



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Última etapa de perforación en yacimientos
depressionados, desarrollo de simulador de fluido de
control y gas nitrógeno

TESIS

Para obtener el grado de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

César Montalvo Merino

DIRECTOR DE TESIS

M. en I. Mario Gerardo García Herrera

Ciudad Universitaria, México, Abril 2013.





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice	3
RESUMEN	i
Abstract.....	ii
INTRODUCCIÓN.....	iii
Capítulo I. Última etapa de perforación en yacimientos depresionados	1
Objetivo	1
1.1 Complejo Antonio J. Bermúdez.....	1
1.2 Experimentos en laboratorio.	10
1.3 Nitrógeno	11
1.4 Métodos de perforación no convencional.....	14
1.4.1 Tubería concéntrica.....	14
1.4.2 Inyección de fluido de control y gas nitrógeno a través de la sarta de perforación.....	15
Capítulo II. Ecuaciones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno).....	17
Objetivo	17
2.1 Desarrollo de las ecuaciones del fluido de control y gas nitrógeno.....	18
2.1.1 Temperatura absoluta.	18
2.1.2 Presión absoluta.	18
2.1.3 Área de flujo.....	18
2.1.4 Densidad del gas.	19
2.1.5 Gasto de gas a la salida, corregido por la ecuación de continuidad de estado estacionario....	19
2.1.6 Velocidad promedio del fluido por unidad de área.....	20
2.1.7 Calidad de la espuma.....	20
2.1.8 Densidad de la mezcla.	20
2.1.9 Viscosidad de la mezcla.	21
2.1.10 Velocidad de la mezcla.....	21
2.1.11 Factor de fricción de Darcy.	21
2.1.12 Fracción volumétrica del gas.....	22
2.1.13 Gasto corregido por presión.....	22
2.1.14 Número de Reynolds.	22
2.1.15 Perímetro de flujo por sección.....	23
2.1.16 Viscosidad del líquido.....	23
2.1.17 Caída de presión provocada por la aceleración.	24
2.1.18 Caída de presión provocada por la fricción.....	24
2.1.19 Caída de presión debida a la densidad.....	24
2.1.20 Caída de presión en la barrena.	25
2.1.21 Caída de presión total	25
Capítulo III. Aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases en la última etapa de perforación.	27
Objetivo	27
3.1 Entrada de datos.	28

3.1.1 Estado mecánico del pozo.....	29
3.1.2 Sarta de perforación.....	29
3.1.3 Barrena.....	30
3.1.4 Temperatura del pozo.....	30
3.1.5 Desviación del pozo.....	30
3.1.6 Perfil de presión.....	30
3.1.7 Propiedades del fluido de control y gas nitrógeno.....	31
3.2 Método de cálculo del simulador.....	32
3.3 Aplicación del simulador de flujo de dos fases.....	41
3.3.1 Campo Samaria Luna.....	42
3.3.2 Pozo Agave 301.....	48
3.4 Densidad equivalente de circulación.....	54
3.5 Limpieza del agujero.....	54
Capítulo IV. Simulación y análisis de parámetros de flujo de dos fases mediante modelos mecanísticos.....	55
Objetivo.....	55
4.1 Patrones de flujo.....	55
4.1.1 Flujo Burbuja.....	58
4.1.2 Flujo Burbuja dispersa.....	58
4.1.3 Flujo Bache.....	59
4.1.4 Flujo transitorio.....	59
4.1.5 Flujo anular.....	59
4.1.6 Velocidades superficiales en los patrones de flujo.....	60
4.2 Procedimiento de cálculo para predecir patrones de flujo empleando modelos mecanísticos.....	62
Capítulo V. Resultados de los pozos Samaria 5111 y Agave 301.....	64
Objetivo.....	64
5.1 Pozo Samaria 5111.....	64
5.1.1 Resultados del pozo Samaria 5111, perfil de presión.....	65
5.1.2 Patrones de flujo del pozo Samaria 5111.....	68
5.2 Pozo Agave 301.....	70
5.2.1 Perfil de presión del pozo Agave 301.....	70
5.2.2 Patrones de flujo del pozo Agave 301.....	73
5.2.3 Modelo mecanístico (reportado en literatura) aplicado al pozo Agave 301.....	75
Recomendaciones.....	77
Conclusiones.....	78
Apéndice.....	79
Apéndice A.....	79
Conversión de unidades.....	79
Promedio de temperatura.....	79
Presión ejercida en la celda.....	80
Área de toberas de la barrena.....	80
Factores de conversión.....	80

Apéndice B	82
Temperatura absoluta.....	82
Presión absoluta.....	82
Área de flujo.....	82
Densidad del gas.....	83
Gasto de gas de salida corregido por continuidad de estado estacionario.....	83
Velocidad promedio de la mezcla por unidad de área	84
Calidad de la espuma	84
Viscosidad de la espuma según Mitchell.....	85
Densidad de la mezcla en función de la fracción del gas.....	85
Viscosidad de la mezcla en función de la fracción del gas.....	85
Velocidad de la mezcla.....	86
Fracción volumétrica por Darcy (Factor de fricción).....	86
Fracción volumétrica del gas.....	87
Gasto corregido por presión.....	87
Número de Reynolds	88
Perímetro de flujo por sección.....	88
Viscosidad del líquido	89
Caída de la presión debida a la aceleración.....	90
Caída de presión debida a la fricción.....	90
Caída de presión debida a la densidad.....	91
Caída de presión en la barrena	91
Caída de presión total.....	92
Apéndice C	93
Gráficas del pozo Samaria 5111-H.....	93
Gráficas del pozo Agave 301.....	95
Contenido de figuras.....	98
Contenido de tablas.....	100
Nomenclatura.....	101
Bibliografía	¡Error! Marcador no definido.

RESUMEN

En México existen varios yacimientos depresionados cuyo reto se encuentra en su última etapa de perforación. En este desarrollo de tesis investigamos el campo Samaria Luna que pertenece al complejo Antonio Jáquez. Bermúdez mejor conocido en el ámbito petrolero como Antonio J. Bermúdez, este yacimiento tiene 39 años de producción a la fecha, lo que ha ocasionado una pérdida de presión del yacimiento y por tal motivo se perfora no convencionalmente la última etapa de perforación. Se desarrollaron las ecuaciones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno) que ayudan a determinar las caídas de presión que se presentan durante la perforación, además se desarrolló un programa computacional en lenguaje fortran el cual consta de 23 subrutinas y el programa principal. Se aplicaron las ecuaciones de flujo de dos fases en dos pozos mexicanos (Samaria 5111 y Agave 301) con el objetivo de evaluar, analizar y tomar la mejor decisión de si se debe perforar cerca del balance o en sobre balance la última etapa. Además se analizaron los patrones de flujo (burbuja, burbuja dispersa, bache, transitorio y anular) formados por el flujo de dos fases dentro de una tubería vertical (fluido de control y gas nitrógeno) empleando las ecuaciones desarrolladas por modelos mecánicos y programadas en fortran 90. Finalmente se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones de flujo de dos fases en dos pozos reportados en la literatura (Samaria 5111 y Agave 301), con el objetivo de analizar la última etapa de perforación y disminuir los daños a la formación productora del yacimiento.

Abstract

In Mexico there are low pressure or depleted reservoirs. In the last drilling stage of these reservoirs, unconventional drilling is needed due to the low pressure. In this case, I studied the application of the unconventional drilling on Samaria Luna field. This field belongs to Antonio Jaquez Bermudez Complex. The Samaria Luna has been exploited for 39 years.

I analyzed the two-phase flow equations (drilling mud and Nitrogen) and I developed 23 subroutines and a main program, this calls the subroutines that allow to simulate the last drilling stage. The main objective of this research is to evaluate analyzed and take the best decision for near balanced we need to drill this stage.

The two-phase flow generates different flow patterns (bubble, dispersed bubble, slug, churn and annular). These five flows pattern flows were calculated based on mechanistic models and they were programmed. It is necessary to know the flow patterns that are present inside the drill string and the annulus space, from the bit to surface. We have the theoretical flow patterns (flow pattern predicted) and the real flow patterns (drilling mud and Nitrogen), the two different flows patterns should be compared in order to fit the theoretical flow pattern to have a model that works with real data.

Finally two wells were analyzed from literature and the main program and the mechanistic models were applied. The results are almost equal to those from literature. This research gives knowledge to the engineers about the two phase flow that is applied in an unconventional drilling. They can learn about how to over balanced, near balanced and underbalanced drilling.

INTRODUCCIÓN

Durante décadas se ha empleado la perforación convencional para perforar los campos petroleros, el uso de un fluido de control para mantener controladas las operaciones de perforación ha sido suficiente, sin embargo las altas demandas de hidrocarburos han ocasionado una mayor explotación de los campos petroleros en los últimos años, esto ha provocado la declinación de presión en los yacimientos por lo que el empleo de la perforación convencional ya no es aplicable. El uso de otros métodos de perforación como la inyección de fluidos de control livianos (fluido de control y gas nitrógeno) han sido utilizados para la perforación de estos yacimientos depresionados, a este tipo de perforación se le conoce como perforación no convencional.

El éxito de las operaciones de la perforación no convencional depende del mantenimiento de la presión del pozo entre los límites determinados por la presión de la formación, la estabilidad del pozo, y la capacidad de flujo del equipo de superficie. Por lo tanto, la capacidad para predecir con precisión la presión del pozo es de vital importancia tanto para el diseño de las operaciones de perforación no convencional como para predecir el efecto de los cambios en una operación real. La mayor parte de los enfoques utilizados en la predicción de las caídas de presión en la práctica de la perforación no convencional se basan en correlaciones empíricas, que con frecuencia no pueden predecir con precisión estas caídas de presión en el pozo. En consecuencia, la tendencia actual es hacia el uso cada vez mayor de los métodos de predicción basados en modelos mecánicos.

La declinación de la presión del complejo Antonio J. Bermúdez está asociada con la alta demanda de producción, resultando en una alta declinación inicial del campo, es por ello que es necesario aplicar métodos de perforación no convencional para disminuir los daños a la formación y las pérdidas de circulación.

En este trabajo se presentan dos casos con una presión de yacimiento relativamente baja (pozos Samaria 5111 y Agave 301), motivo por el cual se les aplica la perforación no convencional (inyección de fluido de control y gas nitrógeno) aplicando ecuaciones de flujo de dos fases para calcular las caídas de presión a través de la tubería de perforación y el espacio anular, además el uso de modelos mecánicos para predecir los patrones de flujo que se presentan durante la perforación no convencional con el objetivo de que los ingenieros de diseño evalúen, analicen y tomen las mejores decisiones para optimizar la perforación en esta última etapa.

Capítulo I. Última etapa de perforación en yacimientos depresionados.

Objetivo

Explicar la aplicación de la perforación no convencional así como tener conocimiento de otras aplicaciones en la última etapa de perforación, además tener un panorama de las propiedades de la formación, gas nitrógeno y las ventanas operativas aplicadas en la perforación no convencional en la última etapa de perforación.

1.1 Complejo Antonio J. Bermúdez

En términos de producción, el complejo Antonio J. Bermúdez es uno de los más grandes productores de la región sureste y el cuarto más grande de México. Produce en secuencias de carbonatos del Mesozoico, Cretácico y Jurásico y ha sido dividido en seis campos: Samaria, Cunduacan, Oxiacaque, Iride, Platanal y Carrizo, cubriendo un área total de 192 kilómetros cuadrados. El pozo descubridor del complejo Bermúdez fue el Samaria-2, cuando fue perforado en 1960, pero fue hasta 1973 cuando el potencial del yacimiento fue confirmado con la perforación del pozo Samaria 101 ^[1,2].

Con la explotación de un campo durante varios años la presión decae, de 1975 a 2013 la presión del campo Samaria Luna ha ido declinando, debido a estas bajas presiones es necesario aplicar perforación no convencional. La figura 1 muestra el comportamiento de la presión del campo Samaria Luna con respecto al tiempo. Las presiones que podemos visualizar fueron tomadas por medio de línea de acero. La primera presión de fondo registrada fue de 533 [kg/cm²] en el año de 1975, después inicia una pendiente negativa mostrándonos la pérdida de energía interna que presenta el yacimiento a lo largo de su vida productiva, sin embargo la primer gran declinación de esta pendiente se muestra en el año de 1998 donde podemos encontrar una presión de 230 [kg/cm²] y en el año de 2004 podemos encontrar un segundo decremento de presión a 195 [kg/cm²] ,estas caídas de presión, son necesarias para predecir el comportamiento del yacimiento. Debido a estas bajas presiones es necesario aplicar perforación no convencional ^[1].

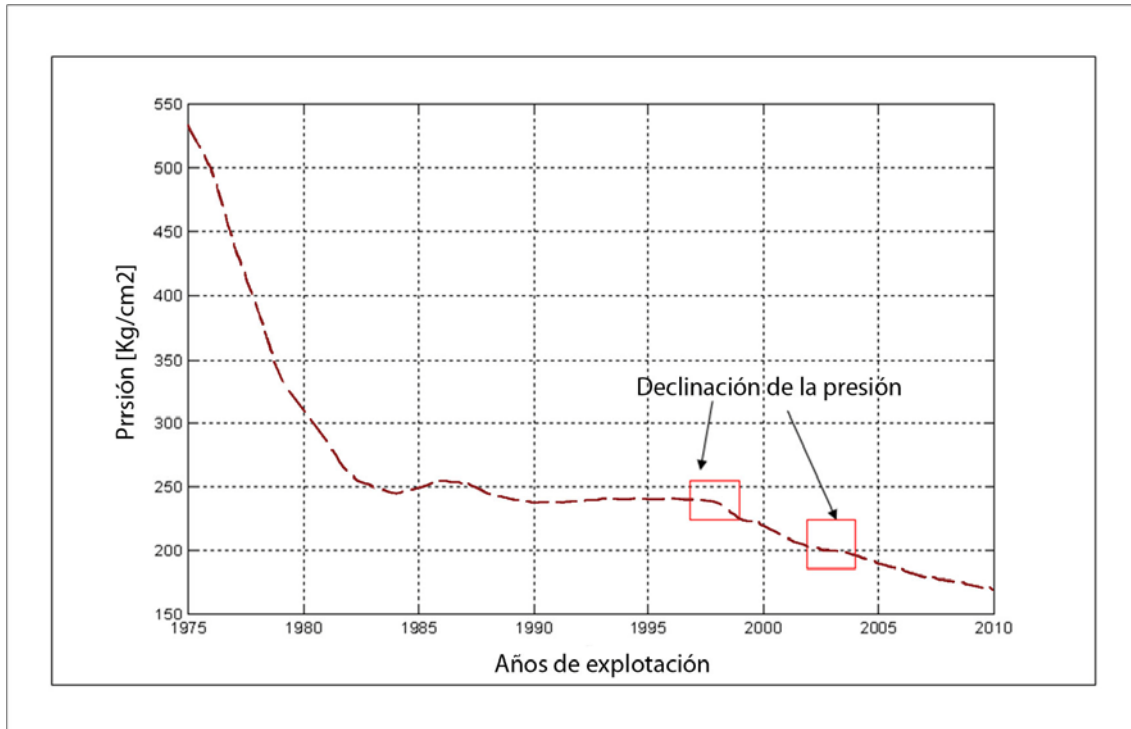


Figura 1 Presión contra el tiempo del campo Samaria Luna.

La figura 2 muestra la ventana operativa de perforación (presión de poro, fluido de control, presión de fractura y esfuerzo de sobrecarga) en unidades de campo [g/cm^3]. La línea color rojo, representa la presión de poro; la línea punteada color amarillo, el fluido de control; la línea color café, la presión de fractura y la línea color azul el esfuerzo de sobrecarga. El círculo marcado con color azul claro nos indica cómo la presión de poro va disminuyendo y representa la entrada a una formación de tipo roca carbonatada naturalmente fracturada (caliza y dolomía). En la definición de la ventana operativa de la figura 2 se utilizaron registros geofísicos (rayos gama, densidad de la formación, sónico y resistivo) de un pozo de correlación para obtener la ventana operativa descrita. En la entrada a la formación de tipo roca carbonatada, ya no aplica el método utilizado para obtener la ventana operativa. En la última etapa de perforación se aplica la perforación no convencional ^[3].

El campo Samaria tiene 38 años de explotación, la presión de poro esperada a la entrada del yacimiento es de 145 [Kg/cm^2], esta presión es tomada mediante línea de acero y es muy importante tener un valor aproximado a la presión de poro del yacimiento para poder calcular el volumen de gas nitrógeno que debe inyectarse. Las figuras 2 y 3 nos indican la presión de poro del yacimiento Samaria Luna que se le aplicara perforación no convencional.

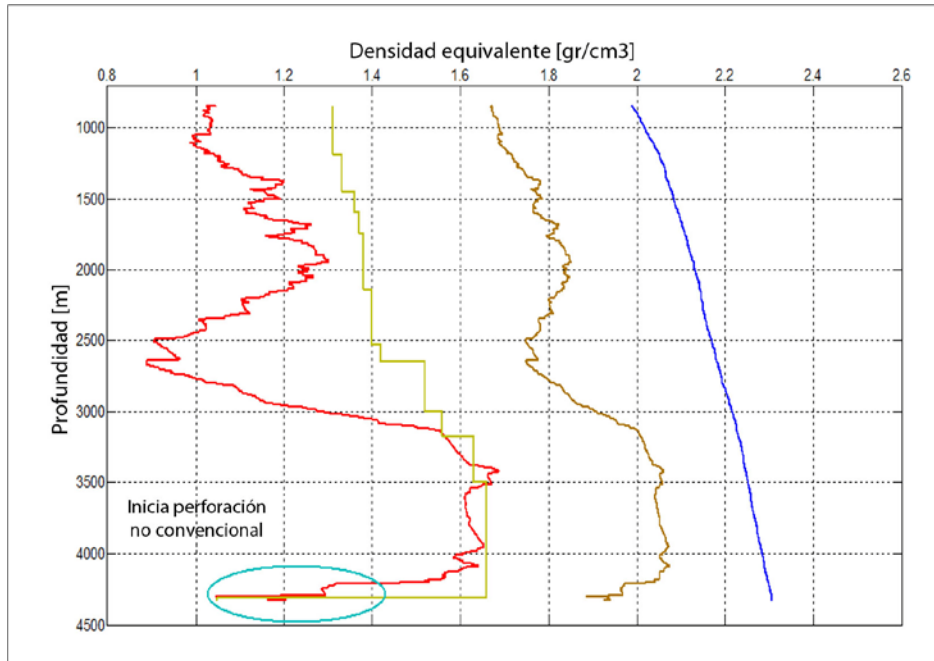


Figura 2 Ventana operativa de perforación pozo Samaria 6092-H.

La figura 3 presenta solo la presión de poro en unidades de campo expresada en kilos [Kg/cm^2], la presión de poro fue calculada con registros geofísicos, el círculo rojo expresa cómo cayó la presión de poro, la última presión de poro calculada por registros geofísicos fue 450 [Kg/cm^2] ^[3].

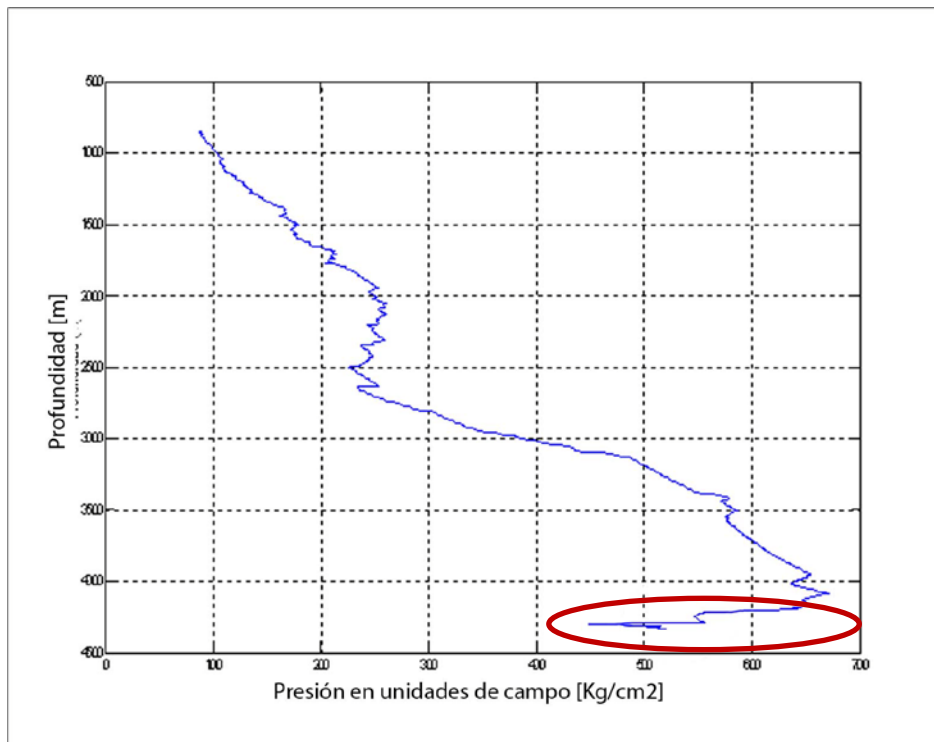


Figura 3 Presión de poro del pozo Samaria 6092-H.

La figura 4, muestra tres líneas horizontales, la primera línea de color rosa representa la presión de poro del yacimiento en unidades de campo en densidad equivalente 0.35 [sg] (2062 [psia] o 145 [Kg/cm²]), la segunda línea de color azul representa la densidad equivalente mínima 0.50 [sg] (3005 [psia] o 211.322 [Kg/cm²]) y la tercera línea de color naranja representa la densidad equivalente máxima 0.6 [sg] (3600 [psia] o 253.16 [Kg/cm²]). De la línea de color rosa a la línea de color azul señalada por la flecha 1 nos indica un sobre balance 0.15 sg (943 [psia] o 66.31 [Kg/cm²]), de la línea de color rosa a la línea de color naranja señalada por la flecha 2 nos indica un sobre balance de 0.25 [sg] (1538 [psia] o 108.157 [kg/cm²]), ambos sobre balances (mínimo y máximo) indicados con las flechas y los colores de fondo amarillo y azul representan la densidad equivalente con la que debemos trabajar.

Un bajo balance nos indicaría que debemos trabajar por debajo de la presión de poro de yacimiento 0.35 [sg] (2062 [psia] o 145 [Kg/cm²]), el yacimiento podría manifestarse y empezar aportar hidrocarburo, se continuaría perforando, y en superficie se tendría que estar preparado para recibir el hidrocarburo en contenedores, en este caso no se va a perforar bajo balance, solo se menciona para entender el concepto de bajo balance ^[4,5 y 6].

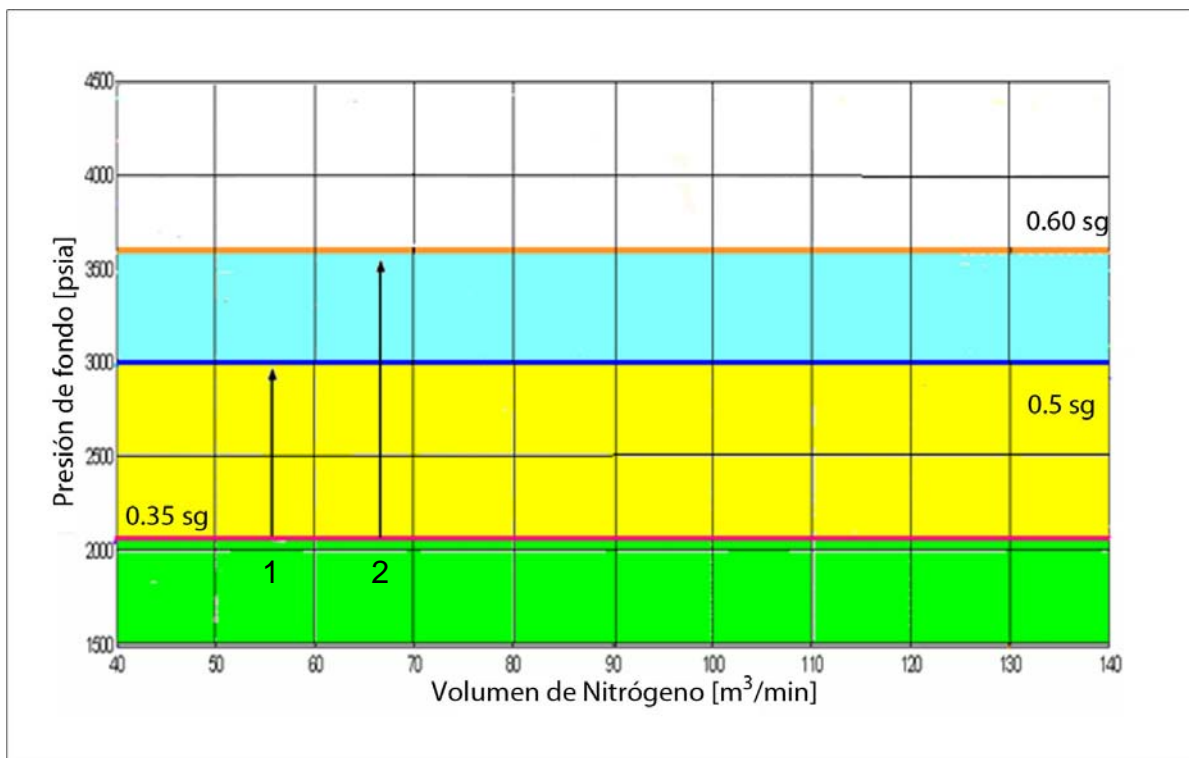


Figura 4 Ventana operativa de densidades equivalentes mínima y máxima en condición de sobre balance.

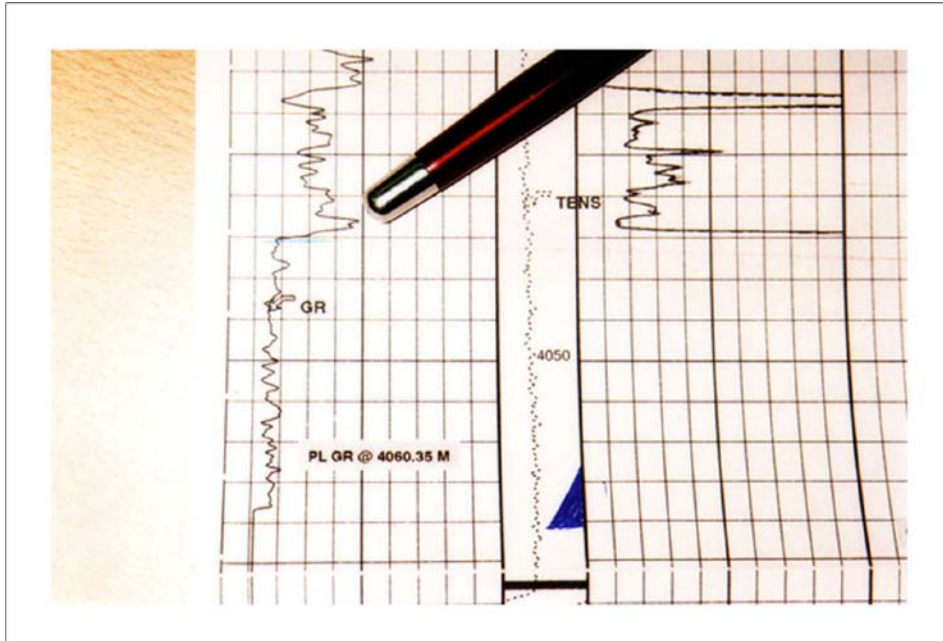


Figura 5 Registro geofísico rayos gama, transición de Concepción Inferior al Cretácico Superior.

La figura 5 muestra un registro geofísico de rayos gama, a la altura de la pluma se indica el inicio de la última etapa de perforación donde se perforará no convencionalmente^[3].



Figura 6 Afloramiento de la formación representativa del cretácico.

La figura 6 muestra un afloramiento de la formación representativa del Cretácico en el sureste de México (Tabasco-Chiapas), de color café claro la

caliza (dolomía) y se observan incrustaciones de color café y negro, estas incrustaciones son roca pedernal. En la última etapa de perforación del campo Samaria, en los reportes de perforación se indica que están perforando pedazos de pedernal. La figura 6 es un afloramiento representativo del periodo Cretácico, este se constituye principalmente de carbonatos fracturados, zonas con permeabilidad intercrystalina, fracturas macroscópicas, carbonatos heterogéneos con porosidad vugular masiva. Este periodo puede ser detectado con herramientas de registros geofísicos que detectan el carbonato en la formación. Cuando se detecta una formación del periodo cretácico, se requiere para su explotación un tipo de perforación no convencional [3].

En la tabla 1 se indican las características del periodo Cretácico en la zona sureste de México (Tabasco-Chiapas), se tomaron muestras de recortes del pozo Samaria 6092-H a profundidades de 4595 y 4720 [m], estas dos profundidades representan el inicio del yacimiento y el final de la perforación no convencional, respectivamente. De estas muestras se analizaron sus diferentes parámetros petrofísicos, entre los parámetros analizados en laboratorio destacan el tipo de formación, color, geometría, angulación y cristalización [3]. En el análisis predomina la dolomía en forma de cristales de gran tamaño, caliza en forma de cristales pequeños, minerales magnéticos oxidados (fragmentos de barrena) y no oxidados, la dolomía y la caliza presentan coloraciones en color negro y blanco con geometría de alta esfericidad y de forma sub-angular.

Muestra	Análisis	Descripción	Periodo	Tamaño de grano
Samaria 6092-H @ 4595 [m]	Dolomía en gran cantidad (cristales más grandes), caliza (cristales más pequeños), fragmentos de barrena.	Presenta coloraciones café, negro y blanco. Cristales de esfericidad alta de forma sub angular	Cretácico	Grava muy fina
Samaria 6092-H @ 4720 [m]	Dolomía minerales magnéticos oxidados (fragmentos de barrena) y no oxidados.	Presenta coloraciones café, negro y blanco. Cristales de esfericidad alta de forma sub angular	Cretácico	Grava muy fina

Tabla 1 Característica de los recortes de la dolomía antes de entrar al yacimiento y al final de la perforación.

La figura 7 muestra una foto tomada en la presa de lodo, donde se observa el fluido de control (emulsión inversa) y las burbujas generadas por la inyección de nitrógeno en la última etapa de perforación ^[3].

Las figuras 8 y 9 muestran fotos tomadas de los recortes del pozo Samaria 6092-H; la figura 8, con recortes antes de entrar al yacimiento, obtenidos con perforación convencional. La figura 9, se tienen los recortes del yacimiento con perforación no convencional, el tipo de roca es una dolomía ^[3].

La figura 10, muestra la foto de recortes de la formación del Cretácico, con perforación no convencional (fluido de control y gas nitrógeno), los recortes presentan grano muy fino, la formación es una roca carbonatada (calizas y dolomías) ^[3].



Figura 7 Fluido de control y burbujas de gas nitrógeno.



Figura 8 Foto muestra de recortes del pozo Samaria 6092-H, profundidad desarrollada 4595 [m], antes de entrar al yacimiento.



Figura 9 Foto muestra de recortes del pozo Samaria 6092-H después de la perforación no convencional



Figura 10 Recortes de formación del Cretácico.



Figura 11 Mezcla de fluido de perforación, gas nitrógeno e hidrocarburos resultado del aporte de la formación.

La figura 11 muestra el hidrocarburo que se encuentra mezclado con el fluido de control, esto ocurre debido a que la densidad de circulación es menor que la presión de la formación, esto se presenta principalmente en operaciones de perforación no convencional en condiciones de bajo balance, en perforaciones con fluidos aireados o nitrogenados, niebla o espumas que aligeran la columna hidrostática y que permiten tener ventajas durante la última etapa de perforación ^[3].

1.2 Experimentos en laboratorio.

1.3

La figura 12 muestra la representación de un equipo de laboratorio construido en la Universidad estatal de Louisiana en Estados Unidos. El objetivo es realizar pruebas de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno) cuyo interés principal es el diseño y operación con diferentes parámetros, midiendo la presión en el ciclo (fluido de control, mezcla fluido de control y gas nitrógeno) que representa la perforación en el campo. Se inicia con una bomba triplex, el cual bombea el fluido de control y se mide la presión con un manómetro (en el equipo de perforación a este manómetro se le conoce como tecolote), el fluido de control se transporta por el interior de la sarta de perforación (flujo monofásico), para que el fluido de control se transporte óptimamente se realizan varias simulaciones hidráulicas y se escoge la mejor opción, al finalizar el transporte del fluido de control se incorpora gas nitrógeno.

