



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Astudillo Nicanor Andres

DIRECTOR DE TESIS

Quím. Hernández Álvarez Rosa de Jesús



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017.



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.

AGRADECIMIENTOS.

A nuestra máxima casa de estudios la **Universidad Nacional Autónoma de México** y la honorable **Facultad de Ingeniería** por cobijarme durante mi preparación profesional y permitirme formar parte la que es por excelencia la mejor comunidad universitaria.

Al **Instituto Mexicano del Petróleo** por aceptarme en su programa de desarrollo de talento y darme la oportunidad de aprender y desarrollar mis conocimientos en un ambiente de investigación constante.

A la **Gerencia de Perforación y Terminación de Pozos** encabezada por el M. en C. David Velázquez Cruz, sus colaboradores M. en C. Gustavo Espinosa Castañeda y la M. en I. Galicia Mabel Acosta Garate codirectora de este trabajo, así como a cada una de las personas involucradas en los proyectos de esta gerencia por integrarme a trabajar como uno más de ustedes, darme la confianza para involucrarme en su ambiente laboral.

A los **compañeros becarios** del Instituto Mexicano del Petróleo con los cuales tuve y/o tengo aún la oportunidad de convivir por compartir sus conocimientos adquiridos y generar un ambiente agradable de aprendizaje.

A los **integrantes del jurado** asignados para la evaluación final de este trabajo, Quím. Rosa de Jesús, Ing. José Agustín Velasco, I. Q. María Cristina Avilés, Ing. Mario Rosas, Dr. Nelson Enrique Barros y el Ing. Rubén Miranda, por sus aportaciones para el enriquecimiento de este trabajo.

A mis **amigos**, Cristian David, Ana Karen, Luis Alberto, Berenice Anell, Iker Eli, Alan Valentín, Rodrigo Ignacio, Edson Omar, Rafael, Blanca, y aquellos que han tomado rumbos distintos. A cada uno de ustedes les agradezco por brindarme su amistad durante esta etapa y permitirme también formar parte de sus vidas.

DEDICATORIA.

A mis padres, Pascual y Julia.

Este trabajo marca el final de una etapa la cual es producto de su esfuerzo inquebrantable por brindarme la mejor preparación para un futuro próspero en la vida. Gracias por todo su apoyo.

A mis hermanos, Citlalli y Daniel.

Porque a pesar de la distancia procuremos tener como ejemplo y apoyo uno a otros, en las buenas y no tan buenas situaciones de la vida.

A la Familia Santana Chamú.

Por las grandes enseñanzas que me han dado, el trabajar de manera constante para alcanzar las metas y superar obstáculos.

Dante y Regina.

A ustedes por ser un motivo de alegría en mi vida, por brindar felicidad a la familia y por ser, hasta el momento, el regalo más grande que la vida me ha dado.

CONTENIDO

CONTENIDO	IV
ÍNDICE DE FIGURAS.	VI
ÍNDICE DE TABLAS.	IX
INTRODUCCIÓN.	11
JUSTIFICACIÓN.	13
OBJETIVO GENERAL.	14
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	14
ALCANCES.	14
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS DE LA HIDRÁULICA EN LA PERFORACIÓN CON ESPUMA.	15
1.1 Sistema y circuito hidráulico.	15
1.3 Sistemas espumados como fluido de perforación.	24
1.4 Cálculo de la hidráulica.	27
CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ESPUMADOS.	29
2.1 Características de las espumas.	36
2.2 Propiedades del fluido espumado.	40
2.3 Consideraciones generales en las operaciones con espuma.	46
CAPÍTULO 3. REOLOGÍA Y MODELOS HIDRÁULICOS APLICADOS EN LA PERFORACIÓN CON FLUIDO ESPUMADO.	49
3.1 Conceptos matemáticos para la reología de las espumas.	53
3.2 Modelos hidráulicos para flujo de espumas.	58
CAPÍTULO 4. PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA ESPUMA IMP-DFFOAM.	63
4.1 Modelo de Chen.	64
4.1.1 Diagrama de flujo.	66
4.1.2 Presentación del programa: Modelo de Chen.	66
4.1.3 Validación del Modelo de Chen.	70
4.1.4 Estudio paramétrico del Modelo de Chen.	76
4.2 Modelo de Edrisi.	77

4.2.1 Diagrama de flujo.	81
4.2.2 Presentación del programa: Modelo de Edrisi.	82
4.2.3 Validación del Modelo de Edrisi.	85
4.2.4 Estudios paramétricos del Modelo de Edrisi.	89
4.3 Comparación del Modelo de Chen con un software comercial.	90
CAPÍTULO 5. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS HIDRÁULICOS.	94
5.1 Caracterización del sistema de espuma IMP-DFFOAM.	94
5.2 Análisis de resultados.	97
APORTACIONES DEL TRABAJO DESARROLLADO.	100
CONCLUSIONES.	101
RECOMENDACIONES.	102
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	103
ANEXO A.	106
ANEXO B.	107
ANEXO C.	108
ANEXO D.	118
ANEXO E.	120
ANEXO F.	127

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. 1 Circuito hidráulico del fluido de perforación (Guo, B., & Liu, G. 2011).....	16
Figura 1. 2 Esquema del equipo empleado durante la perforación con espumas (Modificado de Guo, B., & Liu, G. 2011).....	17
Figura 1. 3 Esquema de un preventor BOP para UBD (William C. Lyons, Boyun Gou, et al, 2011).....	20
Figura 1. 4 Flujo a través de un cabezal rotatorio (Guo, B., & Liu, G. 2011).....	20
Figura 1. 5 Componentes de la sarta de perforación UBD (William C. Lyons, Boyun Gou, et al, 2011).....	21
Figura 1. 6 Separador de 4 fases (Guo, B., & Liu, G. 2011).....	22
Figura 1. 7 Sistema rompedor de espuma (Guo, B., & Liu, G. 2011).....	23
Figura 1. 8 Sistema reciclador de espuma (Guo, B., & Liu, G. 2011).....	24
Figura 1. 9 Criterio de selección de los fluidos neumáticos para un pozo vertical (González Laguna M.A, Tesis 2009).....	24
Figura 1. 10 Esquema del cálculo de la hidráulica en la perforación convencional.	27
Figura 1. 11 Esquema del cálculo de la hidráulica en la perforación con espuma.....	28
Figura 2. 1 Esquema que muestra el proceso tensoactivo (Salager, J. L. 1999).	30
Figura 2. 2 Formación de la espuma por ascensión de las burbujas generadas (Salager, J. L. 1999).....	31
Figura 2. 3 Efecto Gibbs-Marangoni (Salager, J. L. 1999).	31
Figura 2. 4 Acción del surfactante sobre la tensión superficial (Salager, J. L. 1999).	32
Figura 2. 5 Variación de la espumabilidad respecto a la concentración del surfactante (Salager, J. L. 1999).	32
Figura 2. 6 Efecto de las fuerzas gravitatorias sobre las burbujas y la fase líquida (Salager, J. L. 1999).	33
Figura 2. 7 Succión capilar del líquido del centro de la película hasta los bordes de Plateu (Salager, J. L. 1999).	34
Figura 2. 8 Evolución de la difusión intra-burbuja (Salager, J. L. 1999).....	34
Figura 2. 9 Repulsión por la interacción entre capas de surfactante adsorbido y la película delgada (Salager, J. L. 1999).	35
Figura 2. 10 Potencial de flujo y electro-viscosidad (Salager, J. L. 1999).....	36
Figura 2. 11 Espectro de flujo multifásico (Lorenz, 1980).	37
Figura 2. 12 Capacidad de transporte de la espuma (Bayer et al. 1972).	38
Figura 2. 13 Arreglo de fases (Smith, D. H. 1996).	39
Figura 2. 14 Efecto de la calidad sobre la sobre viscosidad (Caenn, R., Darley, H. C., & Gray, G. R. 2011).	44
Figura 2. 15 Efecto de la calidad sobre el esfuerzo cedente (Caenn, R., Darley, H. C., & Gray, G. R. 2011).	45

Figura 3. 1 Reograma de fluidos (Guo, B., & Liu, G. 2011).....	49
Figura 3. 2 Relación de calidad vs viscosidad (Einstein, 1906).....	54
Figura 3. 3 Relación calidad vs viscosidad (Mitchell, 1979).....	54
Figura 3. 4 Calidad vs viscosidad del modelo Plástico de Bingham (Blauer et. al.1974).....	55
Figura 3. 5 Calidad vs esfuerzo de corte (Blauer et. al.1974).....	55
Figura 3. 6 Índice de consistencia y comportamiento de flujo (Modificado de Reidenbach et al. 1986).....	56
Figura 3. 7 Correlación de índices k y n (Modificado de Sanghani, V. 1982).....	57
Figura 4. 1 Diagrama de flujo para el Modelo hidráulico de Chen.....	66
Figura 4. 2 Estado mecánico del pozo vertical (Chen, Z. 2009).....	67
Figura 4. 3 Módulos del programa de cómputo Modelo de Chen.....	68
Figura 4. 4 Presentación del programa de cómputo.....	68
Figura 4. 5 Menú de opciones de los casos a evaluar.....	68
Figura 4. 6 Datos de la geometría del pozo.....	69
Figura 4. 7 Datos de las condiciones operativas	69
Figura 4. 8 Datos de las propiedades de los fluidos.....	69
Figura 4. 9 Fin del cálculo.....	70
Figura 4. 10 Perfil de presión vs profundidad en un pozo vertical.....	70
Figura 4. 11 Calidad vs profundidad en un pozo vertical.....	71
Figura 4. 12 Densidad vs profundidad en un pozo vertical.....	72
Figura 4. 13 Velocidad vs profundidad en un pozo vertical.....	73
Figura 4. 14 Gradiente de presión vs profundidad en un pozo vertical.....	74
Figura 4. 15 Perfil de la presión vs profundidad a diferentes viscosidades Modelo de Chen.....	76
Figura 4. 16 Caracterización del flujo de espuma utilizando dos regímenes de flujo, basados en el tamaño de las burbujas y la distribución del tamaño de las burbujas (Gajbhiye y Kam, 2011).....	78
Figura 4. 17 Presión vs profundidad para la validación del Modelo de Edrisí (Edrisí, A. R. 2015).....	79
Figura 4. 18 Comparación de los modelos programados en FORTRAN 95.....	79
Figura 4. 19 Diagrama de flujo para el Modelo hidráulico de Edrisi.....	82
Figura 4. 20 Estado mecánico del pozo vertical (Edrisí, A. R. 2015).....	82
Figura 4. 21 Módulos del programa de cómputo.....	83
Figura 4. 22 Presentación del programa de cómputo.....	83
Figura 4. 23 Menú de opciones de los casos a evaluar.....	84
Figura 4. 24 Datos de la geometría del pozo.....	84
Figura 4. 25 Datos de las condiciones operativas.....	84
Figura 4. 26 Datos de las propiedades de los fluidos.....	85
Figura 4. 27 Fin del cálculo.....	85
Figura 4. 28 Perfil de presión vs profundidad en un pozo vertical.....	86
Figura 4. 29 Perfil de calidad vs profundidad en un pozo vertical.....	86
Figura 4. 30 Perfil de densidad vs profundidad en un pozo vertical.....	87
Figura 4. 31 Perfil de velocidad vs profundidad en un pozo vertical.....	87
Figura 4. 32 Gradiente de presión vs profundidad en un pozo vertical.....	88

Figura 4. 33 Comparación del perfil de presión los modelos programados en FORTRAN 95.	89
Figura 4. 34 Perfil de la presión vs profundidad a diferentes viscosidades Modelo de Edrisí.	90
Figura 4. 35 Estado mecánico Pozo IMP-FOAM (Weatherford Presentation Name, 2017). ..	91
Figura 4. 36 Resultados de la evolución de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM (WellFlo, 2017). ..	92
Figura 5. 1 Foam rheometer system 8500.	95
Figura 5. 2 Diagrama de flujo para el cálculo de la viscosidad de la fase líquida equivalente.	96
Figura 5. 3 Resultados de la evolución de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM, 4.0 cP (WellFlo, 2017).	97
Figura 5. 4 Comparación del perfil de presiones entre WellFlo y el Modelo de Chen en Fortran 95.	98
Figura 5. 5 Comparación del perfil de calidades entre WellFlo y el Modelo de Chen en Fortran 95	99

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1. 1 Fluidos neumáticos (gas).....	25
Tabla 2. 1 Comparación de las variables que afectan las operaciones de perforación con espuma.....	48
Tabla 3. 1 Revisión de la literatura sobre los estudios de la reología de la espuma.....	51
Tabla 4. 1 Geometría del pozo.....	63
Tabla 4. 2 Condiciones operativas.....	63
Tabla 4. 3 Propiedades de los fluidos.....	64
Tabla 4. 4 Resultados de la presión de bombeo requerida (Pp).....	70
Tabla 4. 5 Resultados de la presión en fondo de pozo (BHP).....	71
Tabla 4. 6 Resultados de la caída de presión en la barrena (ΔP_{bit}).....	71
Tabla 4. 7 Resultados de la calidad de la espuma @BH.....	72
Tabla 4. 8 Resultados de la calidad de la espuma a la salida de TP @SC.....	72
Tabla 4. 9 Resultados de la densidad de la espuma @BH.....	73
Tabla 4. 10 Resultados de la densidad de la espuma a la salida de TP @SC.....	73
Tabla 4. 11 Resultados de la velocidad de la espuma @BH.....	74
Tabla 4. 12 Resultados de la velocidad de la espuma a la salida de TP @SC.....	74
Tabla 4. 13 Resultados del gradiente de presión al inicio espacio anular @SC.....	75
Tabla 4. 14 Resultados del gradiente de presión @BH.....	75
Tabla 4. 15 Resultados del gradiente de presión a la salida de TP @SC.....	75
Tabla 4. 16 Resultados de la presión reportada por los autores.....	80
Tabla 4. 17 Resultados de la presión calculada con Fortran 95.....	80
Tabla 4. 18 Resultados de la presión.....	85
Tabla 4. 19 Geometría del Pozo IMP-FOAM.....	91
Tabla 4. 20 Condiciones operativas para el Pozo IMP-FOAM.....	91
Tabla 4. 21 Propiedades de los fluidos empleados en el Pozo IMP-FOAM.....	92
Tabla 4. 22 Resultados del Pozo IMP-FOAM con el Modelo de Chen.....	92
Tabla 4. 23 Comparación de resultados entre programa en Fortran 95 y el software WellFlo.....	93
Tabla 5. 1 Propiedades de los fluidos.....	94
Tabla 5. 2 Resultados de parámetros reológicos de la espuma.....	95
Tabla 5. 3 Resultados de la evaluación de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM con el Modelo de Chen, 4.0 cP.....	97
Tabla 5. 4 Comparación de resultados entre el Modelo de Chen en Fortran 95 y el software WellFlo.....	98

Tabla Anexo F. 1 Resultados de la evaluación de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM con el Modelo de Chen.	127
Tabla Anexo F. 2 Resultados de la evaluación de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM con el Modelo de Chen, 4.0 cP.	131

INTRODUCCIÓN.

