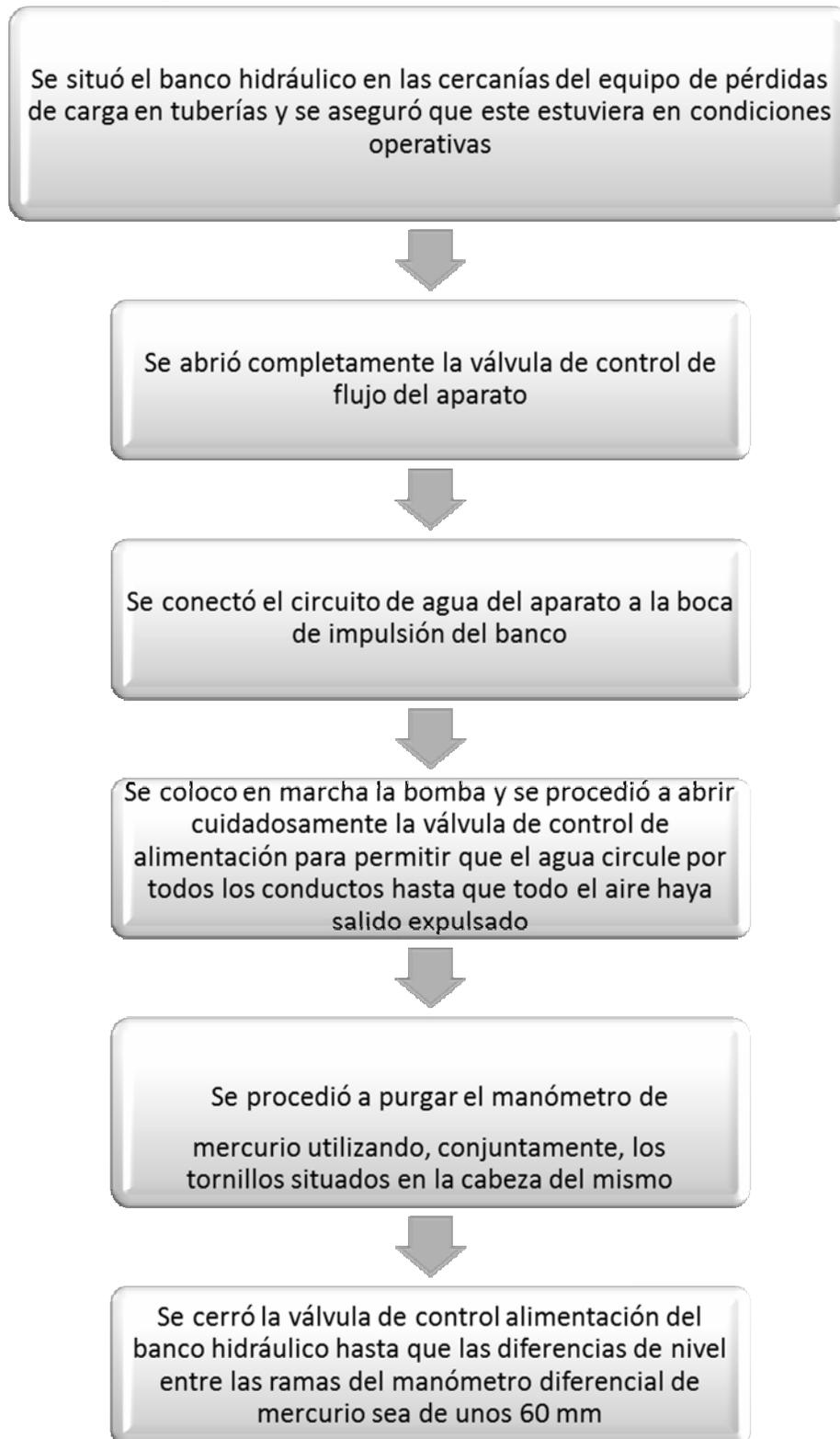
- Calcular a través de una ecuación matemática, las pérdidas de carga generadas por la presencia de accesorios en un sistema hidráulico.
- Determinar matemáticamente el coeficiente de pérdida de carga (K) de los accesorios utilizados.
- Comparar los valores de los coeficientes de pérdida de carga (K) entre los diferentes accesorios utilizados.
- Graficar para cada accesorio los valores de los coeficientes de pérdidas de carga (k) en función a un caudal promedio.

1.4 Desarrollo Descriptivo

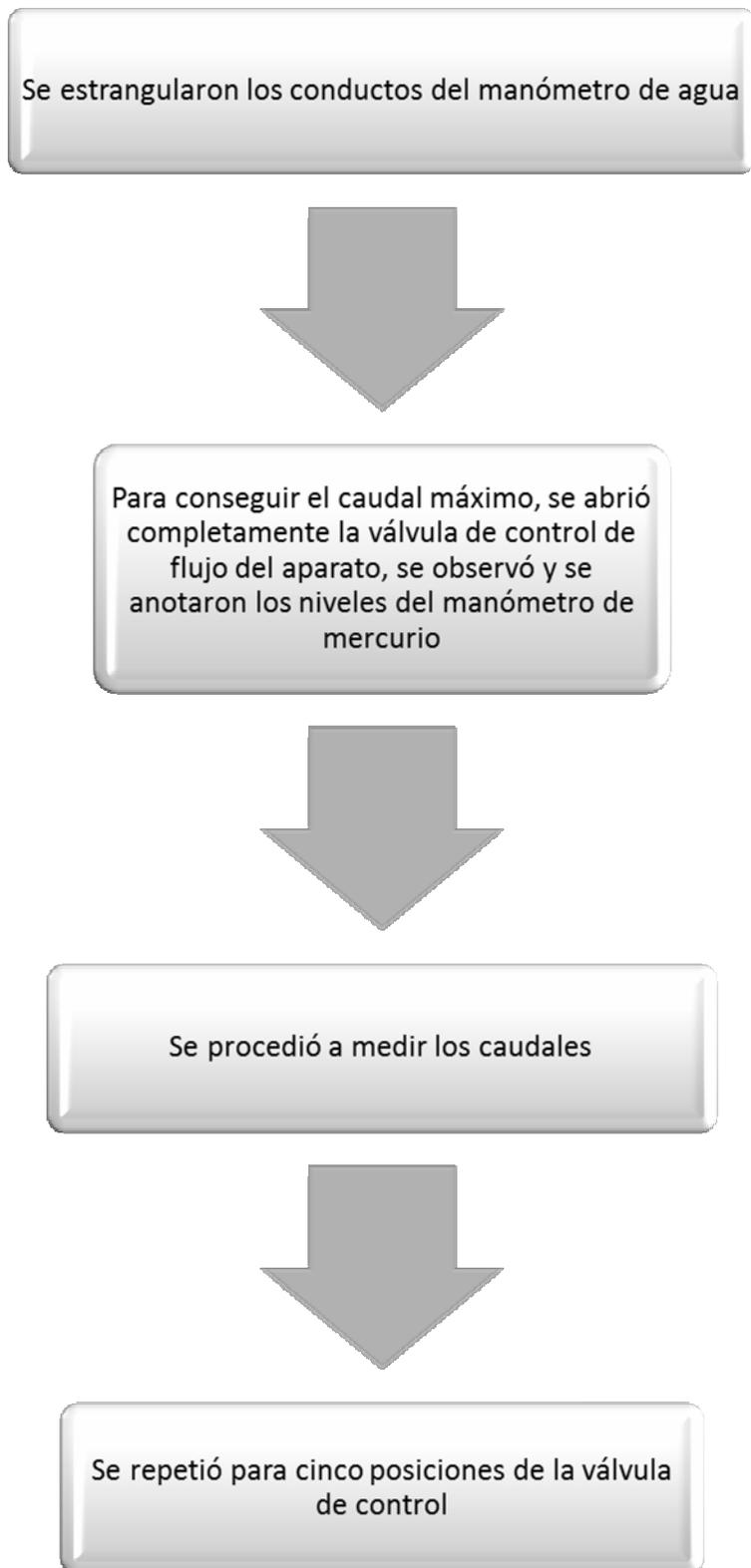
En el siguiente informe técnico se procederá a determinar las pérdidas de carga por fricción y por presencia de accesorios presente en un sistema hidráulico. Para ello se utilizarán los equipos respectivos mostrados en el apartado de anexos, (Anexo 1 y 2). El procedimiento experimental para ambos equipos es muy similar, ambos deben colocarse en las cercanías del banco hidráulico, equipo que proporciona el caudal a circular por los mismos, y se debe variar de manera continua la válvula de control de este, lo que permite trabajar con diferentes caudales para así obtener diferentes medidas de presión de entrada y salida tanto en la tubería lisa (Anexo 2) como en los diferentes accesorios (Anexo 1). El procedimiento experimental se encuentra explicado con detalles en el diagrama de flujo presente en el apartado siguiente. Los datos a recoger de ambas plantas piloto para cada grado de apertura de la válvula de control son el volumen obtenido de agua a diferentes tiempos, para a través de la Ecuación 1 determinar el caudal correspondiente, y como se mencionó anteriormente las presiones de entrada y salida, con el objeto de determinar la caída de presión que ocurre en el equipo al paso del agua. Con estos datos obtenidos se procede entonces a determinar para el equipo de pérdidas de carga por fricción (Anexo 2) la velocidad del fluido (Ecuación 3), el factor de fricción (Ecuación 4), las pérdidas de carga por rozamiento (Ecuación 5) y por último el número de Reynolds (Ecuación 6) correspondientes estos cálculos para cada caudal empleado. Mientras que para el equipo de pérdidas por presencia de accesorios (Anexo 1) se procede a calcular para cada accesorio la velocidad del fluido, las pérdidas de carga presentes en cada uno de estos y el coeficiente de pérdida de carga por accesorio empleando las ecuaciones 3, 10 y 13, respectivamente. Los resultados obtenidos se encuentran reflejados en las tablas 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16. Luego se discute el porqué de los resultados obtenidos y por último se plantean las conclusiones correspondientes para cada objetivo formulado.