Existe una unidad generadora de gas nitrógeno (en campo se genera el gas nitrógeno o se lleva en termos procesado), al inyectar el gas nitrógeno se mide con un manómetro la presión de inyección. Este nitrógeno se transporta por una tubería, se encuentra con el fluido de control e inicia el transporte de ambos por la tubería de estrangulamiento (flujo de dos fases); dependiendo de la relación fluido de control-gas nitrógeno, se inicia un patrón o régimen de flujo. La medición de la presión de flujo de las dos fases se realiza en la tubería de estrangulamiento y continúa su transporte hasta llegar al estrangulador, después de separar el fluido de control y gas nitrógeno, se encuentra un medidor de presión. El fluido de control se transporta a las presas y el gas nitrógeno a un depósito y ambos fluidos se reincorporan al ciclo que representa la perforación en laboratorio. Los recortes de la formación son representados con balines o canicas, incluso en ocasiones se utilizan los recortes obtenidos de la perforaciones ^[7].

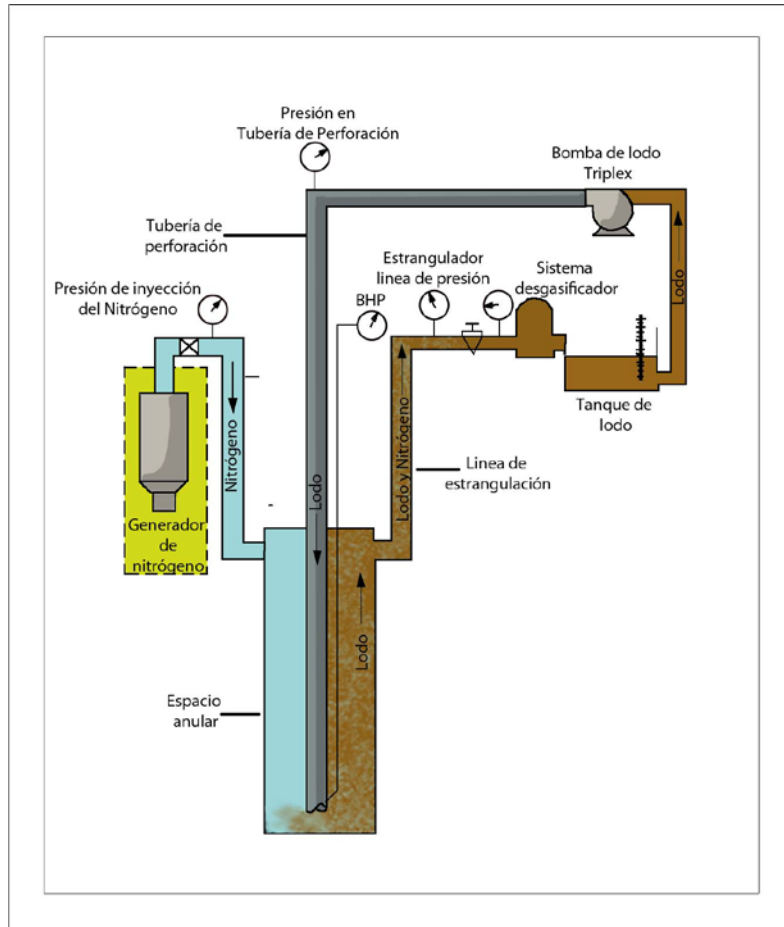


Figura 12 Medición de presión en el laboratorio.

1.3 Nitrógeno

La figura 13 muestra la ventana operativa del fluido de control y el gas nitrógeno, en el eje de las abscisas representa el gasto de gas [m^3/min] y en las ordenadas la presión de fondo del yacimiento [psia]. El gasto del gas está en función de la presión de poro que tiene el yacimiento, en este caso la figura inicia con un gasto de gas de 40 [m^3/min] hasta uno de 140 [m^3/min], la capacidad del equipo para generar nitrógeno en el pozo es de 130 [m^3/min] representada por la línea vertical negra.

La presión de poro del yacimiento (obtenida con línea de acero) es de 0.35 [gr/cm^3] (2062 [psia] ó 145 [Kg/cm^2]) la cual está representada por la línea color lila.

La densidad equivalente mínima es la línea punteada azul 0.5 [gr/cm^3] (3005 [psia] ó 211.322 [Kg/cm^2]), la densidad equivalente máxima es la línea punteada café claro 0.60 [gr/cm^3] (3600 [psia] ó 253.16 [Kg/cm^2]).

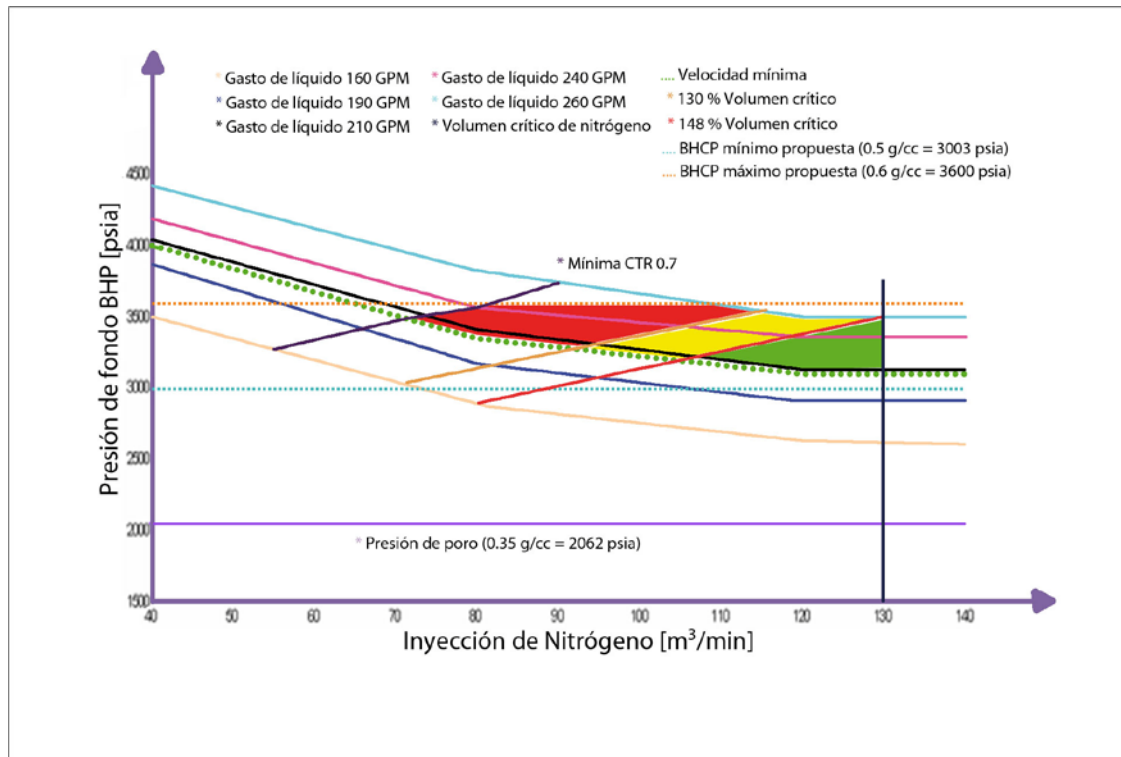


Figura 13 Ventana operativa nitrógeno.

Se muestra una variación del gasto del fluido a 160, 190, 210, 240 y 260 [GPM] que están representados por las líneas color naranja, azul rey, negro, rosa, y azul turquesa respectivamente.

La velocidad mínima es representada por la línea punteada de color verde la cual indica la mínima velocidad que debe existir en el espacio anular.

La línea transversal morada indica la mínima velocidad para asegurar el transporte de los recortes (CTR= 0.7).

La línea color lila (presión de poro) y la punteada en azul representan un sobre balance de 943 [psia] (66.31 [Kg/cm²]), la línea color lila (presión de poro) y la punteada en café claro indican un sobre balance de 1538 [psia] (108.157 [Kg/cm²]).

La línea café y la punteada en azul representan el rango de la densidad equivalente de 0.6 – 0.5 [sg] respectivamente, en presión 3600 – 3005 [psia].

El flujo de dos fases genera diferentes patrones o regímenes de flujo, esto depende de la relación de los gastos del fluido de control y el gas nitrógeno. En la figura 13, el gasto del fluido inicia con 160 hasta 260 [GPM] y el gasto de gas inicia de 40 hasta 130 [m³/min].

La mínima velocidad para el transporte de recortes representado por la línea transversal en morado, cruza los gastos de fluido a 160, 190, 210, 240 y 260

[GPM] con el gasto de gas nitrógeno correspondiente a 56, 67, 72, 84 y 90 [m³/min]. Las relaciones de gasto fluido-gas 160–56, 190-67, 210-72, 240-84, se encuentran dentro de la diferencia máxima y mínima propuesta de densidad equivalente, solo la relación 260-90 se encuentra fuera de la diferencia máxima y mínima propuesta.

El volumen adicional equivalente a 130% de gas nitrógeno representado por la línea color anaranjado cruza los gastos del fluido con los gastos de gas correspondientes a 72, 86, 92, 108 y 112 [GPM] obteniendo relaciones de gastos de fluido-gas de 160-72, 190-86, 210-92, 240-108 y 260-112 que se encuentran dentro de la diferencia máxima y mínima propuesta de densidad equivalente. Las líneas transversales en morado y anaranjado forman una ventana color rojo que indica un intervalo entre el volumen crítico y un volumen adicional de gas nitrógeno equivalente a 130%.

La línea transversal roja representa un volumen adicional de gas nitrógeno del 146% que cruza con los gastos del fluido de control, cuyos gastos de gas corresponden a 80, 95, 105, 120 y 130 [GPM], teniendo relaciones fluido-gas de 160-80, 190-95, 210-105, 240-120 y 260-130. La relación 160-80 se encuentra entre la diferencia mínima BHCP (presión de circulación en el fondo del pozo) propuesta y presión de poro del yacimiento expresada en la densidad equivalente y por debajo de la velocidad mínima. La relación 190-95 se encuentra dentro de la diferencia máxima y mínima propuesta de densidad equivalente pero fuera de la velocidad mínima. Las relaciones 210-105, 240-120 y 260-130 se encuentran dentro de la diferencia máxima y mínima propuesta de densidad equivalente y dentro de la velocidad mínima. Las líneas en color anaranjado y rojo forman una ventana color amarillo.

La línea transversal roja y la línea vertical negra indican la máxima generación de nitrógeno en el pozo de 130 [m³/min], indicadas en una ventana color verde, esta es la mejor opción para trabajar durante la operación de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno) y bajo las condiciones de presión de poro del yacimiento (tomada con línea de acero), con estas condiciones de flujo de dos fases se tiene una densidad equivalente de circulación de sobre balance y velocidades que aseguran la limpieza del agujero ^[1].



Figura 14 Nitrógeno a condiciones atmosféricas.

La figura 14 muestra una foto del gas nitrógeno en una botella de plástico a condiciones atmosféricas.

1.4 Métodos de perforación no convencional.

Alguno de los métodos no convencionales para perforar la última etapa de perforación son: la aplicación de la tubería concéntrica ^[1,2], aplicación de la tubería inteligente ^[8] y aplicación de la tubería parasita.

En los capítulos siguientes en esta investigación de tesis es la aplicación de la inyección de fluido de control y gas nitrógeno a través de la sarta de perforación en la última etapa de perforación.

1.4.1 Tubería concéntrica.

Para la aplicación de la tubería concéntrica con inyección de gas nitrógeno es necesario formar un segundo espacio anular metiendo otra tubería (tubería concéntrica), esta tubería tiene agujeros distribuidos en el fondo para la salida de gas nitrógeno. Entre la tubería de revestimiento y la tubería concéntrica fluye el gas de inyección, por los agujeros distribuidos sale el gas nitrógeno encontrándose con el fluido de control y los recortes de la formación, estos se transportan hasta la superficie entre la tubería concéntrica y la sarta de perforación. El fluido de control fluye por el interior de la sarta de perforación, sale de la barrena e inicia el flujo de dos fases (flujo de control y gas nitrógeno). El transporte de fluido de control, gas nitrógeno y recortes de la formación se separan en superficie.

En la figura 15, se observa la función de la tubería concéntrica en el pozo, la presencia de la tubería concéntrica forma un segundo espacio anular por donde el gas nitrógeno se inyecta. En el espacio anular primario se transporta a superficie los recortes, fluido de control y gas nitrógeno.

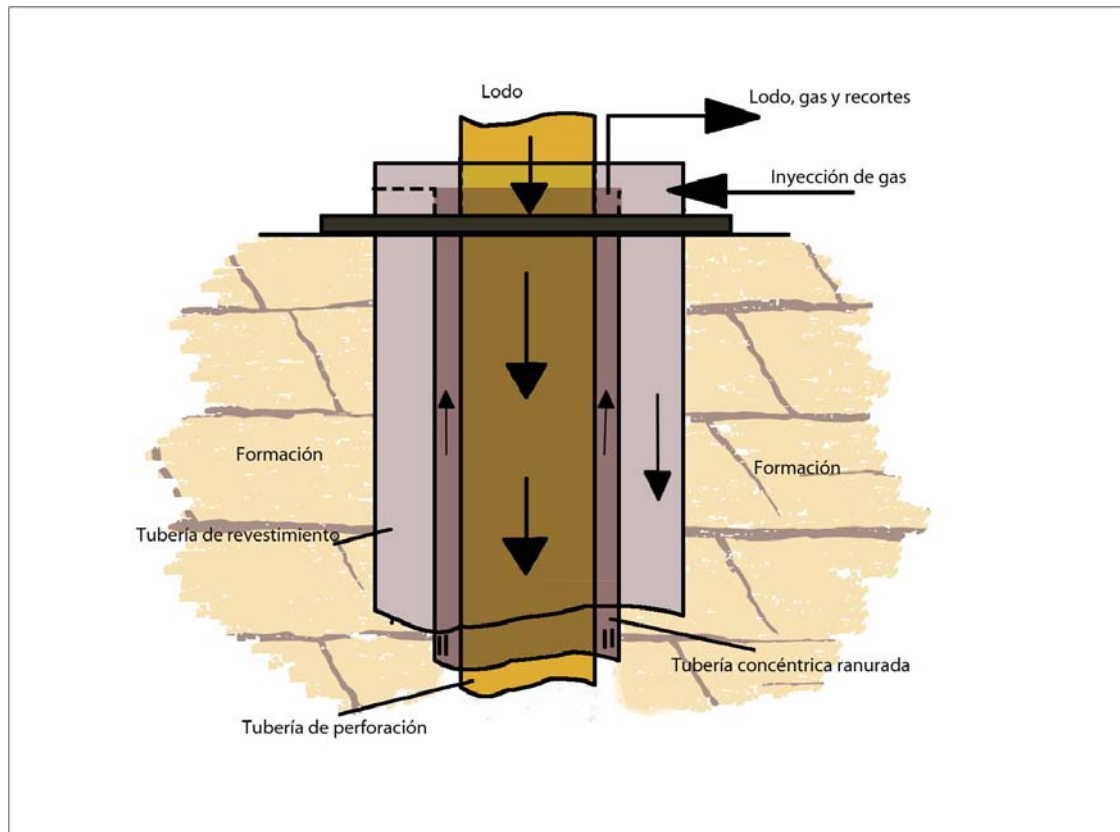


Figura 15 Configuración de la tubería concéntrica.

1.4.2 Inyección de fluido de control y gas nitrógeno a través de la sarta de perforación.

Este proceso consiste en inyectar fluido de control y gas nitrógeno a través de la sarta de perforación con el propósito de aligerar la columna hidrostática. La configuración del proceso para la perforación no convencional a través de la sarta de perforación se muestra en la figura 16.

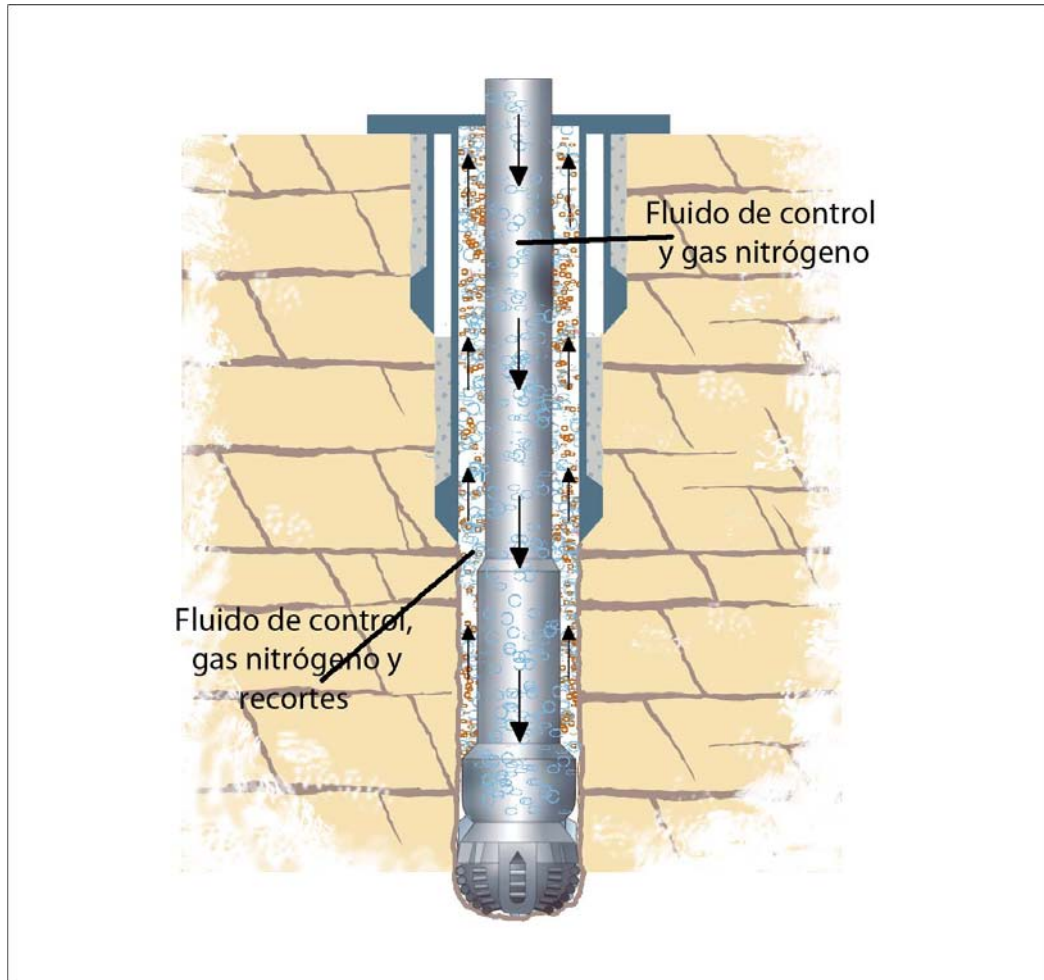


Figura 16 Inyección de fluido de control y N_2 por la tubería de perforación.

Con el paso del tiempo la presión de un yacimiento va declinando por lo que se requieren métodos de perforación no convencional (inyección de nitrógeno por la tubería de perforación, tubería concéntrica, tubería parásita y con tubería inteligente) que dependiendo del método a utilizar, incrementarán los montos de inversión. En este capítulo se muestran diversas gráficas e imágenes que explican la declinación de la presión en un yacimiento, con esto se busca tener un panorama más amplio de la perforación no convencional, así como los beneficios de utilizar gas nitrógeno durante la perforación. El presente trabajo solo se centra en la perforación con gas nitrógeno a través de la TP.

Capítulo II. Ecuaciones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno).

Objetivo

Desarrollar las ecuaciones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno) que modelan la perforación no convencional en la última etapa de perforación aplicado en el complejo Antonio J. Bermúdez ^[1,2]. Al desarrollar un simulador para aplicarlo en la última etapa de perforación no convencional, el objetivo principal es aligerar la columna hidrostática, evitar fracturar la formación, disminuir los daños al yacimiento y que los ingenieros de diseño evalúen, analicen y tomen las mejores decisiones para optimizar la perforación en esta última etapa.

En la última etapa de perforación es necesario antes de perforar no convencionalmente, realizar un análisis de flujo de dos fases, en la inyección (fluido de control y gas nitrógeno) por tubería de perforación y el espacio anular. Al perforar con fluido de control y gas nitrógeno es necesario conocer la presión más reciente del yacimiento para tener mejores simulaciones con la realidad del yacimiento, es fundamental tener datos más recientes de la presión del yacimiento ^[1,2].

En el presente capítulo se desarrollan todas las ecuaciones necesarias para la perforación no convencional, mismas que involucran el fluido de control y gas nitrógeno, la figura 17 representa en su parte izquierda el fluido de control y en la parte derecha el gas nitrógeno (N_2); se muestra una longitud y al final de la figura 17 la mezcla de los fluidos mencionados. Ambos son inyectados a la tubería de perforación y continúa su transporte ya mezclados (fluido de control y gas nitrógeno) hasta salir por las toberas de la barrena. Cada fluido tiene sus propiedades.



Figura 17 Inyección del fluido de control y gas nitrógeno a través de la tubería de perforación.

A continuación se presenta el desarrollo de las ecuaciones del flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno), en esta investigación no se consideró el efecto que tiene el transporte de los recortes.

2.1 Desarrollo de las ecuaciones del fluido de control y gas nitrógeno.

Las ecuaciones analizadas en este capítulo explican las propiedades de los fluidos (gas nitrógeno y fluido de control) así como las caídas de presión durante la perforación con inyección de gas nitrógeno a través de la tubería de perforación.

2.1.1 Temperatura absoluta.

Para calcular la temperatura absoluta del fluido de control y gas nitrógeno necesitamos la temperatura del pozo y temperatura del medio ambiente expresada en la ecuación siguiente.

$$T_{abs} = T + 273.15 \dots\dots\dots (2.1)$$

$T =$ Temperatura, °C.

$T_{abs} =$ Temperatura absoluta, K.

2.1.2 Presión absoluta.

Para calcular la presión absoluta necesitamos la presión de poro expresada en la ecuación siguiente.

$$P_{abs} = P + P_{atm} \dots\dots\dots (2.2)$$

$P =$ Presión, Pa.

$P_{abs} =$ Presión absoluta, Pa.

$P_{atm} =$ Presión atmosférica, Pa.

2.1.3 Área de flujo.

Flujo en la sarta de perforación:

Para calcular el área de flujo necesitamos el diámetro de la sección interior de la sarta de perforación expresada en la ecuación siguiente.

$$A_f = \frac{\pi * d^2}{4} \dots\dots\dots (2.3.1)$$

Flujo en el espacio anular:

Para calcular el área de flujo en el espacio anular necesitamos diámetro de la barrena, diámetro de la sección exterior de la sarta de perforación y el diámetro de la tubería de revestimiento o liner, depende el caso.

$$A_f = \frac{3.1416*(D^2-d^2)}{4} \dots\dots\dots (2.3.2)$$

A_f = Área de flujo, m^2 .

d = Diámetro menor, m .

D = Diámetro mayor, m .

π = 3.1416

2.1.4 Densidad del gas.

Para calcular la densidad del gas necesitamos la presión absoluta obtenida de la ecuación 2.2, la temperatura absoluta de la ecuación 2.1, la constante universal de los gases, (en el apéndice A se muestra el desarrollo de la constante) y el factor de compresibilidad.

$$\rho_g = \frac{Z*P}{R*T} \dots\dots\dots (2.4)$$

ρ_g = Densidad del gas a la salida (nitrógeno), $\frac{Kg}{m^3}$.

Z = Factor de compresibilidad.

P = Presión absoluta, Pa.

R = Constante universal de los gases $296.52 \left(\frac{J}{Kg*K} \right)$.

T = Temperatura absoluta, K.

2.1.5 Gasto de gas a la salida, corregido por la ecuación de continuidad de estado estacionario.

El gasto a las condiciones de inyección se determina el gasto a la salida de la celda, la celda tiene una longitud y se aplica la ecuación de continuidad de estado estacionario.

$$Q_{gs} = \frac{\rho_{ge}*Q_{ge}}{\rho_{gs}} \dots\dots\dots (2.5)$$

Q_{gs} = Gasto de gas a la salida, $\frac{m^3}{seg}$.

Q_{ge} = Gasto de gas en la entrada, $\frac{m^3}{min}$.

ρ_{ge} = Densidad del gas a la entrada, $\frac{Kg}{m^3}$.

ρ_{gs} = Densidad del gas a la salida, $\frac{Kg}{m^3}$.

2.1.6 Velocidad promedio del fluido por unidad de área.

Para calcular la velocidad promedio necesitamos el gasto del fluido de control y el área de flujo.

$$V_f = \frac{Q}{A_f} \dots\dots\dots (2.6)$$

V_f = Velocidad del fluido, $\frac{m}{seg}$.

Q = Gasto del fluido, $\frac{m^3}{seg}$.

2.1.7 Calidad de la espuma.

El fluido de control y el gas nitrógeno generan una mezcla, a la entrada y salida de la celda calculada, esa calidad de la mezcla se convierte en entrada de la siguiente celda.

$$C_{ms} = \frac{C_{me}}{C_{me} + (1 - C_{me}) * \left(\frac{P_s}{P_e}\right)} \dots\dots\dots (2.7)$$

C_{ms} = Calidad de la mezcla a la salida.

C_{me} = Calidad de la mezcla a la entrada.

P_e = Presión absoluta a la entrada, Pa .

P_s = Presión absoluta a la salida, Pa .

2.1.8 Densidad de la mezcla.

Para calcular la densidad de la mezcla, necesitamos las densidades del fluido de control y gas nitrógeno, además de la fricción de gas.

$$\rho_m = (1 - f_g) * \rho_l + f_g * \rho_g \dots\dots\dots (2.8)$$

ρ_m = Densidad de la mezcla, $\frac{Kg}{m^3}$.

ρ_l = Densidad del fluido de control, $\frac{Kg}{m^3}$.

ρ_g = Densidad del gas (nitrógeno), $\frac{Kg}{m^3}$.

f_g = Fracción volumétrica del gas.

2.1.9 Viscosidad de la mezcla.

Para calcular la viscosidad de la mezcla, necesitamos la fracción volumétrica del gas, las viscosidades del fluido de control y gas nitrógeno.

$$\mu_m = (1 - f_g) * \mu_l + f_g * \mu_g \dots\dots\dots (2.9)$$

$$\mu_m = \text{Viscosidad de la mezcla, } \frac{Kg}{m*seg}.$$

$$\mu_l = \text{Viscosidad del fluido de control, } \frac{Kg}{m*seg}.$$

$$\mu_g = \text{Viscosidad del gas (nitrógeno), } \frac{Kg}{m*seg}.$$

2.1.10 Velocidad de la mezcla.

Para calcular la velocidad de la mezcla necesitamos los gastos del fluido de control y gas nitrógeno.

$$V_m = \frac{Q_g + Q_l}{A_f} \dots\dots\dots (2.10)$$

$$V_m = \text{Velocidad de la mezcla, } \frac{m}{seg}.$$

$$Q_g = \text{Gasto del gas, } \frac{m^3}{seg}.$$

$$Q_l = \text{Gasto del fluido de control, } \frac{m^3}{seg}.$$

2.1.11 Factor de fricción de Darcy.

Para calcular el factor de fricción de Darcy necesitamos calcular el número de Reynolds, además el factor de fricción de Darcy se emplea para calcular la caída de presión debido a la fricción.

$$\varepsilon_r = \frac{\varepsilon}{d_{Tub}} \dots\dots\dots (2.11.1)$$

$$\varepsilon_r = \text{Rugosidad relativa.}$$

$$\varepsilon = \text{Rugosidad de la tubería, } m.$$

$$d_{Tub} = \text{Diámetro de la tubería, } m.$$

$$f_{fd1} = \frac{\varepsilon_r}{3.7} + \frac{5.7}{NR_e * 0.9} \dots\dots\dots (2.11.2)$$

$$f_{fd2} = \log(f_{fd1}) - \left(\frac{2500}{NR_e}\right)^6 \dots\dots\dots (2.11.3)$$

$$f_{fd3} = \frac{9.5}{f_{fd2}^{1.6}} \dots\dots\dots (2.11.4)$$

$$f_{fd} = \left[\left(\frac{64.10}{NR_e}\right)^8 + f_{fd3} \right]^{0.125} \dots\dots\dots (2.11.5)$$

$f_{fd1}, f_{fd2}, f_{fd3}$ = Constantes para calcular el factor de fricción de Darcy.

f_{fd} = Factor de fricción de Darcy (-).

2.1.12 Fracción volumétrica del gas.

Para calcular la fracción volumétrica del gas, necesitamos los gastos del fluido de control y del gas nitrógeno.

$$f_g = \frac{Q_g}{Q_l + Q_g} \dots\dots\dots (2.12)$$

f_g = Fracción del gas.

2.1.13 Gasto corregido por presión.

El gasto corregido por presión en la celda, entrada y salida del gasto de la mezcla.

$$Q_{ps} = \frac{P_e}{P_s} * Q_{pe} \dots\dots\dots (2.13)$$

Q_{ps} = Gasto por presión a la salida, $\frac{m^3}{seg}$.

Q_{pe} = Gasto por presión a la entrada, $\frac{m^3}{seg}$.

2.1.14 Número de Reynolds.

El número de Reynolds se calcula en la sarta de perforación, espacio anular y aplica también en el cálculo del factor de fricción de Darcy.

Sarta de perforación:

$$NR_e = \rho_m * V_m * \frac{d}{\mu_m} \dots\dots\dots (2.14.1)$$

Espacio anular:

$$NR_e = \rho_m * V_m * \frac{(D-d)}{\mu_m} \dots\dots\dots (2.14.2)$$

NR_e = Número de Reynolds.

$$\mu_m = \text{Viscosidad de la mezcla, } \frac{Kg}{m*seg}.$$

2.1.15 Perímetro de flujo por sección.

El perímetro de flujo por sección lo necesitamos calcular y aplicar en la caída de presión debido a la fricción.

Flujo en la sarta de perforación:

$$P_f = 3.1416 * d \dots\dots\dots (2.15.1)$$

Flujo en el espacio anular:

$$P_f = 3.1416 * (D - d) \dots\dots\dots (2.15.2)$$

$$P_f = \text{Perímetro de flujo, } m.$$

2.1.16 Viscosidad del líquido.

La viscosidad del fluido de control se calcula en los espacios de la sarta de perforación y espacio anular, aplicando las propiedades del fluido (punto de cedencia y viscosidad plástica) y velocidad de la mezcla.

Flujo en la sarta de perforación:

$$\mu_{11} = \frac{478.5574*YP*d}{V_m} + VP \dots\dots\dots (2.16.1)$$

$$\mu_1 = \frac{\mu_{11}}{1000} \dots\dots\dots (2.16.2)$$

Flujo en el espacio anular:

$$\mu_{11} = \frac{478.5574*YP*(D-d)}{V_m} + VP \dots\dots\dots (2.16.3)$$

$$\mu_1 = \frac{\mu_{11}}{1000} \dots\dots\dots (2.16.4)$$

$$\mu_l = \text{Viscosidad del fluido de control, } \frac{Kg}{m*seg}.$$

$$YP = \text{Punto de cedencia, } \frac{lb}{100 ft^2}.$$

$$VP = \text{Viscosidad plástica, } cp.$$

2.1.17 Caída de presión provocada por la aceleración.

La caída de presión provocada por la aceleración involucra la velocidad de la mezcla.

$$P_{accel} = \rho_s (V_s)^2 A_s - \rho_e (V_e)^2 A_e \dots\dots\dots (2.17)$$

P_{accel} .- Caída de presión por aceleración, $Pa * m^2$.

ρ_s .- Densidad de la mezcla a la salida, $\frac{Kg}{m^3}$.

ρ_e .- Densidad de la mezcla a la entrada, $\frac{Kg}{m^3}$.

V_s .- Velocidad de la mezcla a la salida, $\frac{m}{seg}$.

V_e .- Velocidad de la mezcla a la entrada, $\frac{m}{seg}$.

A_s .- Área de flujo a la salida, m^2 .

A_e .- Área de flujo a la entrada, m^2 .

2.1.18 Caída de presión provocada por la fricción.

La caída de presión provocada a la fricción involucra la densidad de la mezcla, la velocidad de la mezcla, parámetros de flujo y factor de fricción de Darcy.

$$P_{fricc} = f_{fd} * \rho_m * V_m^2 * \frac{P_f}{8} \dots\dots\dots (2.18)$$

P_{fricc} .- =Caída de presión debida a la fricción, $Pa * m$.

La caída de presión provocada por la fricción se multiplica por la longitud de la celda, esto es para obtener la caída de presión por el área de flujo, $[Pa * m^2]$.

2.1.19 Caída de presión debida a la densidad.

La caída de presión provocada por la densidad (gravedad) involucra la densidad de la mezcla, aceleración de la gravedad y área de flujo.

$$P_{den} = \rho_m * g * A_f \dots\dots\dots (2.19)$$

P_{den} = Caída de presión debida a la densidad, $Pa * m$.

g = Constante gravitacional, $9.81 \left(\frac{m}{seg^2} \right)$.