Durante las operaciones de perforación de un pozo es importante contar con una adecuada programación y ejecución de las actividades a realizarse, esto con el fin de tener la menor cantidad de incidentes que causen retrasos en el programa de perforación el cual es resultado del análisis de datos provenientes de estudios geológicos, geofísicos y petrofísicos de las formaciones, ubicación y diseño del pozo, selección y elaboración de los fluidos de control, así como de la evaluación previa de la hidráulica presente en el sistema de circulación.

El empleo de espumas en operaciones de perforación se ha extendido en los últimos años debido a la necesidad de continuar desarrollando y explotando los yacimientos depresionados dentro de los cuales se pueden encontrar los campos maduros que se caracterizan por tener una baja presión de yacimiento, así como los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) los cuales constituyen grandes retos al presentar zonas con alta pérdidas de circulación.

Los retos antes mencionados han sido superados con éxito desde la década de los 60's, por ejemplo, la compañía Petroleum Development Oman en 1992 uso espuma estable mediante el uso de la técnica de Perforación Bajobalance (UBD, Underbalanced Drilling) en formaciones productoras depresionadas y yacimientos naturalmente fracturados. En Alberta, Canadá se perforaron pozos someros productores de gas con espuma para mejorar el diagnóstico de las formaciones y reducir los costos por perdidas de circulación. Mientras que en Estados Unidos se utilizó este fluido para la perforación de pozos costa afuera en el Canal de Santa Bárbara, California donde se implementó en conjunto con un motor de fondo dando buenos resultados.

Uno de los países con mayor experiencia en el empleo de espumas para la perforación de pozos es Brasil el cual tiene un vasto trabajo de investigación y aplicación desde 1994. Su paraestatal PETROBRAS ha estado probando la espuma de nitrógeno estable para perforar pozos en yacimientos depresionados. Otros países en los cuales la perforación con espuma ha tenido un auge importante en los últimos años son Egipto e Irán, donde se ha implementado para el desarrollo de yacimientos en carbonatos naturalmente fracturados.

En México entre el 40 y 70 por ciento de la producción de aceite proviene de campos maduros y el 80 por ciento de las formaciones productoras se encuentran en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) por lo que el uso de tecnologías de Perforación Bajobalance como la espuma es necesaria para continuar con el desarrollo de la industria petrolera en nuestro país, sin embargo, en comparación con el resto de los países productores el uso de la espuma es reciente.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha hecho uso de espumas en conjunto con la técnica de Perforación con Presión Controlada (MPD, Managed Pressure Drilling) en los complejos Bermúdez y Jujo-Tecominoacán (2004 y 2006) con resultados exitosos en la reducción de daño a la formación y pérdidas de circulación, limpieza óptima del pozo y la disminución del tiempo de perforación.

Teniendo áreas de oportunidad en nuestro país para la aplicación de sistemas espumados como fluidos de perforación, el Instituto Mexicano del Petróleo; entidad que se caracteriza por ser uno de los pilares en el desarrollo de tecnología para Petróleos Mexicanos, ha mostrado interés por involucrarse en el diseño de una espuma como fluido de perforación para yacimientos altamente depresionados por medio de los proyectos desarrollados en La Dirección de Investigación en Exploración y Producción.

El presente trabajo el cual está ligado a un proyecto del Instituto Mexicano del Petróleo aborda la evaluación de la hidráulica durante la perforación de un pozo vertical empleando un fluido espumado diseñado en las instalaciones del Instituto Mexicano del Petróleo. El estudio tiene como finalidad desarrollar un software que permita determinar el comportamiento de la hidráulica del sistema denominado IMP-DFFOAM, el cual se pretende emplear para la perforación de pozos verticales en formaciones altamente depresionadas.

JUSTIFICACIÓN.

La implementación en México de espumas como fluido de control es reciente a pesar de ser uno de los principales productores a nivel mundial de hidrocarburos. La decadencia en sus reservas y producción, así como las características y particularidades con que cuentan sus yacimientos petroleros ha generado interés en extender el uso de este fluido para continuar con el desarrollo y explotación de varios campos.

Si bien la espuma cuenta con más de 50 años empleándose como fluido de perforación, los estudios respecto a la reología e hidráulica de este fluido son escasos. En la literatura se encuentran trabajos referidos al estudio del flujo de espumas derivados de modelos empleados para la caracterización de aire y gas, sin embargo, dadas sus consideraciones representan de forma limitada el comportamiento reológico e hidráulico de este fluido.

Al diseñar un sistema espumado con el fin de emplearlo como fluido de perforación para la construcción de pozos petroleros se requieren estudios extensos debido a lo complicado que es la caracterización de los parámetros reológicos y el comportamiento hidráulico de las espumas por lo que es importante contar con una herramienta que nos permita evaluar los parámetros que influyen en el proceso de perforación.

Por lo anteriormente mencionado, la elaboración de este trabajo involucra el desarrollo de un software con el fin de evaluar la hidráulica generada con una espuma durante la perforación de un pozo vertical empleando la espuma diseñada en las instalaciones del Instituto Mexicano del Petróleo con el fin de obtener datos que permitan caracterizar el sistema espumado.

OBJETIVO GENERAL.

Evaluar la hidráulica durante la perforación de un pozo petrolero vertical empleando una espuma como fluido de control.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1. Desarrollo de un software para el estudio de la hidráulica en un pozo vertical.
2. Estudiar los parámetros reológicos de la espuma.
3. Efectuar un análisis comparativo y de sensibilidad con un software comercial.

ALCANCES.

1. Realizar una revisión en la literatura referente al empleo de espumas como fluidos de perforación.
2. Seleccionar las metodologías descritas en la literatura que permitan evaluar la hidráulica durante la perforación usando una espuma como fluido de control para su implementación en un software académico de investigación.
3. Emplear el software desarrollado para evaluar la hidráulica presente en un pozo utilizando un sistema espumado desarrollado por el Instituto Mexicano del Petróleo denominado (IMP-DFFOAM).
4. Realizar un análisis y comparación de los resultados obtenidos con el software académico y un software comercial.

CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS DE LA HIDRÁULICA EN LA PERFORACIÓN CON ESPUMA.

La hidráulica en la perforación es el estudio de la interrelación de los efectos de la viscosidad, el gasto de flujo y la presión de circulación, sobre el comportamiento eficiente del fluido de control teniendo como objetivo principal su optimización con la finalidad de tener el aprovechamiento máximo de la potencia proporcionada por las bombas para su adecuada distribución a lo largo del circuito hidráulico. Sin embargo, para alcanzar este objetivo se deberá establecer la relación entre las propiedades del fluido y las fuerzas hidrostáticas subsuperficiales presentes en el pozo.

En el diseño de la hidráulica se busca principalmente aumentar la tasa de penetración de la barrena y el índice de limpieza del agujero, no obstante, a continuación se enlistan otras funciones adicionales.

- a) Determinar el tamaño del equipo superficial de bombeo.
- b) Controlar las presiones al sacar o meter tubería.
- c) Aportar efectos de flotación a la sarta de perforación y tubería de revestimiento.
- d) Minimizar la erosión del agujero debido a la acción del lodo durante su movimiento.
- e) Prever el control de un pozo durante brotes o pérdidas de circulación.

1.1 Sistema y circuito hidráulico.

El sistema hidráulico está integrado por los elementos que conforman el equipo superficial, la sarta de perforación, y el espacio anular. Su función básica se centra en el sistema del fluido de perforación el cual puede estar en estado estático si el fluido se encuentra inactivo en el pozo o en estado dinámico en el caso de que el fluido se encuentre circulando. Por otra parte el circuito hidráulico es la trayectoria que recorre el fluido de perforación a través del sistema de circulación.

De manera general en la perforación convencional el circuito que recorre el fluido (**Figura 1.1**) inicia cuando es bombeado de las presas de succión a la descarga de la bomba y de ahí al tubo vertical (stand pipe), pasa a la manguera flexible (manguera de perforación) hasta llegar a la unión giratoria y pasa por el vástago o flecha (kelly). A continuación ingresa al interior de la tubería de perforación (T.P.) y los lastrabarrenas, hasta llegar a la barrena donde finaliza el ciclo descendente. El fluido pasa a través de los canales de flujo de la barrena e impacta en el fondo del pozo removiendo los recortes generados por la perforación.

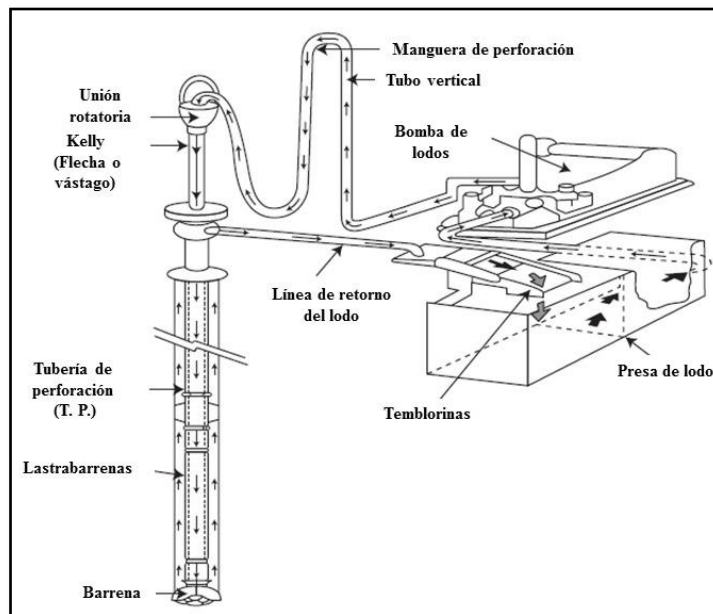


Figura 1. 1 Circuito hidráulico del fluido de perforación (Guo, B., & Liu, G. 2011).

El retorno del fluido da inicio al ciclo ascendente a través del espacio anular; espacio entre la parte externa de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento (T.R.) o agujero, el fluido pasa por los preventores y continúa en la línea de flote que lo conducirá a la superficie donde será descargado a las temblorinas y continúa hasta las presas de asentamiento las cuales están anexas a un equipo auxiliar para la eliminación de sólidos y gases contaminantes; desgasificadores, desarenadores y desarcilladores. Una vez eliminados estos contaminantes el fluido pasa a una segunda presa denominada presa intermedia o de reactivos, y finaliza su recorrido cuando regresa a las presas de succión donde se reinicia el circuito.

El empleo de espuma como fluido de perforación se aplica en la técnica de Perforación Bajobalance la cual implica perforar con una presión hidrostática generada por la circulación del fluido de control ligeramente menor a la presión de poro. Esta condición puede ser producida mediante el uso de fluidos de baja densidad (líquido de baja densidad, lodos gasificados, espumas, niebla o gases). El uso de espumas requiere de elementos adicionales en el sistema de circulación para la generación de la espuma, el control de flujo del fluido y el tratamiento de este al regresar a superficie. La (Figura 1.2) muestra un esquema donde se puede apreciar los componentes adicionales para las operaciones de perforación con espuma.

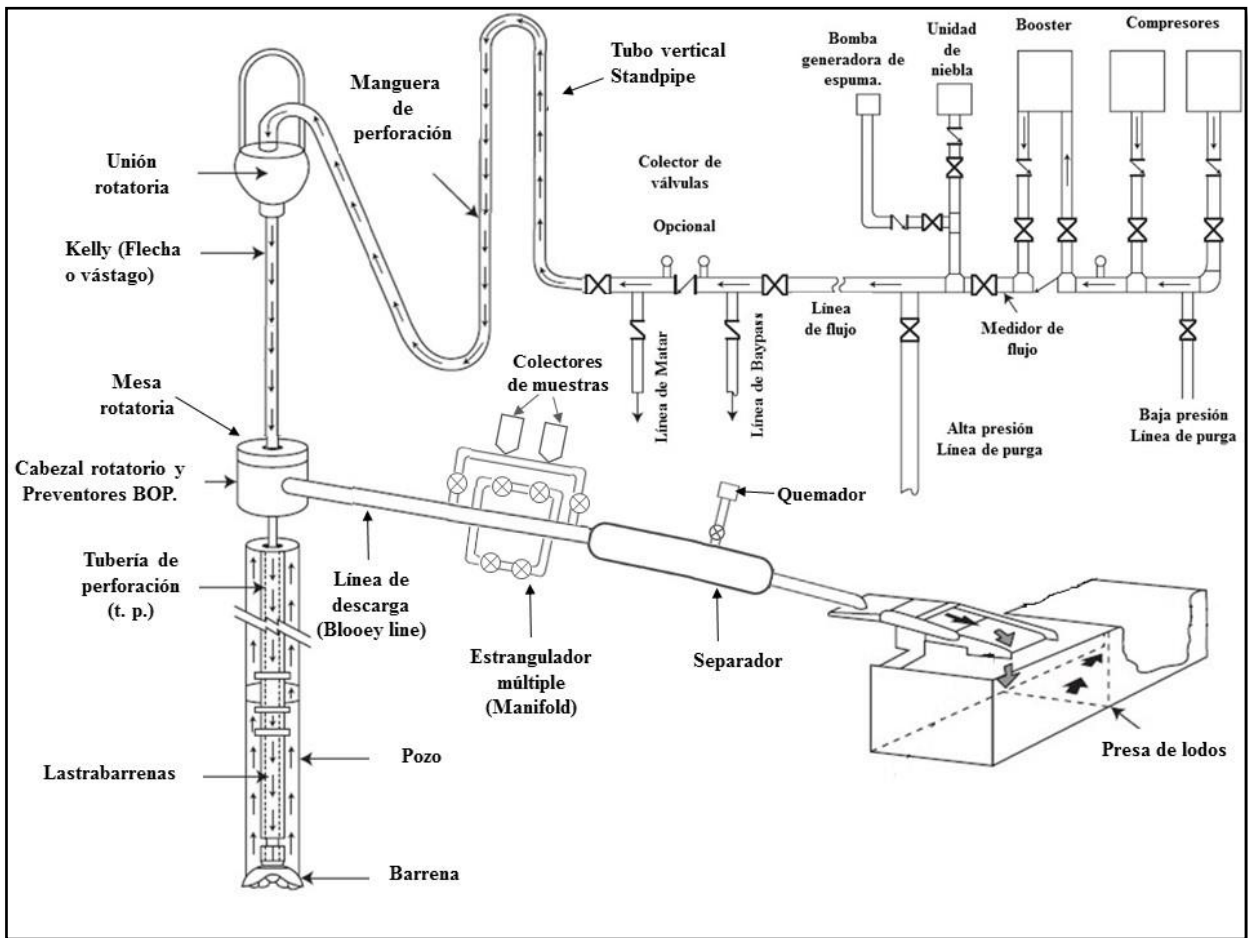


Figura 1. 2 Esquema del equipo empleado durante la perforación con espumas (Modificado de Guo, B., & Liu, G. 2011).

Presas de lodos: Son usadas para mezclar la fase líquida (agua y surfactantes) y almacenar la espuma que retorna a superficie o la fase líquida producto de la ruptura de la espuma mediante procesos químicos.

Bombas: Se pueden usar las bombas de desplazamiento positivo dúplex o triplex empleadas en la perforación convencional cuando la espuma se recicla para trasladar la fase líquida de las presas de lodos hasta la bomba generadora de espuma.