1.5 Procedimiento Experimental

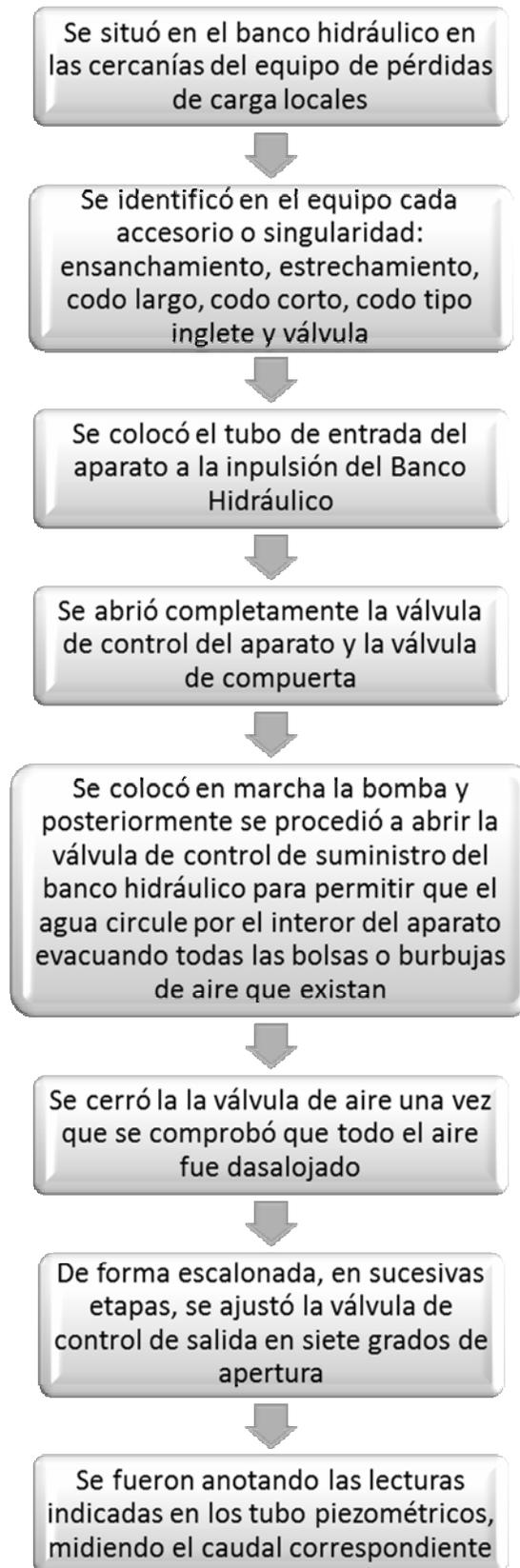
1. Pérdidas de carga en una tubería lisa



1. Pérdidas de carga en una tubería lisa (continuación)



2. Pérdida de carga en accesorios



2. Pérdida de carga en accesorios (continuación)



Se repitió el proceso actuando sobre la válvula de compuerta, tomando notas de las lecturas manométricas y midiendo el caudal correspondiente a cada etapa

1.6 Tabla de Datos

Tabla 1. Datos de volumen, tiempo, presión de entrada y salida en la pérdida de carga en tuberías.

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Volumen (cm ³)	Tiempo (s)	Pe (psia)	Ps (psia)	ΔP (psia)
100	220	9.12	4.16	5.70	1.54
	250	6.41			
	230	5.32			
58	130	6.44	4.35	5.49	1.14
	150	7.10			
	110	5.34			
51	120	6.58	4.58	5.26	0.68
	110	6.26			
	140	7.48			
29	160	15.93	5.03	4.83	0.2
	150	14.31			
	170	16.60			
16	150	26.81	5.22	4.64	0.58
	130	24.73			
	160	27.16			

Donde:

Pe: Presión de entrada

Ps: Presión de salida

ΔP : Caída de Presión

Tabla 2. Datos de presión, Volumen, tiempo y caída de presión para los accesorios (Ensanchamiento)

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Volumen (cm ³)	Tiempo (s)	Pe (psia)	Ps (psia)	ΔP (psia)
100	320	1.13	0.58	0.60	0.02
	410	1.41			
	270	0.86			
97	270	0.81	0.57	0.58	0.01
	220	0.80			
	220	0.87			
78	160	0.73	0.54	0.55	0.01
	240	1.07			
	270	1.08			
72	200	0.93	0.55	0.56	0.01
	210	0.90			
	190	0.96			
57	210	1.20	0.52	0.53	0.01
	240	1.48			
	160	0.96			
37	190	1.57	0.50	0.51	0.01
	180	1.69			
	150	1.50			
23	100	1.43	0.51	0.50	0.01
	140	2.09			
	140	2.00			

Donde:

Pe: Presión de entrada

Ps: Presión de salida

ΔP : Caída de Presión

Tabla 3. Datos de presión, Volumen, tiempo y caída de presión para los accesorios (Estrechamiento).

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Volumen (cm ³)	Tiempo (s)	Pe (psia)	Ps (psia)	ΔP (psia)
100	320	1.13	0.60	0.54	0.06
	410	1.41			
	270	0.86			
97	270	0.81	0.58	0.53	0.05
	220	0.80			
	220	0.87			
78	160	0.73	0.55	0.52	0.03
	240	1.07			
	270	1.08			
72	200	0.93	0.56	0.52	0.04
	210	0.90			
	190	0.96			
57	210	1.20	0.53	0.51	0.02
	240	1.48			
	160	0.96			
37	190	1.57	0.51	0.50	0.01
	180	1.69			
	150	1.50			
23	100	1.43	0.50	0.49	0.01
	140	2.09			
	140	2.00			

Donde:

Pe: Presión de entrada

Ps: Presión de salida

ΔP : Caída de Presión

Tabla 4. Datos de presión, Volumen, tiempo y caída de presión para los accesorios (Codo largo).