La caída de presión debida a la densidad (gravedad) se multiplica por la longitud de la celda, esto es para obtener la caída de presión por el área de flujo, [Pa*m²].

2.1.20 Caída de presión en la barrena.

La caída de presión en la barrena involucra el gasto de la mezcla, densidad de la mezcla y el área de las toberas Apéndice A.

$$P_{ba} = \frac{\rho_m * Q_m^2}{A_{tob}^2} \dots\dots\dots (2.20)$$

P_{ba} = Caída de presión en la barrena, Pa.

Q_m = Gasto de la mezcla, $\frac{m^3}{seg}$.

A_{tob} = Área de las toberas, m².

La caída de presión en la barrena no se debe multiplicar por el área ya que la ecuación 2.20 ya está considerando el área total de las toberas, por lo tanto la caída de presión en la barrena queda como [Pa*m²].

2.1.21 Caída de presión total

Es la suma de caídas de presión mencionadas y con unidades consistentes.

$$P_{tot} = P_{acel} + P_{fricc} + P_{den} + P_{ba} \dots\dots\dots (2.21)$$

P_{tot} = Caída de presión total, Pa * m².

P_{acel} = Caída de presión por aceleración, Pa * m².

P_{fricc} = Caída de presión debida a la fricción, Pa * m².

P_{den} = Caída de presión debida a la densidad Pa * m².

P_{ba} = Caída de presión en la barrena, Pa * m².

El desarrollo de las ecuaciones del flujo de dos fases fluido de control y gas nitrógeno, se programaron en un lenguaje Fortran 90, en total son 23 subrutinas. Las subrutinas se presentan en el apéndice B, el resultado obtenido son valores numéricos, estos valores numéricos se grafican para obtener el resultado visual que nos permita evaluar, entender y analizar el sobrebalance que debemos aplicar a la última etapa de perforación. En la figura 18 muestra el diagrama de flujo del simulador y las 23 subrutinas que calculan las caídas

de presión; la aplicación del simulador se podrá leer con más detalle en el tercer capítulo.

En el apéndice B, se incluyen todas las subrutinas descritas por las ecuaciones (2.1 a 2.21) de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno).

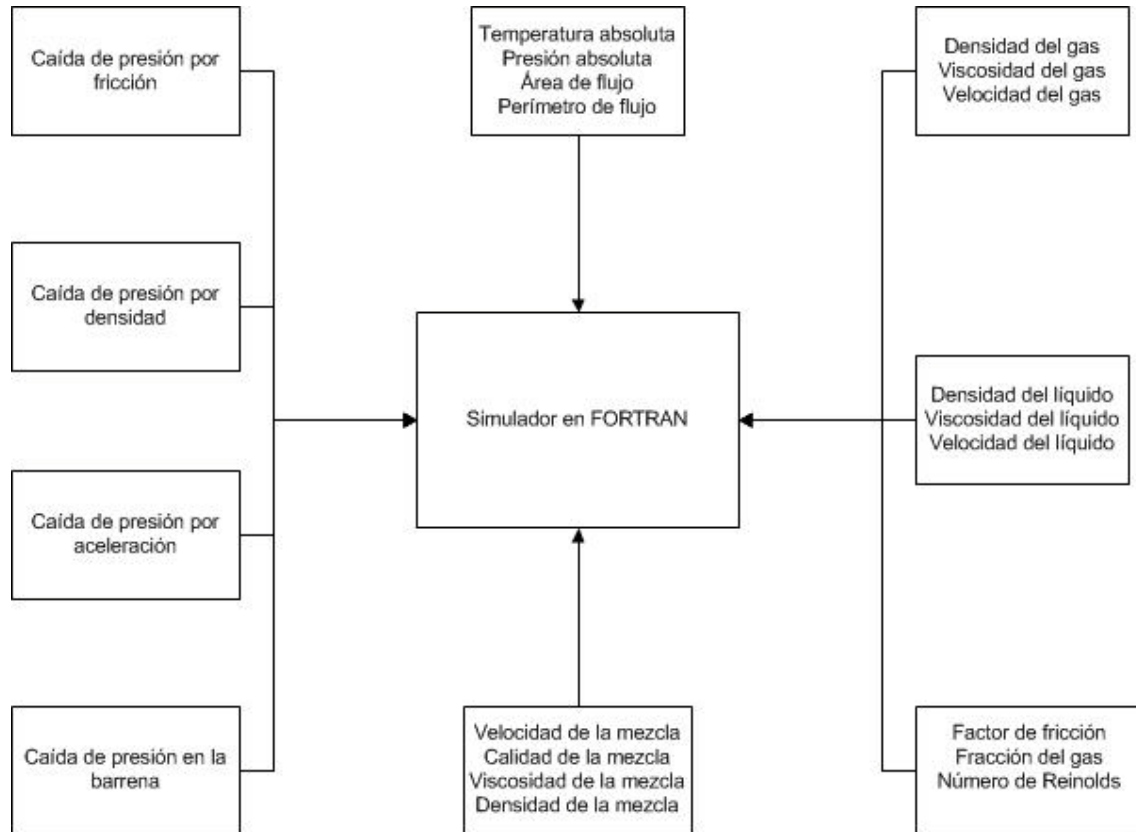


Figura 18 Diagrama del programa en lenguaje fortran 90.

Capítulo III. Aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases en la última etapa de perforación.

Objetivo

Aplicar las ecuaciones de flujo de dos fases en un simulador antes de perforar la última etapa de perforación con el propósito de evaluar, analizar y tomar la mejor decisión respecto a perforar con sobre balance o cerca del balance la última etapa de perforación en el complejo Antonio J. Bermúdez.

Las ecuaciones de flujo de dos fases fueron implementadas en un programa computacional Fortran 90, que ejecuta un proceso iterativo de las ecuaciones de flujo de dos fases presentadas en el capítulo anterior utilizando las subrutinas incluidas en el apéndice B. En la figura 19 se muestra la discretización de un pozo, esta discretización está dividida en varios incrementos longitudinales de 10 m y cada incremento es analizado por separado aplicando las ecuaciones de continuidad. Cualquier incremento de longitud puede ser usado, pero se recomienda usar segmentos de 6 a 15 m para obtener mejores resultados ^[5].

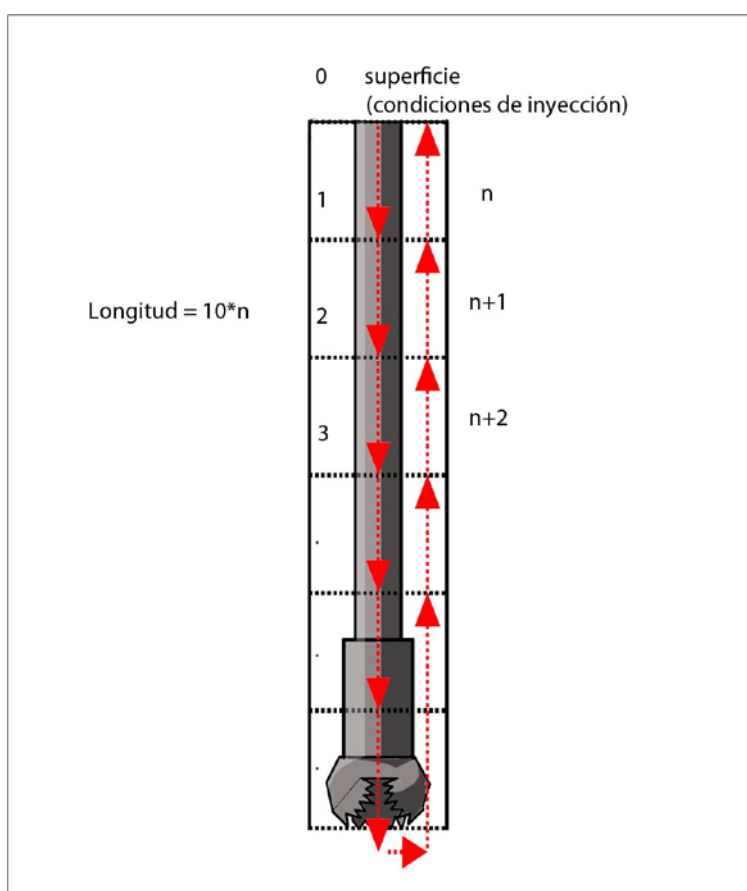


Figura 19 Pozo discretizado para su análisis por separado.

Como se muestra en la figura 20, los cálculos empiezan desde la superficie, basados en la presión y temperatura en la cabeza del pozo (1), procediendo hacia abajo dentro de la sarta de perforación hasta el fondo del pozo (2), entonces, sale a través de las toberas de la barrena (3), subiendo por el espacio anular (4) y terminando en superficie (5).

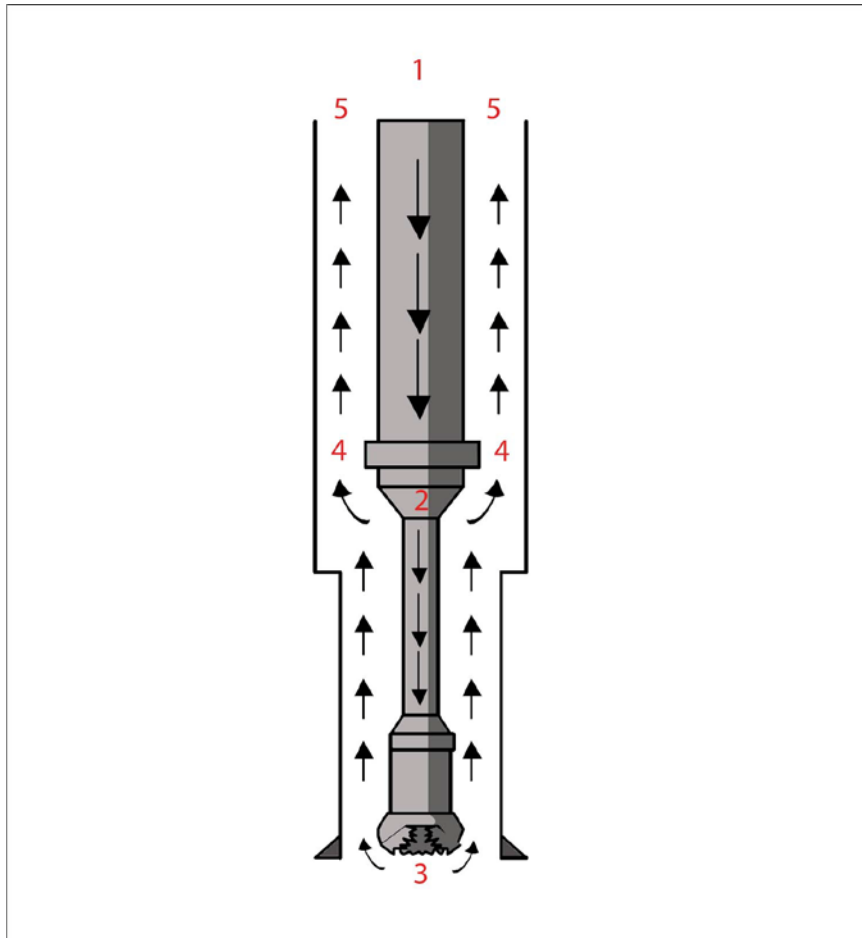


Figura 20 Procedimiento de secuencia de cálculos.

3.1 Entrada de datos.

Para iniciar con los cálculos es importante contar con toda la información necesaria para tener un adecuado análisis del pozo, los elementos necesarios se mencionan a continuación.

3.1.1 Estado mecánico del pozo.

Es importante conocer el estado mecánico del pozo, principalmente el diámetro externo, profundidad de asentamiento de la última tubería de revestimiento y de la tubería corta si fuera el caso, en la tabla 2 se presenta la información referente al estado mecánico del pozo y sus unidades correspondientes.

Estado mecánico del pozo	
Tubería de revestimiento	
Diámetro externo	[pulgadas]
Diámetro interno	[pulgadas]
Profundidad de asentamiento	[m]
Tubería corta (si aplica)	
Diámetro externo	[pulgadas]
Diámetro interno	[pulgadas]
Profundidad de inicio	[m]
Profundidad de asentamiento	[m]

Tabla 2 Información requerida por el simulador respecto al estado mecánico.

3.1.2 Sarta de perforación.

Para el análisis en la sección de la sarta de perforación o ensamble de fondo se requiere tener la información de todos los elementos que conforman dicha sarta, como son: el diámetro exterior e interior y la longitud de cada una de las herramientas, la tabla 3 muestra la información requerida de la sección que conforma la sarta de perforación y sus unidades correspondientes.

Herramientas de la sarta de perforación	
Diámetro externo	[pulgadas]
Diámetro interno	[pulgadas]
Longitud	[m]
Profundidad de asentamiento	[m]
Rugosidad	[m]

Tabla 3 Datos de entrada requeridos por el simulador de cada herramienta que conforman la sarta de perforación.

3.1.3 Barrena

Los datos requeridos por el simulador para el análisis en la sección de la barrena son la longitud, diámetro, número de toberas y diámetro de toberas en 32avos de pulgada, en la tabla 4 se muestran los datos necesarios y sus correspondientes unidades.

Barrena	
Longitud	[m]
Diámetro	[pulgadas]
Número de toberas	[-]
Diámetro de toberas	[32avos de pulgada]

Tabla 4 Datos de entrada requeridos por el simulador en la sección de la barrena.

3.1.4 Temperatura del pozo.

Es importante contar con los registros de temperatura de los pozos de correlación. Entre más datos se tengan para alimentar esta entrada de, nos aproximamos a la realidad, de lo contrario se tendrá que utilizar un promedio de temperaturas; para determinar cómo calcular este promedio, se recomienda consultar el apéndice A.

3.1.5 Desviación del pozo.

Es necesario conocer el ángulo de desviación y su correspondiente profundidad [m] para que el ingeniero de diseño tenga una visualización de la geometría direccional del pozo, en el presente trabajo se analiza un pozo desviado y uno vertical, el pozo desviado se considerará como pozo vertical. La información que requiere el simulador es solo para efectos visuales.

3.1.6 Perfil de presión.

Es muy importante contar con la información más reciente de la presión del yacimiento [Kg/cm^2], para determinar con las simulaciones si se debe perforar en sobrebalance o cerca del balance la última etapa de perforación.

3.1.7 Propiedades del fluido de control y gas nitrógeno.

Se necesita conocer las condiciones atmosféricas del fluido de control y gas nitrógeno como son los gastos, temperatura y presión a las cuales están sometidas, también es necesario contar con las propiedades reológicas del fluido de control (punto de cedencia y la viscosidad plástica), así como las densidades de ambos fluidos y la presión de inyección, en la tabla 5 se muestra la información necesaria con sus unidades correspondientes, adicionalmente muestra otros datos requeridos por el simulador como son la profundidad del pozo; esta se refiere a la profundidad total que tendrá el pozo después de ser perforado, la profundidad inicial, es la profundidad que se tiene en el pozo antes perforarse no convencionalmente.

Fluido de control	
Punto de cedencia	[lb/100ft ²]
Viscosidad plástica	[cp]
Densidad	[g/cm ³]
Gasto	[GPM]
Gas nitrógeno	
Densidad	[g/cm ³]
Viscosidad	[cp]
Gasto	[m ³ /min]
Factor de compresibilidad	[-]
Datos adicionales	
Profundidad total del pozo	[m]
Profundidad inicial	[m]
Presión de inyección	[psi]
Presión atmosférica	[psi]
Temperatura atmosférica	[°C]
Constante gravitacional	[m/seg ²]

Tabla 5 Datos de entrada requeridos por el simulador de las propiedades del fluido de control y gas nitrógeno, además de otros datos requeridos por el simulador.

3.2 Método de cálculo del simulador.

El procedimiento a seguir para el empleo de las ecuaciones de flujo de dos fases es el siguiente:

1. Cambiar las unidades de entrada (sistema inglés e internacional) a unidades consistentes, para tener unidades consistentes al sistema internacional de unidades, en el apéndice A se muestran las tablas de conversión; la tabla 6 muestra el cambio de unidades.

Parámetros	Cambio de unidades	
	de	a
Diámetros	[pulgadas]	[m]
Presiones	[psi]	[Pa]
Gasto de fluido	[GPM]	[m ³ /seg]
Gasto de gas	[m ³ /min]	[m ³ /seg]
Viscosidades	[cp]	[Kg/m*seg]
Densidades	[g/cm ³]	[Kg/m ³]

Tabla 6 Cambio a unidades consistentes.

2. Contar con el estado mecánico del pozo, así como con la configuración de la sarta de perforación o ensamble de fondo (diámetros externos e internos, posiciones de asentamiento, longitudes de herramientas), con esto determinar el área de flujo a través de la sarta de perforación y el espacio anular con las ecuaciones 2.3.1 y 2.3.2. La figura 21 muestra los aspectos importantes que se deben tener en cuenta.
3. Calcular las propiedades del fluido de control y gasto del gas nitrógeno a condiciones de inyección:
 - a. Estimar la temperatura atmosférica y presión de inyección absolutas con las ecuaciones 2.1.1 y 2.1.2.
 - b. Determinar la densidad del gas con la ecuación 2.1.4.
 - c. Calcular el gasto de gas con la ecuación 2.1.5.
 - d. Estimar la fracción del gas con la ecuación 2.1.12.
 - e. Calcular la densidad y la velocidad de la mezcla con la ecuación 2.1.8 y 2.1.10 respectivamente.
 - f. Determinar la viscosidad del líquido con la ecuación 2.1.16 y posteriormente la viscosidad de la mezcla con la ecuación 2.1.9.

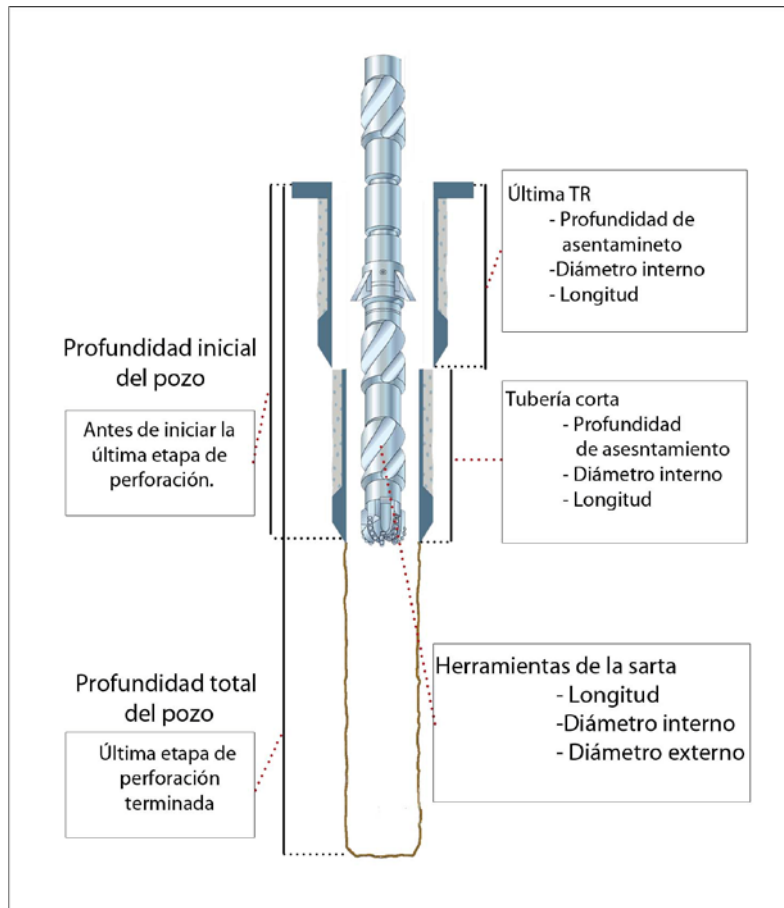


Figura 21 Estado mecánico y sarta de perforación.

La tabla 7 muestra las propiedades del fluido de control y gas nitrógeno a condiciones de inyección las cuales serán las condiciones de entrada para la siguiente celda a analizar.

Propiedades a condiciones de inyección	
Presión de inyección	[Pa]
Densidad del gas	[Kg/m³]
Gasto de gas	[m³/seg]
Viscosidad de gas	[Kg/m*seg]
Viscosidad del fluido	[Kg/m*seg]
Calidad de la mezcla	[-]
Densidad de la mezcla	[Kg/m³]
Viscosidad de la mezcla	[Kg/m*seg]

Tabla 7 Propiedades a condiciones de inyección del fluido de control, gas nitrógeno y la mezcla.

4. Discretizar el pozo dividiendo la profundidad total (profundidad que tendrá el pozo después de ser perforado) entre 10, el resultado será el número de celdas que se tendrán que analizar.
5. Calcular las caídas de presión dentro de la tubería de perforación de la siguiente manera:

Las propiedades del fluido de control y gas nitrógeno a condiciones de inyección (listadas en la tabla 7) son los valores de entrada para el primer análisis dentro de la sarta de perforación.

- a. Se realiza un proceso iterativo, el proceso consiste en igualar la presión de inyección P_{iny} con una presión auxiliar P_{aux} .
- b. Calcular el número de Reynolds con la ecuación 2.14.
- c. Estimar el Factor de fricción con la ecuación 2.11.
- d. Calcular el perímetro de flujo con la ecuación 2.15.1.
- e. Determinar la caída de presión provocada por la fricción con la ecuación 2.18.
- f. Obtener la caída de presión debida a la densidad mediante la ecuación 2.19.
- g. La caída de presión provocada por la fricción y la caída de presión debida a la densidad se multiplican por la longitud de la celda, esto es para obtener las caídas de presión (provocadas por fricción y densidad) por el área de flujo, $[Pa \cdot m^2]$.
- h. Calcular la caída de presión provocada por la aceleración con la ecuación 2.17, esta caída de presión ya no necesita ser multiplicada por la longitud de la celda ya que esta ecuación está considerando la caída de presión por unidad de área.
- i. Las caídas de presión provocadas por aceleración y fricción deben ser valores negativos por lo que se multiplican por -1.
- j. Se dividen todas las caídas de presión calculadas en los puntos e, f y h por el área de flujo que se obtiene de la ecuación 2.3.1.
- k. Se obtiene la caída de presión total con la ecuación 2.21, la caída de presión en la barrena es cero durante el análisis dentro de la sarta de perforación.

-
-
- i. Se calcula la presión ejercida en la celda analizada con la ecuación A8 del Apéndice A y se hace una corrección por el área de flujo con la ecuación A9.
 6. Calcular las propiedades del fluido de control y gas nitrógeno a condiciones de salida de la celda de acuerdo con el punto 3.
 7. Calcular un promedio de presión con la siguiente ecuación:

$$P_{promedio} = |P_{aux} - P|$$

Donde P_{aux} es “la presión ejercida en la celda anteriormente analizada y P es la presión ejercida en la celda actual.

8. Si $P_{promedio}$ es mayor que 0.001 se repiten los cálculos desde el inciso (a) del punto 5 hasta que $P_{promedio}$ sea menor que 0.001; entonces $P_{promedio}$ pasará a ser la P_{aux} para el siguiente análisis, y prosiguiendo con la siguiente celda.
9. Se repiten los cálculos hasta terminar el análisis dentro de la sarta de perforación desde el punto 5 inciso (b) hasta el punto 8.
10. Cuando se llegue a la profundidad inicial (profundidad que tiene el pozo antes de ser perforado no convencionalmente) se calcula la caída de presión en la barrena con la ecuación 2.20, donde las propiedades de entrada del fluido de control y gas nitrógeno serán las calculadas en la celda anterior. La caída de presión en la barrena no se debe corregir por el área ya que la ecuación 2.20 ya considera el área total de las toberas.
11. Calcular las propiedades del fluido de control y gas nitrógeno a la salida de la barrena como se explica en el punto 3.
12. Calcular las caídas de presión en el espacio anular de la siguiente manera:

Las propiedades del fluido de control y gas nitrógeno iniciales son los valores calculados en el punto 12.

- a. Calcular el número de Reynolds con la ecuación 2.14.
- b. Calcular el Factor de fricción con la ecuación 2.11.
- c. Se determina el perímetro de flujo con la ecuación 2.15.2.
- d. Estimar la caída de presión provocada por la fricción con la ecuación 2.18.

-
- e. Calcular la caída de presión debida a la densidad con la ecuación 2.19.
 - f. La caída de presión provocada por la fricción y la caída de presión debida a la densidad se multiplican por la longitud de la celda, esto es para obtener las caídas de presión (provocadas por fricción y densidad) por el área de flujo, [$\text{Pa}\cdot\text{m}^2$].
 - g. La caída de presión provocada por la aceleración es cero.
 - h. La caída de presión provocada por fricción debe ser negativa por lo que se multiplica por -1.
 - i. Se dividen todas las caídas de presión calculadas en los incisos (e) y (g) por el área de flujo que se obtiene de la ecuación 2.3.2.
 - j. Se obtiene la caída de presión total con la ecuación 2.21; la caída de presión en la barrena es cero durante el análisis en el espacio anular.
 - k. Se calcula la presión ejercida en la celda analizada con la ecuación A8 del Apéndice A y se hace una corrección por el área de flujo con la ecuación A9.
13. Calcular las propiedades del fluido de control y gas nitrógeno a condiciones de salida de la celda como en el punto 3.
 14. Calcular un promedio de presión con la siguiente ecuación:
 15. $P_{promedio} = |P_{aux} - P|$
 Donde P_{aux} es "la presión ejercida en la anterior celda analizada y la P es la presión ejercida en la celda actual.
 16. Si $P_{promedio}$ es mayor que 0.001 se repiten los cálculos desde el inciso (a) del punto 13, hasta que $P_{promedio}$ sea menor que 0.001, entonces $P_{promedio}$ pasará a ser la P_{aux} para el siguiente análisis y se prosigue con la siguiente celda.
 17. Se repiten los cálculos hasta terminar el análisis en el espacio anular desde el punto 13 hasta el punto 17.

Las figuras 22, 23 y 24 muestran el diagrama de flujo que explica gráficamente el método a utilizar. La figura 22 representa el diagrama de flujo del programa principal, inicia con la entrada de datos, cambio de unidades, cálculo de propiedades a condiciones de inyección, determina la geometría del pozo,

calcula el perfil de presiones en la tubería de perforación representada por la figura. La figura 23 muestra el diagrama de flujo dentro de la tubería de perforación. El diagrama de flujo del cálculo de las presiones en el espacio anular se representa en la figura 24.

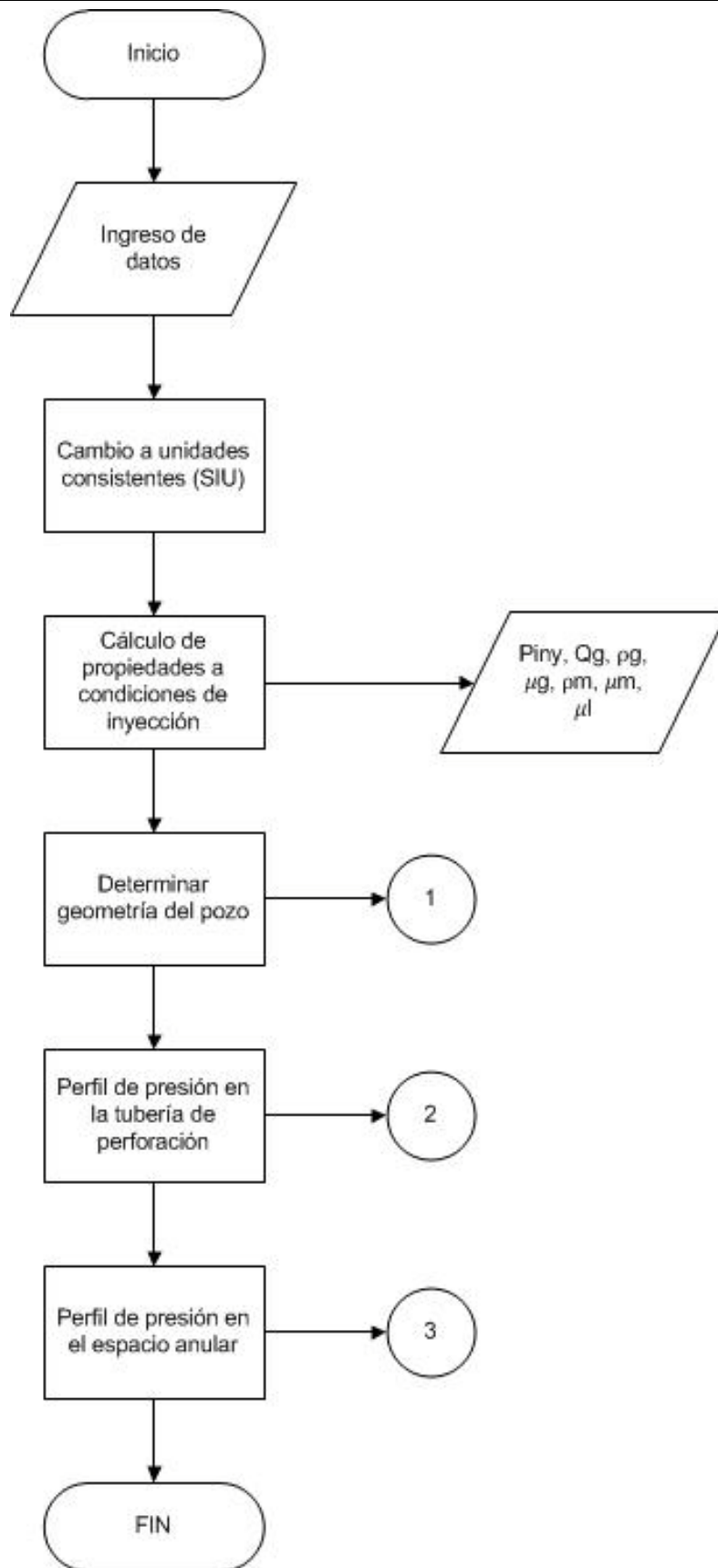


Figura 22 Diagrama de flujo.

Figura 23 Diagrama de flujo del análisis dentro de la tubería de perforación.