Compresores: Son máquinas usadas para aumentar la presión de fluidos compresibles como los gases y vapores, los más usuales son el reciprocante y el de tornillo rotatorio.

Booster: Son compresores de desplazamiento positivo colocados a la salida de los compresores donde comprimen el flujo de aire o gas, permitiendo trabajar a altos volúmenes y presiones. Un booster es requerido si las presiones de perforación exceden la capacidad del compresor primario ya que incrementa la presión de 300 psi a cerca de 1500 psi.

Unidad de niebla: Bomba que adiciona un flujo pequeño de líquido a la corriente principal de gas proveniente de los compresores y boosters. Al hacer esto se genera un sistema niebla donde dicho flujo tendrá una proporción de aire mayor al 97 %.

Bomba generadora de espuma: Bomba mezcladora de la fase líquida y sólidos; los cuales pueden ser aditivos químicos (surfactantes) o arcillas (bentonita). Una vez teniendo la fase líquida mezclada se agrega a la corriente principal de la fase gaseosa proveniente de los compresores y boosters para generar la espuma.

Líneas de purga: Conocidas también como líneas de ventilación se emplean para despresurizar la línea de flujo de aire proveniente de los compresores y boosters.

Línea de Bypass: Se emplea cuando se requiere detener la inyección de aire al flujo principal. La línea es abierta y el cabezal rotatorio es cerrado mientras los compresores son apagados.

Línea de matar: Está conectada entre el sistema de bombeo o compresión y el equipo de boca de pozo, y en la línea de retorno del fluido antes de llegar al múltiple de estrangulación. Se emplea para llevar a cabo operaciones de control de pozo cuando estas no pueden llevarse a cabo a través de la tubería de perforación.

Tubo vertical (Standpipe): Tubería que constituye el trayecto de alta presión para que el fluido de perforación recorra aproximadamente un tercio de la altura total de la torre donde se conecta al cuello de ganso y manguera flexible de alta presión.

Cuello de ganso: Sección de tubería rígida en forma de "U" invertida utilizada como conducto para el fluido de perforación de alta presión que conecta el extremo superior de una tubería vertical (standpipe) el cual asciende por una torre o un mástil a la manguera flexible.

Manguera flexible: Tubería flexible de alta presión y gran diámetro (3 a 5 in de diámetro interno) utilizado para conectar la tubería vertical y cuello de ganso a la unión giratoria. Esta disposición de tuberías flexibles permite subir o bajar la flecha, así como también la sarta de perforación y la barrena mientras se bombea el fluido a través de estas.

Unión giratoria: Dispositivo mecánico que soporta el peso de la sarta de perforación y permite su rotación, además de conducir grandes volúmenes del fluido hacia ella.

Flecha (Kelly): Es una barra de acero larga, cuadrada o hexagonal, con un orificio perforado en el centro para conducir el fluido de perforación. Se utiliza para transmitir el movimiento rotatorio de la mesa rotaria o el buje de la flecha, a la vez que se puede bajar o subir la sarta de perforación durante la rotación.

Mesa rotatoria: Es el elemento que proporciona la potencia para hacer girar la sarta de perforación en el sentido horario. El movimiento rotativo y la potencia son transmitidos a la sarta de perforación través de la flecha.

Preventor de reventones rotatorio (RBOP): Equipos diseñados para obstruir cualquier tipo de flujo a través de la tubería de perforación y/o espacio anular facilitando el control de brotes. (Figura 1.3).

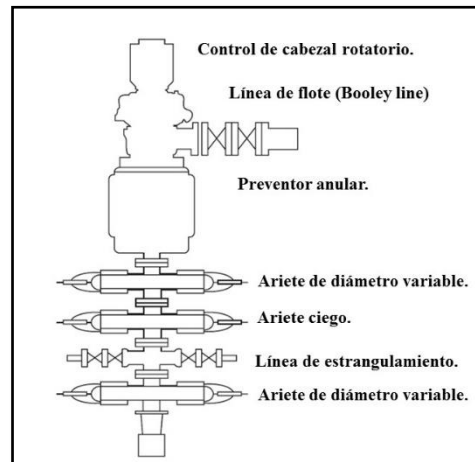


Figura 1. 3 Esquema de un preventor BOP para UBD (William C. Lyons, Boyun Gou, et al, 2011).

Cabezal rotatorio: Se usan para sellar el espacio anular desviando el flujo de aire y gas que retorna a superficie a la línea del quemador. Su instalación se hace encima del BOP para dar control al pozo, (Figura 1.4).

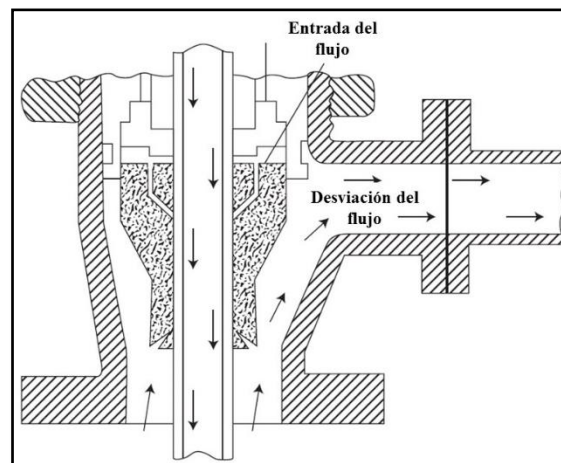


Figura 1. 4 Flujo a través de un cabezal rotatorio (Guo, B., & Liu, G. 2011).

La configuración de la sarta de perforación en operaciones con espuma es similar a la empleada en la perforación con aire, (**Figura 1.5**) la cual incluye los siguientes elementos:

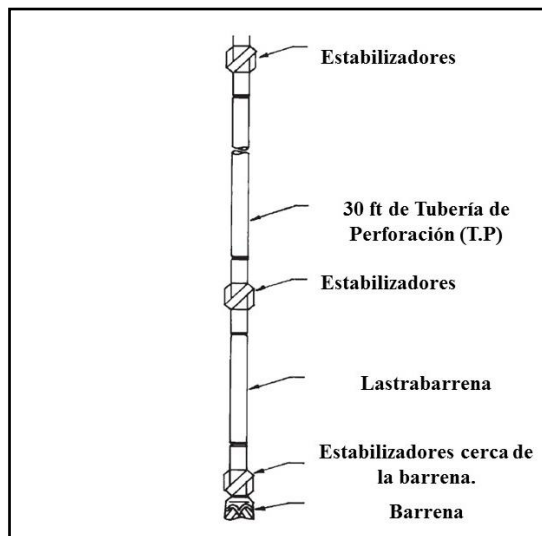


Figura 1. 5 Componentes de la sarta de perforación UBD (William C. Lyons, Boyun Gou, et al, 2011).

Tubería de perforación (t.p.): Es una tubería con extremos roscados especiales denominados uniones de tubería. Conecta los componentes de la superficie con el arreglo en fondo del pozo y la barrena.

Lastrabarrenas: Tubería de espesor grueso que proporciona peso a la barrena. El rango de diámetro de esta herramienta es de 3 a 12 in, su longitud promedio es de 9.5 m.

Estabilizadores: Equipos instalados entre los lastrabarrenas como protección de los mismos y ayudan a mantener la dirección de la barrena.

Barrena: Se utilizada para cortar la roca. Todo lo que se encuentra en un equipo de perforación asiste directa o indirectamente a la barrena la cual se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación y debe cambiarse cuando se deja de avanzar o por desgaste.

Para el regreso de la espuma a la superficie se requiere de una variedad de líneas de flujo y sistema válvulas para controlar el flujo, algunos de estos elementos son los siguientes:

Línea de flote (blooey line): Líneas de gran longitud y diámetro diseñadas para no estrangular el flujo a medida que sale del sistema de circulación y se emplea para conducir la espuma hasta el estrangulador múltiple.

Estrangulador múltiple (Estrangulador Manifold): Equipo compuesto por un arreglo de válvulas y estranguladores. Mantiene una contrapresión en el flujo de retorno controlando el gasto de inlfujo de hidrocarburos hacia el agujero y protege al separador cuando la presión excede la presión de operación de este.

Colector de muestras: Está conectada a la salida del estrangulador múltiple para que los recortes puedan ser recolectados y posteriormente analizados.

Separador multifásico (4 fases): Es el equipo encargado de separar la espuma de los recortes provenientes del pozo, (Figura 1.6). La caída de la velocidad del flujo al entrar al separador provoca la retención de los sólidos en el primer compartimiento, mientras que la fase líquida se precipita en los siguientes donde después de un tiempo de residencia son drenados.

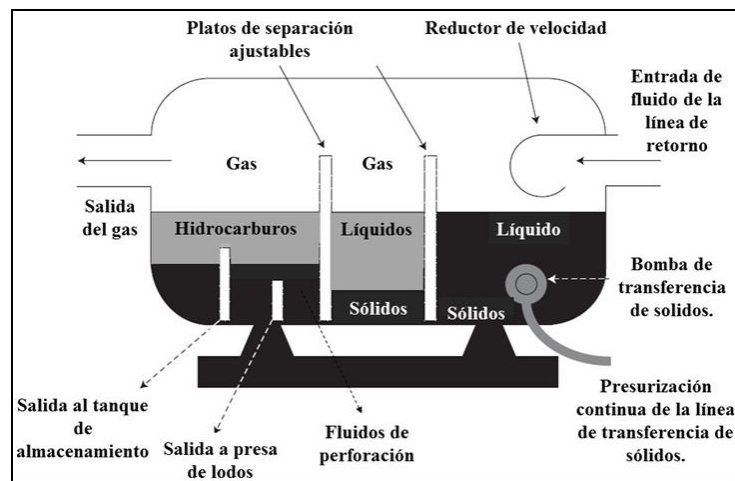


Figura 1. 6 Separador de 4 fases (Guo, B., & Liu, G. 2011).

Línea del quemador: La línea del quemador tiene una válvula de contrapresión que mantiene una presión deseada dentro del separador multifásico. Adicionalmente, la misma línea puede contar con un múltiple de válvulas para alimentar con gas los compresores. El quemador es un dispositivo en donde el gas es quemado en la atmósfera si no existe la posibilidad de recircularlo, almacenarlo o transportarlo.

El siguiente esquema (**Figura 1.7**) muestra un sistema rompedor de espuma para su eliminación. La espuma se degrada mediante la adición de compuestos ácidos (rompedores de espumas) en la línea de flote (blooey line), ingresan al separador y posteriormente el líquido es desechado mediante la inyección de este en un pozo letrina.

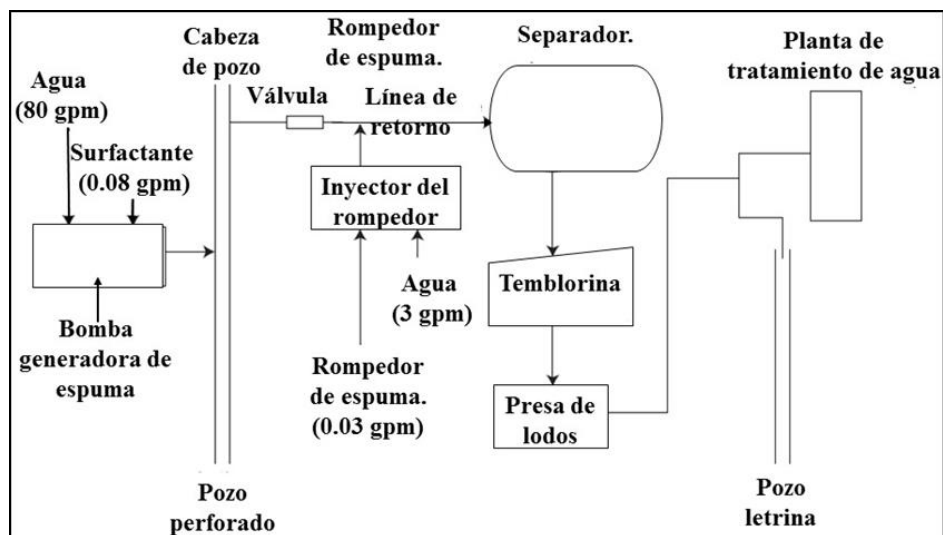


Figura 1. 7 Sistema rompedor de espuma (Guo, B., & Liu, G. 2011).

Cuando la espuma se quiere reutilizar el sistema rompedor se reemplaza por uno de reciclaje (**Figura 1.8**). Donde después de la separación, aproximadamente el 95% de los agentes espumantes (surfactantes) permanecen en la fase líquida y mediante la adición de álcalis para elevar su valor de pH, el líquido puede formar espuma nuevamente.

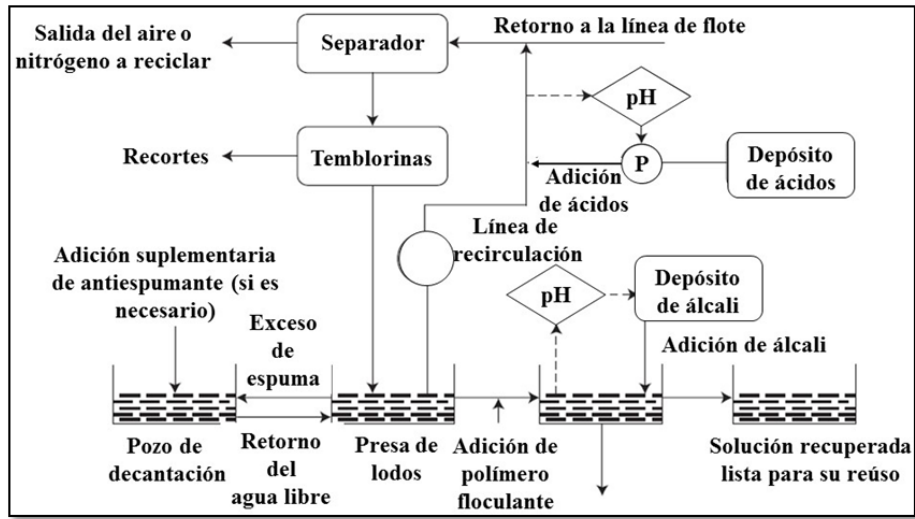


Figura 1. 8 Sistema reciclador de espuma (Guo, B., & Liu, G. 2011).

1.3 Sistemas espumados como fluido de perforación.

Los sistemas espumados pertenecen a la clasificación de fluido neumáticos los cuales son empleados en zonas donde se presentan baja presión de poro, altas pérdidas de circulación, aporte de agua por parte de la formación o la presencia de gas. El criterio para seleccionar uno de estos fluidos para desarrollar de un pozo vertical se puede observar en el siguiente diagrama de flujo (Figura 1.9).