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Volumen (cm ³)	Tiempo (s)	Pe (psia)	Ps (psia)	ΔP (psia)
100	320	1.13	0.59	0.58	0.01
	410	1.41			
	270	0.86			
97	270	0.81	0.57	0.56	0.01
	220	0.80			
	220	0.87			
78	160	0.73	0.54	0.53	0.01
	240	1.07			
	270	1.08			
72	200	0.93	0.56	0.55	0.01
	210	0.90			
	190	0.96			
57	210	1.20	0.53	0.52	0.01
	240	1.48			
	160	0.96			
37	190	1.57	0.51	0.50	0.51
	180	1.69			
	150	1.50			
23	100	1.43	0.50	0.49	0.01
	140	2.09			
	140	2.00			

Donde:

Pe: Presión de entrada

Ps: Presión de salida

ΔP : Caída de Presión

Tabla 5. Datos de presión, Volumen, tiempo y caída de presión para los accesorios (Codo corto).

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Volumen (cm ³)	Tiempo (s)	Pe (psia)	Ps (psia)	ΔP (psia)
100	320	1.13	0.54	0.49	0.05
	410	1.41			
	270	0.86			
97	270	0.81	0.52	0.49	0.03
	220	0.80			
	220	0.87			
78	160	0.73	0.52	0.49	0.03
	240	1.07			
	270	1.08			
72	200	0.93	0.52	0.49	0.03
	210	0.90			
	190	0.96			
57	210	1.20	0.51	0.49	0.02
	240	1.48			
	160	0.96			
37	190	1.57	0.50	0.49	0.01
	180	1.69			
	150	1.50			
23	100	1.43	0.50	0.49	0.01
	140	2.09			
	140	2.00			

Donde:

Pe: Presión de entrada

Ps: Presión de salida

ΔP : Caída de Presión

Tabla 6. Datos de presión, Volumen, tiempo y caída de presión para los accesorios (Codo Inglete).

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Volumen (cm³)	Tiempo (s)	Pe (psia)	Ps (psia)	ΔP (psia)
100	320	1.13	0.32	0.21	0.11
	410	1.41			
	270	0.86			
97	270	0.81	0.35	0.26	0.09
	220	0.80			
	220	0.87			
78	160	0.73	0.54	0.34	0.2
	240	1.07			
	270	1.08			
72	200	0.93	0.37	0.30	0.07
	210	0.90			
	190	0.96			
57	210	1.20	0.43	0.38	0.05
	240	1.48			
	160	0.96			
37	190	1.57	0.46	0.44	0.02
	180	1.69			
	150	1.50			
23	100	1.43	0.48	0.46	0.02
	140	2.09			
	140	2.00			

Donde:

Pe: Presión de entrada

Ps: Presión de salida

ΔP : Caída de Presión

Tabla 7. Datos de presión, Volumen, tiempo y caída de presión para los accesorios (Válvula).

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Volumen (cm ³)	Tiempo (s)	Pe (psia)	Ps (psia)	ΔP (psia)
100	320	1.13	0.47	0.40	0.07
	410	1.41			
	270	0.86			
97	270	0.81	0.47	0.41	0.06
	220	0.80			
	220	0.87			
78	160	0.73	0.48	0.44	0.44
	240	1.07			
	270	1.08			
72	200	0.93	0.48	0.43	0.05
	210	0.90			
	190	0.96			
57	210	1.20	0.48	0.46	0.02
	240	1.48			
	160	0.96			
37	190	1.57	0.49	0.48	0.01
	180	1.69			
	150	1.50			
23	100	1.43	0.49	0.48	0.01
	140	2.09			
	140	2.00			

Donde:

Pe: Presión de entrada

Ps: Presión de salida

ΔP : Caída de Presión

Tabla 8. Presión, Volumen y Tiempos obtenidos en el estudio de la válvula de compuerta.

Grado de apertura de la válvula de compuerta (%)	Volumen (cm³)	Tiempo (s)	Presión (psia)
100	190	1.10	0
	200	1.14	
	280	1.29	
99	210	1.03	1.45
	230	1.32	
	220	1.48	
96	230	1.24	4.35
	200	1.22	
	210	1.21	
79	190	1.44	14.5
	200	1.32	
	140	1.00	
58	130	1.34	26.10
	150	1.10	
	110	1.24	

1.7 Muestra de Cálculos

1. Cálculo del caudal, los valores tomados se encuentran en la Tabla 1, y los resultados obtenidos en la Tabla 9.

$$Q_{prom} = \frac{V_{prom}}{T_{prom}} = \frac{233,33 \text{ cm}^3}{6,95 \text{ s}} \times \frac{1 \text{ m}^3}{(100 \text{ cm})^3} = 3,545 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

Q_{prom} : Caudal promedio (m^3/s).

V_{prom} : Volumen promedio (cm^3).

T_{prom} : Tiempo promedio (s).

2. Cálculo del área transversal de la tubería para determinar la velocidad de flujo.

$$A_T = \pi \times \frac{D^2}{4} = \frac{\pi \times (0,3)^2 \text{ cm}^2}{4} = 0,0706858 \text{ cm}^2 \quad (\text{Ec. 2})$$

$$V = \frac{Q_{prom}}{A_T} = \frac{3,545 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}}{0,0706858 \text{ cm}^2 \times \frac{\text{m}^2}{(100 \text{ cm})^2}} = 5,015 \text{ m/s} \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

A_T : Área transversal de la tubería.

D : Diámetro interno de la tubería. (0,3 cm^2)

Q_{prom} : Caudal promedio (m^3/s).

V : Velocidad de flujo (m/s)

Este resultando se reporta en la tabla 9.

3. Cálculo del factor de fricción.

$$f = \frac{D \times \Delta P \times 2}{\rho \times L \times V^2} = \frac{0,003 \text{ m} \times 10665,79 \text{ Pa} \times 2}{997 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 0,5 \text{ m} \times \left(5,0151 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2} = 0,00509 \quad (\text{Ec.4})$$

Donde:

f : Factor de fricción (Adimensional).

ΔP : Caída de presión (Pascal).

ρ : Densidad del líquido a 25 °C. ($997 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$).

L : Longitud de la tubería (0,5 m).

D : Diámetro interno de la tubería. (0,3 cm^2)

V : Velocidad de flujo (m/s)

Los datos y resultados utilizados se encuentran en la tabla 9.

4. Cálculo de las pérdidas de carga por rozamiento:

$$Y = \frac{f \times L \times V^2}{D \times 2 \times g} = \frac{0,00509 \times 0,5m \times (5,0151 \frac{m}{s})^2}{0,003m \times 2 \times 9,81 \frac{m}{s^2}} = 1,08724m \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

g : Constante gravitacional (9,81 $\frac{m}{s^2}$).

f : Factor de fricción (Adimensional).

L : Longitud de la tubería (0,5 m).

D : Diámetro interno de la tubería. (0,3 cm^2)

V : Velocidad de flujo (m/s)

Los datos y resultados utilizados se encuentran en la tabla 9.

5. Cálculo del número de Reynolds.

$$Re = \frac{D \times V \times \rho}{\mu} = \frac{0,003m \times 5,0151 \frac{m}{s} \times 997 \frac{kg}{m^3}}{0,891 \times 10^{-3} \frac{kg}{m \cdot s}} = 16836,51 \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde:

Re : Número de Reynolds. (Adimensional).

μ : Viscosidad dinámica del agua a 25 °C (0,891 $\times 10^{-3} \frac{kg}{m \cdot s}$).

D : Diámetro interno de la tubería. (0,3 cm^2)

V : Velocidad de flujo (m/s)

Los resultados obtenidos se reportan en la Tabla 8.

6. Valor teórico de la V_0 para un $Re < 2000$ (Flujo laminar)

$$V_0 = \frac{Re \times \mu}{\rho \times D} = \frac{2000 \times 0,891 \times 10^{-3} \frac{kg}{m \cdot s}}{0,003m \times 997 \frac{kg}{m^3}} = 0,5957 \frac{m}{s} \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

V_0 : Velocidad promedio límite que separa el flujo laminar del turbulento (m/s).