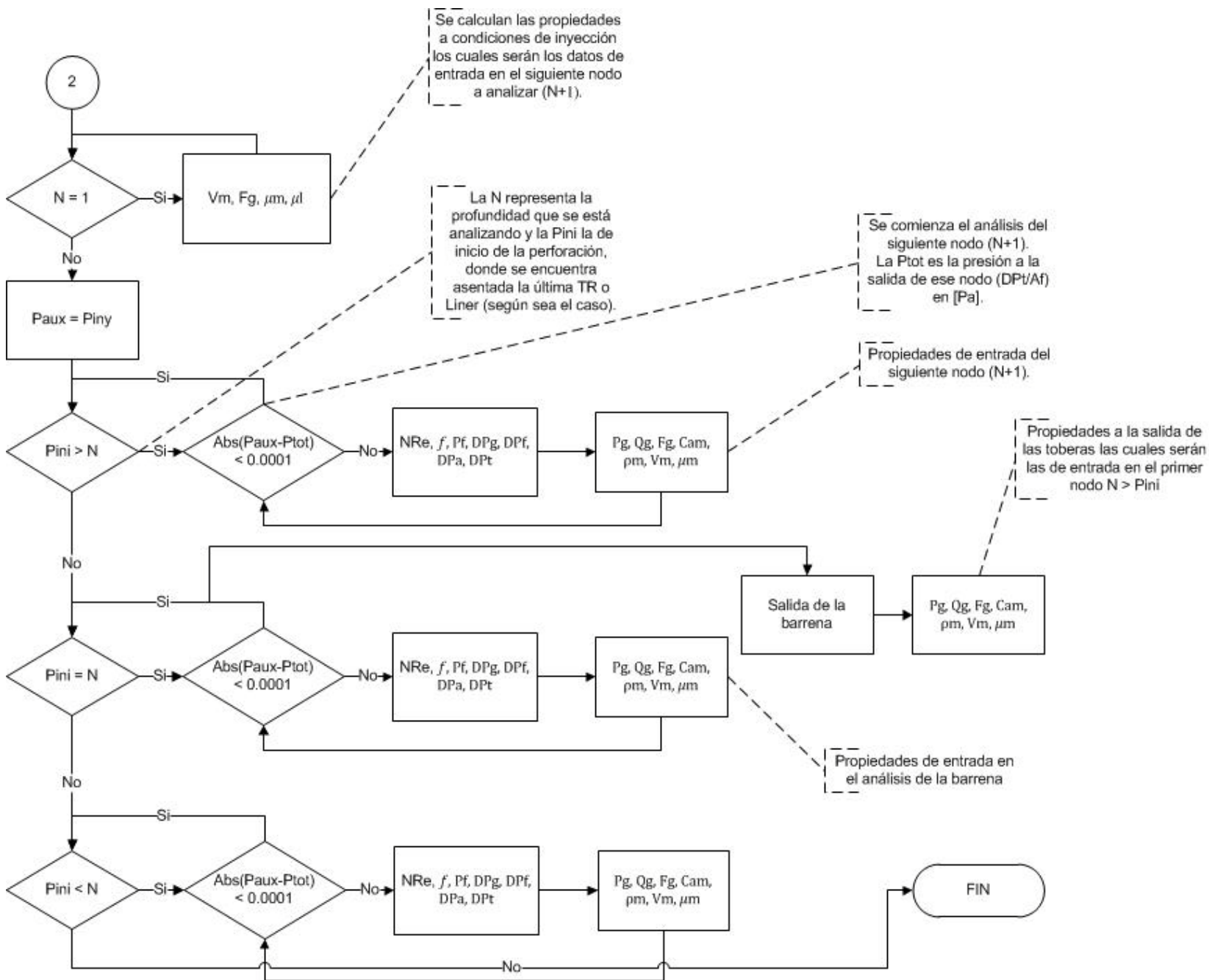
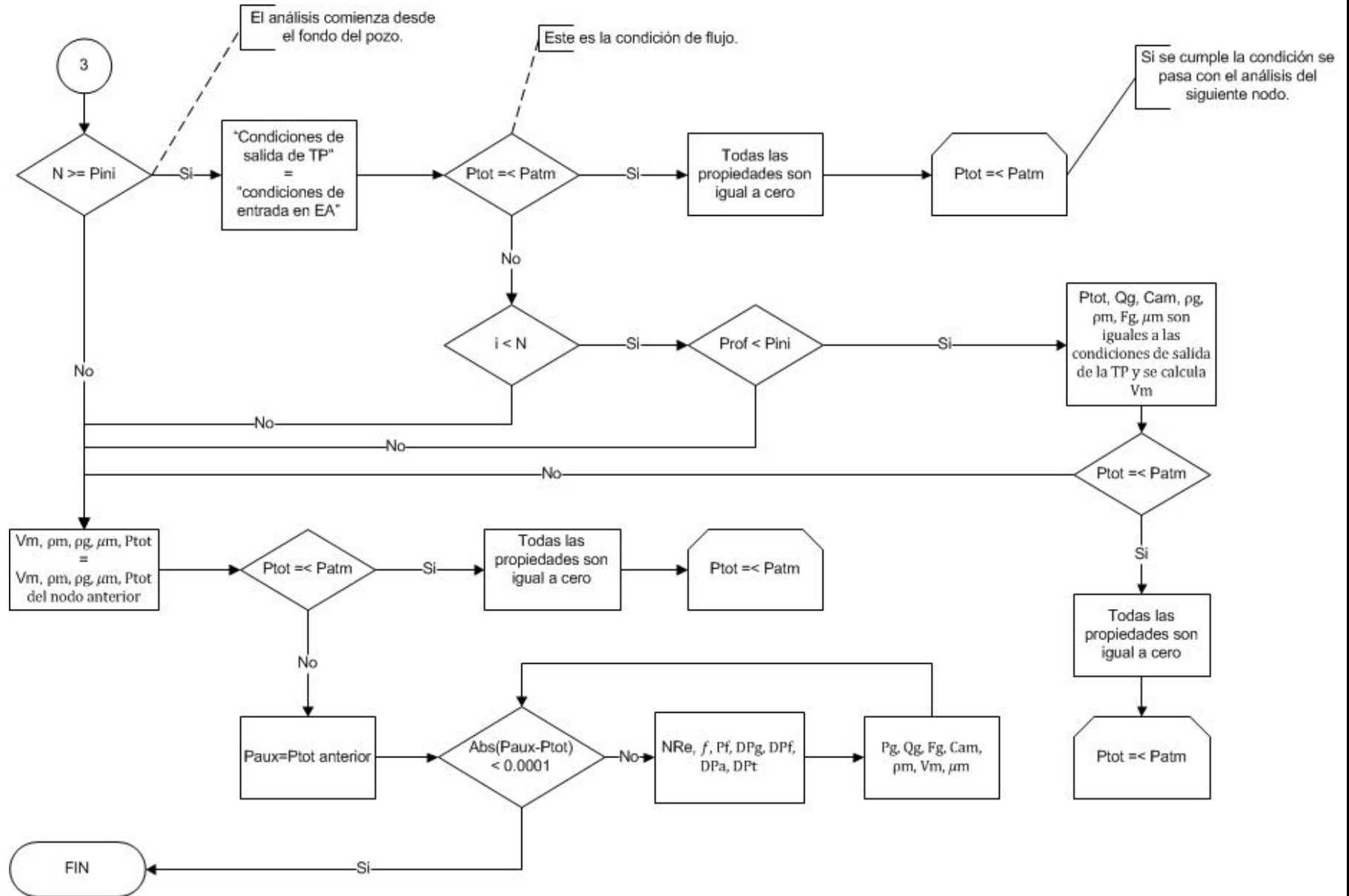


Figura 24 Diagrama de flujo del análisis en el espacio anular.



Los resultados del modelo de flujo de dos fases se describen en la tabla 8 con sus unidades correspondientes.

Datos de salida del simulador	
Profundidad desarrollada	[m]
Presión	[Kg/cm ²]
Gradientes de temperatura	[°C]
Gasto de lodo	[GPM]
Gasto de gas	[m ³ /min]
Velocidad de la mezcla	[m/seg]
Calidad de la mezcla	[-]
Densidad del gas	[g/cm ³]
Densidad de la mezcla	[g/cm ³]
Fracción del gas	[-]
Viscosidad de la mezcla	[cp]
Viscosidad del Líquido	[cp]
ΔP por gravedad	[Kg/cm ²]
ΔP por fricción	[Kg/cm ²]
ΔP por aceleración	[Kg/cm ²]
ΔP en la barrena	[Kg/cm ²]
ΔP total	[Kg/cm ²]

Tabla 8 Resultados del modelo de flujo de dos fases programado en Fortran 90.

3.3 Aplicación del simulador de flujo de dos fases.

El simulador de flujo de dos fases, se utilizó en los pozos Samaria 5111 y Agave 301 pertenecientes al complejo Antonio J. Bermúdez.

3.3.1 Campo Samaria Luna.

El campo Samaria Luna se encuentra localizado a 20 Km. al noroeste de Villahermosa, Tabasco, con un área de aproximadamente 160 kilómetros cuadrados. El yacimiento está constituido por calizas y dolomías intensamente fracturadas de gran relieve estructural del Cretácico y Jurásico, a profundidades de 4200 y 4500 [m]. La presión del yacimiento fue originalmente de 533 [Kg/cm²], 1.3 [gr/cm³] y 7500 [psi], sin embargo después de 25 años de producción, hoy en día la presión del yacimiento ronda los 160 [Kg/cm²] 0.4 [g/cm³] y 2300 [psi], esto significa un decremento en la presión del 30% de su valor original ^[1].

3.3.1.1 Parámetros operativos del pozo Samaria 5111.

El pozo Samaria 5111 fue perforado desde los 4586 a los 4964 [m]. Con gastos del fluido de control en un rango de 220 a 230 [GPM] y gastos del gas nitrógeno en un rango de 35 – 75 [m³/min]. La geometría del pozo Samaria 5111 se describe en la figura 25 y adicionalmente los datos necesarios, se presentan en la tabla 9 ^[1,2].

El pozo Samaria 5111 es un pozo desviado pero para objetivos de este trabajo se considerará como un pozo vertical.

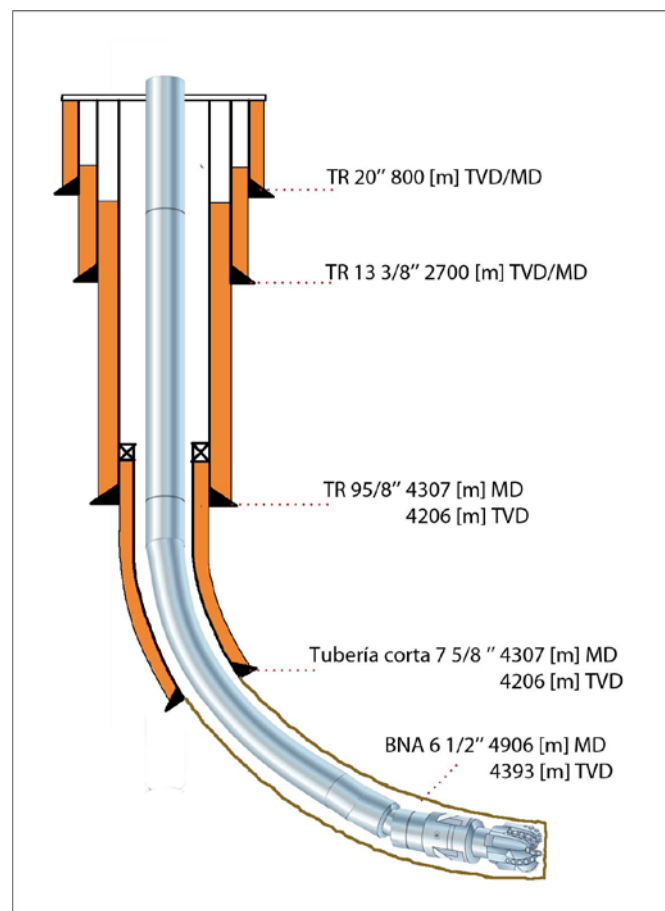


Figura 25 Geometría del pozo Samaria 5111.

Pozo Samaria 5111		
Barrena	6.5	[pulgadas]
Densidad del lodo	0.92	[g/cm ³]
Viscosidad plástica	5 a 6	[cp]
Punto de cedencia	3 a 5	[lb/100ft ²]
Gasto de lodo	230 a 220	[GPM]
Gasto de gas	35 - 55 - 75	[m ³ /min]
Presión de inyección	3000-2000	[psi]
Temperatura de inyección	40	[°C]
Densidad equivalente de circulación	0.5 - 0.6	[g/cm ³]
Profundidad inicial	4586	[m]
Profundidad final	4964	[m]
Profundidad perforada	378	[m]

Tabla 9 Datos del pozo Samaria 5111.

3.3.1.2 Estado mecánico del pozo Samaria 5111.

Se debe describir el estado mecánico del pozo, dicha configuración correspondiente al pozo Samaria 5111 se presenta en la figura 26, del lado izquierdo se muestra la configuración de las 3 tuberías de revestimiento con sus respectivas profundidades de asentamiento y la tubería corta; del lado derecho tenemos las características de cada tubería de revestimiento (diámetro externo [pulgadas], diámetro interno [pulgadas], profundidad inicial [m] y la profundidad de asentamiento [m]).

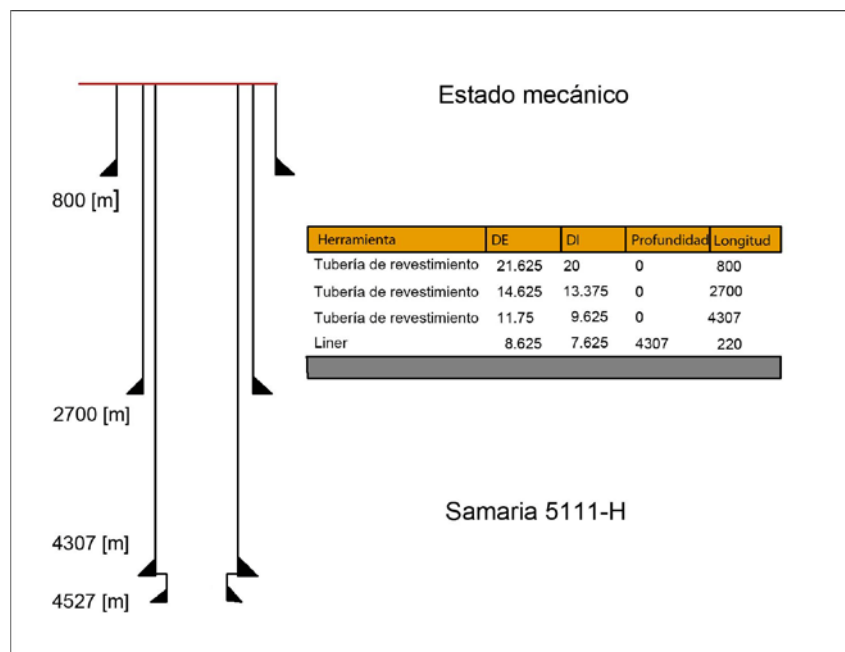


Figura 26 Estado mecánico del pozo Samaria 5111.

3.3.1.3 Sarta de perforación o ensamble de fondo del pozo Samaria 5111.

Posteriormente se debe configurar la sarta de perforación según sea necesario, la figura 27 muestra la configuración de la sarta de perforación del pozo Samaria 5111, del lado izquierdo tenemos una representación gráfica de la sarta de perforación, del lado derecho tenemos las herramientas que forman la sarta de perforación así como las características de cada una de ellas (diámetro externo [pulgadas], diámetro interno [pulgadas], longitud total [m] y la profundidad de asentamiento [m]).

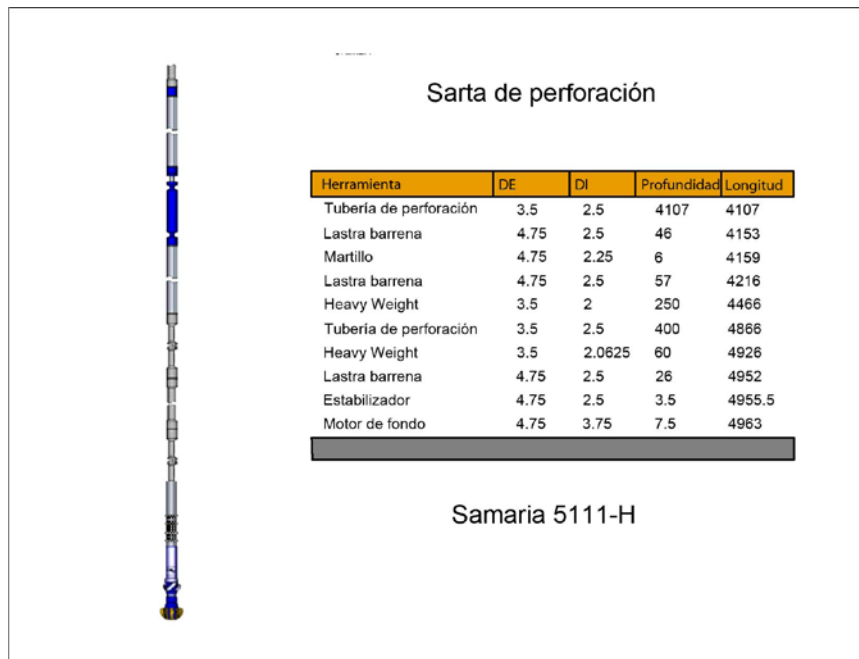


Figura 27 Configuración de la sarta de perforación del pozo Samaria 5111.

3.3.1.4 Barrena utilizada en la última etapa de perforación.

La configuración de la barrena de perforación se muestra en la figura 28 se presenta su longitud [m], diámetro [in], diámetro de las toberas [32avos de pulgada], área total de las toberas [pg²] y número de toberas.

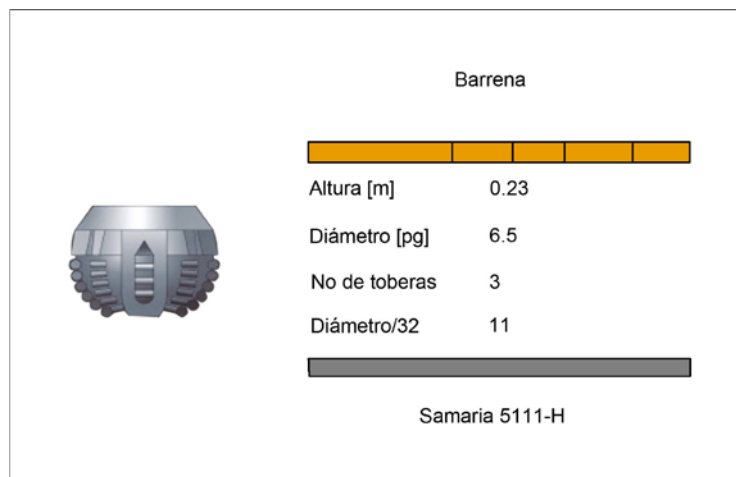


Figura 28 Configuración de la barrena del pozo Samaria 5111.

3.3.1.5 Temperatura del pozo Samaria 5111.

En la figura 29, tenemos una gráfica del gradiente de temperatura del pozo Samaria 5111, con una temperatura superficial de 40 [°C] y a la profundidad de 4964 [m] una temperatura de 128 [°C].

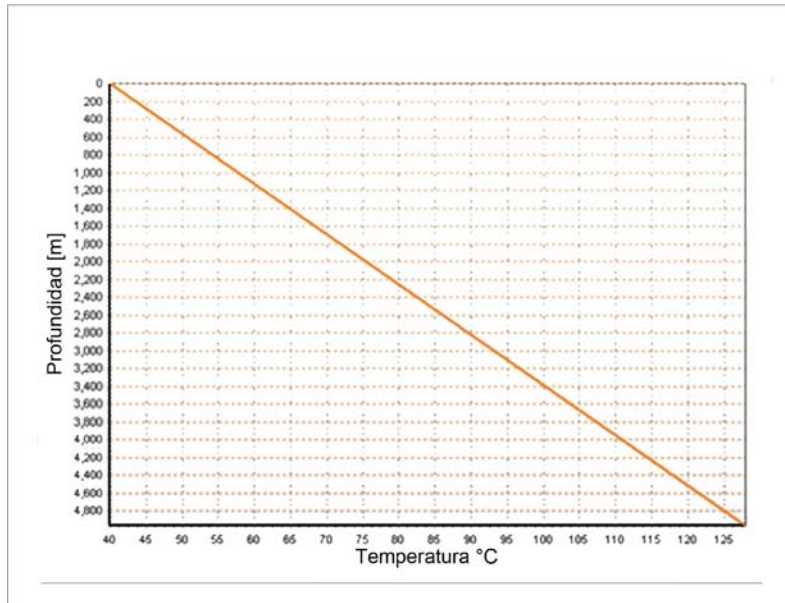


Figura 29 Temperatura del pozo Samaria 5111.

3.3.1.6 Desviación del pozo.

En la figura 30, se tiene una representación grafica de la desviación del pozo Samaria 5111, teniendo una trayectoria vertical de 0 a 4115 [m] y a partir de esta profundidad hasta los 4209[m] una inclinación de 41[°] que aumenta gradualmente hasta los 52[°] [1]. La desviación del pozo no es considerada en los cálculos, es solo para tener una visión de la geometría del pozo.

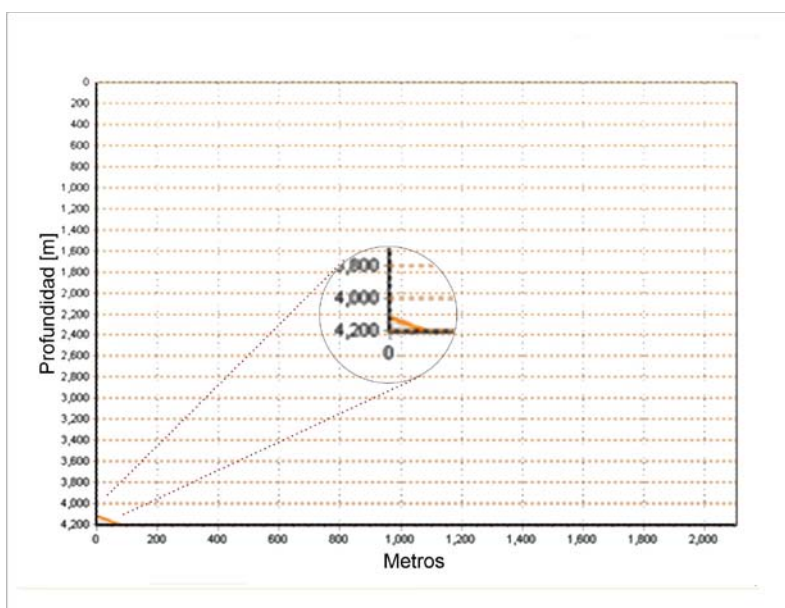


Figura 30 Desviación del pozo Samaria 5111.

3.3.1.7 Perfil de presión del pozo Samaria 5111H

La figura 31, muestra una grafica del perfil de presión del pozo Samaria 5111-H, con una presión de fondo de 198.56 [Kg/cm²], esta presión representa la presión de poro del yacimiento.

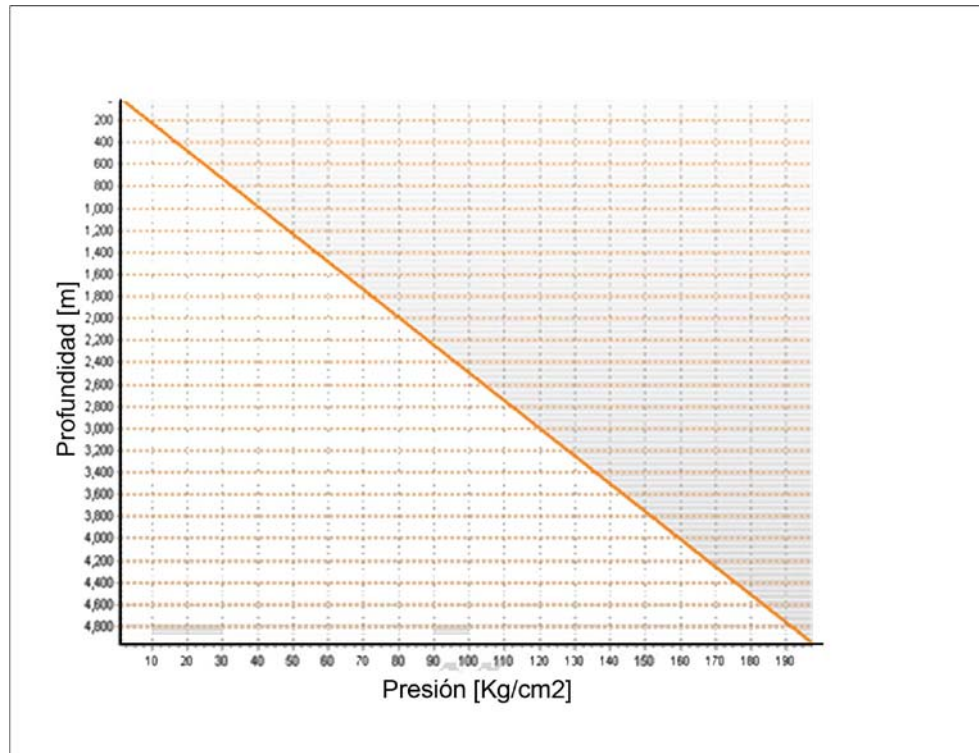


Figura 31 Perfil de presión del pozo Samaria 5111-H.

3.3.1.8 Propiedades del fluido de control y gas nitrógeno.

En la figura 32, se presentan las propiedades del fluido, en primera instancia a las condiciones atmosféricas de los fluidos (lodo de perforación y gas nitrógeno) gasto del fluido de control [GPM], gasto del gas [m³/min], presión [psi] y temperatura [°C], posteriormente se tienen las propiedades reológicas del fluido de control (punto de cedencia [lb/100ft²] y la viscosidad plástica [cp]), siguiendo con las densidades del fluido y del gas [gr/cm³], por último se muestran las condiciones de inyección (presión [psi], gasto del gas [m³/min], densidad del gas [m³/min], viscosidad del lodo [cp], fracción del gas, gasto de la mezcla [GPM], densidad de la mezcla [gr/cm³] y la viscosidad de la mezcla [cp]).



Figura 32 Propiedades del fluido de control y gas nitrógeno del pozo Samaria 5111.

3.3.1.9 Resultados de la simulación.

Los resultados del perfil de presión se muestran en la figura 33, la figura muestra una grafica del perfil de presión del pozo Samaria 5111-H, la línea de color azul representa la caída de presión dentro de la sarta de perforación; a la profundidad de 4580 [m] se aprecia una brusca caída de presión, esta representa la entrada al agujero descubierto hasta la profundidad total de 4900 [m], la línea de color rojo representa la caída de presión en el espacio anular desde el fondo de pozo hasta la superficie, la línea de color negro nos indica la presión de poro del yacimiento. Analizando los valores de presión de poro (línea de color negro) y la presión en el espacio anular (línea color rojo) se puede observar un bajo balance de 26 [Kg/cm²], en el capítulo V se verá más a detalle el análisis de estos resultados.

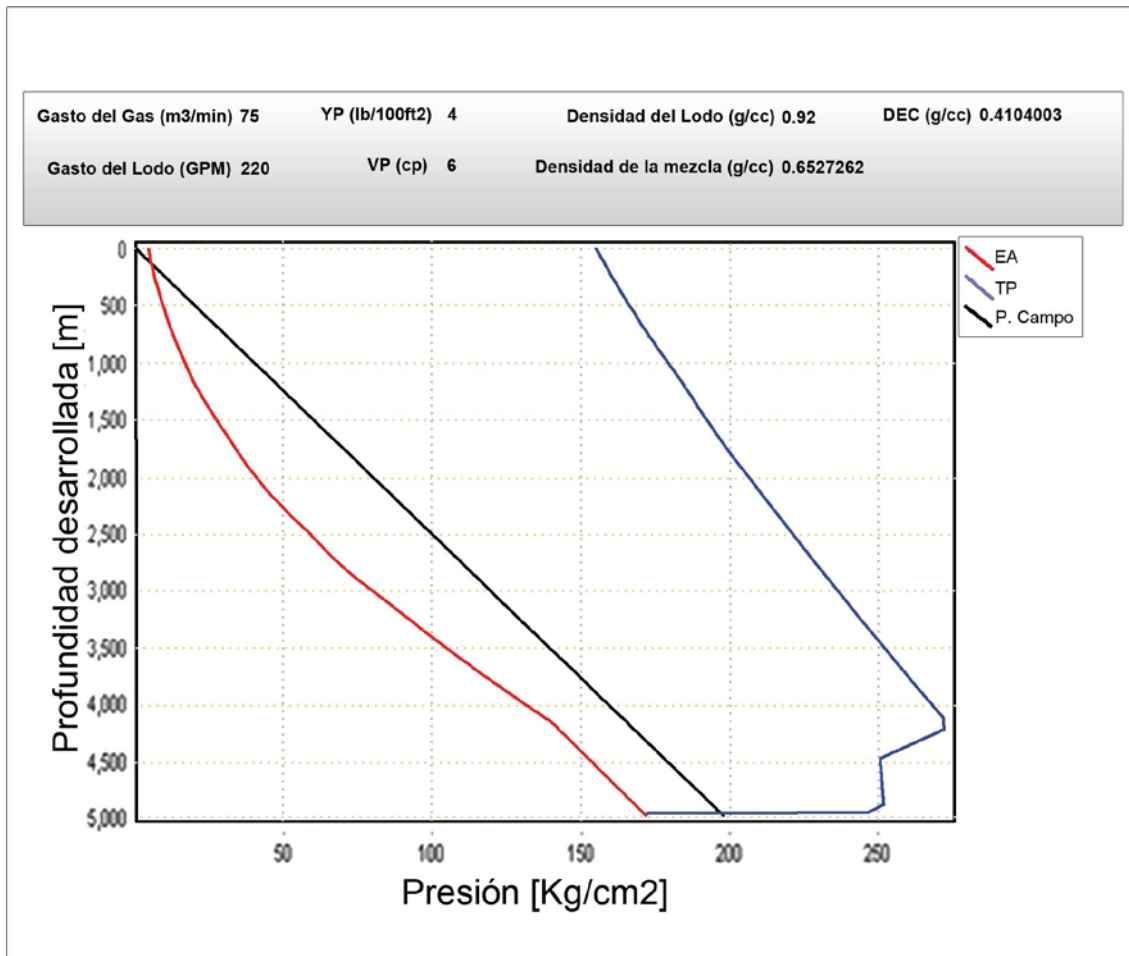


Figura 33 Grafica del perfil de presión del pozo Samaria 5111.

3.3.2 Pozo Agave 301.

3.3.2.1 Parámetros operativos del pozo Agave 301.

Los datos de entrada para perforar el pozo Agave 301 se muestran en la tabla 10. Este pozo fue perforado desde los 3895 [m] hasta los 3984 [m]. El gasto del fluido de control es de 119 [GPM] y el gasto del gas nitrógeno de 10 [m³/min]^[5]. La geometría del pozo Agave se describe en la figura 34 y adicionalmente a los datos en la tabla 10.

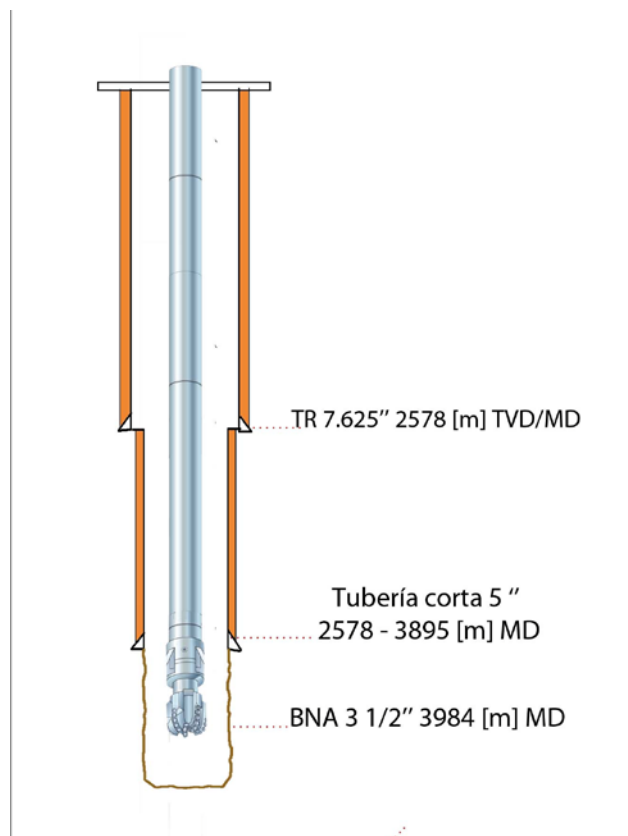


Figura 34 Geometría del pozo Agave 301.

Pozo Agave 301		
Barrena	3.5	[pulgadas]
Densidad del lodo	0.949	[g/cm ³]
Viscosidad plástica	5	[cp]
Punto de cedencia	4	[lb/100ft ²]
Gasto de lodo	119	[GPM]
Gasto de gas	80	[m ³ /min]
Presión de inyección	2000	[psi]
Temperatura de inyección	21	[°C]
Profundidad inicial	3895	[m]
Profundidad final	3984	[m]
Profundidad perforada	89	[m]

Tabla 10 Datos del pozo Agave 301.

Para la simulación del pozo Agave 301 se siguieron los mismos pasos que en el análisis del pozo Samaria 5111. A continuación solo se muestran las ventanas obtenidas del simulador para el pozo Agave 301.

3.3.2.2 Estado mecánico del pozo Agave 301.

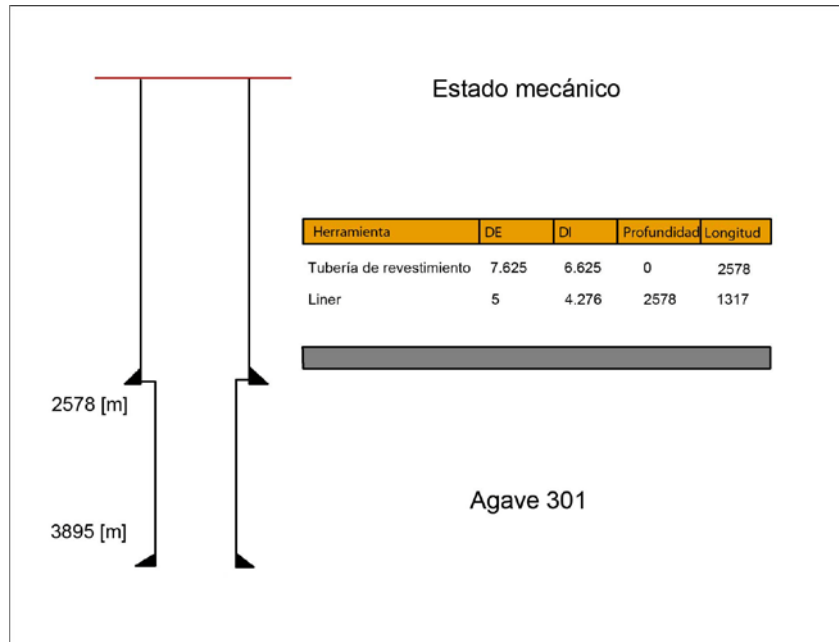


Figura 35 Estado mecánico del pozo Agave 301.