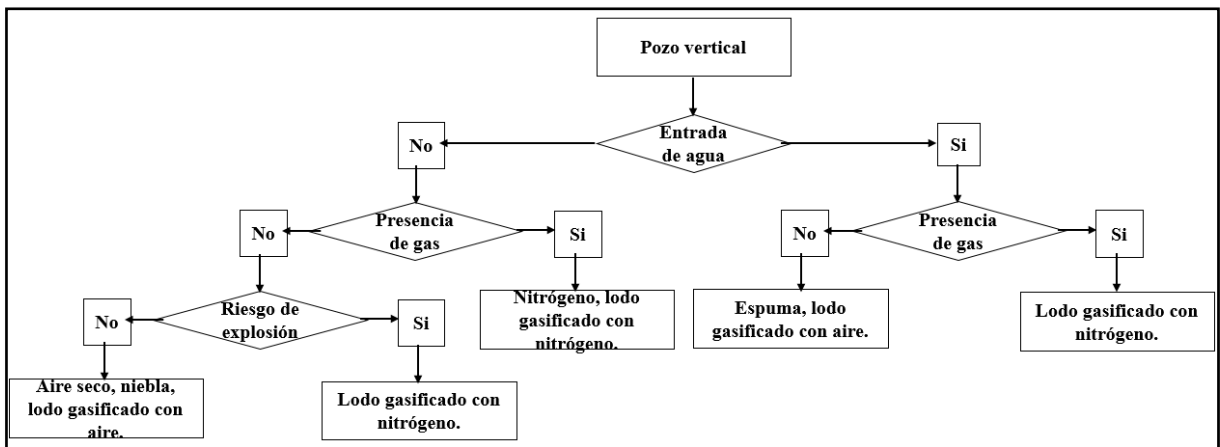


Figura 1. 9 Criterio de selección de los fluidos neumáticos para un pozo vertical (González Laguna M.A, Tesis 2009).

La (Tabla 1.1) muestra los principales fluidos neumáticos, su composición principal y características de su aplicación.

Tabla 1. 1 Fluidos neumáticos (gas).

Tipo de fluido	Composición principal	Características
-Aire seco.	Aire seco.	-Para altas tasas de penetración. -Formaciones duras o productoras de agua. -Generas mezclas explosivas el aire con gas metano.
-Nitrógeno.	Nitrógeno.	-Para altas tasas de penetración. -Formaciones duras o productoras de agua -Al ser gas inerte no crea mezclas inflamables. -Disminuye la corrosión.
-Gas natural.	Gas natural.	-Previene la formación de mezclas inflamables en el fondo del pozo y zonas productoras. -Genera mezclas altamente explosivas al retornar a la superficie.
-Lodo gasificado.	Un gas es inyectado al fluido de perforación.	-Para formaciones altamente inestables. -Elimina pérdidas de circulación. -Reduce la densidad.
-Niebla	Aire al cual le es agregado pequeñas cantidades de solución acuosa.	-Se usa en intervalos con poca producción de agua. -Para altas tasas de penetración. -Existe el riesgo de explosiones ya que el fluido portador es aire.
-Espumas.	Aire y solución acuosa con surfactantes espumosos. Aligual que en el fluido niebla la solución es inyectada pero en mayores cantidades según la calidad de espuma deseada.	-Para formaciones altamente inestables. -Elimina pérdidas de circulación. -Manejan altas viscosidades con una baja densidad.

Las espumas son sistemas de baja densidad que tienen la ventaja de tener una alta capacidad de transporte y limpieza del agujero que se combina con un bajo gasto de flujo. También actúan reduciendo las pérdidas de circulación debido a que las burbujas se expanden a medida que entran en zonas de baja presión.

La característica que le confieren a la espuma superioridad sobre los fluidos de perforación convencionales es que es un fluido que contiene aire encapsulado, el cual se desprende fácilmente si el sistema no está estabilizado. Para generar espuma es necesario el uso de un agente espumante o surfactante que refuerce las paredes de las burbujas y haga posible el encapsulamiento de aire manteniendo la espuma estable.

Las principales ventajas del uso de espumas residen en dos propiedades; densidad y viscosidad. La baja densidad que presenta la espuma permite reducir la carga hidrostática ejercida por la columna de fluido de control dentro del pozo lo cual ayuda a minimizar el daño a la formación. Mientras que la alta viscosidad aumenta el índice de limpieza del pozo al permitir tener un buen acarreo de los recortes. Otras ventajas adicionales son: la disminución de las pérdidas de circulación en zonas altamente permeables o fracturadas, evita la formación de mezclas inflamables reduciendo el riesgo de explosiones y aumenta la velocidad de penetración. Además, permite identificar zonas productoras mediante el análisis de la espuma que retorna por la línea de flote y se reduce el requerimiento del equipo de compresión.

Dentro de las desventajas tenemos su limitado uso en formaciones con presión de poro bajas, lo cual puede generar brotes si se presentan zonas con presiones anormales. Otro inconveniente son las zonas de lutitas, en las cuales se disminuye drásticamente la velocidad de penetración debido a que el contacto de ellas con la fase líquida de la espuma produce hinchazón de las mismas lo que puede ocasionar la reducción del diámetro del agujero, colapso del pozo y por ende atrapamiento de la sarta de perforación. Mientras que en superficie se requiere de equipos adicionales para el control de presiones, lo cual eleva los costos al requerir de dispositivos especiales.

1.4 Cálculo de la hidráulica.

Una vez definido el circuito por el cual fluirá el fluido se debe realizar un análisis de la hidráulica presente en el sistema para lo cual se requiere establecer el gasto máximo de flujo, la caracterización de los fluidos, determinar el régimen de flujo y la evaluación de las pérdidas de presión que se presentan a lo largo del recorrido a través del sistema hidráulico.

El estudio de la hidráulica presente durante las operaciones de perforación se realiza generalmente con el procediendo descrito en la norma API 13D, sin embargo, las ecuaciones desarrolladas en ella no aplican para fluidos no convencionales por lo que su uso para fluidos espumados se descarta. A pesar de la limitación que tiene la norma algunas metodologías reportadas en la literatura para la caracterización de las espumas tienen similitud en el procedimiento de cálculo. Los siguientes esquemas muestran los diagramas de flujo que de forma general se emplea para el cálculo de la hidráulica para fluidos convencionales (**Figura 1.10**) y para los fluidos espumados (**Figura 1.11**), respectivamente.

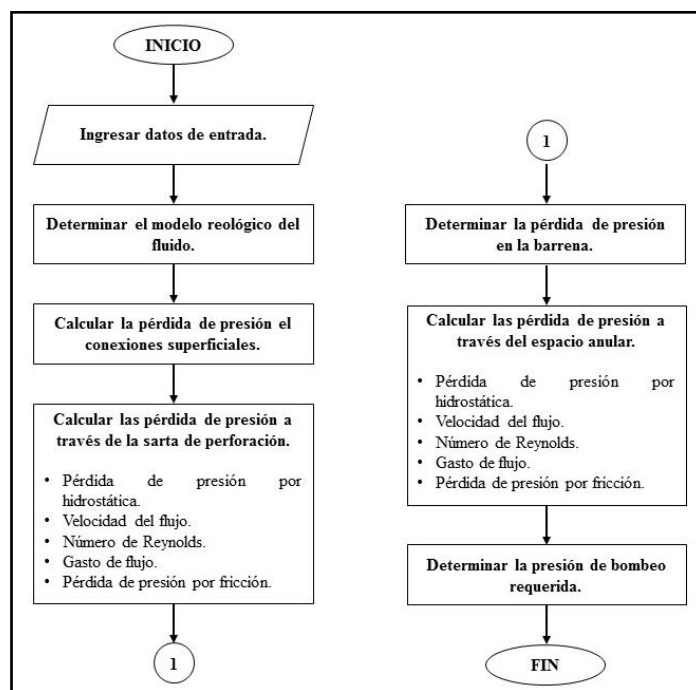


Figura 1. 10 Esquema del cálculo de la hidráulica en la perforación convencional.

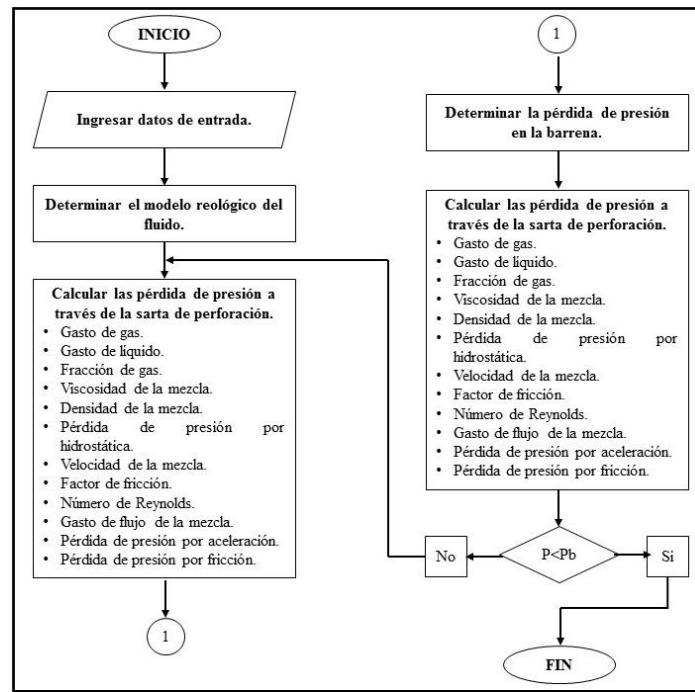


Figura 1. 11 Esquema del cálculo de la hidráulica en la perforación con espuma.

En los diagramas podemos observar que durante la perforación con espuma no se cuenta con un cálculo de caída de presión en conexiones superficiales, sin embargo, se puede asumir que la caída de presión en esta sección será ligeramente mayor al utilizar espuma ya que este fluido cuenta con una alta viscosidad. Por otra parte, al concluir el cálculo de la presión en la perforación con espuma, esta deberá ser menor a la contrapresión (P_b , Back pressure) que se ingresa como datos de entrada en las condiciones operativas; dicha presión se emplea para el control de la presión de fondo por medio del cabezal rotatorio. También se realizan cálculos para la determinación de los gastos de la fase líquida y el gas que conforma la mezcla para la generación de la espuma los cuales impactan en la calidad, densidad y viscosidad de la mezcla final, haciendo de la caracterización del comportamiento de la espuma algo complejo.

CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ESPUMADOS.

La espuma se define como una dispersión coloidal en el que un gas se dispersa en una fase líquida continua. Bikerman (1973) define a la espuma como una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una pequeña película de líquido y considera tres tipos de espumas:

- a) Gas disperso en líquido (espumas, emulsión de gas).
- b) Líquido disperso en gas (niebla, líquido en aerosol).
- c) Gas disperso en sólido (espuma sólida).

Schramm (1994) describe a una espuma como una aglomeración de burbujas y la considera como una dispersión coloidal en la que el gas está disperso en una fase continua de surfactante-líquido. Salager (1999) divide en tres etapas la vida de las espumas:

Formación de la espuma: Se origina por acumulación de burbujas las cuales al generarse ascienden hacia la superficie y se mantienen en ella durante cierto tiempo produciendo la espuma. Existen 3 métodos principales para su formación:

- a) Métodos físicos: Generan burbujas por condensación o dispersión. La condensación consiste en sobresaturar la fase líquida con gas y por descenso de presión o aumento de temperatura dicho gas se va liberando, mientras que la dispersión se realiza haciendo pasar un flujo de gas por un medio poroso el cual está sumergido dentro de un líquido.
- b) Métodos químicos: Existen reacciones químicas las cuales no necesariamente producen espumas acuosas; un ejemplo es el poliuretano (gomaespuma), el cual es un material plástico poroso. Las reacciones bioquímicas por su parte, generan espumas por medio de la descomposición de algunos de sus compuestos; en la cerveza por ejemplo la descomposición de sus azúcares producen dióxido de carbono lo que origina su tan característica espuma.

- c) Métodos físico-químicos: Con movimiento mecánico que agrega energía a un sistema líquido que contiene agentes espumantes, tal y como se puede ver al usar la lavadora.

Independientemente del método empleado para la generación de la espuma existen factores que afectan a la espuma durante esta etapa, los cuales se describen a continuación:

-Tensoactividad: Es el fenómeno por el cual una sustancia reduce la tensión superficial entre dos fases. Debido a que las espumas generadas solo con líquido (agua dulce) son muy inestables y de vida corta, se requiere de la adición de un agente tensoactivo (surfactante) que modifique la tensión superficial entre el gas-líquido facilitando la dispersión del gas en la fase acuosa alargando la vida de la espuma.

Un surfactante es una sustancia cuya molécula posee un grupo hidrófilo y un grupo hidrófobo, (**Figura 2.1**). Al entrar en contacto con una fase acuosa las moléculas del surfactante tienden a orientarse; la parte hidrófila se adhiere en la parte acuosa, mientras que la parte hidrófoba tiende a orientarse hacia la fase contraria, sea gas u otro líquido.

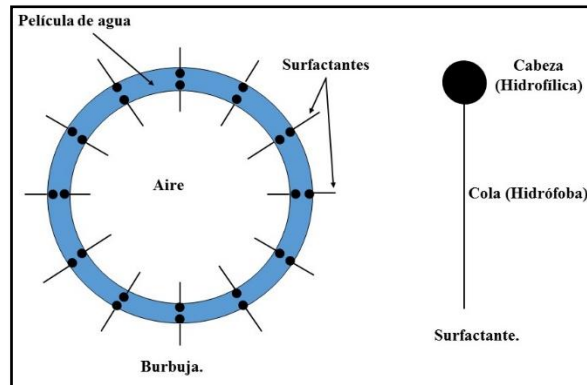


Figura 2. 1 Esquema que muestra el proceso tensoactivo (Salager, J. L. 1999).

-Acumulación de burbujas: Es la aglomeración de burbujas que se generan en el líquido y ascienden hacia la superficie donde al amontonarse forman películas entre ellas, las cuales son sometidas a esfuerzos de estiramiento y es indispensable que no se rompan, (**Figura 2.2**).

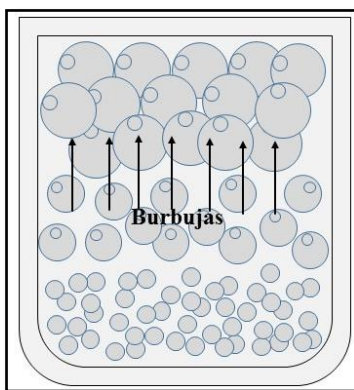


Figura 2. 2 Formación de la espuma por ascensión de las burbujas generadas (Salager, J. L. 1999).

-Efecto Gibbs-Marangoni: Es descrito por el módulo de elasticidad de Gibbs y el efecto Marangoni el cual explica la transferencia de masa en una interfase entre dos fluidos debido a un gradiente de tensión superficial y confiere elasticidad a la película estirada entre dos burbujas. Las películas gruesas entre burbujas son sometidas a esfuerzos de estiramiento debido a que el área interfacial gas-líquido aumenta.

La concentración de surfactante adsorbido tiende a disminuir en la zona estirada donde la película es más delgada ocasionando una diferencia de tensión entre la zona estirada de la película y las zonas adyacentes. Este fenómeno es llamado inestabilidad de Marangoni. El gradiente de tensión produce la fuerza dirigida desde la zona donde se encuentra el exceso de tensoactivo, es decir, donde la tensión es baja hasta la zona de alta tensión (**Figura 2.3**).