7. Cálculo de pérdidas de carga por accesorios.

$$H = \Delta P + \left[\frac{V_1^2}{2g} - \frac{V_2^2}{2g} \right] \quad (\text{Ec. 10})$$

$$V_1 = \frac{Q_{prom}}{A_1} = \frac{2,96 \times 10^{-4} m^3/s}{0,000298 m^2} = 0,993 m/s \quad (\text{Ec. 11})$$

$$V_2 = \frac{Q_{prom}}{A_2} = \frac{2,96 \times 10^{-4} m^3/s}{0,00054 m^2} = 0,549 m/s \quad (\text{Ec. 12})$$

$$H = 0,012 + \left[\frac{0,993^2 m^2/s^2}{2 \times 9,81 m/s^2} - \frac{0,549^2 m^2/s^2}{2 \times 9,81 m/s^2} \right] = 0,0469 m$$

Donde:

H: Pérdidas de carga por accesorios (m)

ΔP : Caída de presión (mH₂O).

V_1 : Velocidad de entrada al accesorio (m/s).

V_2 : Velocidad de salida del accesorio (m/s).

Q_{prom} : Caudal promedio (m^3/s).

A_1 : Área de entrada al accesorio (0,000298 m²)

A_2 : Área de salida del accesorio (0,00054 m²)

Los datos y resultados obtenidos se reflejan en las Tablas: 11, 12, 13, 14, 15 y 16 respectivamente.

8. Cálculo del coeficiente de pérdida de carga por accesorio.

$$K = \frac{H \times 2 \times g}{V_1^2} = \frac{0,0469 m \times 2 \times 9,81 m/s^2}{(0,993 m/s)^2} = 0,933 \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde:

K : Coeficiente de pérdida de carga por accesorio (Adimensional).

V_1 : Velocidad de entrada al accesorio (m/s).

H: Pérdidas de carga por accesorios (m)

Los datos y resultados obtenidos se reflejan en las Tablas: 11, 12, 13, 14, 15 y 16 respectivamente.

1.8 Tabla de Resultados

Tabla 9. Caudal promedio, caída de presión, velocidad media, factor de fricción, pérdida de carga por rozamiento y número de Reynolds.

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Q prom. (m ³ /s)	ΔP (Ppsia)	V (m/s)	f	Y (m)	Nº Re
100	3,545.10 ⁻⁵	16,25	5,01549	0,00509	1,08724	16836,51
58	2,064.10 ⁻⁵	15,84	2,91959	0,01107	0,80184	9800,80
51	1,818.10 ⁻⁵	15,38	2,57126	0,00847	0,47567	8631,46
29	1,026.10 ⁻⁵	14,51	1,45088	0,00760	0,13590	4870,46
16	5,58.10 ⁻⁶	14,14	0,78964	0,07698	0,40771	2650,73

Donde:

Q prom. (m³/s): Caudal promedio.

f: Factor de fricción.

Y: Pérdida de carga.

Nº Re: Número de Reynolds.

Tabla 10. Caudal promedio, Presión absoluta y Velocidades obtenidas en el estudio de la válvula de compuerta

Grado de apertura de la válvula de compuerta (%)	Q prom. (m ³ /s)	Presión (psia)	V (m/s)
100	1,89810 ⁻⁴	0	26,85
99	1,76310 ⁻⁴	1,45	24,94
96	1,74410 ⁻⁴	4,35	24,67
79	1,409610 ⁻⁴	14,5	19,93
58	1,05910 ⁻⁴	26,10	14,98

Tabla 11. Caudal promedio, caída de presión, velocidad, pérdida de carga y coeficiente de pérdida en un ensanchamiento.

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Q prom. (m ³ /s)	ΔP (psia)	V (m/s)	V (m/s)	H (m)	k
100	2,96.10 ⁻⁴	14,72	0,993	0,549	0,047	0.933
97	2,87.10 ⁻⁴	14,71	0,963	0,532	0,041	0,863
78	2,31.10 ⁻⁴	14,71	0,776	0,429	0,027	0,890
72	2,15.10 ⁻⁴	14,70	0,723	0,400	0,022	0,807
57	1,68.10 ⁻⁴	14,71	0,563	0,312	0,018	1,126
37	1,09.10 ⁻⁴	14,70	0,366	0,230	0,007	0,987
23	6,90.10 ⁻⁵	14,71	0,231	0,128	0,004	1,501

Donde:

V : Velocidad de entrada al accesorio.

V : Velocidad de salida del accesorio.

H: Pérdida de Carga.

K: Coeficiente de pérdida.

Tabla 12. Caudal promedio, caída de presión, velocidad, pérdida de carga y coeficiente de pérdida en un estrechamiento.

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Q prom. (m ³ /s)	ΔP (psia)	V ₁ (m/s)	V ₂ (m/s)	H (m)	k
100	2,96.10 ⁻⁴	14,76	0,549	0,993	0,0071	0,140
97	2,87.10 ⁻⁴	14,75	0,532	0,963	0,0001	0,003
78	2,31.10 ⁻⁴	14,73	0,429	0,776	0,0007	0,022
72	2,15.10 ⁻⁴	14,74	0,400	0,723	0,0075	0,281
57	1,68.10 ⁻⁴	14,72	0,312	0,563	0,0038	0,231
37	1,09.10 ⁻⁴	14,71	0,230	0,366	0,0002	0,036
23	6,90.10 ⁻⁵	14,70	0,128	0,231	0,0001	0,038

Tabla 13. Caudal promedio, velocidad, pérdida de carga y coeficiente de pérdida en un codo largo.

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Q prom. (m ³ /s)	ΔP (psia)	V (m/s)	H (m)	k
100	2,96.10 ⁻⁴	14,71	0,993	0,058	1,159
97	2,87.10 ⁻⁴	14,71	0,963	0,052	1,106
78	2,31.10 ⁻⁴	14,71	0,776	0,035	1,130
72	2,15.10 ⁻⁴	14,71	0,723	0,034	1,263
57	1,68.10 ⁻⁴	14,70	0,563	0,019	1,185
37	1,09.10 ⁻⁴	14,70	0,366	0,010	1,438
23	6,90.10 ⁻⁵	14,70	0,231	0,004	1,366

Tabla 14. Caudal promedio, caída de presión, velocidad, pérdida de carga y coeficiente de pérdida en un codo corto.

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Q prom. (m ³ /s)	ΔP (psia)	V (m/s)	H (m)	k
100	2,96.10 ⁻⁴	14,74	0,993	0,081	1,616
97	2,87.10 ⁻⁴	14,74	0,963	0,072	1,528
78	2,31.10 ⁻⁴	14,72	0,776	0,047	1,521
72	2,15.10 ⁻⁴	14,73	0,723	0,049	1,825
57	1,68.10 ⁻⁴	14,72	0,563	0,028	1,741
37	1,09.10 ⁻⁴	14,71	0,366	0,012	1,730
23	6,90.10 ⁻⁵	14,71	0,231	0,007	1,464

Tabla 15. Caudal promedio, caída de presión, velocidad, pérdida de carga y coeficiente de pérdida en un codo tipo inglete.

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Q prom. (m ³ /s)	ΔP(psia)	V (m/s)	H (m)	K
100	2,96.10 ⁻⁴	14,81	0,993	0,128	2,550
97	2,87.10 ⁻⁴	14,79	0,963	1,109	2,310
78	2,31.10 ⁻⁴	14,90	0,776	0,171	5,561
72	2,15.10 ⁻⁴	14,77	0,723	0,074	2,763
57	1,68.10 ⁻⁴	14,74	0,563	0,045	2,790
37	1,09.10 ⁻⁴	14,72	0,366	0,023	3,337
23	6,90.10 ⁻⁵	14,72	0,231	0,014	5,026

Tabla 16. Caudal promedio, caída de presión, velocidad, pérdida de carga y coeficiente de pérdida en una válvula.