3.3.2.3 Sarta de perforación del pozo Agave 301.

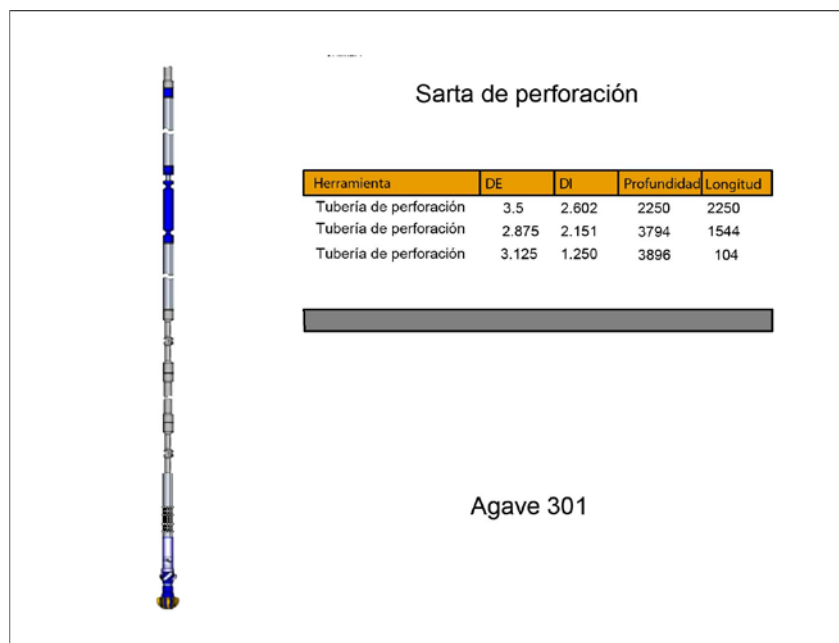


Figura 36 Configuración de la sarta de perforación del pozo Agave 301.

3.3.2.4 Barrena utilizada en la última etapa de perforación.

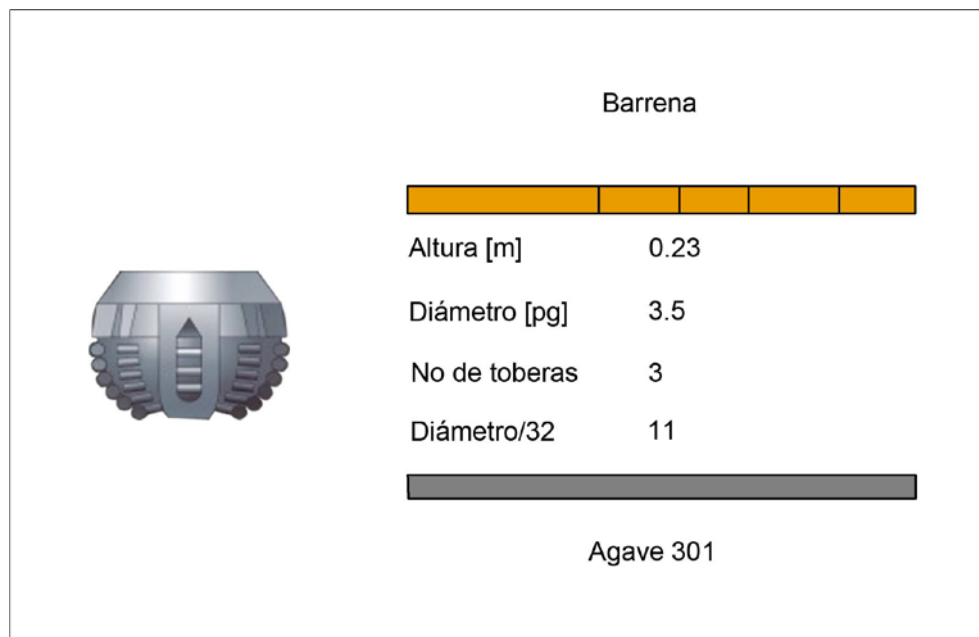


Figura 37 Configuración de la barrena del pozo Agave 301.

3.3.2.5 Temperatura del pozo Agave 301.

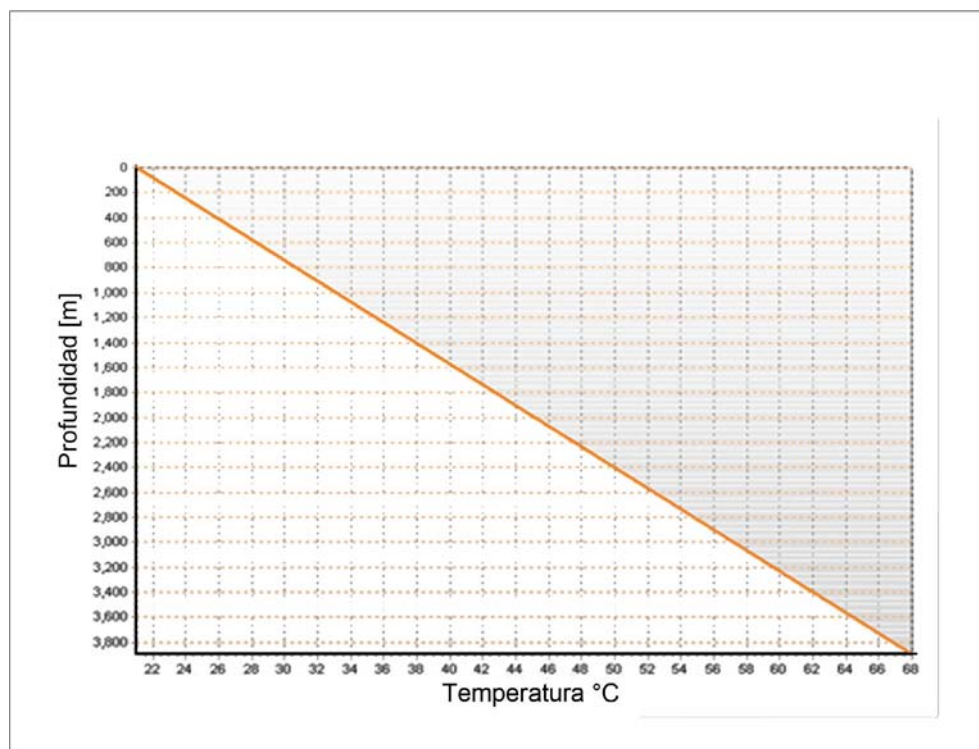


Figura 38 Gradiente de temperatura del pozo Agave 301.

3.3.2.6 Perfil de presión del pozo Agave 301.

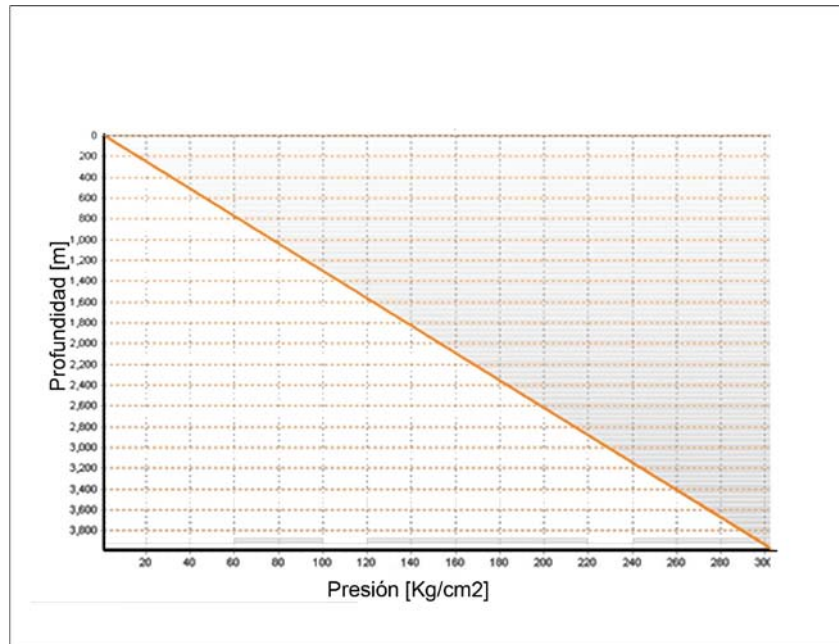


Figura 39 Perfil de presión del pozo Agave 301.

3.3.2.7 Propiedades del fluido de control y gas nitrógeno del pozo Agave 301.

Condiciones Estandar	
Gasto de lodo	119 GPM
Gasto del Gas	10 m3/min
Presión atmosférica	14.6 psi
Temperatura atmosférica	21 °C
Propiedades del lodo	
YP	4 lb/100ft2
VP	5 cp
Densidad	
Densidad del N2	0.001 g/cc
Densidad del lodo	0.949 g/cc
Condiciones de inyección	
Presión de inyección	2000 psi
Gasto del N2	0.502067 m3/min
Densidad del N2	0.159341 g/cc
Viscosidad del lodo	9.560150 cp
Fracción del gas	0.52144
Gasto de la mezcla	251.629228 GPM
Densidad de la mezcla	0.532761 g/cc
Viscosidad de la mezcla	4.605219 cp

Figura 40 Propiedades del fluido de control y gas nitrógeno del pozo Agave 301

3.3.2.8 Resultados de la simulación.

Los resultados del perfil de presión se muestran en la figura 41, la figura muestra una grafica del perfil de presión del pozo Agave 301, la línea de color azul representa la caída de presión dentro de la sarta de perforación, en la profundidad de 3895 [m] se aprecia una brusca caída de presión, esta representa la entrada a al agujero descubierto hasta la profundidad total de 3984 [m], la línea de color rojo representa la caída de presión en el espacio anular desde el fondo de pozo hasta la superficie, la línea de color negro nos indica la presión de poro del yacimiento. Analizando los valores de presión de poro (línea de color negro) y la presión en el espacio anular (línea color rojo) se puede observar un sobrebalance de 55 [Kg/cm²], en el capítulo V se verá más a detalle el análisis de los resultados.

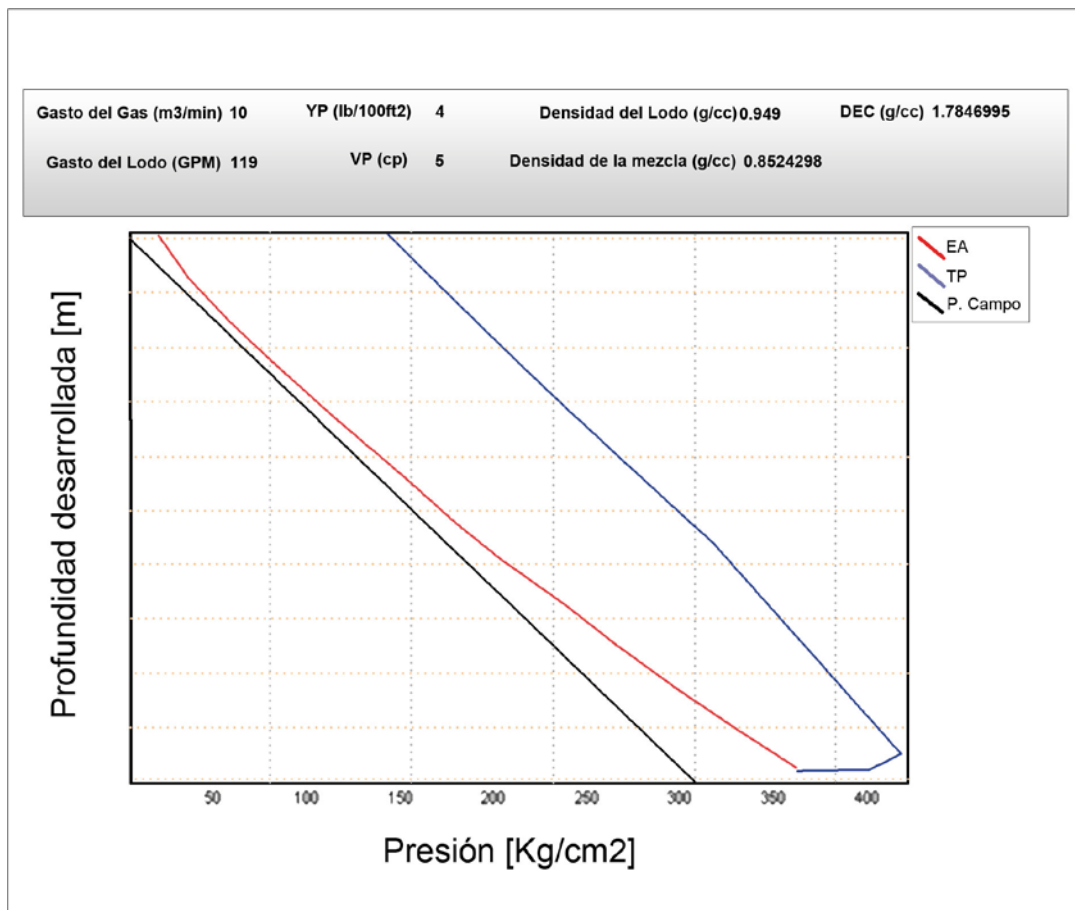


Figura 41 Gráfica del perfil de presión del pozo Agave 301.

3.4 Densidad equivalente de circulación.

Cuando se encuentra circulando el fluido de perforación, existe una densidad que se ha tomado en la superficie que le corresponde una presión hidrostática, además tenemos otra presión que es la caída de presión por fricción en el espacio anular, dicha presión convertida a densidad, nos proporciona, con la densidad tomada en la superficie (densidad equivalente estática), una densidad resultante llamada “densidad equivalente de circulación” siendo en éste caso una presión hidrostática ligeramente mayor que la calculada en forma normal. De acuerdo a lo anterior, en el campo se ha comprobado el efecto de la misma sobre las pérdidas de circulación y los brotes. La ecuación 3.5 se aplica para calcular la densidad equivalente de circulación ^[9, 10, 11].

$$ECD = ESD + \frac{\Delta p}{0.052 * TVD} \dots\dots\dots (3.5)$$

ECD = Densidad equivalente de circulación, $\frac{lb}{gal}$.

ESD = Densidad equivalente estática (densidad del lodo), $\frac{lb}{gal}$.

ΔP = Caída de presión en el espacio anular, $\frac{lb}{pulgada^2}$.

TVD = Profundidad vertical verdadera, ft .

En el apéndice A se muestran las conversiones a unidades que se utilizan en el campo mexicano.

3.5 Limpieza del agujero.

El simulador no involucra el transporte de recortes, en la literatura se reportan modelos de transporte de recortes en dos y tres capas. Existen diferentes maneras de verificar una adecuada limpieza del agujero durante las operaciones de perforación con fluido de control mezclado con gas nitrógeno. Un método consiste en asegurar la limpieza mediante el control de flujo (flujo de dos fases). Resultados experimentales, muestran que una velocidad mínima del liquido en secciones verticales menores de 45 grados entre 120 - 150 [ft/min], 0.61 – 0.76 [m/seg], debe mantenerse para garantizar una adecuada limpieza del agujero. En secciones verticales mayores de 45 grados las velocidades mínimas del liquido recomendadas, fluctúan entre 150 - 180 [ft/min], 0.76 – 0.91 [m/seg].

Se presentó la secuencia de cálculo de las ecuaciones de flujo de dos fases, los diagramas de flujo (tubería de perforación y espacio anular), además de la entrada de datos que requiere el simulador y dos casos de aplicación del simulador: pozos Samaria 5111 y Agave 301.

Capítulo IV. Simulación y análisis de parámetros de flujo de dos fases mediante modelos mecánicos.

Objetivo

Aplicar los modelos mecánicos que explican el comportamiento de los patrones de flujo en una tubería vertical (burbuja, bache, transitorio y anular) con base en las propiedades obtenidas en la aplicación de las ecuaciones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno).

4.1 Patrones de flujo.

Los patrones de flujo se definen como las distribuciones geométricas de las fases presentes en un sistema de flujo multifásico (fluido de control, gas nitrógeno y transporte de recortes).

Cuando se estudian flujos de dos fases ascendentes en tuberías verticales como se muestra en la figura 42, se tienen diferentes modelos para determinar los patrones de flujo que rigen el sistema.

La figura 42 muestra la sarta de perforación, la tubería de revestimiento y agujero descubierto; el flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno) en el interior de la sarta, deja la barrena y el flujo de dos fases se transporta hacia la superficie acarreando los recortes producidos por la barrena. Con las flechas se indica que se presentan los patrones de flujo (interior de la tubería y espacio anular).

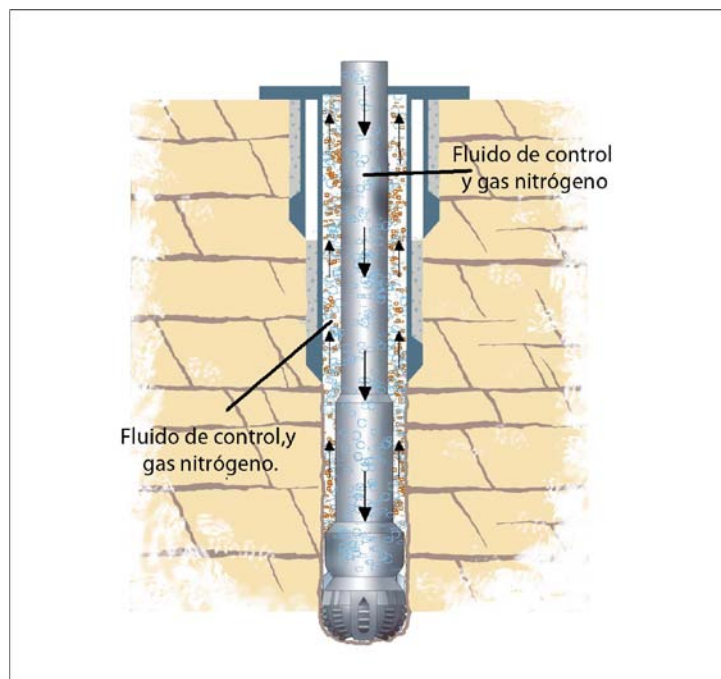


Figura 42 Representación de la perforación con fluido de control y gas nitrógeno.

Cuando existe un flujo de dos fases (gas-líquido) en un conducto, las dos fases se distribuyen en distintos patrones de flujo. Un patrón en particular depende de los gastos de flujo, las propiedades del fluido y del tamaño de la tubería. La figura 43, muestra los patrones (burbuja, bache, transitorio y anular) esperados en una tubería vertical de 5,0 cm de diámetro, con corrientes de agua y aire a baja presión ^[12, 15,16].

Los gastos de flujo de inyección del gas y líquido en operaciones de perforación no convencional o cercana al bajo balance varían entre 10 - 80 [m³/min] para el líquido y 40 – 350 [GPM] para el gas. Por otra parte, la sección de área en el espacio anular disponible para el flujo varía entre 0.033 – 0.016[m²], que corresponden a 222.4 X 88.9 [mm] y 168.3 X 88.9 [mm] anulares ^[5]. Entonces las velocidades superficiales que involucran el gasto y el área de flujo están dadas por las ecuaciones (4.1.1) y (4.1.2). La figura 43 muestra las velocidades superficiales que se presentan durante la perforación no convencional.

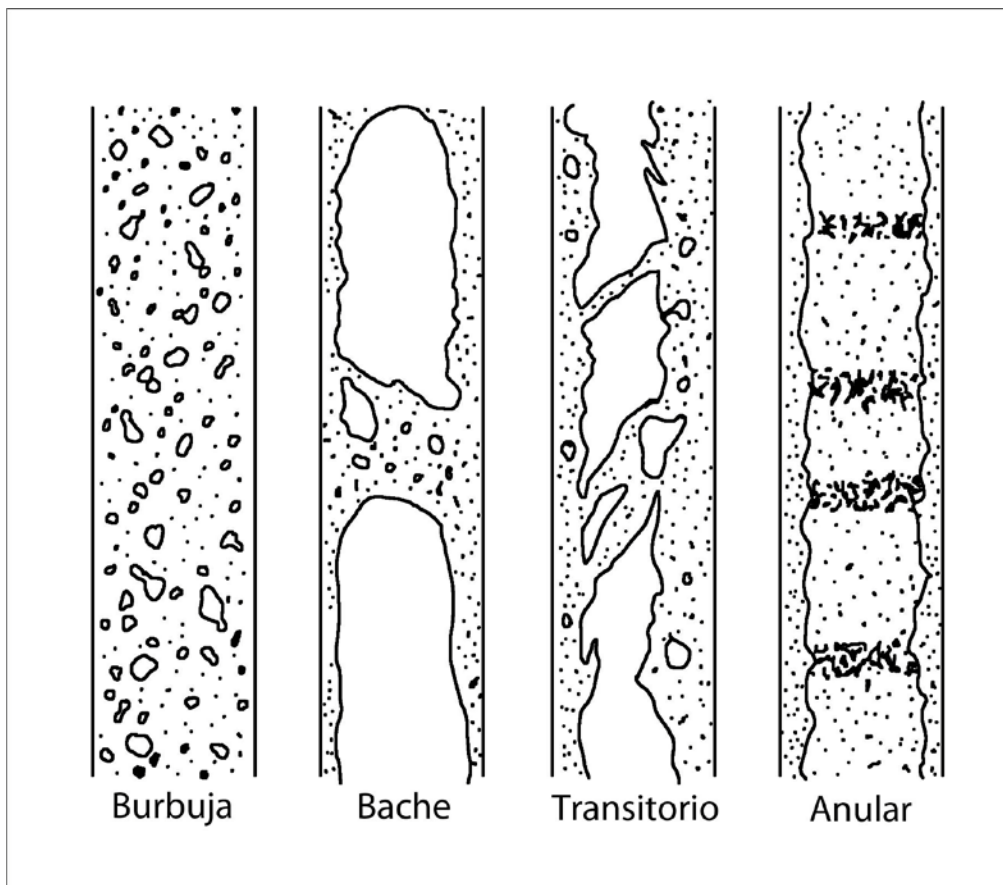


Figura 43 Patrones de flujo formadas en una tubería vertical.

$$U_{SG} = \frac{q_{G_{SC}} P_{SC} Z T}{A_f T_{SC} P} \dots\dots\dots (4.1.1)$$

$$U_{SL} = \frac{q_L}{A_f} \dots\dots\dots (4.1.2)$$

U_{SL} = Velocidad superficial del líquido, $\frac{m}{seg}$.

$q_{G_{SC}}$ = Gasto de gas a condiciones estándar, $\frac{m^3}{seg}$.

P_{SC} = Presión a condiciones estándar, $\frac{Kg}{m^2}$.

T_{SC} = Temperatura a condiciones estándar, °C.

U_{SG} = Velocidad superficial del gas, $\frac{m}{seg}$.

q_L = Gasto del líquido, $\frac{m^3}{seg}$.

A_f = Área de flujo, m^2 .

La figura 44 muestra el comportamiento de los patrones de flujo en una tubería vertical con la caída de presión, en la parte inferior de la figura 44 inicia en fase líquida, seguido del flujo burbuja, bache, transitorio y anular [12].

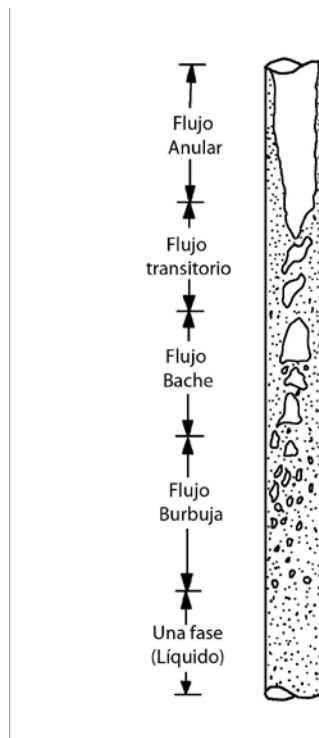


Figura 44 Patrones de flujo en una tubería vertical.

4.1.1 Flujo Burbuja.

La fase gaseosa está distribuida uniformemente en la forma de burbujas discretas en una fase líquida continua.

$$U_{GBu} = 0.35\sqrt{g * D} \dots\dots\dots (4.1.1.1)$$

U_{GBa} = Velocidad superficial del gas flujo bache $\frac{m}{seg}$.

U_{GBu} = Velocidad superficial del gas flujo burbuja $\frac{m}{seg}$.

Si $U_{GBa} < U_{GBu}$ se cumple el flujo burbuja.

4.1.2 Flujo Burbuja dispersa.

$$\mu_{cin} = \frac{\mu_l}{\rho_l} \dots\dots\dots (4.1.2.1)$$

μ_{cin} = Viscosidad cinemática del líquido $\frac{m^2}{seg}$.

$$U_m = U_{SL} + U_{SG} \dots\dots\dots (4.1.2.2)$$

U_m = Velocidad de la mezcla $\frac{m}{seg}$.

$$\alpha = \frac{U_{SG}}{U_m} \dots\dots\dots (4.1.2.3)$$

α = Fracción del gas (-).

$$U_{mBD} = 4 * \left\{ \frac{D^{0.429} (\sigma / \rho_l)^{0.089}}{\mu_{cin}^{0.072}} \left[\frac{g(\rho_l - \rho_g)}{\rho_l} \right]^{0.446} \right\} \dots\dots\dots (4.1.2.4)$$

U_{mBD} = Velocidad de la mezcla flujo burbuja dispersa $\frac{m}{seg}$.

σ = Tensión superficial $\frac{N}{m}$.

Si $U_m > U_{mBD}$ y $\alpha < 0.52$ se cumple el flujo burbuja dispersa.

4.1.3 Flujo Bache.

La mayor parte del gas se encuentra como grandes burbujas con forma de bala que alcanzan un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. Se mueven de manera uniforme hacia arriba y a veces se designan como "burbujas de Taylor". Las burbujas Taylor se separan por baches de líquido continuo, que cierran la tubería y contienen pequeñas burbujas de gas. Entre las burbujas de Taylor y la pared de la tubería, el líquido fluye hacia abajo en forma de una película delgada que cae. (Este patrón ha sido designado por otros, como plug o pistón donde el flujo permanece a bajos gastos y el límite gas-líquido está bien definido y como flujo bache a gastos más altos donde los límites son menos claros).

$$U_{GBa} = 1.53 \left[\frac{g(\rho_l - \rho_g)\sigma}{\rho_l^2} \right]^{0.25} \dots\dots\dots (4.1.3.1)$$

$$U_{mB} = \frac{U_{GBa}}{4} + \frac{U_{SL}}{3} \dots\dots\dots (4.1.3.2)$$

U_{GBa} = Velocidad superficial del gas flujo bache $\frac{m}{seg}$.

U_{mBa} = Velocidad de la mezcla flujo bache $\frac{m}{seg}$.

U_{SG} = Velocidad superficial del gas, $\frac{m}{seg}$.

Si $U_{SG} > U_{mBa}$ se cumple el flujo bache.

4.1.4 Flujo transitorio.

El flujo transitorio es algo similar al flujo bache, es sin embargo, mucho más caótico y espumoso.

4.1.5 Flujo anular.

El flujo anular se caracteriza por la continuidad de la fase gaseosa a lo largo del centro de la tubería. La fase líquida se mueve hacia arriba en parte como película de líquido ondulado y parcialmente en forma de gotas arrastradas en el centro del gas (el flujo anular ha sido descrita como patrón fragmento-anular cuando la fase entrante es arrastrada en forma de grandes grumos o espuma "fragmentos", los patrones de flujo niebla o semi-anular también se han utilizado para describir los patrones bache y semi-anular).

$$\alpha_{anu} = \frac{U_{SG}\rho_G^{0.5}}{[\sigma * g(\rho_l - \rho_g)]^{0.25}} \dots\dots\dots (4.1.5)$$

α_{anu} = Fracción del gas flujo anular.

Si $\alpha_{anu} > 3.1$ se cumple el flujo anular.

La figura 45 muestra de forma gráfica los patrones de flujo de acuerdo a las velocidades superficiales del líquido y el gas [m/seg], en la parte inferior de izquierda a derecha tenemos el flujo burbuja (I) seguido de los flujos bache (III), transitorio (IV), anular (V) y en la parte superior izquierda el flujo burbuja dispersa (II) ^[13].

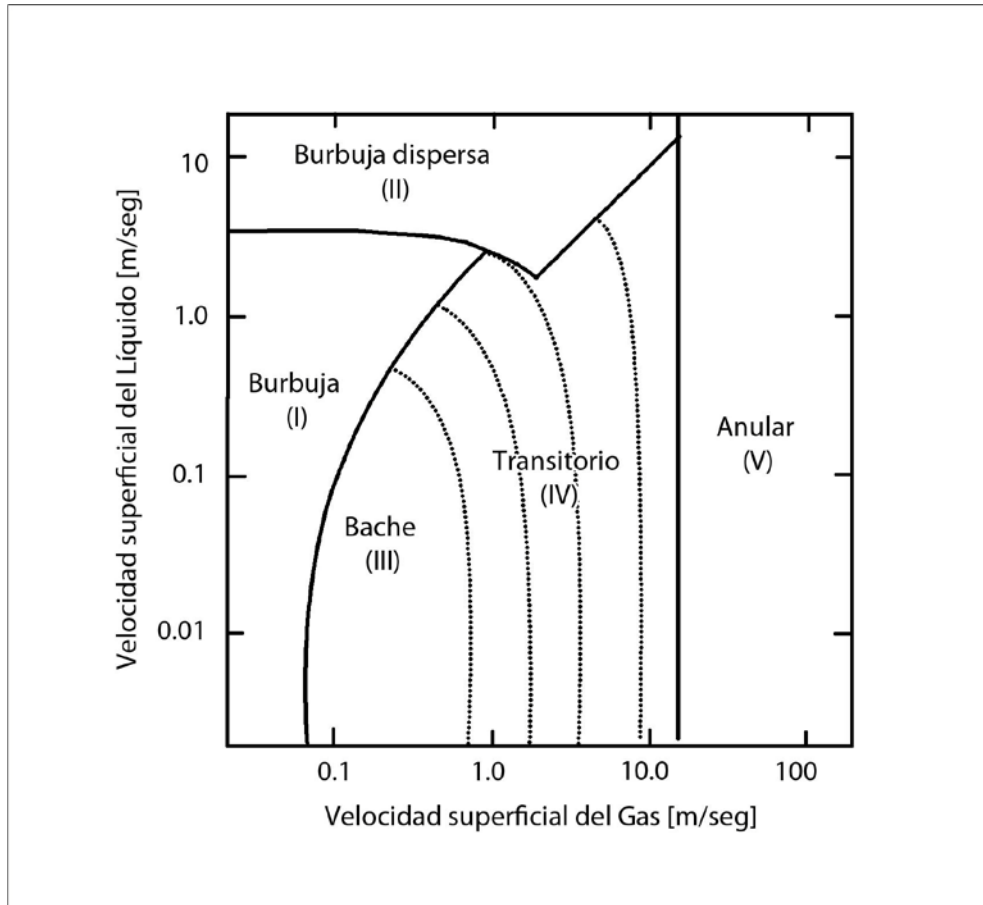


Figura 45 Patrones de flujo de acuerdo a las velocidades superficiales de líquido y gas.

4.1.6 Velocidades superficiales en los patrones de flujo.

La figura 46, muestra en el eje de las abscisas la velocidad superficial del gas [m/seg] y en el eje de las ordenadas la velocidad superficial del líquido [m/seg], se muestran los patrones de flujo que se presentan durante la perforación no convencional al variar las velocidades superficiales del líquido y el gas. Las tendencias señaladas con cruces representan los patrones de flujo que se presentan en la sección del área del espacio anular disponible para el flujo,

correspondiente a $0.033 \text{ [m}^2\text{]}$ y las tendencias formadas por puntos representan los patrones de flujo que se presentan en la sección del área en el espacio anular disponible para el flujo, correspondiente a $0.016 \text{ [m}^2\text{]}$. Se pueden observar altas velocidades superficiales del gas en el espacio anular a condiciones cercanas a la superficie, esto no es frecuente cuando se tienen bajos gastos de gas y líquido a condiciones de superficie. Sin embargo, un pequeño aumento en la presión del estrangulador puede ser suficiente para disminuir drásticamente las velocidades superficiales del gas, cambiando las condiciones de flujo en el espacio anular de transitorio a bache. En la perforación cercana al bajo balance, si las altas velocidades superficiales del gas se presentan en la superficie, la línea de retorno debe ser estrangulada para incrementar la presión y en consecuencia reducir la velocidad del gas como se muestra en la figura 46 ^[5].