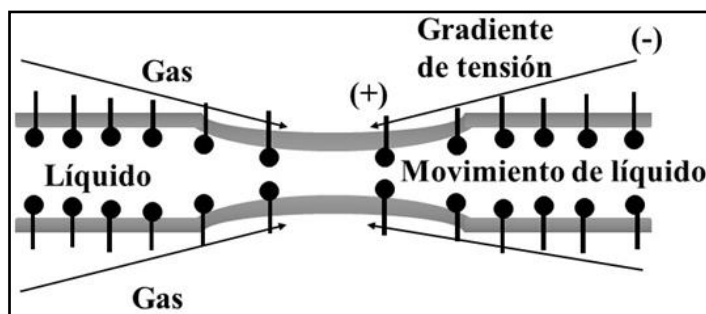


Figura 2. 3 Efecto Gibbs-Marangoni (Salager, J. L. 1999).

-Concentración micelar crítica (CMC): Representa la concentración mínima de surfactante necesaria para formar micelas en una disolución. La gráfica (**Figura 2.4**), muestra la acción de un surfactante sobre la tensión superficial (coordenada γ), respecto a la concentración de surfactante en fase acuosa coordenada (LnC).

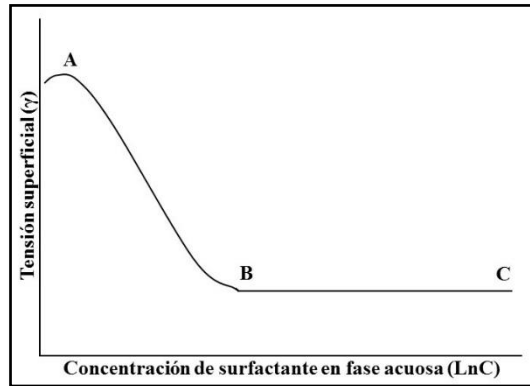


Figura 2. 4 Acción del surfactante sobre la tensión superficial (Salager, J. L. 1999).

Al aumentar la concentración de surfactante, la tensión superficial disminuye (línea AB) debido a que las moléculas se adsorben en la superficie del agua. Al agregar mayor cantidad de surfactante se alcanza el punto B donde las moléculas están totalmente empaquetadas en la superficie, de forma totalmente vertical, con la parte hidrofílica orientada hacia el agua y la parte hidrófoba hacia el aire. Si se continua agregando surfactante, no caben más moléculas en la superficie, y se agregan en estructuras denominadas micelas. Ocurre entonces que la tensión superficial no disminuye más y permanece aproximadamente constante (línea horizontal BC).

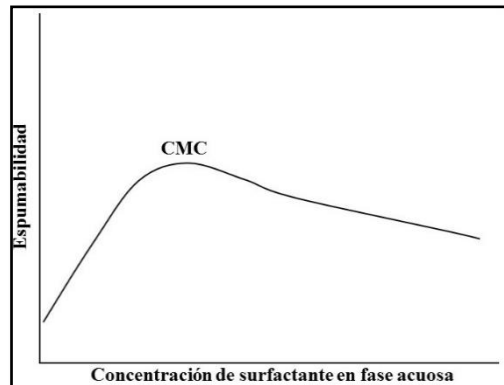


Figura 2. 5 Variación de la espumabilidad respecto a la concentración del surfactante (Salager, J. L. 1999).

La concentración a la que comienza la formación de micelas (punto B) se llama Concentración Micelar Crítica (CMC). Esta concentración produce el valor de espumabilidad máximo (**Figura 2.5**), es en éste punto cuando el surfactante es más eficaz.

Maduración de la espuma: Una vez formada la espuma comienza una degradación más o menos lenta, donde la escala de tiempo puede ser de algunos minutos hasta algunas horas, y se presentan los siguientes mecanismos:

-Fuerza gravitacional: Favorece la separación de un gas en un sistema disperso, ocasionando dos fenómenos; la segregación de burbujas y el drenaje gravitacional del líquido. El primero se presenta durante los primeros instantes al generarse las burbujas y ocurre bajo el principio de Arquímedes, donde las burbujas más grandes tienen mayor empuje que las pequeñas, por lo que ascienden más rápido. Mientras el segundo ocasiona que el líquido se desplace hacia abajo y se produce durante toda la vida de la espuma, (**Figura 2.6**).

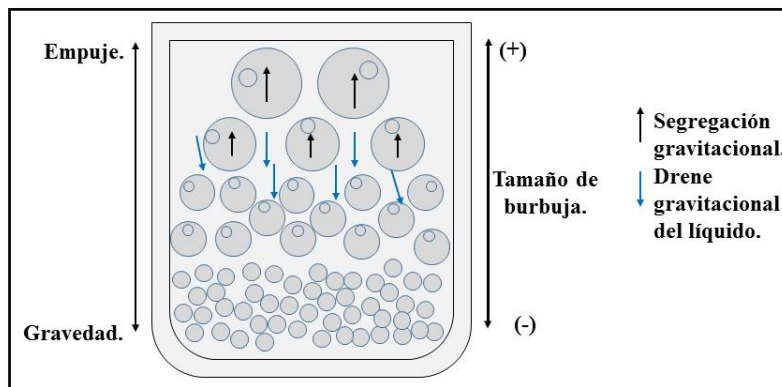


Figura 2. 6 Efecto de las fuerzas gravitatorias sobre las burbujas y la fase líquida (Salager, J. L. 1999).

-Succión capilar: Es el mecanismo que desplaza el líquido del centro de la lamela hacia el borde de Plateau, provocando la disminución de la porción líquida e incrementando el drenado a medida que las burbujas pierden su forma esférica hasta llegar a ser poliédricas.

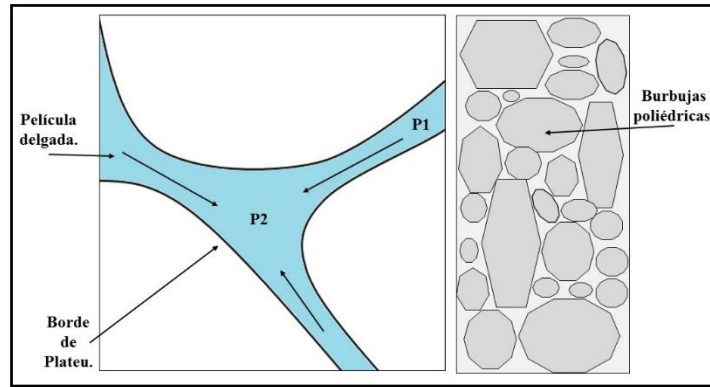


Figura 2. 7 Succión capilar del líquido del centro de la película hasta los bordes de Plateau (Salager, J. L. 1999).

El contenido de líquido continúa disminuyendo ya que la diferencia de curvatura entre los bordes de Plateau y la película, según la ley de Laplace, producen gradientes de presión. Estos fenómenos ocasionan que la espuma comience a degradarse por la ruptura de las películas relativamente delgadas afectadas por el efecto Gibbs-Marangoni (**Figura 2.7**).

-Difusión gaseosa intra-burbuja: Cuando las burbujas son poliédricas, las películas intra-burbujas (lamelas) se comportan de forma plana de poco espesor debido a que la presión es mayor en las burbujas pequeñas que en las grandes según la ley de Laplace, la cual indica que existe por lo general un gradiente de presión en las caras opuestas de la película que induce una difusión gaseosa a través de ella lo cual hace que las pequeñas burbujas se desinflen lentamente en las grandes y desaparezcan, este fenómeno es llamado maduración de Ostwald, (**Figura 2.8**).

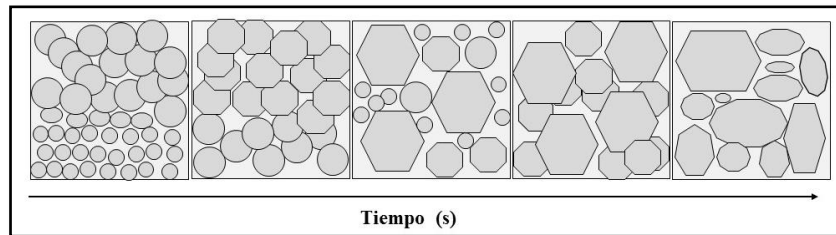


Figura 2. 8 Evolución de la difusión intra-burbuja (Salager, J. L. 1999).

Persistencia de las espumas: El drenaje disminuirá a medida que la película entre burbujas se adelgaza, siendo el proceso muy lento si el líquido contiene agentes viscosificantes y si las burbujas poliédricas son de gran dimensión. En efecto, si el espesor de las películas intraburbujas llegan a disminuir por debajo del décimo de micrómetro (200 Å) se observan entonces nuevos fenómenos que corresponden a las interacciones coloidales entre las superficies.

-Las fuerzas intermoleculares atractivas de Van der Waals: Actúan a corta distancia, tienden a atraer las burbujas vecinas y por lo tanto a producir el drenaje de la película. Mientras que las fuerzas de efecto repulsivo se oponen al acercamiento de las burbujas y por tanto al drenaje de las películas. Estas son debidas a la presencia de una capa adsorbida de tensoactivo sobre cada una de las superficies de una parte y de la otra de la película delgada.

-Repulsiones (fenómenos estáticos): Se presentan entre las superficies donde la repulsión eléctrica es la que actúa a mayor distancia debido al movimiento de las dobles capas eléctricas producidas por la adsorción de surfactantes iónicos, (**Figura 2.9**).

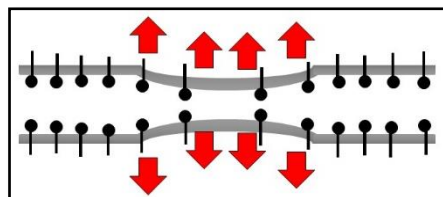


Figura 2. 9 Repulsión por la interacción entre capas de surfactante adsorbido y la película delgada (Salager, J. L. 1999).

-Fenómenos dinámicos de superficie: Producidos por el desplazamiento tangencial del líquido existente en la película respecto a una superficie, se presenta durante el drenado del líquido al interactuar con las moléculas que son adsorbidas en la superficie de las burbujas.

La presencia de una doble capa eléctrica produce efectos electrocinéticos (electroviscosos) en donde el desplazamiento del líquido arrastra los contraiones que se encuentran en la capa difundida sin afectar los iones adsorbidos del surfactante lo que provoca una deslocalización

de carga que induce un potencial (potencial de flujo) el cual ejerce una fuerza sobre los iones desplazados para regresarlos a su posición y en consecuencia en las moléculas de líquido asociadas a estos iones, (**Figura 2.10**).

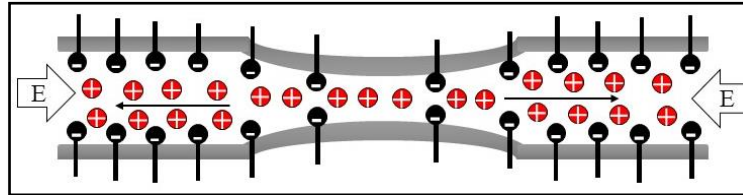


Figura 2. 10 Potencial de flujo y electro-viscosidad (Salager, J. L. 1999).

2.1 Características de las espumas.

Las espumas se caracterizan por tener como fase continua un líquido y la fase dispersa un gas. De acuerdo a las proporciones de estas fases contenidas en el sistema se puede denominar a la espuma de las siguientes formas:

- a) Espuma húmeda: Espuma con un alto porcentaje de agua. En campo esta espuma presenta más agente espumante, potenciador de espuma o simplemente hay demasiada agua y no hay suficiente gas.
- b) Espuma seca: Espuma con un bajo porcentaje de agua y un tratamiento más alto del agente espumante. Es más persistente y soportará un mayor porcentaje de aire al agua.
- c) Espuma estable: Es similar a la espuma de afeitarse. El porcentaje de líquido varía de 2-15% en volumen y es producida con un agente espumante al 1-2% en volumen adicionado a la fase líquida del fluido, lo que representa 10 veces la cantidad de agente espumante usado para generar un sistema niebla.
- d) Espuma rígida: Incorpora una cantidad menor de agente espumante que la espuma estable; 1% aproximadamente. A esta espuma se le agregan aditivos como la bentonita o geles en un porcentaje de 3-4%, así como una pequeña cantidad de polímero viscosificante menor al 0.2%.

Calidad: Relación volumétrica de gas contenido en el volumen total de la mezcla en un punto de temperatura y/o presión particular. Se expresarse en porcentaje (%) o fracción decimal.

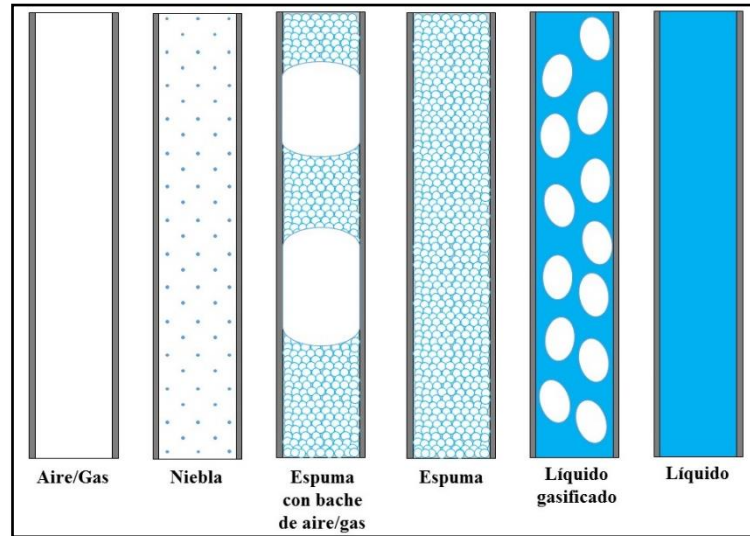


Figura 2. 11 Espectro de flujo multifásico (Lorenz, 1980).

En el intervalo de calidad de espuma de 0.1 a aproximadamente 0.54 el sistema consiste en burbujas independientes dispersadas en la fase líquida (líquido gasificado), mientras que en el intervalo de 0.55 a 0.96 el sistema es conocido como espuma la cual puede moverse de manera continua a través de la tubería o por medio de baches de acuerdo al patrón de flujo generado en el interior de la tubería. Por encima de una calidad de 0.97 el sistema consiste en gotitas ultramicroscópicas de agua dispersas en el gas y se denomina niebla o aerosol. Una calidad de 0.0 es equivalente a un fluido líquido, mientras que cuando es 1.0 nos indica que el fluido es solo aire o gas (**Figura 2.11**).

El límite máximo de calidad es de 0.98 el cual puede obtenerse en laboratorio, sin embargo, en operaciones de campo la calidad máxima será de aproximadamente 0.85 o 0.90. A medida que el gas comienza a convertirse en la fase continua el sistema comienza a presentar flujo tipo bache alternando agua y gas, por lo cual la espuma pierde su capacidad de transporte y deja caer los recortes. El límite inferior eficiente basado en la capacidad de transporte de recortes de la espuma corresponde a una calidad de 0.52, (**Figura 2.12**).