Grado de apertura de la válvula de control (%)	Q prom. (m ³ /s)	ΔP (psia)	V (m/s)	H (m)	K
100	2,96.10 ⁻⁴	14,77	0,993	0,099	1,974
97	2,87.10 ⁻⁴	14,76	0,963	0,088	1,866
78	2,31.10 ⁻⁴	14,74	0,776	0,057	1,847
72	2,15.10 ⁻⁴	14,75	0,723	0,061	2,275
57	1,68.10 ⁻⁴	14,73	0,563	0,035	2,173
37	1,09.10 ⁻⁴	14,71	0,366	0,015	2,169
23	6,90.10 ⁻⁵	14,71	0,231	0,008	2,830

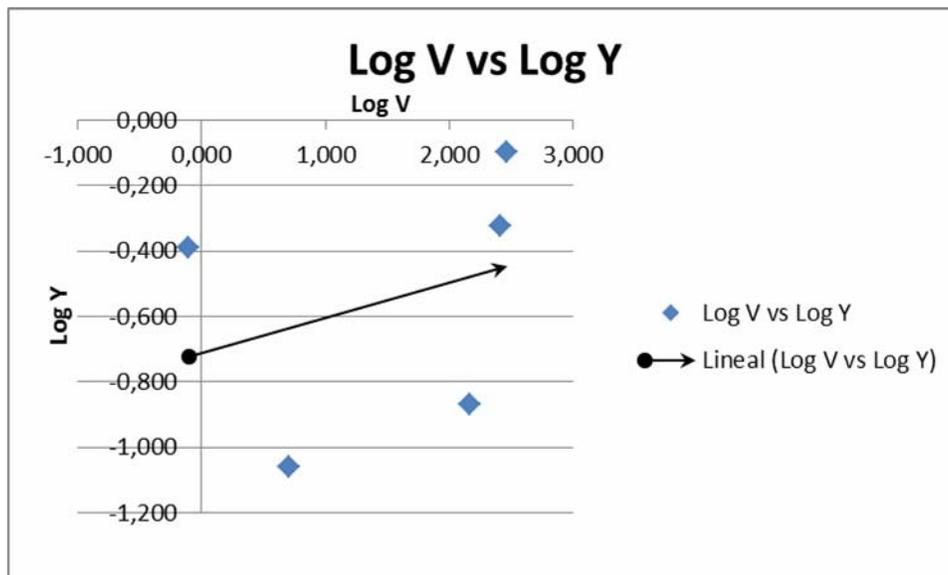


Figura 1. Ajuste Log-Log de la Pérdida de carga por rozamiento en función de la Velocidad

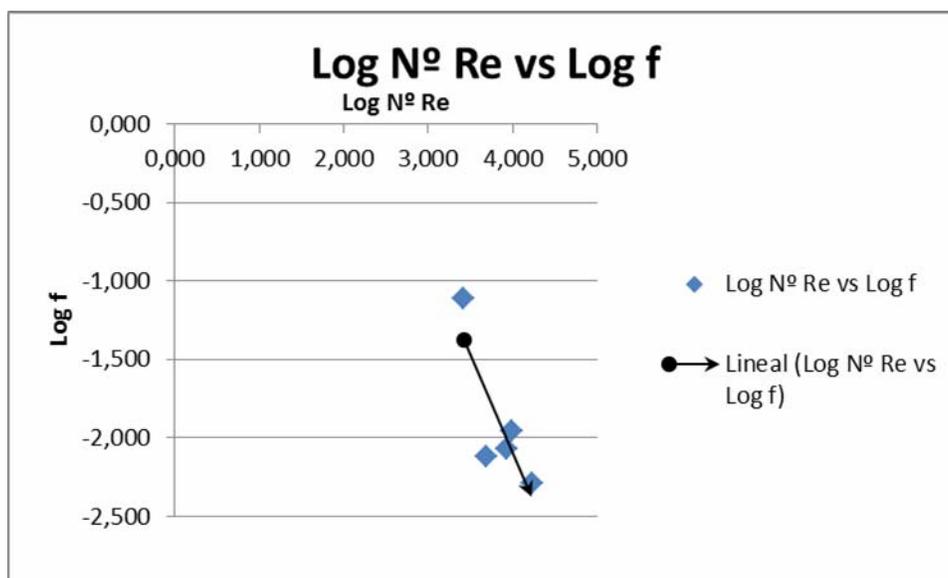


Figura 2. Ajuste Log-Log del Factor de fricción en función del Número de Reynolds

ENSANCHAMIENTO

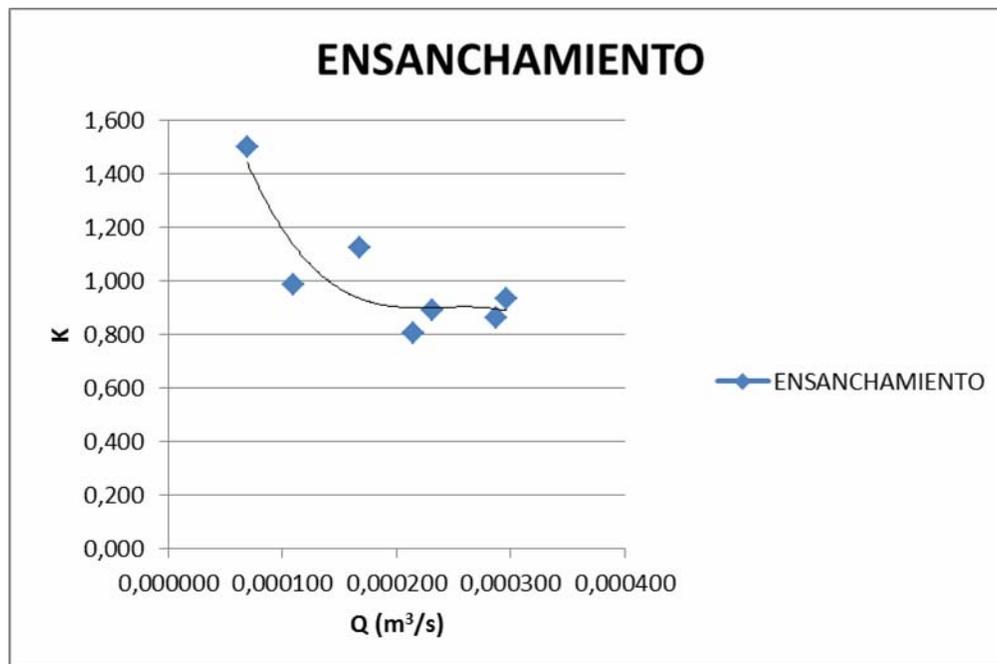
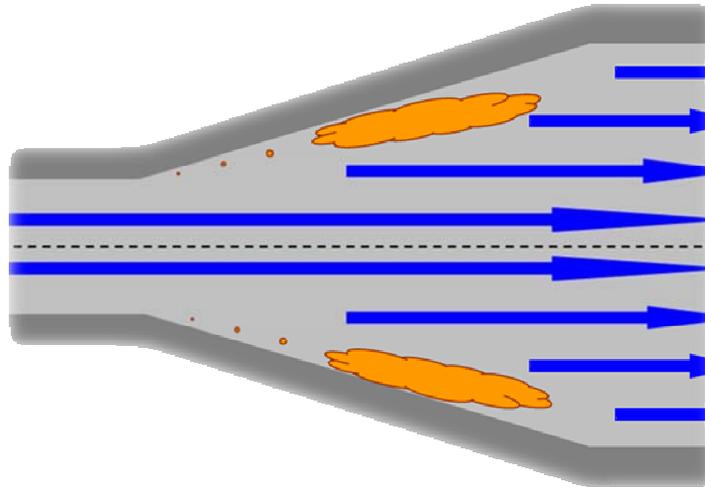


Figura 3. Coeficiente de pérdida de carga del Ensanchamiento en función del Caudal