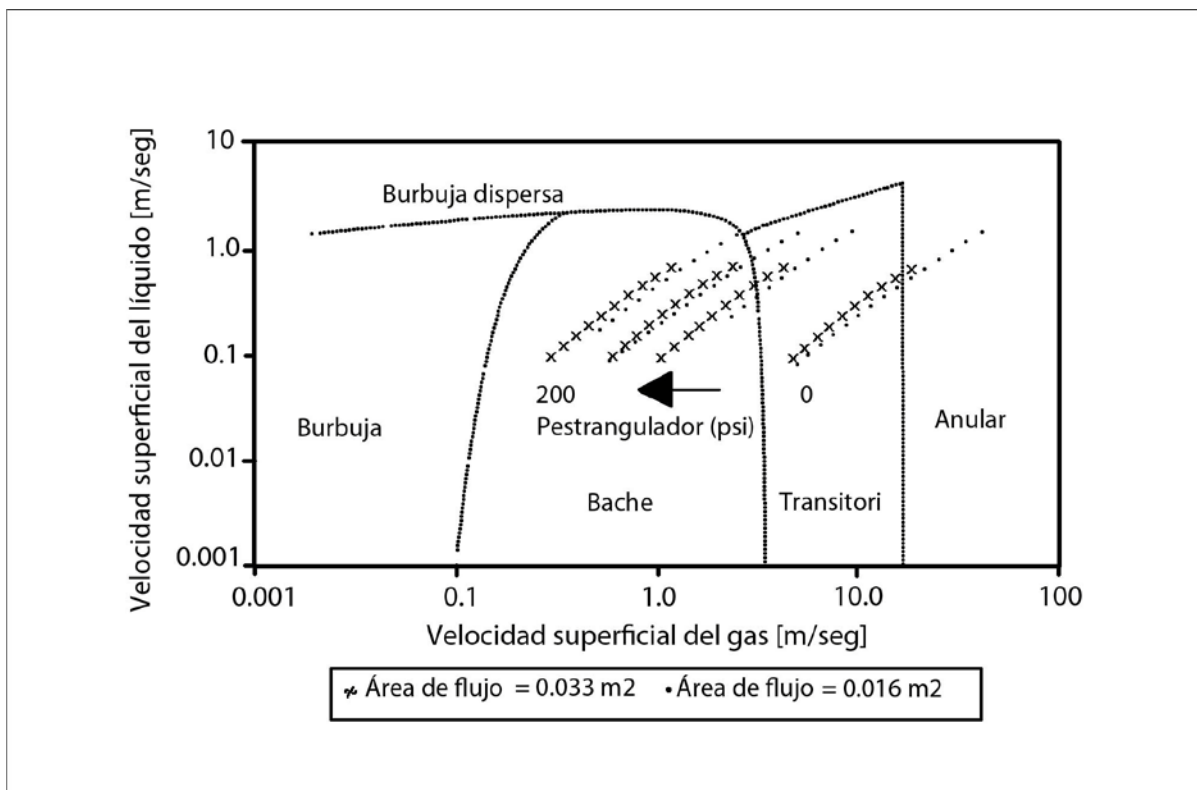


Figura 46 Patrones de flujo con respecto a las velocidades superficiales del gas y líquido.

4.2 Procedimiento de cálculo para predecir patrones de flujo empleando modelos mecánicos.

Los datos de entrada para el modelo mecánico que calcula los patrones de flujo se muestran en la tabla 12 con sus unidades correspondientes.

Datos de entrada	
Velocidad superficial del liquido	(m/seg)
Velocidad superficial del gas	(m/seg)
Aceleración gravitacional	(m/seg ²)
Viscosidad absoluta del liquido	(Kg/m*seg)
Densidad del liquido	(Kg/m ³)
Densidad del gas	(Kg/m ³)
Tensión superficial	(N/m)
Diámetro de tubería	(m)
Viscosidad del gas	(Kg/m*seg)
FueMas	1
Constante C	0.046
Constante n	0.2

Tabla 11 Datos requeridos para el cálculo de los patrones de flujo.

La figura 47 muestra un diagrama de flujo que explica los pasos a seguir para calcular los patrones de flujo por los modelos mecanisticos. El modelo a usarse para determinar las caídas de presión depende de los patrones de flujo que se presentan durante la perforación.

Los patrones de flujo durante la perforación no convencional son de vital importancia para determinar el tipo de flujo que se tendrá dentro de la sarta de perforación y en el espacio anular, así como para saber si habrá un correcto acarreo de los recortes que nos permitirá tener un mayor avance durante la perforación y por lo tanto lograr una mayor eficiencia ^[5].

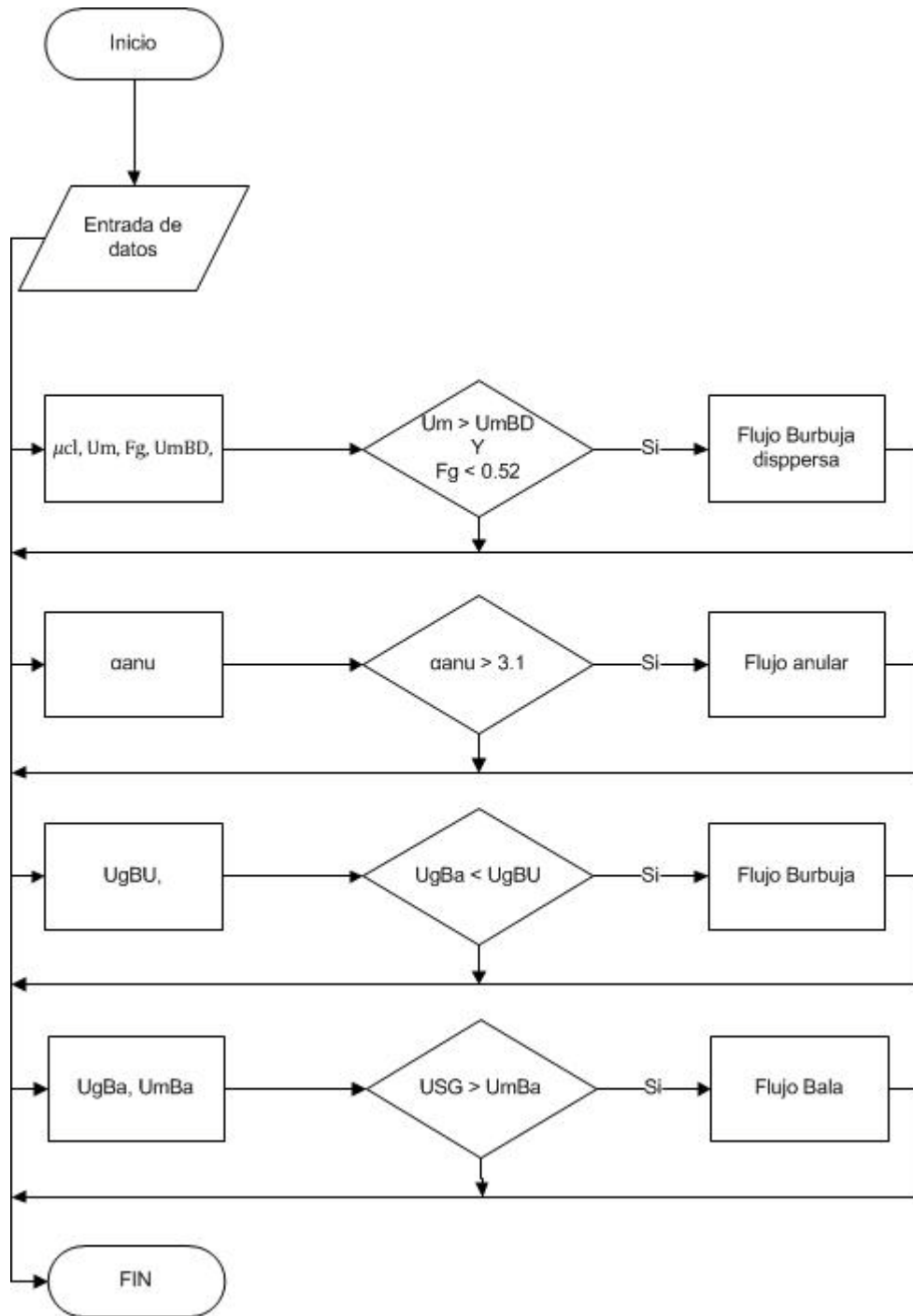


Figura 47 Diagrama de flujo de los patrones de flujo.

Capítulo V. Resultados de los pozos Samaria 5111 y Agave 301.

Objetivo

Aplicación del simulador en los pozos Samaria 5111 y Agave 301 y resultados obtenidos en las simulaciones. Estos pozos se perforaron en su última etapa de perforación utilizando fluido de control y gas nitrógeno.

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos en los pozos Samaria 5111 y Agave 301, ambos se simularon con un simulador programado en lenguaje fortran 90 y un simulador de perforación bajo balance, se comparó con la simulación reportada en la literatura.

5.1 Pozo Samaria 5111.

La discretización del pozo empieza desde la superficie pasando por la tubería de perforación, saliendo el flujo por las toberas de la barrena, pasando por el espacio anular y finalizando en la superficie.

Las propiedades a condiciones de inyección del pozo Samaria 5111-H se muestran en la tabla 13.

Propiedades a condiciones de inyección		
Presión de inyección	2200	[Pa]
Gasto del gas	0.45587	[m³/seg]
Densidad del gas	0.164519	[Kg/m³]
Viscosidad del gas	0.16	[Kg/m*seg]
Viscosidad del fluido	9.0444654	[Kg/m*seg]
Gasto de la mezcla	340.4195	[GPM]
Densidad de la mezcla	0.6527262	[Kg/m³]
Viscosidad de la mezcla	5.9013226	[Kg/m*seg]

Tabla 12 Propiedades a condiciones de inyección del pozo Samaria 5111-H.

Con las propiedades a condiciones de inyección se empieza por calcular las propiedades y caídas de presión a condiciones de la sección analizada obteniendo para cada sección la siguiente información:

Caídas de presión.

- Caída de presión por fricción.
- Caída de presión por aceleración.
- Caída de presión por gravedad.

Propiedades del fluido.

- Densidad del gas.
- Fracción del gas.
- Gasto del gas.
- Densidad de la mezcla.
- Viscosidad de la mezcla.
- Calidad de la mezcla.
- Velocidad de la mezcla.

Para cada una de estas propiedades se incluye una gráfica en el apéndice C, mostrando el comportamiento que tiene el parámetro en cuestión desde la superficie a través de la sarta de perforación, pasando por las toberas de la barrena y regresando por el espacio anular hasta la superficie.

5.1.1 Resultados del pozo Samaria 5111, perfil de presión.

La figura 48 muestra una grafica del perfil de presión del pozo Samaria 5111, la línea de color azul representa la caída de presión dentro de la sarta de perforación; la línea de color rojo representa la caída de presión en el espacio anular desde el fondo de pozo hasta la superficie; la línea de color negro nos indica la presión de poro del yacimiento, esta presión de poro solo es considerada en el intervalo correspondiente al agujero descubierto (4586 [m] a 4964 [m]) ya que solo se está analizando la última etapa de perforación. En la parte superior de la grafica se muestra el gasto de gas 75 [m³/min], gasto de lodo 220 [GPM], punto de cedencia 4 [lb/100ft²] y viscosidad plástica del fluido de control 6 [cp], densidad del lodo 0.92 [g/cm³], densidad de la mezcla 0.6527262 [g/cm³] y la densidad equivalente de circulación 0.4104 [g/cm³]. Analizando los valores de presión de poro (línea de color negro) y la presión en el espacio anular (línea color rojo) se puede observar condiciones de bajo balance de 26 [Kg/cm²].

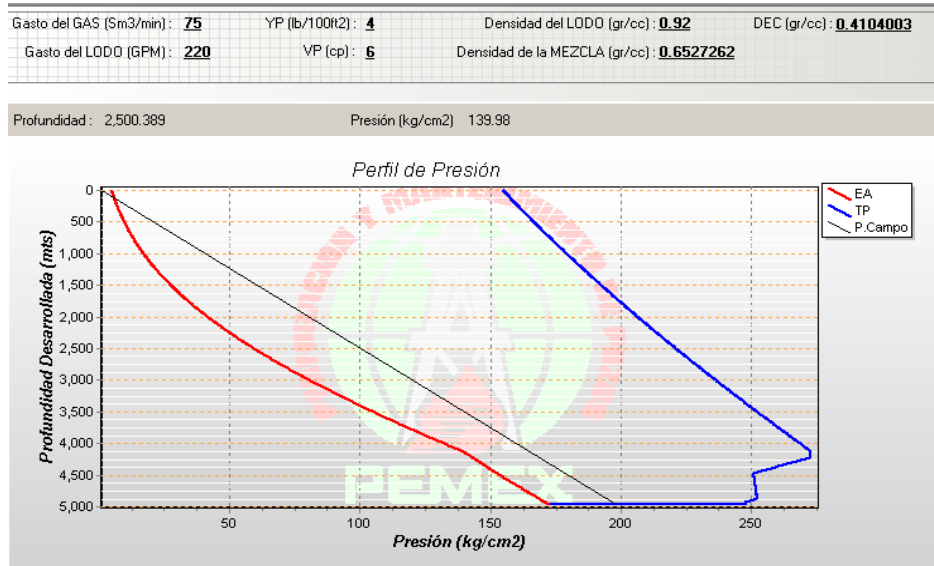


Figura 48 Perfil de presión del pozo Samaria 5111 gasto de gas 75 [m³/min].

Se hicieron otras simulaciones variando el gasto de gas, manteniendo constante el gasto de lodo.

La figura 49 muestra una variación en las condiciones de operación del pozo Samaria 5111 con una disminución en el gasto de gas de 60 [m³/min], en este caso se observa que un decremento en el gasto de gas provoca un incremento en la presión de fondo, cambiando las condiciones de bajo balance a un sobrebalance de aproximadamente 20 [Kg/cm²]. Los cambios también se aprecian respecto a la densidad equivalente de circulación pasando de 0.4104 [g/cm³] para un gasto de gas de 75 [m³/min] a 0.5124 [g/cm³] para un gasto de gas de 60 [m³/min].

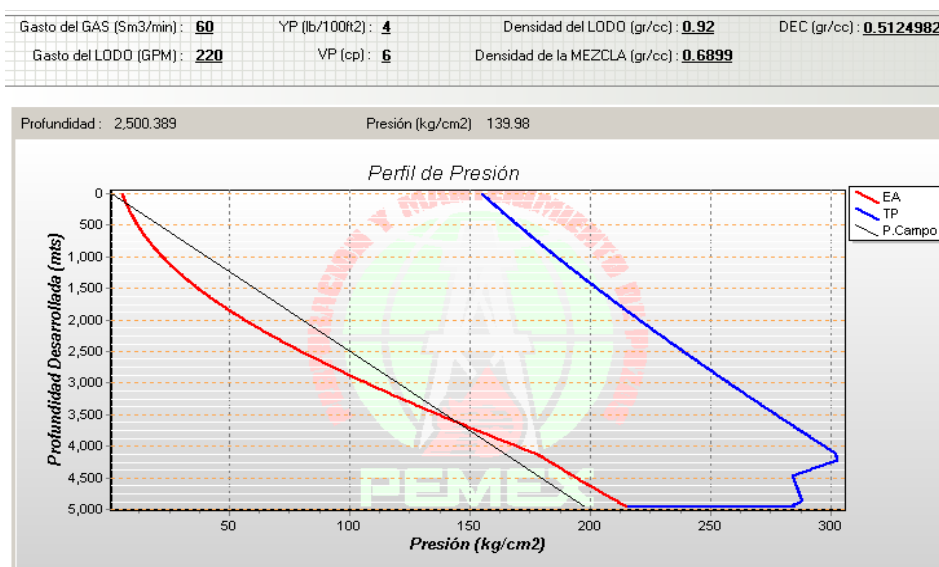


Figura 49 Perfil de presión del pozo Samaria 5111H gasto de gas 60 [m³/min].

En la figura 50 tenemos otra variación del gasto de gas en el pozo Samaria 5111, ahora hasta 40 [m³/min], en la gráfica se aprecia un mayor incremento en la presión del fondo, teniendo un sobrebalance de 60 [Kg/m²], la densidad equivalente de circulación se incrementó a 0.6351 [g/cm³] y por lo tanto existe el riesgo de fracturar la formación.

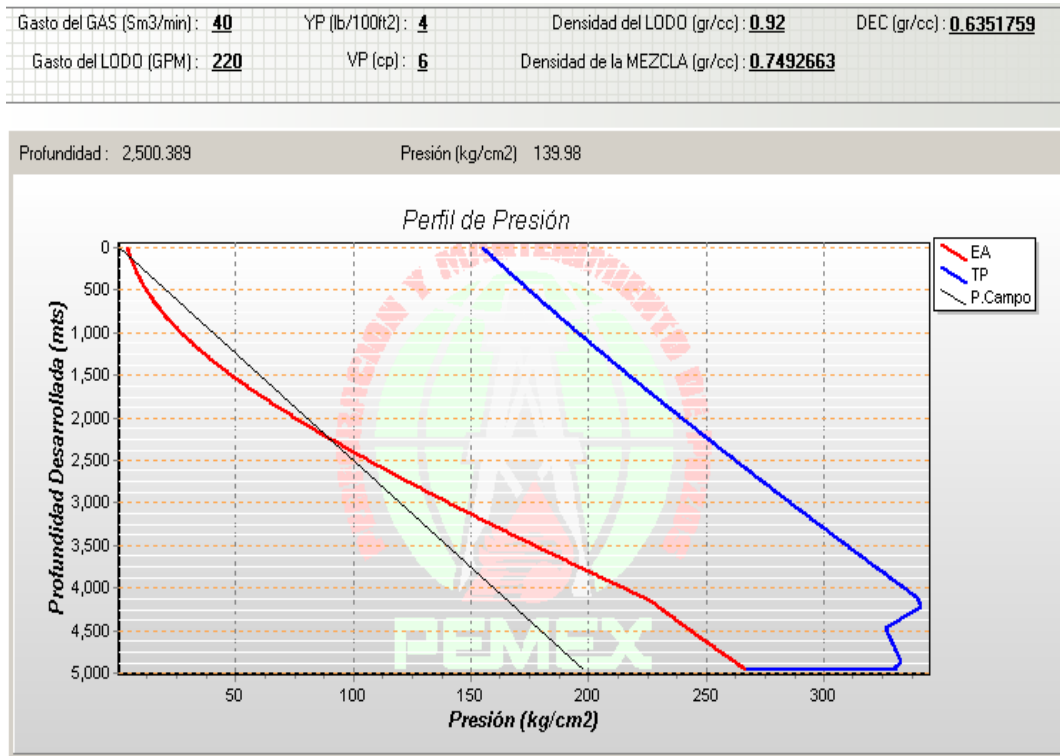


Figura 50 Perfil de presión del pozo Samaria 5111-H gasto de gas 40 [m³/min].

Con las gráficas anteriores se puede observar que un cambio en el gasto de gas afecta a la presión de fondo del pozo, y estos cambios de presión afectan las condiciones de perforación, pasando de condiciones cercanas al balance a un sobrebalance.

La densidad equivalente de circulación también se ve afectada, es por esto que deben cuidarse los gastos de gas, ya que del control de la densidad equivalente de circulación depende la generación de eventos de pérdidas de circulación y brotes.

El uso del simulador nos sirve como herramienta que nos permite evaluar el efecto de los cambios en las condiciones de operación sobre la presión en el fondo del pozo.

5.1.2 Patrones de flujo del pozo Samaria 5111.

Aplicando los modelos mecánicos para determinar los patrones de flujo a través de la tubería de perforación y el espacio anular, se obtuvieron las velocidades superficiales del líquido y gas junto con su respectivo patrón de flujo.

La tabla 14 muestra la profundidad del pozo con los gastos y velocidades superficiales de líquido y gas, así como el patrón de flujo que se presenta dentro de la sarta de perforación.

Prof [m]	QLiq [GPM]	QGas [m ³ /min]	VelSupLiq [m/seg]	VelSupGas [m/seg]	Patron de flujo
0	220	0.4560	4.0520	2.2196	Bache
10	220	0.4550	4.0520	2.2212	Bache
100	220	0.4520	4.0520	2.2635	Bache
200	220	0.4480	4.0520	2.3039	Bache
300	220	0.4430	4.0520	2.3358	Bache
400	220	0.4390	4.0520	2.3696	Bache
500	220	0.4350	4.0520	2.4005	Bache
600	220	0.4310	4.0520	2.4285	Bache
700	220	0.4270	4.0520	2.4536	Bache
800	220	0.4230	4.0520	2.4761	Bache
900	220	0.4200	4.0520	2.5020	Bache
1000	220	0.4160	4.0520	2.5195	Bache
2000	220	0.3800	4.0520	2.6072	Bache
3000	220	0.3490	4.0520	2.5802	Bache
4000	220	0.3210	4.0520	2.4831	Bache
4100	220	0.3190	4.0520	2.4760	Bache
4200	220	0.3190	4.3821	2.7113	Bache
4955.5	220	0.4060	1.9477	2.1070	Bache
4960	220	0.4060	1.9477	2.1066	Bache
4963	220	0.4060	1.9477	2.1063	Bache
4963	220	0.4060	0.6483	0.7011	Bache

Tabla 13 Velocidades superficiales del líquido y gas dentro de la sarta de perforación del pozo Samaria 5111-H.

Como se muestra en la tabla 14, en toda la sarta de perforación se presenta únicamente el flujo bache, con velocidades superficiales de líquido de 0.6 – 4.0 [m/seg] y velocidades superficiales de gas 0.7 – 2.7 [m/seg]. Observándose que con velocidades superficiales de líquido más altas que las velocidades superficiales de gas se tiene la presencia de flujo bache, la figura 46 muestra al flujo bache en este intervalo de velocidades superficiales de líquido y gas.

La tabla 15 muestra la profundidad del pozo con los gastos y velocidades superficiales de líquido y gas, así como el patrón de flujo que se presenta dentro del espacio anular del pozo Samaria 5111.

Prof [m]	QLiq [GPM]	QGas [m ³ /min]	VelSupLiq [m/seg]	VelSupGas [m/seg]	Patron de flujo
0	220	5.3730	0.3407	27.9150	Anular
10	220	5.3170	0.3407	27.4198	Anular
100	220	4.8500	0.3407	23.4175	Anular
200	220	4.3900	0.3407	19.7436	Anular
300	220	3.9860	0.3407	16.7339	Anular
400	220	3.6280	0.3407	14.2459	Anular
500	220	3.3110	0.3407	12.1845	Anular
600	220	3.0300	0.3407	10.4695	Anular
700	220	2.7800	0.3407	9.0360	Bache
800	220	2.5560	0.3407	7.8291	Bache
900	220	2.3570	0.3407	6.8158	Bache
1000	220	2.1780	0.3407	5.9565	Bache
2000	220	1.1200	0.3407	1.9230	Bache
2040	220	1.0950	0.3407	1.8511	Bache
2050	220	1.0890	0.3407	1.8339	Bache
3000	220	0.6890	0.3407	0.8500	Bache
4000	220	0.4810	0.3407	0.4690	Bache
4926	220	0.4080	0.9130	0.9940	Bache
4926	220	0.4080	1.3912	1.5146	Bache
4960	220	0.4060	1.3912	1.5047	Bache

Tabla 14 Velocidades superficiales de líquido y gas en el espacio anular del pozo Samaria 5111H.

Como se puede apreciar en la tabla 15, se ocurren dos patrones de flujo bache y anular, desde la profundidad del pozo a 4960 [m] hasta los 700 [m] en el que se presenta flujo bache con una velocidad superficial del líquido de 1.3 - 0.34 [m/seg] y una velocidad superficial del gas de 0.4 – 9.0 [m/seg]; en el rango de profundidad de 600 [m] hasta la superficie se nos presenta flujo anular con velocidades superficiales de líquido bajos 0.34 [m/seg] y altas velocidades superficiales de gas 10 – 27 [m/seg].

5.2 Pozo Agave 301.

Del mismo modo cómo se obtuvieron los resultados para el pozo Samaria 5111 se obtuvieron resultados del pozo Agave 301; la tabla 16 muestra las propiedades a condiciones de inyección.

Propiedades a condiciones de inyección		
Presión de inyección	2000	[Pa]
Gasto del gas	0.502067	[m³/seg]
Densidad del gas	0.159341	[Kg/m³]
Viscosidad del gas	0.16	[Kg/m*seg]
Viscosidad del fluido	9.560150	[Kg/m*seg]
Gasto de la mezcla	251.629228	[GPM]
Densidad de la mezcla	0.532761	[Kg/m³]
Viscosidad de la mezcla	4.605219	[Kg/m*seg]

Tabla 15 Propiedades a condiciones de inyección del pozo Agave 301.

5.2.1 Perfil de presión del pozo Agave 301.

La figura 51 muestra una gráfica del perfil de presión del pozo Agave 301, la línea de color azul representa la caída de presión dentro de la sarta de perforación; la línea de color rojo representa la caída de presión en el espacio anular desde el fondo de pozo hasta la superficie; la línea de color negro nos indica la presión de poro del yacimiento. En la parte superior de la grafica se muestra el gasto de gas 10 [m³/min], gasto de lodo 119 [GPM], punto de cedencia 5 [lb/100ft²] y viscosidad plástica del fluido de control 4 [cp], densidad del lodo 0.949 [g/cm³], densidad de la mezcla 0.852429 [g/cm³] y la densidad equivalente de circulación 1.784699 [g/cm³]. Analizando los valores de presión de poro (línea de color negro) y la presión en el espacio anular (línea color rojo) se puede observar condiciones de sobrebalance de 55[Kg/cm²].

La figura 52 muestra la gráfica del perfil de presión de una simulación del pozo Agave 301 con un gasto de gas de 30 [m³/min], en este caso se puede observar que un aumento en el gasto del gas provoca un decremento en la presión de fondo pasando de condiciones de sobrebalance (gasto de gas 10 [m³/min]) a condiciones cercanas al balance de 5 [Kg/cm²] (gasto de gas 30 [m³/min]).

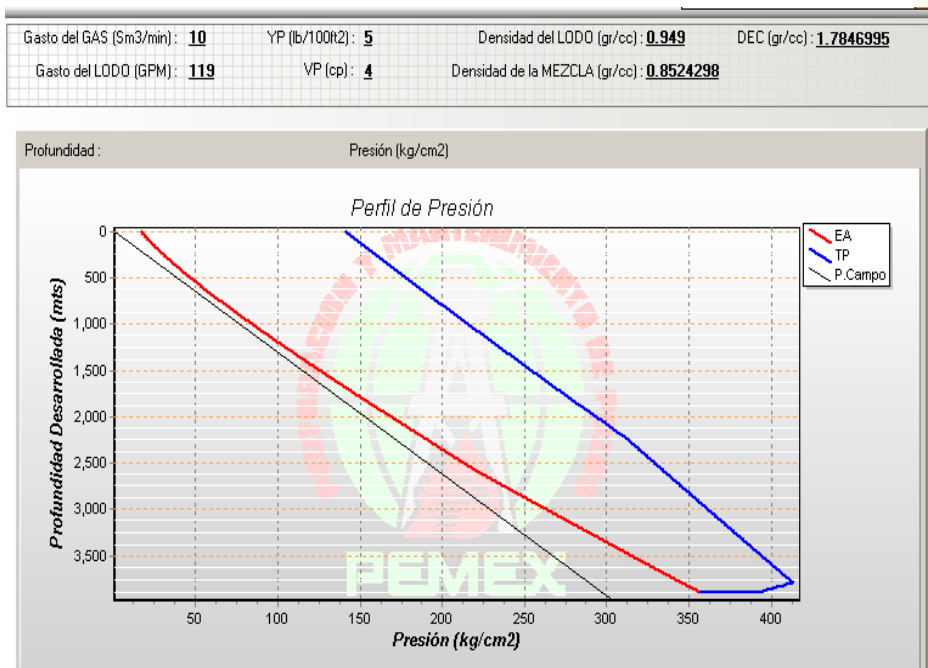


Figura 51 Perfil de presión del pozo Agave 301, gasto de gas 10 [m³/min].

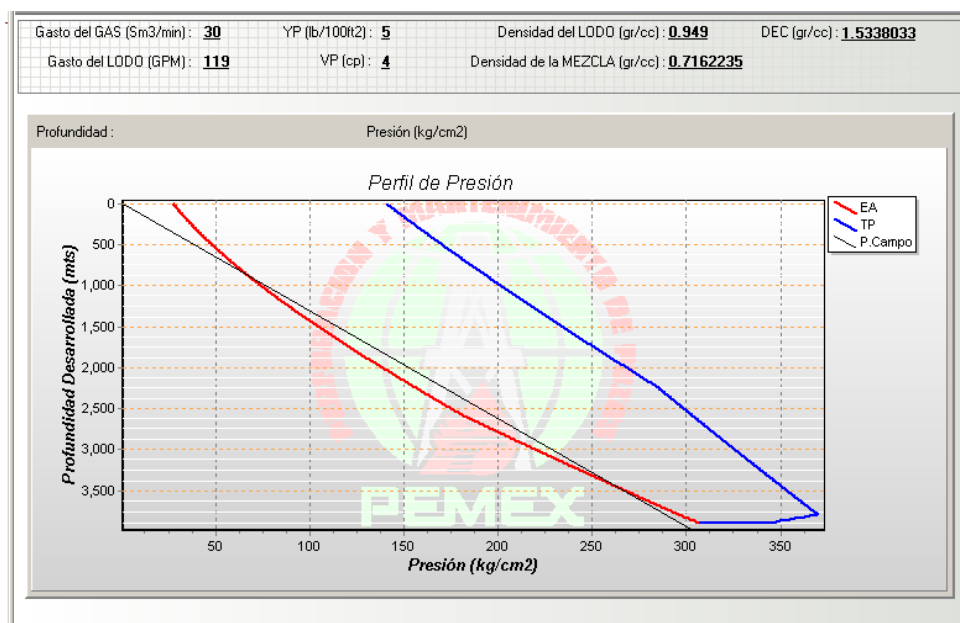


Figura 52 Perfil de presión del pozo Agave 301, gasto de gas 30 [m³/min].

La figura 53 muestra una variación del perfil de presión con un gasto de gas 40 [m³/min], en esta gráfica se aprecia un decremento aún mayor, teniendo condiciones de bajobalance de 20 [Kg/cm²].

Los efectos que se pueden apreciar al aumentar el gasto de gas manteniendo el gasto de líquido constante es un decremento en la presión de fondo y la densidad equivalente de circulación.

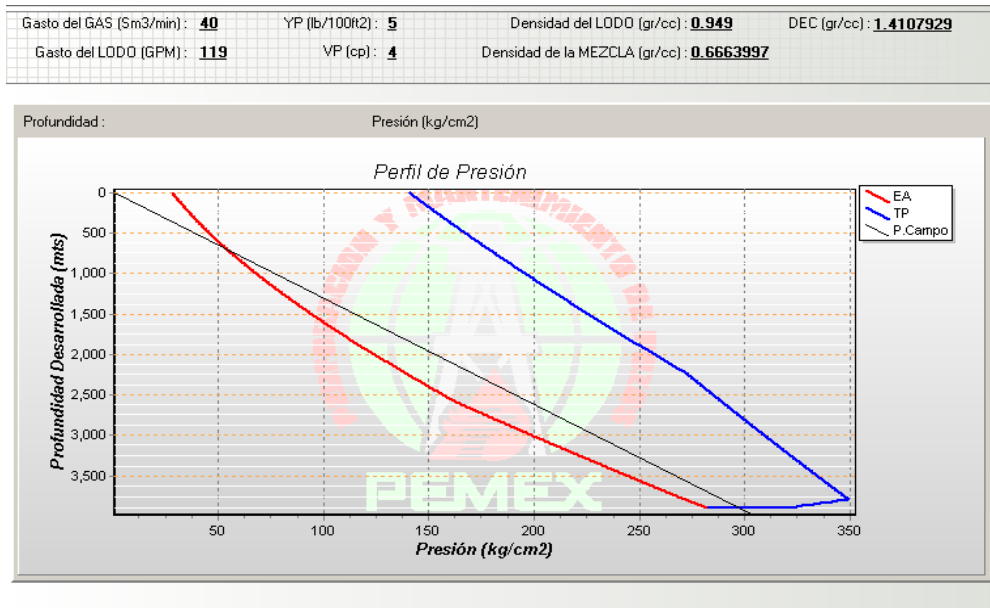


Figura 53 Perfil de presión del pozo Agave 301, gasto de gas 40 [m³/min].

La figura 54 presenta la gráfica del perfil de presión medido (comportamiento real de presión que presentó el pozo durante la perforación) y el calculado (con un modelo de flujo de dos fases reportado en la literatura [5]) del pozo Agave 301. Los resultados se reportan en [psi] y los resultados presentados en el presente trabajo en [Kg/cm²]. En el eje de las abscisas tenemos el perfil de presión [psi] y en las ordenadas la profundidad del pozo [m]. La línea delgada con puntos negros nos representa el perfil de presión real del pozo (medido) y la línea gruesa representa el perfil de presión calculado con el modelo de flujo de dos fases reportado en la literatura [5], los resultados obtenidos por ambos simuladores (el de la literatura y el presentado en esta tesis) tienen valores cercanos a los registrados durante la perforación del pozo Agave 301.