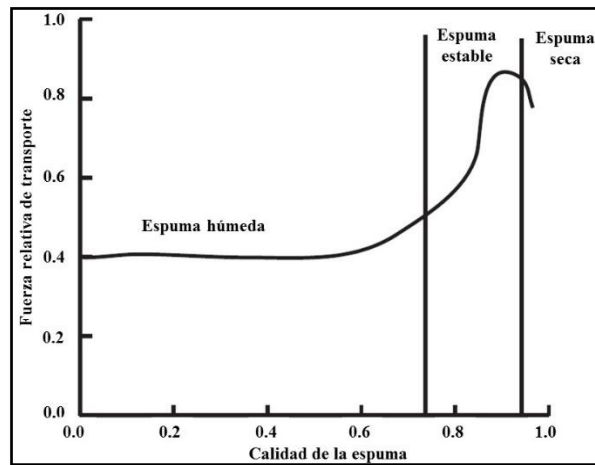


Figura 2. 12 Capacidad de transporte de la espuma (Bayer et al. 1972).

Otro de los factores que mejoran las propiedades de las espumas es el contenido de materiales denominados “sólidos” los cuales son añadidos para alargar la vida del sistema, siendo los más usados las arcillas. El cuidado en el porcentaje de estos materiales es de vital importancia en sistemas de espumas tanto de un solo uso como reciclables ya que estos sólidos deben ser fáciles de separar de las fases gas- líquido, con el fin de no requerir de un proceso de separación adicional y elevar costos de operación.

Relación gas-líquido: Relación superficial del volumen de un gas inyectado a temperatura y presión estándar (STP) a un volumen de líquido, donde este último se expresa siempre como 1. Una proporción de 200/1 significaría 200 (scf) de gas inyectado por cada ft³ de líquido.

Arreglo de fases: En espumas persistentes las burbujas esféricas se transforman en celdas poliédricas separadas por películas de líquido casi planas y reciben el nombre de espumas secas. El arreglo de las películas entre burbujas se da en ángulos iguales de 120° en 2D y en 109° en 3D, y son resultado de las tensiones de superficie o de las fuerzas contractivas a lo largo de las películas de líquido.

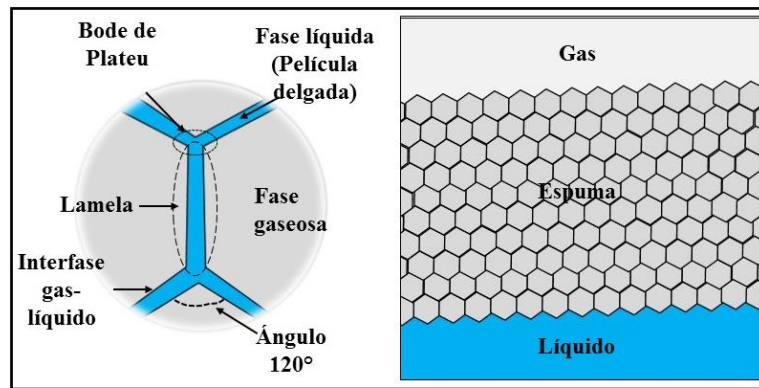


Figura 2. 13 Arreglo de fases (Smith, D. H. 1996).

El arreglo originado entre burbujas da lugar a dos regiones importante en el estudio de este sistema: la lamela que es la región que abarca la película delgada de líquido y es donde se aprecia mejor la interface gas-líquido y el borde de Plateau, el cual es resultado de la unión de 3 o más lamelas que concurren, también al contacto entre una lamela con una superficie sólida y da lugar a la región con mayor cantidad de líquido, (**Figura 2.13**).

Tensión superficial: Fuerza ejercida en el límite de contacto entre dos fluidos inmiscibles. Se refiere a la tensión superficial si la superficie separa el gas de una fase sólida o líquida y se le llama tensión interfacial si la superficie separa dos fases no sólidas (dos fluidos), provocando así un desequilibrio entre las fuerzas en la interfase.

Tamaño de las burbujas: Las burbujas en una espuma son poliédricas y no esféricas, sin embargo, por convención se ha determinado que el “diámetro” de las burbujas de gas en una espuma sean esféricas. Las burbujas de una espuma tienen diámetros de entre 10 [μm] hasta 1000 [μm]. La evaluación del tamaño nos proporcionará información importante para su caracterización; tamaños pequeños representaran una espuma estable y una alta viscosidad.

Textura de la espuma: La forma de las burbujas se utilizan como medio de clasificación de la espuma. Si la concentración de burbujas pequeñas es alta o la espuma está recién generada recibirá el nombre de espuma esférica., mientras que si las burbujas son secas, se denominará espuma poliédrica.

Estabilidad de una espuma: Dado que las espumas son inestables, el término estable se utiliza para referirse a una estabilidad relativa en forma cinética, la cual considera dos procesos diferentes; adelgazamiento de la capa y coalescencia. En el primero, dos o más burbujas se aproximan con mucha cercanía pero las burbujas no se tocan unas entre otras y no hay cambio en el área superficial total. En la coalescencia, dos o más burbujas se fusionan para formar una burbuja más grande.

Propiedades interfaciales: El tiempo de vida de las espumas depende en gran medida del agente espumante empleado el cual puede estar compuesto por surfactantes, macromoléculas y sólidos finos. Este es necesario para reducir la tensión superficial, y de este modo ayudar en la formación de un área interfacial aumentada con una inversión mínima de energía mecánica creando una película protectora en la superficie de las burbujas que actúa en la prevención de la coalescencia con otras burbujas.

2.2 Propiedades del fluido espumado.

Es importante que durante todo el desarrollo de las operaciones de perforación el fluido mantenga sus características dentro de los parámetros para los cuales fue diseñado, esto con el fin de evitar problemas que causen atrasos en los trabajos de perforación.

Densidad: Para el cálculo de la densidad de la espuma en laboratorio se emplea una probeta en la cual se vierte un volumen de espuma que después se pesa, así conoce la masa y el volumen y se puede obtener la densidad por medio de la fórmula (masa/volumen). Por este medio también es posible conocer la calidad de la espuma, una vez pesado y medido el volumen de espuma, se deja reposar hasta que la fase líquida se separe del gas una vez hecho esto se sabrá el contenido de gas en el volumen original de espuma, lo cual representará la calidad. En campo es común emplear la balanza de lodos para obtener la densidad de la fase líquida a espumar la cual por medio de la inyección de gas va disminuyendo a medida que la calidad aumenta. Los valores de densidad de la espuma se encuentran un rango de entre 0.3 (g/cc) y 0.7 (g/cc).

Resistencia (estabilidad) térmica: Capacidad que presenta un material para oponerse a la transferencia o flujo de calor a través de él. Las espumas tiene propiedades aislantes y cuando se combina con la absorción de calor causada por la expansión del gas, el sistema puede mantenerse relativamente más frío con respecto a la temperatura del pozo.

Conductividad eléctrica: Capacidad de un material o sustancia para transportar corriente eléctrica a través de él. En los fluidos de perforación espumados al igual que en los base agua está determinada por la cantidad de sales minerales que se encuentran diluidas en él las cuales al mezclarse con el resto de los aditivos generan cargas que son de vital importancia en la toma de registros eléctricos.

Control de filtrado o filtrado API: Es la cantidad de líquido proveniente del fluido de perforación que se filtra hacia la formación. El control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de la fase líquida para mantener en condiciones recomendables el sistema de circulación y evitar daño a la formación por invasión de fluidos así como mantener la calidad de la espuma en un rango deseado para el transporte de recortes.

Enjarre: Capa o película que se genera sobre la pared del pozo producto del contacto que tienen los sólidos del fluido contra esta por diferencia de presión. Este enjarre debe ser delgado y resistente, lo cual está determinado por la distribución del tamaño de poro de la formación, las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido, y el tamaño de las partículas sólidas suspendidas en él.

Contenido de sólidos: Los fluidos de perforación están compuestos por algunos sólidos que son necesarios para su elaboración; arcilla, material densificante, aditivos químicos adicionales entre otros. Sin embargo, durante la perforación se suman sólidos que son perjudiciales ya que alteran las características y propiedades del lodo original, por lo que deben ser eliminados eliminar del sistema de circulación ya que actúan como inhibidores de espuma.

Contenido de arena: El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de lodo, en las espuma actúa como inhibidor y degradador.

Prueba de azul metileno: Determina la cantidad de materiales similares a la arcilla contenidos en un fluido de perforación base de agua según la cantidad de colorante azul de metileno que es absorbido por la muestra, esta prueba se realiza en la fase líquida que generará espuma.

Lubricación: Lubricar la sarta de perforación es un proceso secundario en la perforación pero especialmente crítico en los agujeros direccionales para evitar que la tubería se pegue a las paredes del pozo.

Ionización: Proceso por el cual una molécula de algún compuesto se subdivide en iones con cargas positivas (aniones) o negativas (cationes). Se emplea para establecer la compatibilidad de los materiales a emplear para la elaboración de un fluido, así como para evaluar la interacción entre éste y la formación a perforar, en las espumas es un factor importante para conocer la estabilidad y persistencia de las burbujas.

Solubilidad: Capacidad de disolverse que tiene una sustancia determinada (solute) en un determinado medio portador (disolvente). Es afectada por la temperatura, presión, salinidad y el pH; ya que la variación de cualquiera de estos factores fomenta una mejora o deficiencia de la solubilidad.

Cloruros: Cantidad de iones cloruros presentes en el filtrado. Al incrementarse su salinidad, la solubilidad de las sales y aditivos generalmente aumenta provocando reacciones químicas como la precipitación. Esta propiedad está relacionada con la efectividad de controlar las lutitas.

Intercambio catiónico: Cantidad de iones cargados positivamente (cationes) que un mineral de arcilla (o un material similar) puede contener en su superficie cargada negativamente, expresado como miliequivalentes por 100 gramos.

Alcalinidad: Grado ácido-neutralizante de una sustancia. Para su evaluación se mide el volumen de ácido estándar requerido para reaccionar con los materiales alcalinos (básicos) en una muestra del fluido de perforación.

Dureza: Es determinada por la presencia de iones de calcio y magnesio. La evaluación se realiza midiendo un volumen de fluido o del filtrado del lodo para determinar la cantidad existente en el fluido.

pH: Medida correspondiente al grado de acidez o alcalinidad de un fluido de perforación o su filtrado. El nivel de pH del lodo debe ser supervisado constantemente para mantener un pH alcalino de 8 o 9, esto con el fin de reducir la corrosión en la tubería y detectar la presencia de sulfuro de hidrógeno (H₂S). En la perforación con espumas reciclables estas deben romperse con aerosol de alcohol o con un cambio de pH.

Corrosión: Es el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico de su entorno. El efecto de la corrosión se puede monitorear al determinar la pérdida de peso de la sarta, que si bien, puede ser una pérdida mínima deberá ser atendida para evitar daños más severos. Las espumas tienden a atrapar los gases corrosivos evitando así que dañen los equipos.

Viscosidad: Esta propiedad es directamente proporcional a la calidad, es decir, se incrementa rápidamente conforme la calidad de la espuma aumenta de 0.8 hasta 0.97; que es el límite de la estabilidad de la espuma, (**Figura 2.14**).

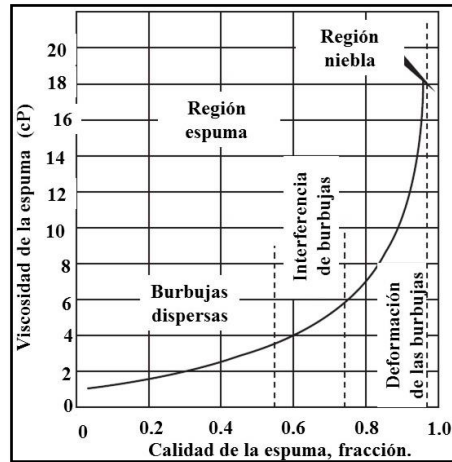


Figura 2. 14 Efecto de la calidad sobre la sobre viscosidad (Caenn, R., Darley, H. C., & Gray, G. R. 2011).

Viscosidad (API): Esta viscosidad es determinada con el Embudo Marsh, sirve para comparar la fluidez de un líquido con respecto a la fluidez del agua y se reporta en segundos Marsh. Para las espumas se utiliza el embudo Marsh para caracterizar la fase líquida, la cual deberá estar dentro del rango mínimo de los lodos base agua (45 a 75 s), aunque esto dependerá de la formulación química y concentración de cada componente del sistema.

Viscosidad efectiva VE (μ_e): Viscosidad medida o calculada del fluido al fluir a través de una geometría particular. El fluido fluyendo a través de la sarta de perforación tendrá una viscosidad efectiva diferente a la que tiene cuando fluye por espacio anular. En espumas se reportan valores de entre 70 y 250 cP.

Viscosidad aparente VA (μ_a): Viscosidad real o viscosidad observada, está indicada por la lectura del viscosímetro de Fann (θ_{300}) o la mitad de la indicación del viscosímetro a (θ_{600}). Al igual que la viscosidad Marsh se puede emplear solo la fase líquida para realiza las lecturas en el Viscosímetro Fann (Ec. 2.01) o emplear la espuma en un reómetro diseñado para caracterizar fluidos gasificados dando como resultado de entre 270 y 330 cP.

$$VA = \theta_{300} = \frac{\theta_{600}}{2} \quad \text{--- Ec.(2.01)}$$

Viscosidad plástica VP (μp): Resistencia al flujo causada por la fricción, afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas así como la viscosidad de la fase líquida. El cálculo se realiza con el Viscosímetro Fann (**Ec.2.02**) para la fase líquida de la espuma, donde se obtendrán valores en un rango de 1 a 20 cP.

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300} \quad \text{--- Ec.(2.02)}$$

Punto de cedencia (YP): Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas bajo condiciones dinámicas o de flujo, está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en el pozo y sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles y sólidos reactivos de formación. Al igual que los parámetros anteriores se calcula empleando la fase líquida de la espuma en el Viscosímetro Fann (**Ec. 2.03**).

$$YP = \theta_{300} - VP \quad \text{--- Ec.(2.03)}$$

Otro de los parámetros que acrecientan con respecto a la calidad es el esfuerzo de corte, esto porque al ser más viscoso el sistema tiende a requerir más energía para moverse lo cual afecta la capacidad de transporte de los recortes, (**Figura 2.15**).

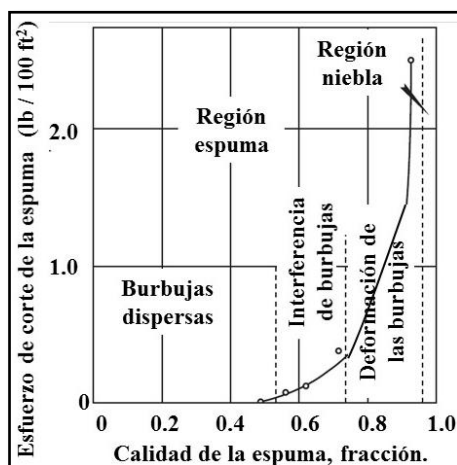


Figura 2. 15 Efecto de la calidad sobre el esfuerzo cedente (Caenn, R., Darley, H. C., & Gray, G. R. 2011).