ESTRECHAMIENTO

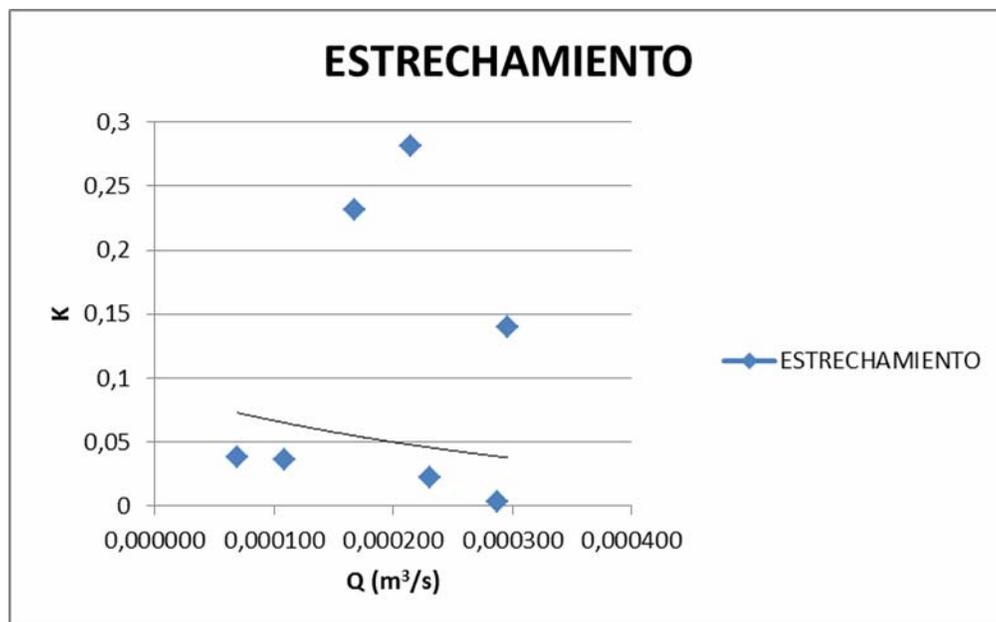
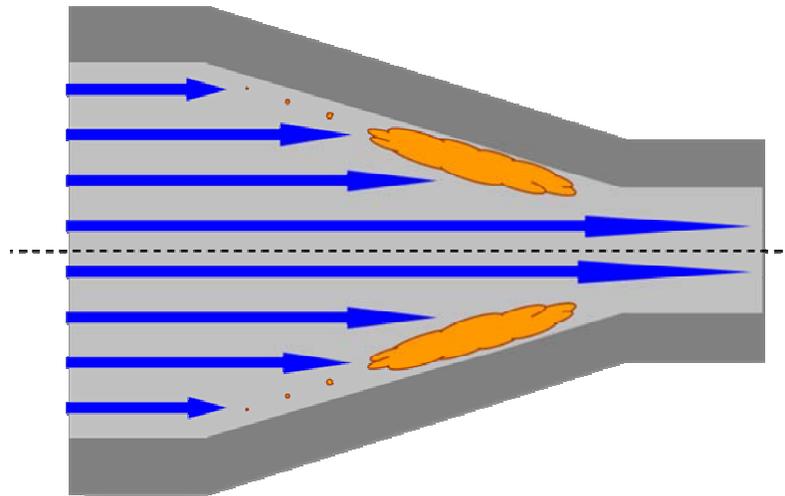


Figura 4. Coeficiente de pérdida de carga del Estrechamiento en función del Caudal

CODO LARGO

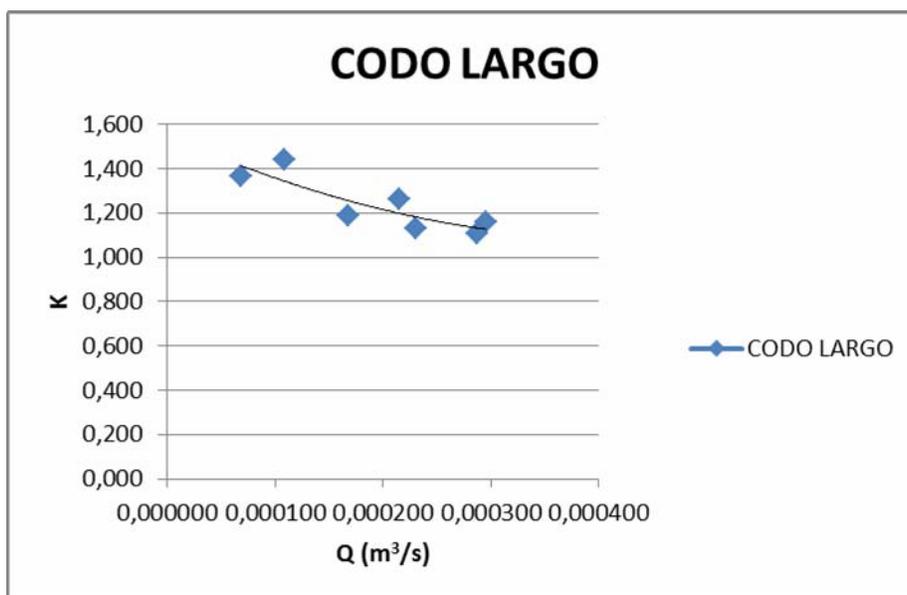
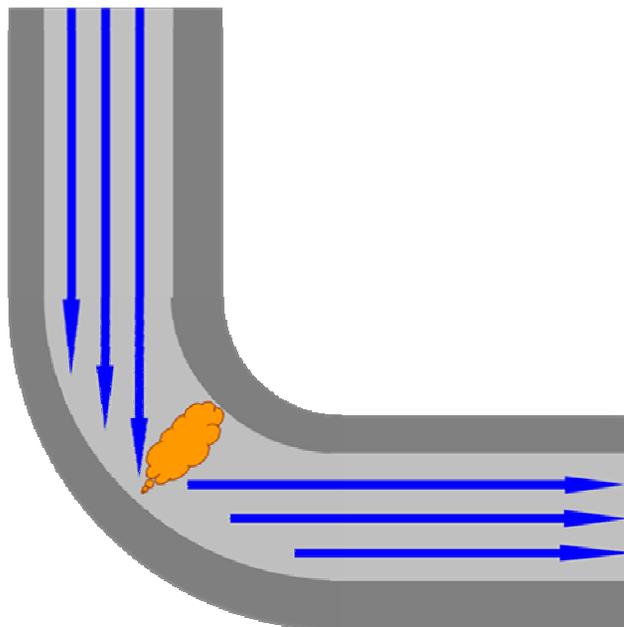


Figura 5. Coeficiente de pérdida de carga del Codo largo en función del Caudal

CODO CORTO

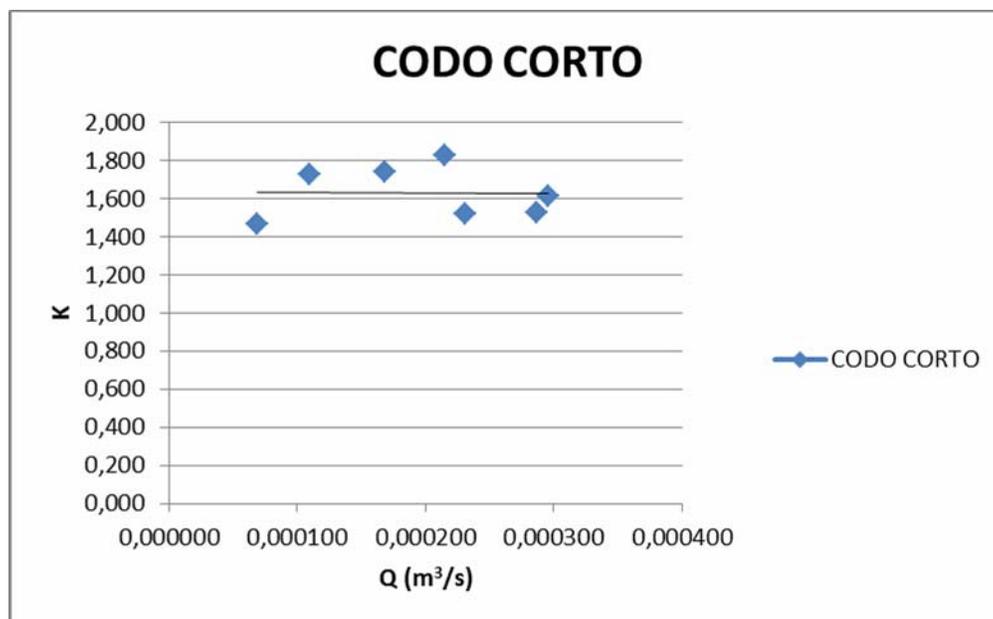
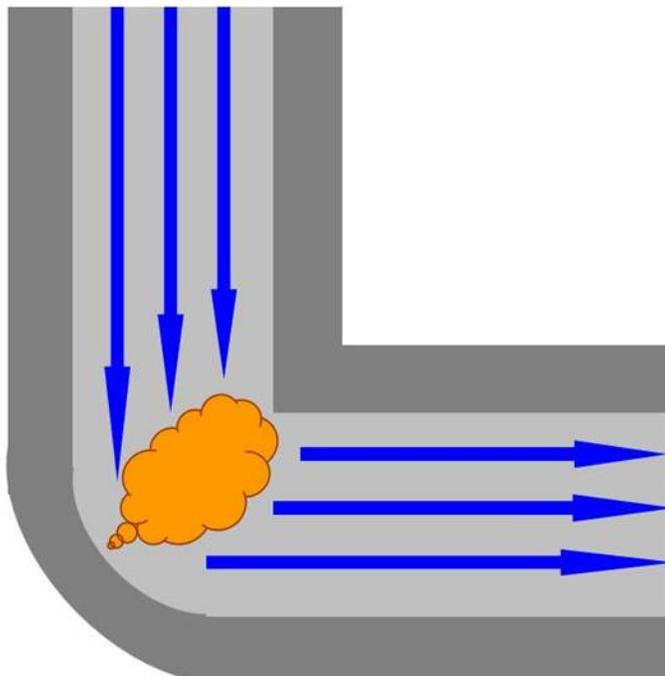