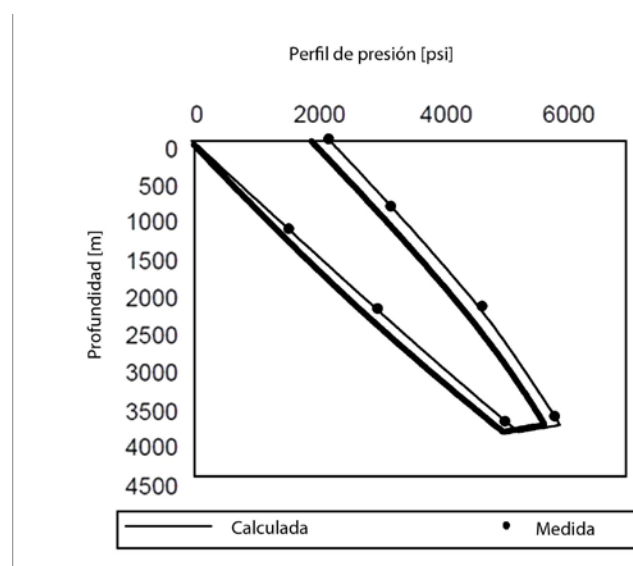


Figura 54 Perfil de presión del pozo Agave 301, gasto 10 [m³/min], caso de la literatura.

5.2.2 Patrones de flujo del pozo Agave 301.

Aplicando los modelos mecánicos para determinar los patrones de flujo a través de la tubería de perforación y el espacio anular se obtuvieron las velocidades superficiales del líquido y gas junto con su respectivo patrón de flujo.

La tabla 17 muestra la profundidad del pozo con los gastos y velocidades superficiales de líquido y gas, así como el patrón de flujo que se presenta dentro de la sarta de perforación.

Prof [m]	QLiq [GPM]	QGas [m ³ /min]	VelSupLiq [m/seg]	VelSupGas [m/seg]	Patron de flujo
0	119	0.0630	2.1917	0.3067	Burbuja
10	119	0.0620	2.1917	0.3019	Burbuja
100	119	0.0600	2.1917	0.2932	Burbuja
200	119	0.0570	2.1917	0.2794	Burbuja
300	119	0.0550	2.1917	0.2703	Burbuja
400	119	0.0530	2.1917	0.2610	Burbuja
500	119	0.0510	2.1917	0.2515	Burbuja
600	119	0.0490	2.1917	0.2420	Burbuja
700	119	0.0470	2.1917	0.2324	Burbuja
800	119	0.0460	2.1917	0.2276	Burbuja
900	119	0.0440	2.1917	0.2178	Burbuja
1000	119	0.0430	2.1917	0.2130	Burbuja
1100	119	0.0410	2.1917	0.2031	Burbuja
1200	119	0.0400	2.1917	0.1982	Burbuja
1300	119	0.0390	2.1917	0.1932	Burbuja
1400	119	0.0380	2.1917	0.1883	Burbuja
1500	119	0.0370	2.1917	0.1833	Burbuja
1600	119	0.0360	2.1917	0.1783	Burbuja
1700	119	0.0350	2.1917	0.1733	Burbuja
1800	119	0.0340	2.1917	0.1683	Burbuja
1900	119	0.0330	2.1917	0.1633	Burbuja
2000	119	0.0330	2.1917	0.1633	Burbuja
3000	119	0.0270	3.2020	0.2001	Burbuja
3794	119	0.0250	9.4833	0.5603	BuD y Bu
3800	119	0.0250	9.4833	0.5627	BuD y Bu
3900	119	0.0270	9.4833	0.6674	BuD y Bu
3985	119	0.0260	9.4833	0.6393	BuD y Bu
3985	119	0.0260	1.2094	0.0815	Burbuja

Tabla 16 Velocidades superficiales del líquido y gas dentro de la sarta de perforación del pozo Agave 301.

Se puede observar de la tabla 17 que en la mayor parte de tubería se presenta el flujo burbuja, esto de acuerdo con los valores superficiales del líquido que rondan 2 – 3 [m/seg] y velocidades de gas que rondan los 0.1 – 0.3 [m/seg], en la profundidad correspondiente de 3794 a 3985 [m] se presenta una transición de burbuja a burbuja dispersa con velocidades superficiales de líquido y gas de 9.4 [m/seg] y 0.5 – 0.6 [m/seg] respectivamente. De acuerdo a la gráfica de patrones de flujo, figura 45, dichas velocidades corresponden a los patrones de flujo predichos por el simulador.

La tabla 18 muestra la profundidad del pozo con los gastos y velocidades superficiales de líquido y gas, así como el patrón de flujo que se presenta en el espacio anular.

Prof [m]	QLiq [GPM]	QGas [m ³ /min]	VelSupLiq [m/seg]	VelSupGas [m/seg]	Patron de flujo
0	119	0.2720	0.4682	1.2587	Bache
10	119	0.2680	0.4682	1.2232	Bache
100	119	0.2290	0.4682	0.9319	Bache
200	119	0.1960	0.4682	0.7138	Bache
300	119	0.1710	0.4682	0.5654	Bache
400	119	0.1510	0.4682	0.4587	Bache
500	119	0.1340	0.4682	0.3778	Bache
600	119	0.1210	0.4682	0.3192	Bache
700	119	0.1100	0.4682	0.2735	Bache
800	119	0.1010	0.4682	0.2380	Bache
860	119	0.0960	0.4682	0.2197	Bache
870	119	0.0950	0.4682	0.2164	Burbuja
900	119	0.0930	0.4682	0.2088	Burbuja
1000	119	0.0860	0.4682	0.1849	Burbuja
1100	119	0.0800	0.4682	0.1652	Burbuja
1200	119	0.0750	0.4682	0.1493	Burbuja
1300	119	0.0710	0.4682	0.1367	Burbuja
1400	119	0.0670	0.4682	0.1251	Burbuja
1500	119	0.0630	0.4682	0.1143	Burbuja
1600	119	0.0600	0.4682	0.1060	Burbuja
1700	119	0.0570	0.4682	0.0982	Burbuja
1800	119	0.0540	0.4682	0.0909	Burbuja
1900	119	0.0520	0.4682	0.0857	Burbuja
2000	119	0.0500	0.4682	0.0807	Burbuja
3000	119	0.0350	1.4787	0.1509	Burbuja
3895	119	0.0270	1.7393	0.1225	Burbuja
3895	119	0.0270	5.9641	0.4199	BuD
3980	119	0.0260	5.9641	0.4022	BuD

Tabla 17 Velocidades superficiales del líquido y gas en el espacio anular del pozo Agave 301.

En la tabla 18 puede observarse que en el fondo del pozo a la profundidad de 3980 – 3895 [m] se presenta el flujo burbuja dispersa con una velocidad superficial del líquido de 5.9 [m/seg] y una velocidad superficial del gas de 0.4 [m/seg], en la profundidad equivalente a 3895 – 870 [m] tenemos flujo burbuja con velocidades superficiales de líquido y gas de 1.7 – 0.4 [m/seg] y 0.1 – 0.2 [m/seg] respectivamente, en la parte superior del pozo a una profundidad de 860 [m] hasta la superficie, se nos presenta flujo bache con una velocidad superficial del líquido de 0.46 [m/seg] y una velocidad superficial del gas de 0.2 y 1.2 [m/seg].

5. 2.3 Modelo mecánico (reportado en literatura) aplicado al pozo Agave 301.

Se tomó el mismo caso del pozo Agave 301 reportado en la literatura, gasto de lodo de 119 [GPM] y un gasto de gas de 10 [m³/min], los resultados se muestran en la figura 55. La figura muestra una comparación entre la presión medida (círculos negros) con las presiones del pozo pronosticadas (modelo de literatura) ^[5].

Los patrones de flujo predichos se muestran sistemáticamente en las líneas verticales que están a la derecha de la figura 55, dentro de la sarta de perforación solo se presenta el flujo burbuja dispersa, saliendo de la barrena entre los lastra barrena y el asentamiento de la tubería de revestimiento se presenta el flujo burbuja dispersa, el flujo burbuja ocurre aproximadamente en el 80% del espacio anular, el flujo transitorio se extiende desde los 730 [m] hasta la superficie y en la parte superficial del espacio anular ocurre flujo bache ^[5].

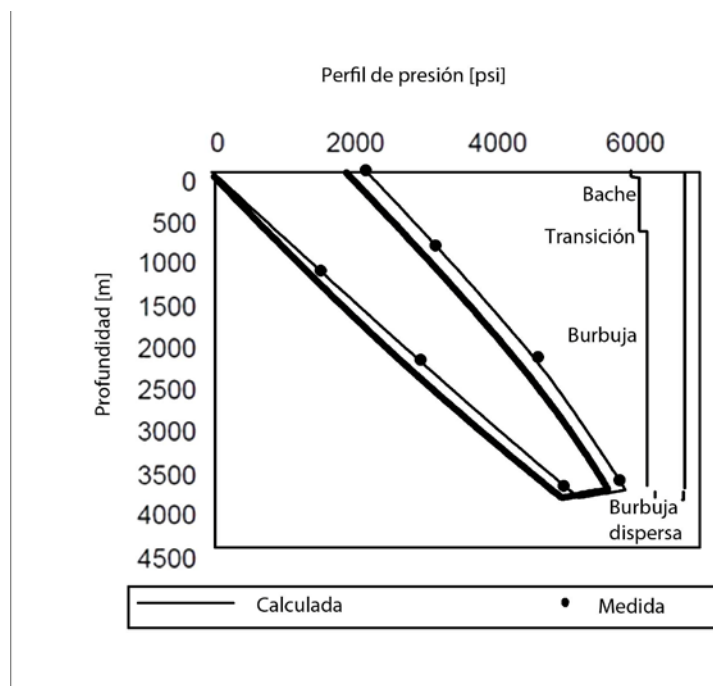


Figura 55 Patrones de flujo en el pozo Agave 301 (caso de literatura).

Analizando ambos resultados (modelo utilizado en este trabajo y modelo de la literatura) se puede observar una variación en el patrón de flujo; mientras que en el modelo de literatura se presentó en toda la sarta de perforación el flujo burbuja dispersa, figura 55, en el modelo propuesto en este trabajo se presentaron dos flujos: de la superficie a 3794 [m] flujo burbuja y de 3794 a 3985 [m] flujo burbuja dispersa. Por otro lado en el espacio anular en el modelo de la literatura se presentaron 4 patrones de flujo (Burbuja dispersa, burbuja, transitorio y bache) mientras que en el modelo aquí presentado solo se identificaron 3 tipos de flujo (Burbuja dispersa, burbuja y bache), cabe mencionar que en este último modelo no se empleo un modelo mecanístico para determinar el flujo transitorio.

Se presentaron las ventanas de presión de dos pozos mexicanos (Agave 301 y Samaria 5111) simulados con un programa computacional fortran 90 desarrollado con las ecuaciones de flujo de dos fases (fluido de control y gas nitrógeno) que nos ayuda a definir las mejores condiciones de operación bajo las cuales se debe perforar (bajobalance, cerca del balance o sobrebalance), evitando dañar la formación o fracturarla. El resultado de las propiedades de los fluidos, las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales están sometidos ambos fluidos son ocupados por los modelos mecanísticos que determinan los patrones de flujo que se presentan dentro de la sarta de perforación y espacio anular, esto con el objetivo de predecir los tipos de flujo que se tendrán durante la ultima etapa de perforación. Todos estos análisis se aplican antes de perforar el pozo, con la intención de tener diferentes escenarios que nos ayuden a elegir los mejores parámetros operativos para perforar el pozo.

Recomendaciones

Se recomienda utilizar valores actualizados de la presión del yacimiento, esto es para tomar la mejor decisión a la hora de determinar las condiciones a las cuales se va a perforar (bajobalance, cerca del balance o sobre balance).

Es necesario contar con toda la información requerida por el simulador (estado mecánico, configuración de la sarta de perforación, propiedades reológicas del fluido de control y propiedades del gas nitrógeno) para poder obtener los mejores resultados en la determinación de las caídas de presión a través de la sarta de perforación y espacio anular, así como la predicción de los patrones de flujo.

En la utilización del programa computacional fortran 90 es recomendable utilizar segmentos de celdas para el análisis de las caídas de presión con longitudes de 6 a 15 m para obtener mejores resultados.

Se recomienda considerar los patrones de flujo predichos por los modelos mecanísticos de flujo de dos fases, para determinar el modelo a emplear en el cálculo de las caídas de presión a través de la sarta de perforación y espacio anular.

Cuando se tienen volúmenes de nitrógeno de (80 - 110 /[m³/min]) la problemática que se presenta son las mediciones de las trayectorias y esto afecta a la perforación direccional.

Se recomienda que el equipo de perforación tenga elevador de sartas (top drive).

Conclusiones.

Con el paso del tiempo la presión de un yacimiento va declinando por lo que se requieren tecnologías de perforación no convencional, el método a utilizar incrementará los costos de perforación.

La perforación con inyección de gas nitrógeno a través de la sarta de perforación que aligera la columna hidrostática ayuda a disminuir las pérdidas de circulación y tener menor daño a la formación.

Al Ingeniero de diseño le permite evaluar, analizar y tomar la mejor decisión antes de perforar la última etapa. Determinar con cuanto sobre balance o cerca del balance se va a perforar, con el objetivo de minimizar los daños a la formación, además de determinar los patrones de flujo que se generan por las condiciones de operación.

Los patrones de flujo dependeran de los gastos de flujo, las propiedades del fluido y del tamaño de la tubería.

Los patrones de flujo influyen en el modelo a utilizar para calcular las caídas de presión dentro de la tubería de perforación y a través del espacio anular.

La limitante del uso del fluido de control con el gas nitrógeno a través de la sarta de perforación es perder la comunicación en la superficie por el uso de nitrógeno que interfiere con las señales de las herramientas MWD.

El desarrollo de un simulador de flujo de dos fases permite realizar modificaciones y aplicarlo a la tecnología que se requiera.

Apéndice

Apéndice A

Conversión de unidades

$$\left[\frac{lb}{in^2}\right] \rightarrow \left[\frac{lb}{in^2}\right] \left[\frac{0.45359 Kg}{1 lb}\right] \left[\frac{1 in}{0.0254 m}\right]^2 = 703.0659 \left[\frac{Kg}{m^2}\right] \dots\dots\dots (A1)$$

$$\left[\frac{Kg}{m^2}\right] \rightarrow 703.0659 \left[\frac{Kg}{m^2}\right] * 9.78 \left[\frac{m}{seg^2}\right] = 6897.0765 [Pa] \dots\dots\dots (A2)$$

$$[GPM] \rightarrow \left[\frac{Gal}{min}\right] \left[\frac{1 m^3}{264.2 Gal}\right] \left[\frac{1 min}{60 seg}\right] = 6.3084 \times 10^{-5} \left[\frac{m^3}{seg}\right] \dots\dots\dots (A3)$$

$$[cp] \rightarrow \left[\frac{1 poise}{100 cp}\right] \rightarrow \left[\frac{gr}{cm*seg}\right] \left[\frac{1 Kg}{1000 gr}\right] \left[\frac{100 cm}{1 m}\right] = \frac{1}{1000} \left[\frac{Kg}{m*seg}\right] \dots\dots\dots (A4)$$

Masa molar del nitrógeno = 28.013 [Kg_{mole}]

Constante universal de los gases = 8314.19 $\left[\frac{J}{Kg_{mole} K}\right]$

$$R = \frac{8314.19 \left[\frac{J}{Kg_{mole} K}\right]}{28.013 [Kg_{mole}]} = 296.52 \left[\frac{J}{Kg K}\right] \dots\dots\dots (A5)$$

Promedio de temperatura

$$T_{Promedio} = \frac{T_{siguiente} - T_{actual}}{P_{Tsiguiente} - P_{Tactual}} \dots\dots\dots (A6)$$

$$T = T_{anterior} + (P_{Tactual} - P_{Tanterior}) * T_{promedio} \dots\dots\dots (A7)$$

Presión ejercida en la celda

$$P_{celda} = \frac{P_{anterior} * A_{flujo anterior} + P_{total actual}}{A_{flujo actual}} \dots\dots\dots (A8)$$

$$P_{corregida} = \frac{P_{actual} - P_{anterior} + 0.5 * P_{total actual} * (A_{flujo anterior} - A_{flujo actual})}{A_{flujo actual}} \dots\dots (A9)$$

Área de toberas de la barrena

$$\text{Área}_{toberas} = \frac{\pi * (\text{diametro}_{tobera})^2}{4} \dots\dots\dots (A10)$$

$$\text{Área}_{total de toberas} = \text{Área}_{toberas} * \text{Número}_{toberas} \dots\dots\dots (A11)$$

Factores de conversión

Unidades básicas

Cantidad	Nombre	Símbolo
Longitud	metro	m
Masa	kilogramo	Kg
Tiempo	segundo	s
Temperatura	Kelvin	K

Unidades derivadas con nombres especiales

Cantidad	Nombre	Símbolo	Definición
Fuerza	newton	N	Kg*m/s ²
Energía	joule	J	Kg*m ² /s ² = N*m
Presión	pascal	Pa	Kg*m/s ² = N*m ²

Otras unidades derivadas

Cantidad	Unidad	Símbolo
Área	metro cuadrado	m ²
Volumen	metro cúbico	m ³
Densidad	Kilogramo por metro cúbico	Kg/m ³
Velocidad	metro por segundo	m/s
Aceleración	metro por segundo cuadrado	m/s ²

Tabla A 1

Pulgadas	Pies	Metros
1	0.0833333	0.0254000508
12	1	0.30480061
36	3	0.91440183
63360	5280	1609.347219
0.039370	0.00328083	0.001
39.370	3.2808333	1

Tabla A 2

Pulgadas Cuadradas	Pies Cuadrados	Centímetros Cuadrados	Metros Cuadrados
1	0.00694444	6.451625806	0.00064516258
144	1	929.0341161	0.09290341
1296	9	8361.307045	0.83613071
6272640	43560	40468726.10	4046.872610
4014489600	27878400		2589998.470
0.1549997	0.00107639	1	0.0001
1549.9969	10.7638673	10000	1
15499969	107638.673		10000

Tabla A 3

Pies Cúbicos	Metros Cúbicos	Galones Americanos
0.0005787037	0.00001638716	0.004329004
1	0.02831702	7.4805195
27	0.7645594	201.974026
0.03531541	0.001000027	0.2641776
35.3144548	1	264.1704674
0.1336806	0.003785434	1
0.1605426	0.004546086	1.2009417
5.6145833	0.1589882	42

Tabla A 4

Libras por pie cuadrado	Libras por pulgada cuadrada	Kilogramo por centímetro cuadrado	Kilogramo por metro cuadrado
1	0.006944444	0.0004882409	4.88240873
144	1	0.07030669	703.06690000
2048.169367	14.22339838	1	10000
0.2048169	0.00142234	0.0001	1
2000	13.8888389	0.9764817	9764.81746
2240	15.5555556	1.09365956	10936.59556
204816.9367	1422.339838	100	1000000

Tabla A 5

Apéndice B

Subrutinas del desarrollo de ecuaciones

Temperatura absoluta

subroutine TemperaturaAbsoluta(Temp,TempAbs)

implicit none

real,intent(out)::TempAbs

real,intent(in)::Temp

Tempabs=Temp+273

end subroutine TemperaturaAbsoluta

Presión absoluta

subroutine PresionAbsoluta(Pres,PresAtm,PresAbs)

implicit none

real,intent(in)::Pres

real,intent(in)::PresAtm

real,intent(out)::PresAbs

Presabs=Pres+Presatm

end subroutine PresionAbsoluta

Área de flujo

subroutine Area_Flujo(DiamAnulo,DiamTub,Areaflujo)

implicit none

real,intent(in)::DiamAnulo

```

real,intent(in)::DiamTub
real,intent(out)::AreaFlujo
if(DiamAnulo==0.0) then
    Areaflujo=3.1416*DiamTub**2/4
else
    Areaflujo=3.1416*(Diamanulo**2-Diamtub**2) /4
end if
end subroutine Area_Flujo

```

```

*****

```

Densidad del gas

```

*****

```

```

subroutine densidadGas(FacComp,PresAbs,ConsUnivGas,TempAbs,DenGas)
implicit none
real,intent(in)::FacComp
real,intent(in)::ConsUnivGas
real,intent(in)::PresAbs
real,intent(in)::TempAbs
real,intent(out)::DenGas

    DenGas=FacComp*PresAbs/(ConsUnivGas*TempAbs)
end subroutine densidadGas

```

```

*****

```

Gasto de gas de salida corregido por continuidad de estado estacionario

```

*****

```

```

subroutine GasGasSal(DenGasEnt,GasGasEnt,DenGasSal,GasGasSalida)
implicit none
real,intent(in)::DenGasEnt
real,intent(in)::DenGasSalida
real,intent(in)::GasGasEnt

```

real,intent(out)::GasGasSal

GasGasSalida=DenGasEnt*GasGasEnt/DenGasSal

end subroutine GasGasSalida

Velocidad promedio de la mezcla por unidad de área

subroutine VelProm(GastoLiq,AreaFlujo,Velocidad)

implicit none

real,intent(in)::GastoLiq

real,intent(in)::AreaFlujo

real,intent(out)::Velocidad

Velocidad=GastoLiq/AreaFlujo

end subroutine VelProm

Calidad de la espuma

subroutine CalidadEspuma(CalidadEnt,PresAbsSal,PresAbsEnt,CalidadSal)

implicit none

real,intent(in)::CalidadEnt

real,intent(in)::PresAbsSal

real,intent(in)::PresAbsEnt

real,intent(out)::CalidadSal

CalidadSal=CalidadEnt/(CalidadEnt+(1.0-CalidadEnt)*,
&(PresAbsSal/PresAbsEnt))

end subroutine CalidadEspuma

Viscosidad de la espuma según Mitchell

subroutine ViscosidadEspuma(VisLiq,CalEspuma,VisEspuma)

implicit none

real,intent(in)::VisLiq

real,intent(in)::CalEspuma

real,intent(out)::VisEspuma

if(CalEspuma <= 0.54) then

 VisEspuma=VisLiq*(1.0+3.6*CalEspuma)

else

 VisEspuma=VisLiq/(1.0-CalEspuma**0.49)

End if

end subroutine ViscosidadEspuma

Densidad de la mezcla en función de la fracción del gas

subroutine DenEspumaGen(FracGas,DenLiq,DenGas,DenEsp)

implicit none

real,intent(in)::FracGas

real,intent(in)::DenLiq

real,intent(in)::DenGas

real,intent(out)::DenEsp

 DenEsp=(1.0-FracGas)*DenLiq+FracGas*DenGas

end subroutine DenEspumaGen

Viscosidad de la mezcla en función de la fracción del gas

subroutine VisEsp(FracGas,VisLiq,VisGas,VisEspuma)

implicit none

real,intent(in)::FracGas

real,intent(in)::VisLiq

real,intent(in)::VisGas

real,intent(out)::VisEspuma

$$\text{VisEspuma}=(1.0-\text{FracGas})*\text{VisLiq}+\text{FracGas}*\text{VisGas}$$

end subroutine VisEsp

Velocidad de la mezcla

subroutine VelocidadEspuma(GastoGas,GastoLiq,AreaFlujo,VelEsp)

implicit none

real,intent(in)::GastoLiq

real,intent(in)::GastoGas

real,intent(in)::AreaFlujo

real,intent(out)::VelEsp

$$\text{VelEsp}=(\text{GastoGas}+\text{GastoLiq})/\text{AreaFlujo}$$

end subroutine VelocidadEspuma

Fracción volumétrica por Darcy (Factor de fricción)

subroutine FacFricDarcy(Rugosidad,Diametro,NumRey,FacFricDar)

implicit none

real::RugRel

real,intent(in)::Rugosidad

real,intent(in)::Diametro

real,intent(in)::NumRey

real,intent(out)::FacFricDar

RugRel=Rugosidad/Diametro

FacFricDar=RugRel/3.7+5.74/(NumRey**0.9)

FacFricDar=Log(FacFricDar)-(2500/NumRey)**6

FacFricDar=9.5/(FacFricDar**16)

FacFricDar=((64/NumRey)**8+FacFricDar)**0.125

end subroutine FacFricDarcy

Fracción volumétrica del gas

subroutine FraccionVolumetrica(GastoLiq,GastoGas,FracGas)

implicit none

real,intent(in)::GastoLiq

real,intent(in)::GastoGas

real,intent(out)::FracGas

FracGas=GastoGas/(GastoLiq+GastoGas)

end subroutine FraccionVolumetrica

Gasto corregido por presión

subroutine GastoCorreg(PresAbsEnt,PresAbsSal,GastoPresEnt,GastoPresSal)

implicit none

real,intent(in)::PresAbsEnt

real,intent(in)::PresAbsSal

real,intent(in)::GastoPresEnt

real,intent(out)::GastoPresSal

GastoPresSal=(PresAbsEnt/PresAbsSal)*GastoPresEnt

end subroutine GastoCorreg

Número de Reynolds

```
subroutine NumeroReynolds(Densidad, Velocidad, DiamAnulo, DiamTub, &
                        &Viscosidad, NumRey)
```

```
implicit none
```

```
real, intent(in)::Densidad
```

```
real, intent(in)::Velocidad
```

```
real, intent(in)::DiamAnulo
```

```
real, intent(in)::DiamTub
```

```
real, intent(in)::Viscosidad
```

```
real, intent(out)::NumRey
```

```
if (DiamAnulo==0) then
```

```
    NumRey=Densidad*Velocidad*DiamTub/Viscosidad
```

```
else
```

```
    NumRey=Densidad*Velocidad*(DiamAnulo-DiamTub)/Viscosidad
```

```
end if
```

```
end subroutine NumeroReynolds
```

Perímetro de flujo por sección

```
subroutine PerimetroFlujo(DiamAnulo, DiamTub, Perimetro)
```

```
implicit none
```

```
real, intent(in)::DiamAnulo
```

```
real, intent(in)::DiamTub
```

```
real, intent(out)::Perimetro
```

```

if(DiamAnulo==0.0) then
    Perimetro=3.1416*DiamTub
else
    Perimetro=3.1416*(DiamAnulo+DiamTub)
end if
end subroutine PerimetroFlujo

```

```

*****

```

Viscosidad del líquido

```

*****

```

```

subroutine ViscosidadLiquido(DiamAnulo,DiamTub,VelMezcla,PunCedYP,&
    &VisPlaVP,VisLiqPB)

```

```

implicit none

```

```

real,intent(in)::DiamAnulo

```

```

real,intent(in)::DiamTub

```

```

real,intent(in)::VelMezcla

```

```

real,intent(in)::PunCedYP

```

```

real,intent(in)::VisPlaVP

```

```

real,intent(out)::VisLiqPB

```

```

if (DiamAnulo==0.0) then

```

```

    VisLiqPB=6.65*PunCedYP*(DiamTub/0.0254)/(VelMezcla*3.28)+VisPlaVP

```

```

    VisLiqPB=VisLiqPB/1000.0

```

```

else

```

```

    VisLiqPB=6.65*PunCedYP*((DiamAnulo-DiamTub)/0.0254)/(VelMezcla*3.28)&

```

```

    &+VisPlaVP

```

```

    VisLiqPB=VisLiqPB/1000.0

```

end if

end subroutine ViscosidadLiquido

Caída de la presión debida a la aceleración

Subroutine PresAcelGen(DenSal, VelSal, AreaSal, DenEnt, VelEnt, AreaEnt, &
&PresAcel)

implicit none

real,intent(in)::DenSal

real,intent(in)::VelSal

real,intent(in)::AreaSal

real,intent(in)::DenEnt

real,intent(in)::VelEnt

real,intent(in)::AreaEnt

real,intent(out)::PresAcel

$PresAcel = DenSal * (VelSal^{**2}) * AreaSal - DenEnt * (VelEnt^{**2}) * AreaEnt$

end subroutine PresAcelGen

Caída de presión debida a la fricción

subroutine PresFricGen(FacFric, DenEspuma, VelEspuma, PerFlujo, PresFric)

implicit none

real,intent(in)::FacFric

real,intent(in)::DenEspuma

real,intent(in)::VelEspuma

real,intent(in)::PerFlujo

real,intent(out)::PresFric

PresFric=FacFric*DenEspuma*VelEspuma**2*PerFlujo/8.00

end subroutine PresFricGen

Caída de presión debida a la densidad

subroutine PresGravGen(DenEspuma,Grav,AreaFlujo,PresGrav)

implicit none

real,intent(in)::DenEspuma

real,intent(in)::Grav

real,intent(in)::AreaFlujo

real,intent(out)::PresGrav

PresGrav=DenEspuma*Grav*AreaFlujo

end subroutine PresGravGen

Caída de presión en la barrena

subroutine PresBarrenaGen(Gasto,Densidad,AreaToberas,PresBarrena)

implicit none

real::Gasto1,Densidad1,AreaToberas1

real,intent(in)::Gasto

real,intent(in)::Densidad

real,intent(in)::AreaToberas

real,intent(out)::PresBarrena

Gasto1=Gasto*264.20*60

Densidad1=Densidad/1000

AreaToberas1=AreaToberas*1550.00

PresBarrena=Densidad1*Gasto1**2/(1303*AreaToberas1**2)

PresBarrena=PresBarrena/14.22

PresBarrena=PresBarrena*10000*9.81

end subroutine PresBarrenaGen

Caída de presión total

Subroutine PresTotalGen(PresBarrena,PresGrav,PresFric,PresAcces,&
&PresAcel,PresTotal)

real,intent(in)::PresBarrena

real,intent(in)::PresGrav

real,intent(in)::PresFric

real,intent(in)::PresAcel

real,intent(in)::PresAcces

real,intent(out)::PresTotal

PresTotal=PresBarrena+PresGrav+PresFric+PresAcel+PresAcces

end subroutine PresTotalGen

Apéndice C

Gráficas del pozo Samaria 5111-H.

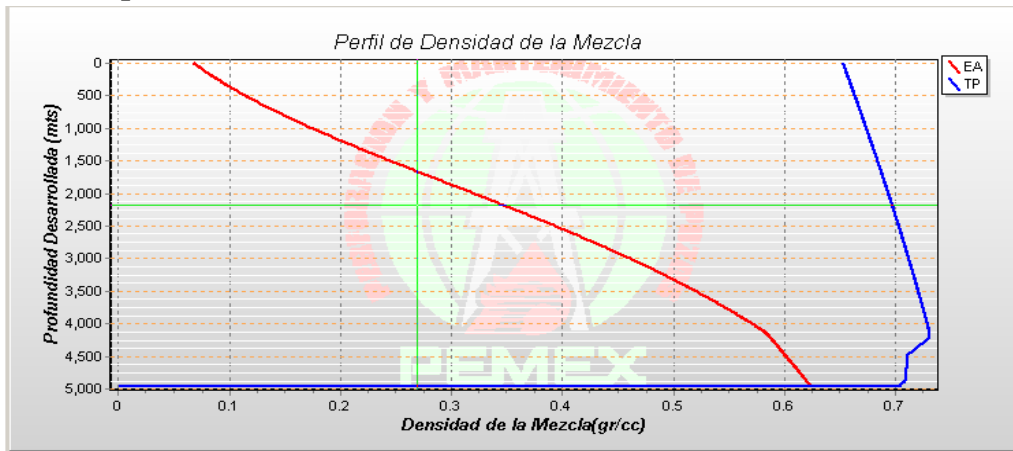


Tabla C 1 Densidad de la mezcla Samaria 5111-H.

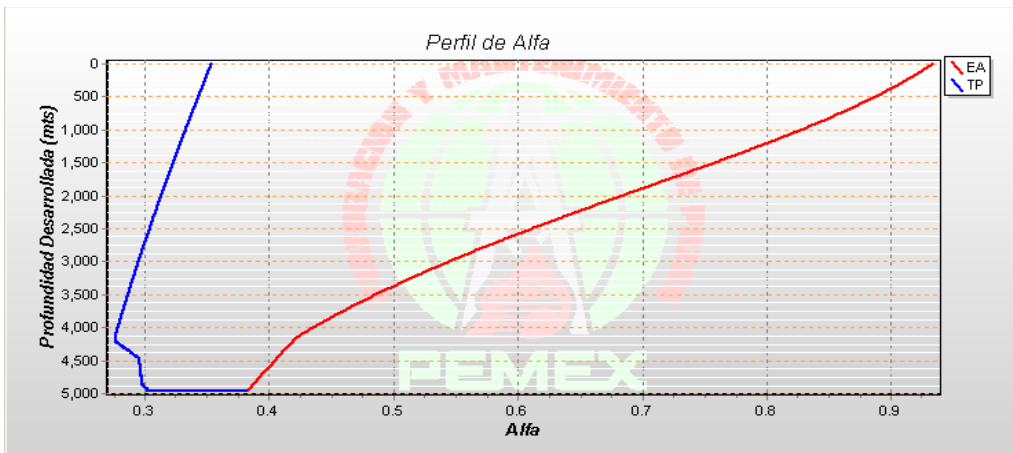


Tabla C 2 Fracción del gas Samaria 5111-H.