Gelatinosidad o Esfuerzo gel (Gel): Se relaciona con la capacidad de suspensión del fluido. La medición de esta se realiza con el Viscosímetro Fann con las lecturas 3 rpm (θ_3) a diez segundos y a diez minutos (**Ec. 2.05**), pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.

$$\text{Gel} = \frac{(\theta_3)_{10\text{ s}}}{(\theta_3)_{10\text{ min}}} \quad \text{--- Ec.(2.05)}$$

Si la gelatinización se forma lentamente después de que el lodo está en reposo, se dice que ésta es baja, siendo alta en caso contrario. El conocimiento de esta propiedad ayuda a prever dificultades durante la circulación del fluido cuya resistencia a la gelatinización debe ser baja para permitir que los sólidos transportados sean depositados en el tanque de decantación.

2.3 Consideraciones generales en las operaciones con espuma.

La espuma es un fluido muy estable dentro de las condiciones límites de presión y temperatura que permitan mantener la emulsión del gas en el líquido. Algunas consideraciones que se deben tomar en cuenta al trabajar con este fluido son las siguientes:

- a) La temperatura afecta la estabilidad de la espuma ya que a medida que esta incrementa también lo hace la tendencia a romperse de las burbujas. Los efectos de la temperatura se perciben de forma importante a partir de los (200°F/93.3°C).
- b) La calidad del sistema no debe ser muy alta o baja. Se recomienda una fracción máxima de entre 0.85 y 0.90, y mínima de entre 0.40 y 0.50, ya que fuera de estos rangos la capacidad de transporte de los recortes disminuye.
- c) La calidad del agua debe ser buena (agua dulce) para tener un buen sistema. El término usado para la calidad del agua es “Drinking quality”. Cualquier cambio en la calidad del agua requerirá tratamiento químico y/o agentes espumantes adicionales lo cual dará como resultado final un fluido costoso.

- d) La espuma es más estable al estar sometida a presión controlada que cuando está dentro del pozo, por lo que después de experimentar con una formulación química se obtendrá una espuma que sea estable al circular a través del sistema hidráulico pero que se rompa al retornar a las presas de lodo.
- e) La espuma conocida como “Single pass” debe ser capaz de romperse sola. Este tipo de espuma es ideal para una jornada de trabajo de uno a tres días, ya que no requiere de equipo adicional para romperla y el agua empleada puede ser recuperada y reutilizada.
- f) Las espumas reciclables deben romperse con aerosol de alcohol o con un cambio de pH. Para este proceso se requiere de equipo de control de sólidos y la precisa adición de químicos. Uno de los grandes problemas con un sistema de reciclado es que a medida que los sólidos en el agua se acumulan, tienden a actuar como un separador de espuma o más apropiadamente, un inhibidor de espuma. Sólidos hidrófobos que rompen la espuma (partículas finas de carbono) y sólidos hidrófilos (arcillas) que hacen que la espuma sea más estable son un tema complejo. Por lo tanto, los sólidos deben mantenerse al mínimo en espumas reciclables.
- g) La parte crítica de un consistente sistema de espuma es la medición precisa del agente espumante y otros químicos que formarán parte de la fase líquida.
- h) El separador es un elemento indispensable en la perforación con espuma reciclable, sobre todo si se está perforando pozos productores de gas o si emplean gas natural como fase gaseosa.
- i) En áreas donde se sabe que hay corrosión debe tratarse el contenido de oxígeno en la fase líquida por medio de inhibidores de corrosión y supervisando el contenido de hierro en la línea de retorno. Cuando la espuma es diseñada adecuadamente, el contenido de gases de efecto corrosivo (O_2 , CO_2 , H_2S) que se encuentra en el aire es encapsulado por la fase líquida evitando que interactúe en el medio, reduciendo la corrosión. Sin embargo, estos gases se liberan en superficie al degradarse la espuma.
- j) La espuma tiende, en teoría, a tener una caída de presión en el espacio anular ligeramente mayor comparada a un sistema aireado pero la diferencia es difícil de observar.

A continuación se presenta un resumen de las variables que afectan el comportamiento de la espuma durante las operaciones de perforación, (**Tabla 2.1**).

Tabla 2. 1 Comparación de las variables que afectan las operaciones de perforación con espuma.

Variables	Incidencia en las operaciones de perforación.		
	Mayor	Menor	Observaciones
Temperatura	X		Afecta la estabilidad de la espuma.
Calidad de la espuma.	X		Afecta el transporte de recortes.
Densidad	X		Afecta el control de presiones en el pozo, se debe mantener en un rango de 0.3 a 0.7 g/cc.
Viscosidad	X		Se ve afectada por la calidad lo cual repercute en la limpieza de agujero.
Calidad del agua.		X	Si es baja requerirá de un tratamiento adicional con lo cual elevará los costos.
Estabilidad	X		La espuma debe soportar los cambios generados por las condiciones de presión y temperatura.
Concentración de agentes espumantes.	X		Debe ser adecuada para generar una espuma que cumpla sus funciones dentro del pozo y sea fácil de degradarse una vez en superficie.
Contenido de sólidos.		X	A medida que incrementa la concentración de sólidos la estabilidad de la espuma disminuirá si estos ocasionan la degradación de las burbujas o aumentará en caso de que reaccionen de tal forma que aporten estabilidad al sistema.
Empleo de un separador		X	Se requiere en operaciones con espuma reciclable para el control adecuado de sólidos.
Corrosión	X		Cuando el diseño de la espuma es bueno esta encapsulará los gases de efecto corrosivo, sin embargo, al regresar a superficie se liberarán debido a la degradación de esta, por lo que supone un peligro para las personas expuestas a estos gases.

CAPÍTULO 3. REOLOGÍA Y MODELOS HIDRÁULICOS APLICADOS EN LA PERFORACIÓN CON FLUIDO ESPUMADO.

Como se mencionó en el **Capítulo 1**, la hidráulica convencional se calcula siguiendo la metodología de la norma API 13D. Para determinar el modelo reológico del fluido se emplea el Viscosímetro Fann 35 en el cual se realizan lecturas diales (θ) a diferentes velocidades de rotación (N) y posteriormente se convierten los valores registrados a medidas de esfuerzo de corte (τ) (**Ec. 3.01**) y velocidad de corte (γ) (**Ec. 3.02**).

$$\gamma = N * 1.703 \text{ (s}^{-1}\text{)} \quad \text{--- Ec.(3.01)}$$

$$\tau = \theta * 5.11 \left(\frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right) \text{ ó } \theta * 1.066 \left(\frac{\text{lb}}{\text{ft}^2} \right) \quad \text{--- Ec.(3.02)}$$

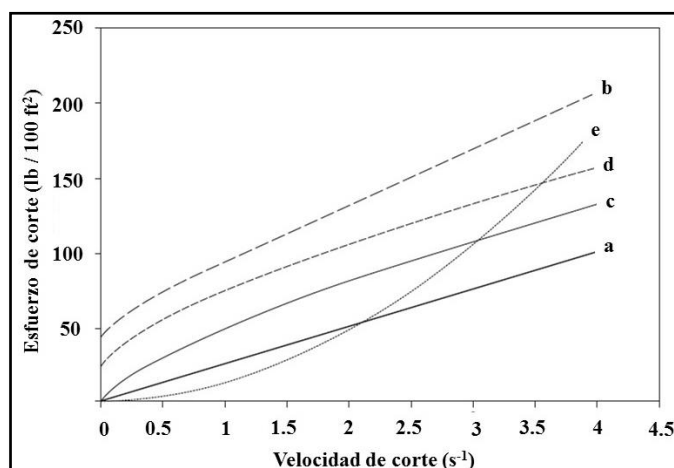


Figura 3. 1 Reograma de fluidos (Guo, B., & Liu, G. 2011).

Con los valores obtenidos se crea una gráfica esfuerzo de corte (τ) vs velocidad de corte (γ) y se compara con un reograma para determinar a qué modelo reológico se ajusta. En el reograma (**Figura 3.1**), se observan el comportamiento de los fluidos correspondientes a los modelos Newtonianos (línea a), Plástico de Bingham (curva b), Ley de Potencia o Pseudoplástico (curva c), Herschel-Bulkley (curva d) y Ley de Potencia o Dilatante (curva e).

El comportamiento de flujo se puede describir con el uso de modelos matemáticos llamados modelos hidráulicos los cuales están definidos por la reología del fluido empleado y los cuales tienen diferentes ecuaciones para la caracterización de los fluidos.

Modelo de flujo Plástico de Bingham: Emplea el esfuerzo de corte (τ), viscosidad plástica (μ_p) y el punto de cedencia (τ_y) para la caracterización del fluido.

$$\tau = \tau_y + (\mu_p * \gamma) \quad \text{--- Ec.(3.03)}$$

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad \text{--- Ec.(3.04)}$$

$$\tau_y = PY = \theta_{300} - \mu_p \quad \text{--- Ec.(3.05)}$$

Modelo de flujo Ley Potencia de Ostwald-de-Waele: Involucra el cálculo del esfuerzo de corte (τ), índice de consistencia (k) y el índice de comportamiento de flujo (n):

$$\tau = k * \gamma^n \quad \text{--- Ec.(3.06)}$$

Flujo a través de tubería.

$$n_p = 3.32 * \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad \text{--- Ec.(3.07)}$$

$$k_p = \frac{\theta_{300}}{511^{n_p}} \quad \text{--- Ec.(3.08)}$$

Flujo a través del espacio anular.

$$n_a = 0.657 * \log \frac{\theta_{100}}{\theta_3} \quad \text{--- Ec.(3.09)}$$

$$k_a = \frac{\theta_{100}}{170.3^{n_a}} \quad \text{--- Ec.(3.10)}$$

Modelo de Ley Potencia Modificado de Herschel – Bulkley: Es el modelo que describe el comportamiento reológico de los lodos de perforación con mayor exactitud.

$$\tau = \tau_y + k * \gamma^n \quad \text{--- Ec.(3.11)}$$

$$\tau_y = 2\theta_3 - \theta_6 \quad \text{--- Ec.(3.12)}$$

$$n = 3.32 * \log \frac{\theta_{600} - \tau_y}{\theta_{300} - \tau_y} \quad \text{--- Ec.(3.13)}$$

$$k = \frac{\theta_{300} - \tau_y}{511^n} \quad \text{--- Ec.(3.14)}$$

En la actualidad no existen procedimientos o normas para la caracterización del comportamiento de flujo de fluidos no convencionales (gases, fluidos gasificados o espumados) haciendo complejo su diseño y evaluación. Sin embargo, existen reportes de autores que han trabajado para caracterizar la reología de las espumas, a continuación se presenta los resultados de experimentos, (**Tabla 3.1**).

Tabla 3. 1 Revisión de la literatura sobre los estudios de la reología de la espuma.

Autor/es	Modelo reológico	Calidad de la espuma	Observaciones
Sibree (1934)	N		La viscosidad aparente de la espuma era más alta que la de cada uno de los componentes.
Grove et al. (1951)			Utilizaron espumas contra incendios para medir los efectos de la presión, esfuerzo de corte y calidad de la espuma sobre la viscosidad aparente.
Fried's (1961)			La viscosidad disminuye a medida que decrece la calidad y aumenta con respecto al incremento de diámetro de los tubos
Reza y Marsden (1967)	PL	0.70 – 0.96	No involucraron el deslizamiento de la espuma en la pared de la tubería ni su compresibilidad
David y Marsden (1969)			Corrigieron los resultados de Reza y Marsden considerando el deslizamiento de la espuma en la pared de la tubería y la compresibilidad.
Mitchell (1971)	BP	0 – 0.96	Observó que el efecto de deslizamiento de la pared no existe para el flujo de espuma.
Beyer et al (1972)	BP	0.75 – 0.98	La fracción volumétrica del líquido (LVF) es la variable principal que afecta la pérdida de presión.
Blauer et al (1974)	BP		Observaron que la relación entre el número de Reynolds y el factor de fricción Fanning para la espuma es idéntica a los fluidos monofásicos.
Sanghani and Ikoku (1983)	PL	0.65 – 0.98	La mayoría de las operaciones de perforación de espuma pueden llevarse a cabo en la región de flujo laminar debido a la baja densidad y alta viscosidad de la espuma, si la calidad del fondo es mayor a 0.55

CAPÍTULO 3. REOLOGÍA Y MODELOS HIDRÁULICOS APLICADOS A LA PERFORACIÓN CON FLUIDO ESPUMADO.

Autor/es	Modelo reológico	Calidad de la espuma	Observaciones
Harris and Reidenbach (1984)	YPL	0 – 0.80	Observaron que la espuma mantiene su viscosidad a temperaturas elevadas.
Cawiezel and Niles (1987)	YPL	0.50 – 0.80	Un aumento de temperatura disminuye la viscosidad aparente de la espuma y esta aumenta al aumentar la presión a 5000 psi cuando la calidad es de 0.55
Valko and Economides (1992)	VEPL	0.25 – 0.70	Los parámetros reológicos k, n son constantes para las espumas con un gasto dado de gas y líquido y una temperatura.
Gardiner et al. (1998)	VEPL		Observaron que el coeficiente de deslizamiento disminuye con el esfuerzo de la pared.
Ozbaygolu (2000)	PL	0.70 – 0.90	El efecto de deslizamiento de la pared no es despreciable y debe considerarse para establecer el verdadero comportamiento de flujo de la espuma en las tuberías
Bonilla et al. (2000)	YPL	0 -0.80	Realizó los experimentos con espumas generadas con goma guar.
Sani et al. (2001)	YPL	0 -0.80	Realizó los experimentos con espumas generadas con goma xantana.
Sudhakar D. Khade et al (2003)	PL	0 – 0.80	Reportaron mayores viscosidades aparentes de los fluidos de espuma a altas calidades, lo cual es diferente de los estudios previos.
Lourenco (2002)	VEPL	0.60 – 0.90	Propuso una hipótesis de que el esfuerzo de corte y la textura afectan la reología y calidad de la espuma.
Kakadjian and Herzhaft (2003)	PL, YPL	0.20 – 0.85	Los parámetros reológicos fueron determinados y correlacionados con la calidad, la presión y la temperatura.
Khade et al. (2003)	PL	0 -0.80	Utilizó los estudios de Bonilla et al. y Sani et al. para desarrollar correlaciones reológicas para la reología de espumas con diferente calidad, concentración en fase líquida, temperatura, etc.
Hutchins et al. (2003)		0 -0.70	La temperatura, la presión y los aditivos afectan tanto la textura de la espuma como la estabilidad de la espuma

3.1 Conceptos matemáticos para la reología de las espumas.

Einteins (1906) desarrolló el primer procedimiento matemático para la reología de la espuma considerándola como una suspensión de sólidos en líquido y se basó en los criterios de balance de energía para estimar la viscosidad bifásica de espumas con calidades en el rango de 0 a 0.45 (**Ec. 3.15**), aunque no consideró el efecto del resbalamiento de las partículas en la superficie.

$$\mu_f = \mu_l(1 + 2.5 \Gamma) \quad \text{--- Ec. (3.15)}$$

Hatschek (1910) desarrolló dos modelos para espumas; uno basado en la ley de Stoke para calidades de espuma de entre 0 y 0.74 (**Ec. 3.16**) y otro para calidades mayores de 0.74 a 0.99 basado en la conservación de la energía durante la interferencia, deformación y las espumas empaquetadas dentro de los límites del flujo de espuma (**Ec. 3.17**).

$$\mu_f = \mu_l(1 + 4.5 \Gamma) \quad \text{--- Ec. (3.16)}$$

$$\mu_f = \mu_l \left(\frac{1}{1 - \Gamma^{\frac{1}{3}}} \right) \quad \text{--- Ec. (3.17)}$$

Mitchell (1971), su modelo está basado en la teoría de Rabinowitsch (1929). Considera la espuma como un fluido Plástico de Bingham donde la viscosidad plástica y el punto de cedencia se correlacionan con la calidad de la espuma, mientras que el esfuerzo y velocidad de corte se presentan con (**Ec. 3.18**). También propuso dos ecuaciones derivadas empíricamente para la viscosidad de la espuma en función de los rangos de calidad de 0 a 0.54 (**Ec. 3.19**) y de 0.54 a 0.97 (**Ec. 3.20**).

$$(\tau - \tau_y) = \mu_p * \gamma \quad \text{--- Ec. (3.18)}$$

$$\mu_f = \mu_l(1 + 3.6\Gamma) \quad \text{--- Ec. (3.19)}$$

$$\mu_f = \mu_l \left(\frac{1}{1 - \Gamma^{0.49}} \right) \quad \text{--- Ec. (3.20)}$$

Las representaciones gráficas de la relación viscosidad-calidad para estos métodos se muestran a continuación (**Figuras 3.2 y 3.3**).