Figura 6. Coeficiente de pérdida de carga del Codo corto en función del Caudal

CODO TIPO INGLETE

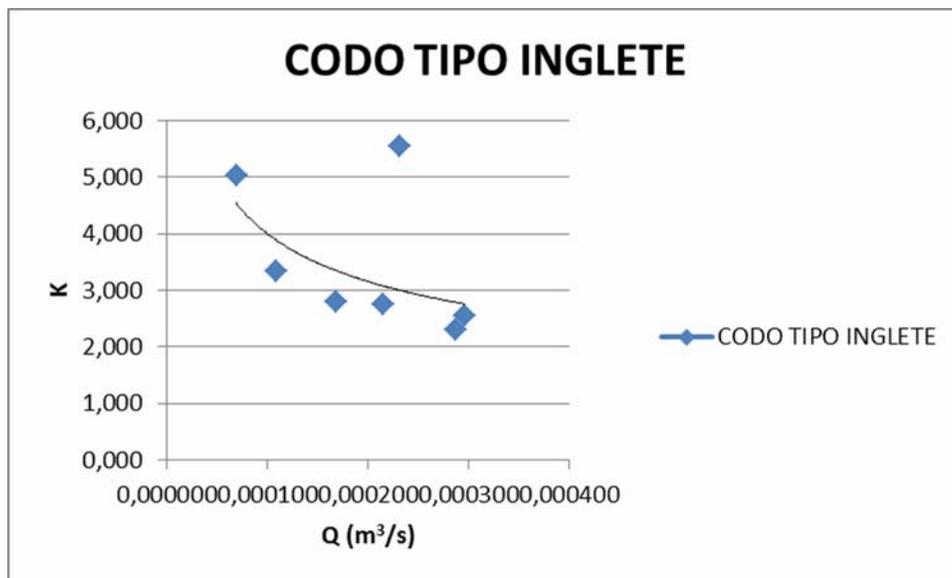
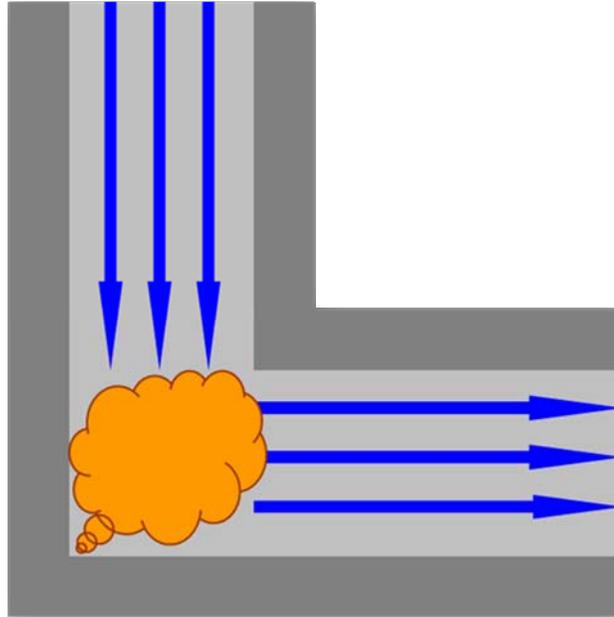


Figura 7. Coeficiente de pérdida de carga del Codo tipo Inglete en función del Caudal

VÁLVULA DE COMPUERTA

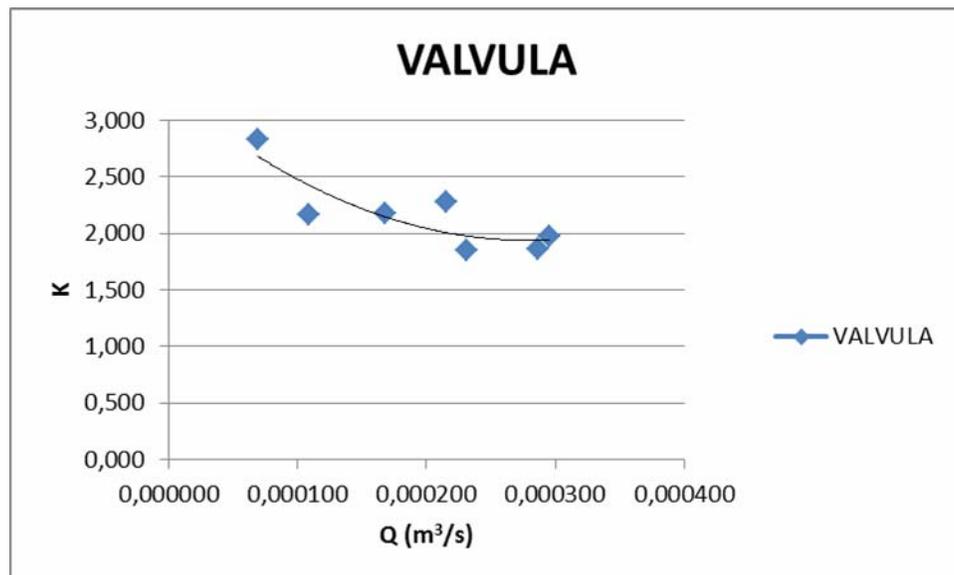
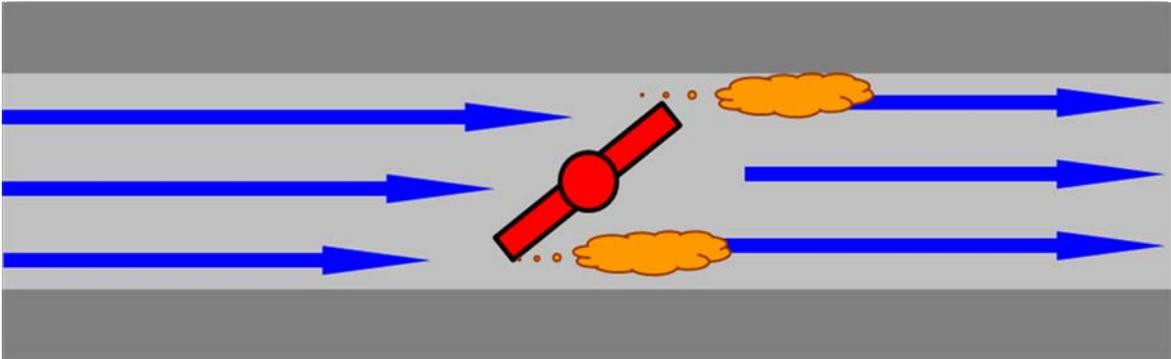


Figura 8. Coeficiente de pérdida de carga de la Válvula en función del Caudal

1.9 Discusión de Resultados

En la tabla 9, se observan los valores de pérdidas de carga obtenidos para una tubería, en esta se aprecia que la velocidad del fluido es proporcional a la pérdida de carga debido a que un fluido que viaja más rápido en una tubería genera mayor fuerza de fricción en las paredes de la misma.