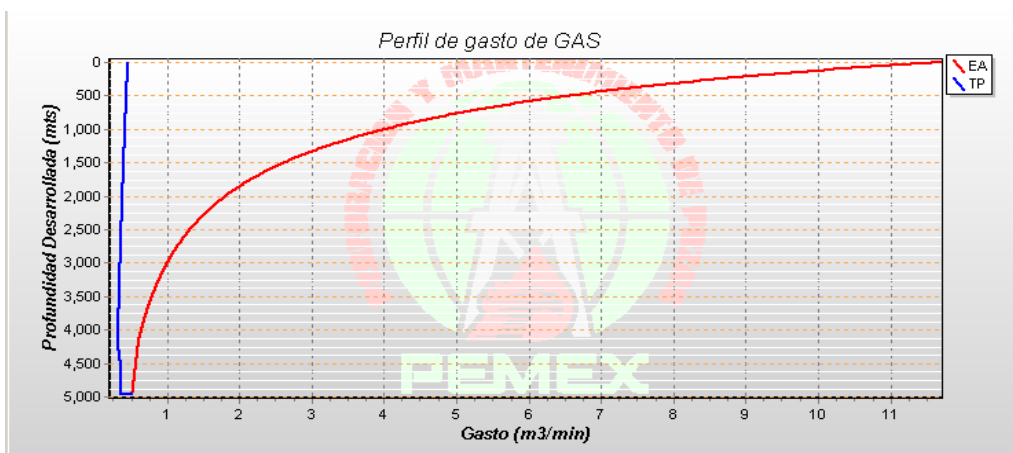


Tabla C 3 Gasto del Gas Samaria 5111-H.

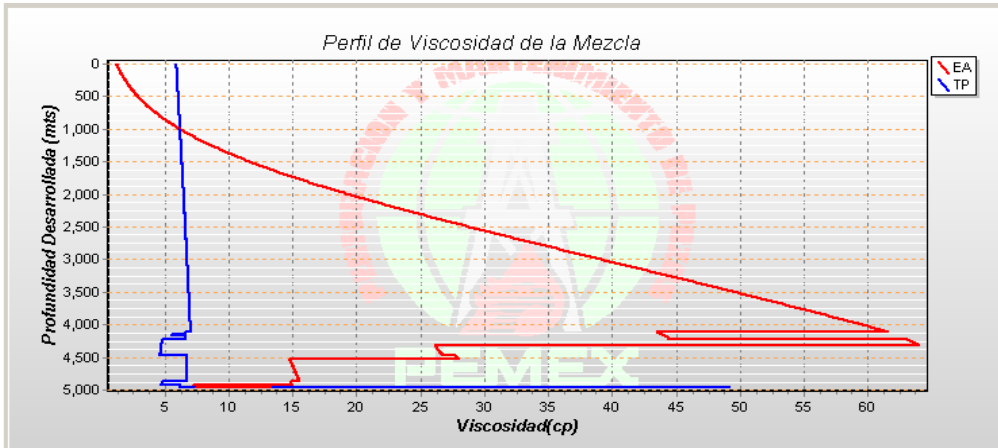


Tabla C 4 Viscosidad de la mezcla Samaria 5111-H.

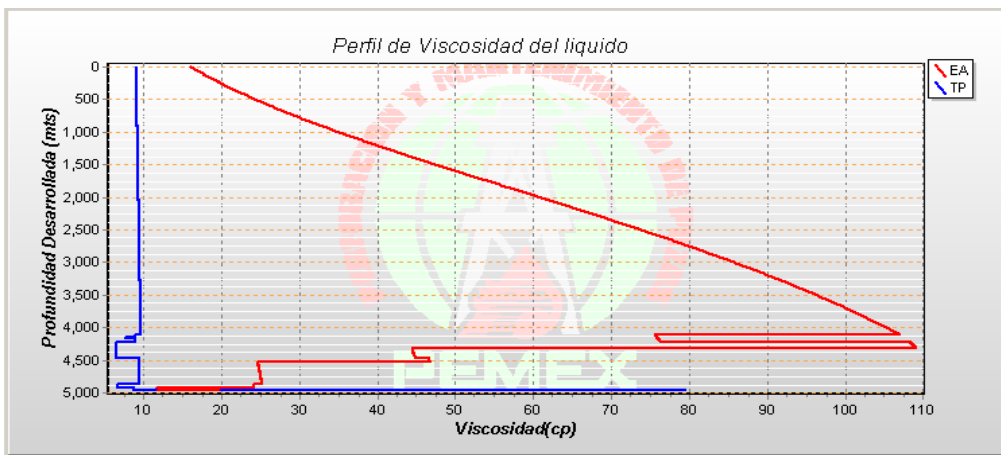


Tabla C 5 Viscosidad del Líquido Samaria 5111-H.

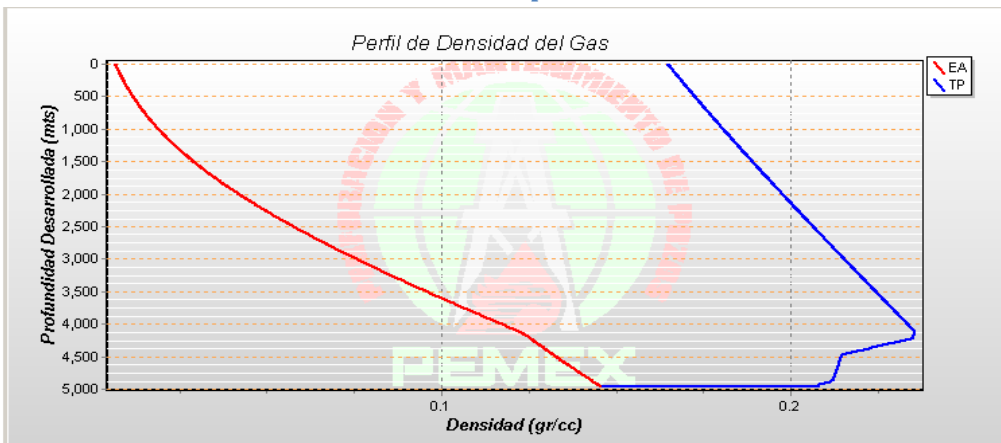


Tabla C 6 Densidad de Gas Samaria 5111-H.

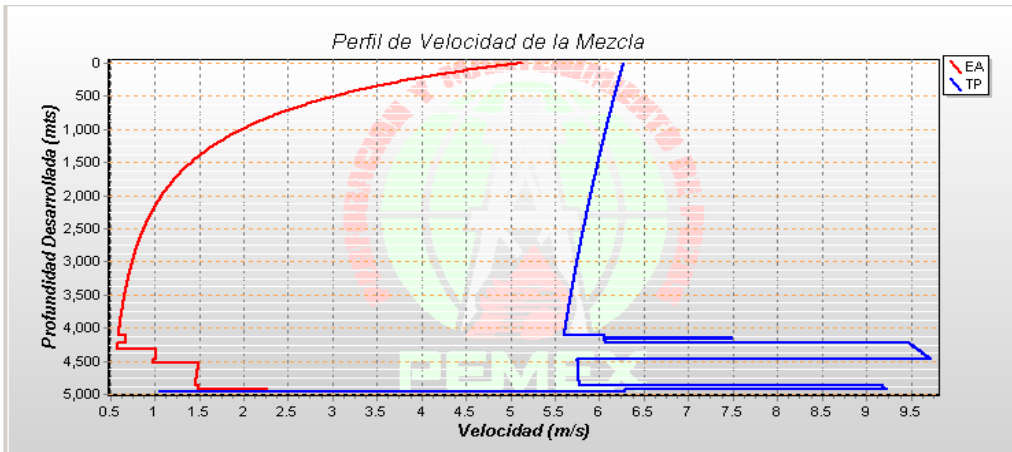


Tabla C 7 Velocidad de la mezcla Samaria 5111-H.

Gráficas del pozo Agave 301.

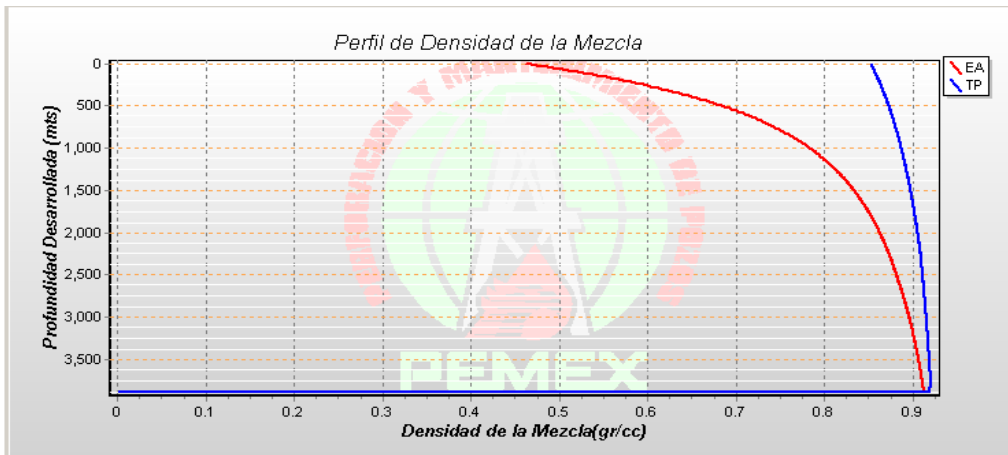


Tabla C 8 Densidad de la mezcla Agave 301.

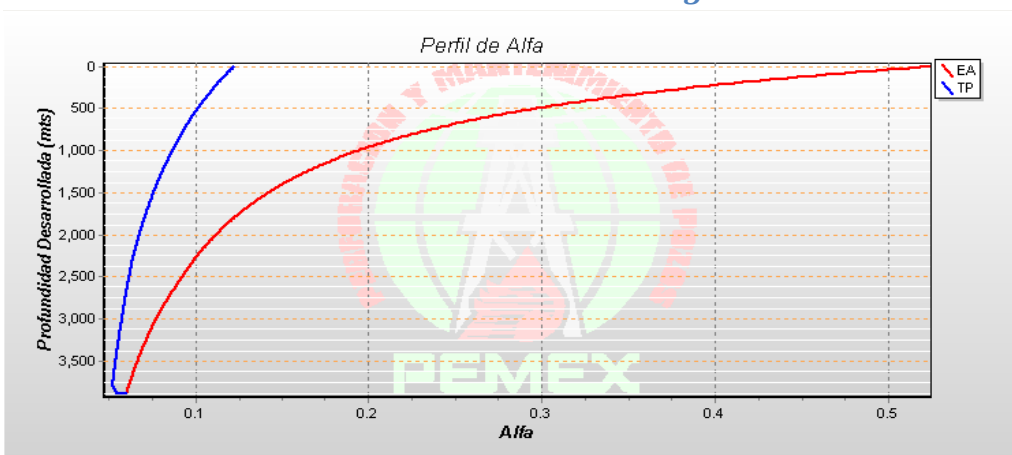


Tabla C 9 Fracción del gas Agave 301.

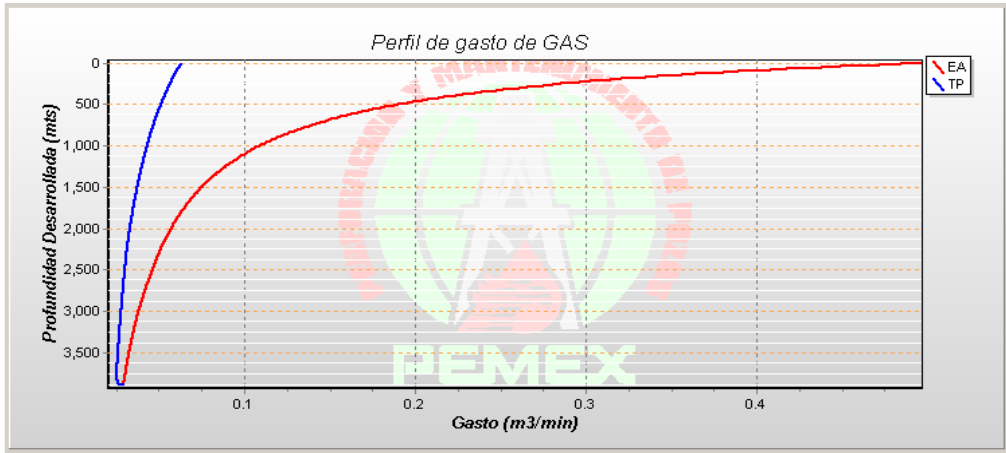


Tabla C 10 Gasto de Gas Agave 301.

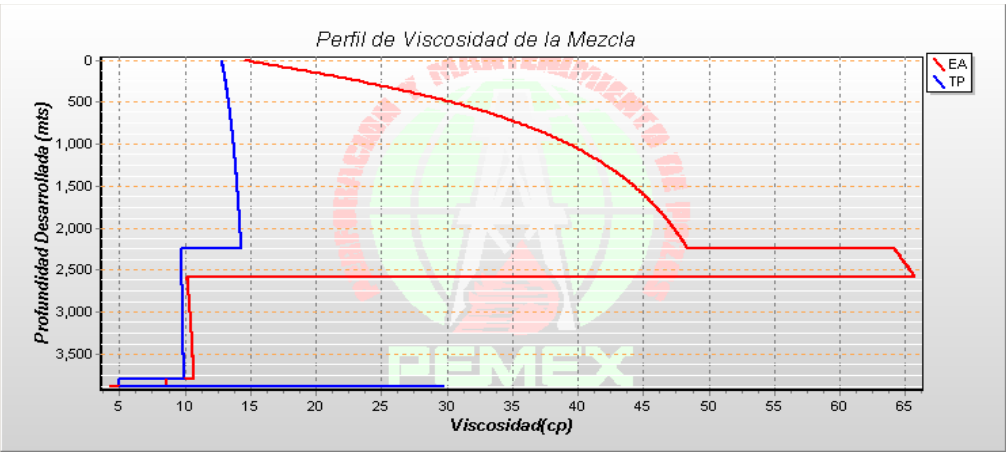


Tabla C 11 Viscosidad de la mezcla Agave 301.

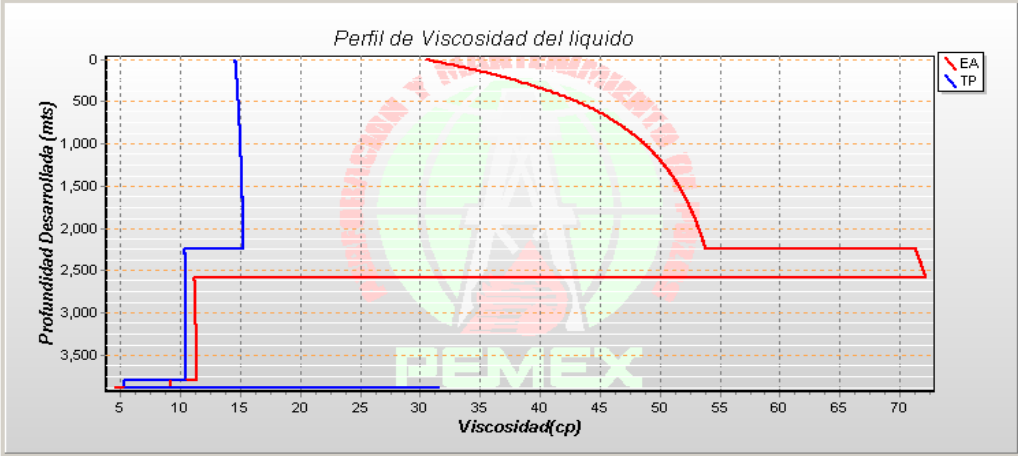


Tabla C 12 Viscosidad del líquido Agave 301.

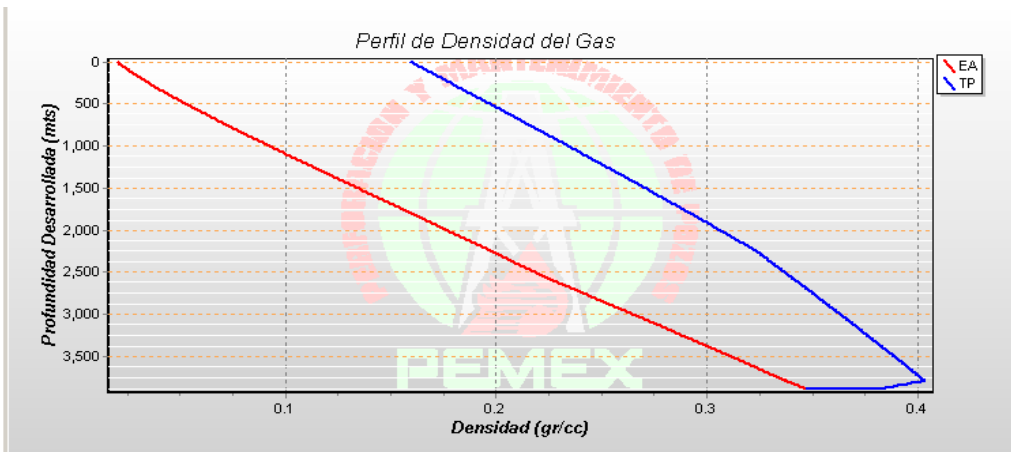


Tabla C 13 Densidad del Gas Agave 301.

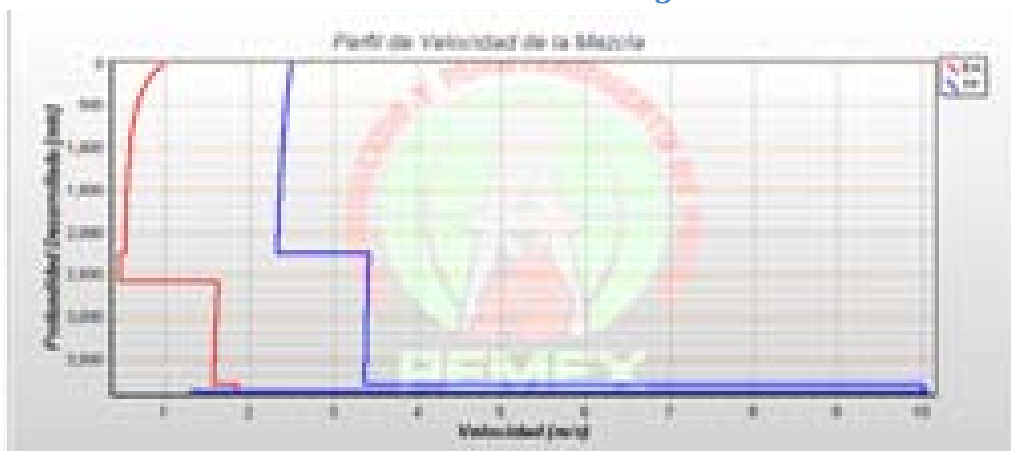


Tabla C 14 Velocidad de la mezcla Agave 301.

Contenido de figuras.

Figura 1 Presión contra el tiempo del campo samaria-Luna.	2
Figura 2 Ventana operativa de perforación pozo Samaria 6092-H.....	3
Figura 3 Presión de poro del pozo Samaria 6092-H.	3
Figura 4 Ventana operativa de densidades equivalentes mínima y máxima en condición de sobre balance.....	4
Figura 5 Registro geofísico rayos gama, transición de Concepción Inferior al Cretácico Superior.....	5
Figura 6 Afloramiento de la formación representativa del cretácico.	5
Figura 7 Fluido de control y burbujas de gas nitrógeno.....	7
Figura 8 Foto muestra de recortes del pozo Samaria 6092-H, profundidad desarrollada 4595 [m], antes de entrar al yacimiento.	8
Figura 9 Foto muestra de recortes del pozo Samaria 6092-H después de la perforación no convencional.....	8
Figura 10 Recortes de formación del Cretácico.	9
Figura 11 Mezcla de fluido de perforación, gas nitrógeno e hidrocarburos resultado del aporte de la formación.	9
Figura 12 Medición de presión en el laboratorio.....	11
Figura 13 Ventana operativa nitrógeno.	12
Figura 14 Nitrógeno a condiciones atmosféricas.....	14
Figura 15 Configuración de la tubería concéntrica.	15
Figura 16 Inyección de fluido de control y N2 por la tubería de perforación.....	16
Figura 17 Inyección del fluido de control y gas nitrógeno a través de la tubería de perforación.	17
Figura 18 Diagrama del programa en lenguaje fortran 90.....	26
Figura 19 Pozo discretizado para su análisis por separado.	27
Figura 20 Procedimiento de secuencia de cálculos.	28
Figura 21 Estado mecánico y sarta de perforación.	33
Figura 22 Diagrama de flujo.	38
Figura 23 Diagrama de flujo del análisis dentro de la tubería de perforación...	39
Figura 24 Diagrama de flujo del análisis en el espacio anular.....	40
Figura 25 Geometría del pozo Samaria 5111-H.....	42
Figura 26 Estado mecánico del pozo Samaria 5111-H.	43
Figura 27 Configuración de la sarta de perforación del pozo Samaria 5111-H.44	
Figura 28 Configuración de la barrena del pozo Samaria 5111-H.....	44
Figura 29 Temperatura del pozo Samaria 5111-H.	45
Figura 30 Desviación del pozo Samaria 5111-H.	45
Figura 31 Perfil de presión del pozo Samaria 5111-H.....	46
Figura 32 Propiedades del fluido de control y gas nitrógeno del pozo Samaria 5111-H.....	47
Figura 33 Grafica del perfil de presión del pozo Samaria 5111-H.....	48
Figura 34 Geometría del pozo Agave 301.....	49

Figura 35 Estado mecánico del pozo Agave 301.	50
Figura 36 Configuración de la sarta de perforación del pozo Agave 301.	50
Figura 37 Configuración de la barrena del pozo Agave 301.....	51
Figura 38 Gradiente de temperatura del pozo Agave 301.....	51
Figura 39 Perfil de presión del pozo Agave 301.....	52
Figura 40 Propiedades del fluido de control y gas nitrógeno del pozo Agave 301	52
Figura 41 Gráfica del perfil de presión del pozo Agave 301.....	53
Figura 42 Representación de la perforación con fluido de control y gas nitrógeno.	55
Figura 43 Patrones de flujo formadas en una tubería vertical.	56
Figura 44 Patrones de flujo en una tubería vertical.	57
Figura 45 Patrones de flujo de acuerdo a las velocidades superficiales de líquido y gas.	60
Figura 46 Patrones de flujo con respecto a las velocidades superficiales del gas y líquido.	61
Figura 47 Diagrama de flujo de los patrones de flujo.	63
Figura 48 Perfil de presión del pozo Samaria 5111H gasto de gas 75 [m3/min].	66
Figura 49 Perfil de presión del pozo Samaria 5111H gasto de gas 60 [m3/min].	66
Figura 50 Perfil de presión del pozo Samaria 5111-H gasto de gas 40 [m3/min].	67
Figura 51 Perfil de presión del pozo Agave 301, gasto de gas 10 [m3/min].....	71
Figura 52 Perfil de presión del pozo Agave 301, gasto de gas 30 [m3/min].....	71
Figura 53 Perfil de presión del pozo Agave 301, gasto de gas 40 [m3/min].....	72
Figura 54 Perfil de presión del pozo Agave 301, gasto 10 [m3/min], caso de la literatura.	72
Figura 55 Patrones de flujo en el pozo Agave 301 (caso de literatura).	75

Contenido de tablas.

Tabla 1 Característica de los recortes de la dolomía antes de entrar al yacimiento y al final de la perforación.....	6
Tabla 2 Datos de entrada requeridos por el simulador del estado mecánico... 29	29
Tabla 3 Datos de entrada requeridos por el simulador de cada herramienta que conforman la sarta de perforación.....	29
Tabla 4 Datos de entrada requeridos por el simulador de la barrena.....	30
Tabla 5 Datos de entrada requeridos por el simulador de las propiedades del fluido de control y gas nitrógeno, además de otros datos requeridos por el simulador.....	31
Tabla 6 Cambio a unidades consistentes.....	32
Tabla 7 Propiedades a condiciones de inyección del fluido de control, gas nitrógeno y la mezcla.....	34
Tabla 8 Resultados del modelo de flujo de dos fases programado en Fortran 90.	41
Tabla 9 Datos del pozo Samaria 5111-H.....	43
Tabla 10 Datos del pozo Agave 301.	49
Tabla 11 Condiciones de perforación.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 12 Datos requeridos para el cálculo de los patrones de flujo.	62
Tabla 13 Propiedades a condiciones de inyección del pozo Samaria 5111-H. 64	64
Tabla 14 Velocidades superficiales del líquido y gas dentro de la sarta de perforación del pozo Samaria 5111-H.....	68
Tabla 15 Velocidades superficiales de líquido y gas en el espacio anular del pozo Samaria 5111H.....	69
Tabla 16 Propiedades a condiciones de inyección del pozo Agave 301.	70
Tabla 17 Velocidades superficiales del líquido y gas dentro de la sarta de perforación del pozo Agave 301.....	73
Tabla 18 Velocidades superficiales del líquido y gas en el espacio anular del pozo Agave 301.	74

Nomenclatura

α_{anu} = Fracción del gas flujo anular (—).

A_e .- Área de flujo a la entrada, m^2 .

A_s .- Área de flujo a la salida, m^2 .

C_{me} = Calidad de la mezcla a la entrada.

C_{ms} = Calidad de la mezcla a la salida.

NR_e = Número de Reynolds.

P_{abs} = Presión absoluta, Pa .

P_{atm} = Presión atmosférica, Pa .

P_{ba} = Caída de presión en la barrena, Pa .

P_{den} = Caída de presión debida a la densidad, $Pa * m$.

P_e = Presión absoluta a la entrada, Pa .

P_f = Perímetro de flujo, m .

P_{fricc} = Caída de presión debida a la fricción, $Pa * m$.

P_s = Presión absoluta a la salida, Pa .

P_{accel} .- Caída de presión por aceleración, $Pa * m^2$.

Q_g = Gasto del gas, $\frac{m^3}{seg}$.

Q_{ge} = Gasto de gas en la entrada, $\frac{m^3}{min}$.

Q_{gs} = Gasto de gas a la salida, $\frac{m^3}{seg}$.

Q_l = Gasto del fluido de control, $\frac{m^3}{seg}$.

Q_m = Gasto de la mezcla, $\frac{m^3}{seg}$.

Q_{pe} = Gasto por presión a la salida, $\frac{m^3}{seg}$.

Q_{ps} = Gasto por presión a la entrada, $\frac{m^3}{seg}$.

T_{abs} = Temperatura absoluta, K .

U_{GBa} = Velocidad superficial del gas flujo bache $\frac{m}{seg}$.

U_{SG} = Velocidad superficial del gas, $\frac{m}{seg}$.

U_{SL} = Velocidad superficial del líquido, $\frac{m}{seg}$.

U_m = Velocidad de la mezcla $\frac{m}{seg}$.

U_{mBa} = Velocidad de la mezcla flujo bache $\frac{m}{seg}$.

V_e .- Velocidad de la mezcla a la entrada, $\frac{m}{seg}$.

V_m = Velocidad de la mezcla, $\frac{m}{seg}$.

V_s .- Velocidad de la mezcla a la salida, $\frac{m}{seg}$.

d_{Tub} = Diámetro de la tubería, m .

f_{fd} .- Factor de fricción de Darcy (-).

f_g = Fracción del gas.

ε_r = Rugosidad relativa.

μ_{cin} = Viscosidad cinemática del líquido $\frac{m^2}{seg}$.

μ_g = Viscosidad del gas (nitrógeno), $\frac{Kg}{m*seg}$.

μ_l = Viscosidad del fluido de control, $\frac{Kg}{m*seg}$.

μ_l = Viscosidad del fluido de control, $\frac{Kg}{m*seg}$.

μ_m = Viscosidad de la mezcla, $\frac{Kg}{m*seg}$.

ρ_e .- Densidad de la mezcla a la entrada, $\frac{Kg}{m^3}$.

ρ_g = Densidad del a la salida (nitrógeno), $\frac{Kg}{m^3}$.

ρ_g = Densidad del gas (nitrógeno), $\frac{Kg}{m^3}$.

ρ_{ge} = Densidad del gas a la entrada, $\frac{Kg}{m^3}$.

-
- ρ_{gs} = Densidad del gas a la salida, $\frac{Kg}{m^3}$.
- ρ_l = Densidad del fluido de control, $\frac{Kg}{m^3}$.
- ρ_m = Densidad de la mezcla, $\frac{Kg}{m^3}$.
- $\rho_{s\cdot}$ = Densidad de la mezcla a la salida, $\frac{Kg}{m^3}$.
- ΔP = Caída de presión en el espacio anular, $\frac{lb}{pulgada^2}$.
- α = Fracción del gas (-).
- Z = Factor de compresibilidad.
- A_f = Área de flujo, m^2 .
- D = Diámetro mayor, m .
- ECD = Densidad equivalente de circulación, $\frac{lb}{gal}$.
- ESD = Densidad equivalente estática (densidad del lodo), $\frac{lb}{gal}$.
- P = Presión absoluta, Pa.
- P = Presión, Pa.
- R = Constante universal de los gases $296.52 \left(\frac{J}{Kg \cdot K} \right)$.
- T = Temperatura absoluta, K.
- T = Temperatura, °C.
- TVD = Profundidad vertical verdadera, ft .
- VP = Viscosidad plástica, cp .
- YP = Punto de cedencia, $\frac{lb}{100 ft^2}$.
- d = Diámetro menor, m .
- g = Constante gravitacional, $9.81 \left(\frac{m}{seg^2} \right)$.
- ε = Rugosidad de la tubería, m .
- σ = Tensión superficial $\frac{N}{m}$.

Bibliografía

- [1] A. Urbietta, C. Lupo, J. M. Castellanos, O. Ramirez, G. Puerto and J. Bedoya, *First Application in Mexico and New World Depth Record for MPD Concentric Nitrogen Injection to Drill Horizontal Wells in Low Pressure*, Amsterdam: SPE, 2009.
- [2] C. Perez Telles, A. Urbietta, C. Lupo, J. M. Castellanos, O. Ramirez, G. Puerto, J. Bedoya, O. Gabaldon, J. Beltran and G. Castiblanco, *MPD Concentric Nitrogen Injection Used to Drill a Successful Horizontal Well in Fractured and Depleted Mature Reservoirs in Mexico South Region*, Cartagena: SPE, 2009.
- [3] N. F. M. Hernandez, *Estimación y análisis del volumen requerido de aire o gas ógeno en perforación convencional y no convencional*, México, 2011.
- [4] A. H. Mehdi Zaferanieh and A. Malekzadeh, *Optimum Technique Selection for Underbalanced Drilling in Iranian Oil Fields-A Review of Three Major Oil Fields*, Galveston, Texas: SPE, 2007.
- [5] C. Pérez Telles, J. R. Smith and Edwards J. K., *A New Comprehensive, Mechanistic Model for Underbalanced Drilling Improves Wellbore Pressure Predictions*, Tabasco, Villahermosa: SPE, 2002.
- [6] C. Pérez Tellez, J. R. Smith and J. K. Edwards, *Improved Bottomhole Pressure Control for Underbalanced Drilling Operations*, Dallas, Texas: SPE, 2004.
- [7] J. P. White, *Experimental Analysis of Vertical Two-Phase Flow Using a Drilling Mud/Natural Gas Medium*, Louisiana, Texas: SPE, 1983.
- [8] Johan Esteban Delgado Pozo, Daniel Jaramillo Rodas, *Registro y monitoreo de dirección e inclinación durante la perforación (MWD)*, Colombia, 2009.
- [9] Corrado Lupo, Leiro Medina, Hermogenes Dumo, Fernando Gallo, Jose Tang, Jimmy Rojas y Juan C. Belran, *Understanding Multiphase Flow Modeling for N2 Concentric Nitrogen Injection Throuhg Downhole Pressure Sensor Data Measurements While Drilling MPD Wells*, Malaysia, Kulala Lumpur, 2010.
- [10] Peter Bern, Juan Carlos Rojas y Terry Hemphill, *Field Validation of Drill Pipe Rotation Effects on Equivalent Circulating Density*, California, Anaheim, 2007.
- [11] T. Hemphill, *Drilling in Fracture Shales*, Texas, Houston, 2012.
- [12] A. Rashid Hasan and C. Shah Kabir, *A Syudy of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells*, California, Oakland: SPE, 1987.
- [13] D. B. Yehuda Taitel, *Modelling Flow Pattern Transitions for Steady Upwards Gas-Liquid*

Flow in Vertical Tubes, Texas, Houston.

- [14] A. Rashid Hasan, *Void Fraction in Bubbly and Slug Flow in Downward Vertical and Inclined*, Houston: SPE, 1995.
- [15] V. M. Antonio C: and Rune W. Time, *An Experimental and Theoretical Investigation of Upward Two-Phase Flow in Anulli*, Brisbane: SPE, 2000.
- [16] H. Dale Beggs and J. P. Brill, *A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes*, Texas, San Antonio: SPE, 1973.