La determinación del Número de Reynolds se obtuvo en las primeras cuatro corridas un régimen de flujo turbulento, mostrándose en la última corrida un flujo con régimen transitorio.

Se determinó una velocidad promedio (V_0) que sirvió como referencia entre el régimen de flujo laminar y turbulento la cual fue 0,5957 m/s, esto quiere decir que velocidades mayores a esta se obtendrán como resultados un régimen turbulento y por debajo de la misma un régimen laminar.

De la tabla 11 a la 16 se puede observar las pérdidas de carga y los coeficientes de pérdida de carga para cada uno los accesorios, notándose que el accesorio que genera mayor pérdida es el codo de tipo inglete, debido a que este ofrece una desviación más brusca al paso del fluido, lo que trae como consecuencia un efecto torbellino en el flujo generándose un aumento en su energía potencial. Así mismo se observa una variación proporcional de las pérdidas de carga con respecto a la velocidad de flujo, ya que al aumentar la velocidad de flujo aumentan las pérdidas de carga.

En el estudio de la válvula de compuerta se pudo observar el aumento de la presión al disminuir la apertura de la válvula, debido a la restricción del fluido por el paso de la tubería.

En la figura 1 podemos observar que existe un comportamiento lineal entre las pérdidas de carga generadas por rozamiento contra la velocidad de flujo, nótese que ambas variables son directamente proporcional, teniendo esto sentido ya que a mayor velocidad de flujo mayor serán las pérdidas de carga puesto que existe mayor contacto, es decir, mayor fricción entre el fluido y las paredes de la tubería ocasionando mayores pérdidas. En cambio en la figura 2, donde se visualiza que existe una relación inversamente proporcional entre el factor de fricción y el número de Reynolds, es decir, a medida que el número de Reynolds aumenta menor será el factor de fricción, cumpliéndose las ecuaciones 4 y 6, en donde, en la primera ecuación se establece una relación inversamente proporcional entre el factor de fricción y la velocidad de flujo y en la segunda ecuación se establece una relación directamente proporcional entre el número de Reynolds y la velocidad de flujo, lo que genera por ende que exista una relación inversamente proporcional entre el factor de fricción y el número de Reynolds. Esto claramente puede visualizarse en el diagrama

de Moody (Anexo 3), en donde, a mayor número de Reynolds menor será el factor de fricción para tuberías lisas.

De la figura 3 a la figura 8, se observa un comportamiento decreciente del coeficiente K con respecto al caudal, nótese en estas figuras que a medida que el caudal aumenta este coeficiente disminuye, cumpliéndose la relaciones matemáticas (Ecuación 13 y Ecuación 3) en donde, al ser K inversamente proporcional a la velocidad de flujo y Q directamente proporcional a esta, respectivamente, se cumple entonces una relación inversamente proporcional entre el coeficiente de pérdida de carga por presencia de accesorios y el caudal.

1.10 Conclusiones

- El valor de velocidad por debajo del cual el régimen es laminar resultó ser de 0,5957(m/s).
- La pérdida de carga por rozamiento en una tubería lisa, aumenta a medida que aumenta la velocidad del fluido que la atraviesa.
- Con la determinación del número de Reynolds se pudo determinar la existencia de regímenes turbulentos y transitorios.
- A medida que la velocidad de flujo aumenta el factor de fricción disminuye.
- Según la figura 3 existe una relación directamente proporcional entre las pérdidas de carga por rozamiento y la velocidad de flujo.
- Según la figura 4 existe una relación inversamente proporcional entre el factor de fricción y el número de Reynolds para una tubería lisa
- El accesorio con mayor pérdida fue el codo inglete y el que tuvo menor pérdida fue el accesorio de estrechamiento.
- El accesorio que presento mayor coeficiente de pérdida de carga fue el codo tipo inglete y el que presento menor coeficiente de pérdida de carga fue el estrechamiento.
- Según las gráficas realizadas para cada accesorio se pudo observar que existe una relación inversamente proporcional entre el coeficiente de pérdida de carga del accesorio y el caudal.

1.11 Recomendaciones

- Utilizar recipientes que tengan una buena apreciación para registrar los volúmenes con mayor facilidad y exactitud.
- Desalojar todas las burbujas en los tubos piezométricos para obtener medidas más precisas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	“ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA Y DE LA FORMACIÓN EN EL CÁLCULO DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO UDO-X, CAMPO ALJIMAR MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Diana Sofía Alvins Rodríguez	CVLAC: 17.762.623 E MAIL: dalvins@hotmail.com
Mariana Rafaela Márquez Salazar	CVLAC: 19.239.563 E MAIL: mara0489@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

ANÁLISIS
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA
YACIMIENTO
MÉTODO
DECLINACIÓN DE PRESIÓN
RESERVAS

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	INGENIERIA QUIMICA

RESUMEN (ABSTRACT):

El trabajo realizado consta del estudio de las reservas del yacimiento UDO-X, Campo ALJIMAR y como éstas se ven influenciadas por diferentes valores en las compresibilidades del agua y de la formación. Éste yacimiento es considerado de gas seco con intrusión de agua, el cual posee una densidad relativa de 0,72, una presión original de 2467 lpc, temperatura de 183°F y saturación inicial del gas de 86%. La formación posee una compresibilidad de $4,5 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ y el agua connata de $3,3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. El cálculo del gas original en sitio se realizó a través del método de declinación de presión arrojando un valor de 95,75 BCF, a partir de esto y conociendo las condiciones de abandono ($P_{ab}=410 \text{ lpc}$ y $Z_{ab}=0,9526$), permitió determinar el gas producido acumulado a las condiciones de abandono, arrojando un valor de 83,889 BCF, y a su vez las reservas recuperables las cuales fueron de 83,88911 BCF. Se procedió a la variación de la compresibilidad del agua y de la formación en un 5% por encima y por debajo de su respectivo valor real hasta llegar a un 50% de variación de la misma, para observar como repercuten éstas en el volumen de las reservas, la razón por la cual se hace necesario modificar el valor real, es que hay ocasiones en que no se dispone de éstos valores y lo que se hace es asumir valores en función de otros yacimientos conocidos. Las reservas recuperables varían hasta un máximo de 83,88558 BCF con respecto al valor original (83,88911 BCF) para una variación en el valor de compresibilidad del agua de hasta 50%. Las reservas recuperables a partir de una variación de 20% por encima del valor real de la compresibilidad del agua disminuyen en un 0,0042% y a partir de una variación de 40% por debajo de su valor real aumentan en un 0,0030%. A medida que incrementan los valores de compresibilidad de la formación disminuye ligeramente de manera progresiva el porcentaje de las reservas, mientras que al disminuir los valores de compresibilidad de la formación aumenta ligeramente de manera progresiva el porcentaje de las reservas. Demostrando que la compresibilidad del agua y de la formación no influyen significativamente en el cálculo de las reservas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Ing. Jairo Uricare	ROL	CA	AS x	TU	JU
	CVLAC:	11.342.890			
	E_MAIL	uricare2@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU x
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011 AÑO	10 MES	10 DÍA
---------------------------	-------------------------	-------------------------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA.doc	Application/ msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J
K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1
2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)
TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/ Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al Artículo número 41 del Reglamento de Trabajos de Grado: Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.

**DIANA ALVINS RODRÍGUEZ
AUTOR**

**MARIANA MÁRQUEZ SALAZAR
AUTOR**

**JAIRO URICARE
TUTOR**

**YRAIMA SALAS
POR LA COMISION DE TRABAJO DE GRADO**