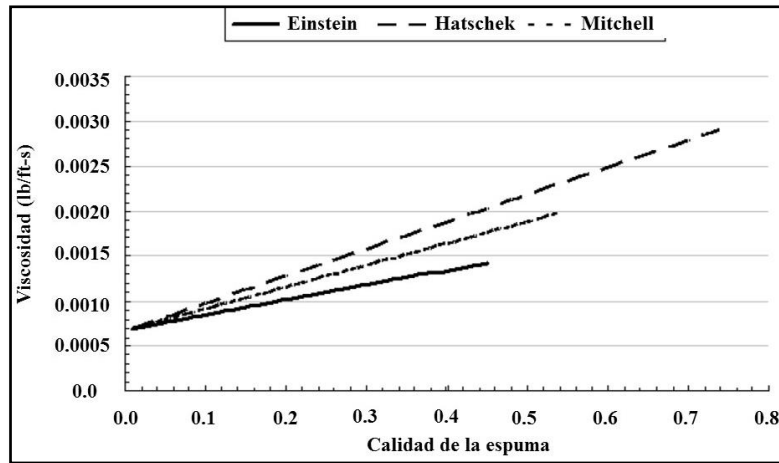


Figura 3. 2 Relación de calidad vs viscosidad (Einstein, 1906).

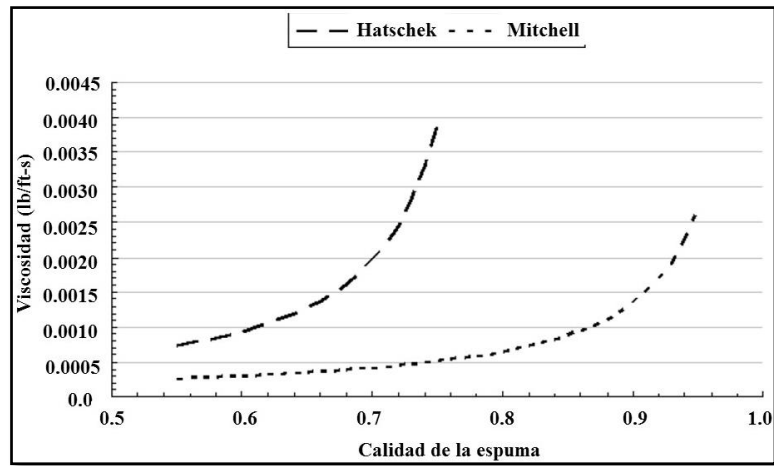


Figura 3. 3 Relación calidad vs viscosidad (Mitchell, 1979).

Beyer et al. (1972) presentaron un modelo basado en ensayos a escala de laboratorio para tuberías horizontales. Emplearon el modelo de Mooney para correlacionar la velocidad de deslizamiento con la fracción de volumen de líquido y el esfuerzo de corte en la pared, además, utilizaron el esfuerzo de afluencia en datos experimentales a escala piloto para obtener la descripción de la viscosidad, (Ec. 3.21 y 3.22).

$$0.02 < LVF < 0.1 \quad \mu_o = \frac{1}{(7200LVF + 267)} \quad \text{--- Ec. (3.21)}$$

$$0.1 < LVF < 0.25 \quad \mu_o = \frac{1}{(2533LVF + 733)} \quad \text{--- Ec. (3.22)}$$

Blauer et al. (1974) emplearon la viscosidad, densidad, velocidad promedio y diámetro de la tubería para calcular el número de Reynolds, así como el factor de fricción para fluidos espumados. La viscosidad plástica y el esfuerzo de corte fueron determinados experimentalmente como una función de la calidad de la espuma (**Figuras 3.4 y 3.5**) y proponen una ecuación para calcular la viscosidad efectiva de una espuma como un fluido tipo plástico de Bingham (**Ec. 3.23**):

$$\mu_e = \mu_p + \frac{g_c \tau_y D}{6v} \quad \text{--- Ec. (3.23)}$$

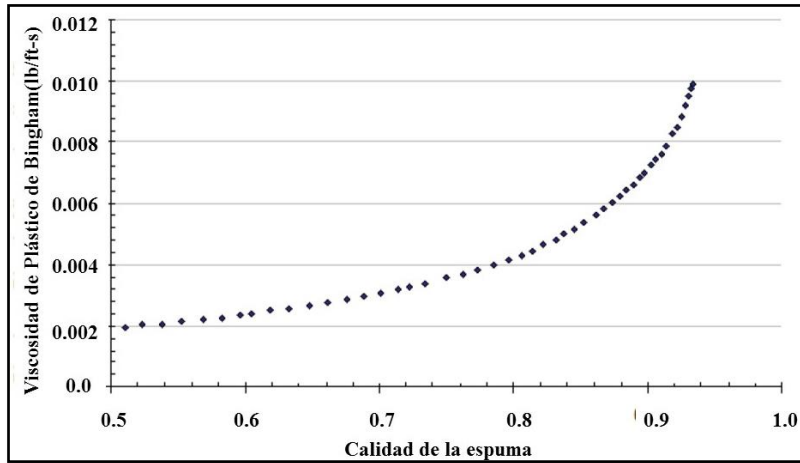


Figura 3. 4 Calidad vs viscosidad del modelo Plástico de Bingham (Blauer et. al.1974).

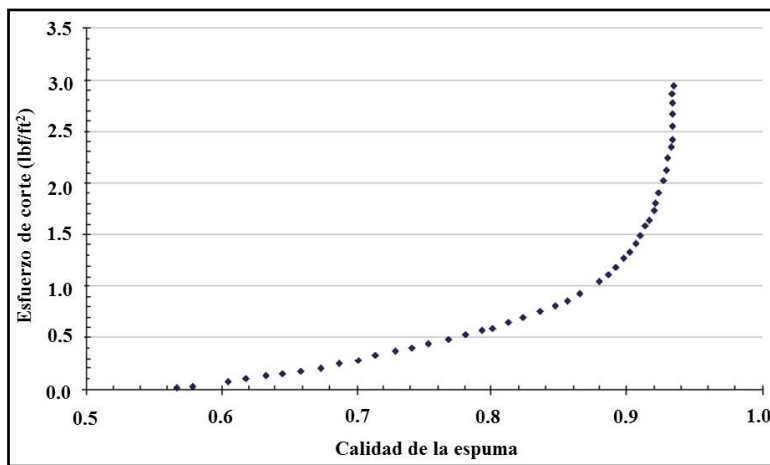


Figura 3. 5 Calidad vs esfuerzo de corte (Blauer et. al.1974).

Reidenbach et al. (1986) realizaron trabajos experimentales con espumas base agua utilizando N₂ y CO₂. Propusieron un modelo Herschel-Bulkley para describir un flujo de espuma laminar a través de tuberías y se utilizó una relación de escala ampliada para describir la compresibilidad en el flujo turbulento. Definieron una correlación para la viscosidad aparente que se usa como viscosidad newtoniana en cálculos de caída de presión estándar (**Ec. 3.24**).

$$\mu_a = \tau_{yp} \left(\frac{8v}{d}\right)^{-1} + K \left(\frac{8v}{d}\right)^{n-1} \quad \text{--- Ec. (3.24)}$$

Basándose en las mediciones de Martins et al. (2000) los parámetros del modelo reológico de la Ley de Potencias fueron correlacionados con la calidad de las espumas (**Ec. 3.25 y 3.26**) y la viscosidad aparente para los fluidos de la Ley de Potencia se obtiene con (**Ec. 3.27**). Los valores K y n pueden observarse en la (**Figura 3.6**).

$$K = 0.0813 \left(\frac{1-\Gamma}{\Gamma}\right)^{-1.591} \quad \text{--- Ec. (3.25)}$$

$$n = 0.8242 \left(\frac{1-\Gamma}{\Gamma}\right)^{0.5164} \quad \text{--- Ec. (3.26)}$$

$$\mu_a = K\gamma^{n-1} \quad \text{--- Ec. (3.27)}$$

$$\gamma = \left(\frac{2n+1}{3n}\right) * \left(\frac{12v}{D_h}\right) \quad \text{--- Ec. (3.28)}$$

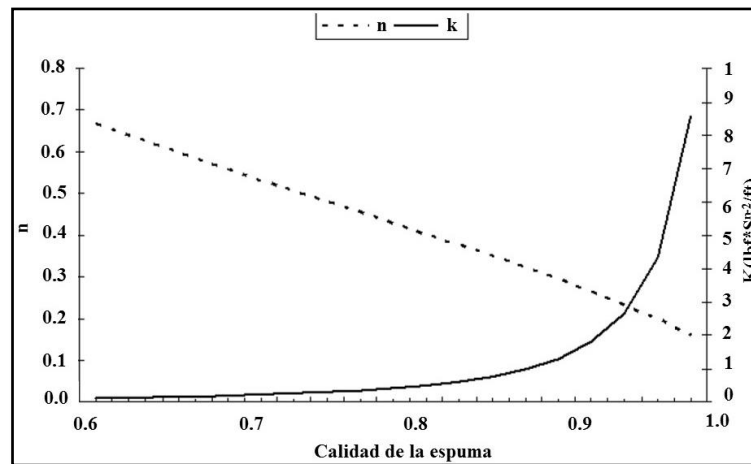


Figura 3. 6 Índice de consistencia y comportamiento de flujo (Modificado de Reidenbach et al. 1986).

Sanghani (1982) experimentó con un viscosímetro anular concéntrico para simular las condiciones reales del pozo con el cual determinó que el modelo de Ley de Potencias era superior al modelo de Plástico de Bingham al correlacionar sus datos. Concluyendo que la espuma es pseudoplástica a bajas velocidades de corte y Plástico de Bingham a altas. También proporcionó datos experimentales para correlacionar los parámetros pseudoplásticos K y n, como una función de la calidad de la espuma (**Ecuaciones 3.29 y 3.30**).

$$K = -0.15626 + 56.147\Gamma - 312.77\Gamma^2 + 576.65\Gamma^3 + 63.960\Gamma^4 - 960.46\Gamma^5 - 154.68\Gamma^6 + 1670.2\Gamma^7 - 937.88\Gamma^8 \quad \text{--- Ec. (3.29)}$$

$$n = 0.095932 + 2.3654\Gamma - 10.467\Gamma^2 + 12.955\Gamma^3 + 14.467\Gamma^4 - 39.673\Gamma^5 + 20.625\Gamma^6 \quad \text{--- Ec. (3.30)}$$

Finalmente comportamiento de la viscosidad es definida por (**Ecuación 3.30**), y el comportamiento de K y n se muestran en (**Figura 3.7**):

$$\mu_e = K \left(\frac{2n + 1}{3n} \right)^n * \left(\frac{12v_f}{D_h} \right)^{n-1} \quad \text{--- Ec. (3.31)}$$

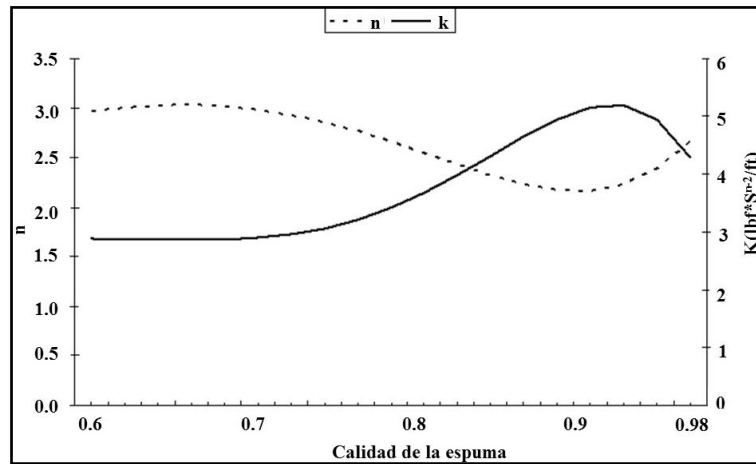


Figura 3. 7 Correlación de índices k y n (Modificado de Sanghani, V. 1982).

Ozbayoglu et al. (2000) realizaron un estudio reológico de la espuma usando la ecuación de Rabinowitch-Mooney para determinar la velocidad de corte en la pared de la tubería (**Ec. 3.32**).

$$\gamma_w = \left(\frac{8v}{D}\right) \frac{3n + 1}{4n} \quad \text{--- Ec. (3.32)}$$

$$n = \frac{d \ln(\tau_w)}{d \ln\left(\frac{8v}{D}\right)} \quad \text{--- Ec. (3.33)}$$

$$\tau_w = \frac{\Delta P}{L} * \frac{D}{4} \quad \text{--- Ec. (3.34)}$$

Los datos experimentales indicaron que la reología de la espuma se caracterizó mejor por el modelo de Ley de Potencias para las calidades de espuma que van de 0.7 a 0.8, y el modelo de Plástico de Bingham ofrece un mejor ajuste para mayores calidades de espuma.

3.2 Modelos hidráulicos para flujo de espumas.

Existen algunas similitudes en el cálculo de caída de presión para espumas con respecto a los fluidos convencionales. Una de ellas es que se requiere conocer el número de Reynolds para determinar si el flujo está en regiones laminares o turbulentas. Si el flujo está en la región laminar el gasto respecto a la caída de presión se obtiene basándose en el perfil de velocidades, mientras que si el flujo es turbulento se calcula con base al factor de fricción.

Sin embargo, la espuma es un fluido compresible y a diferencia de los fluidos incompresibles, la densidad, la calidad de la espuma, la viscosidad aparente de la espuma y la velocidad del flujo cambian a lo largo de la trayectoria del flujo. La densidad se puede calcular con base a una ecuación de estado para la espuma, la viscosidad aparente a partir de la velocidad de corte y de la calidad de espuma in situ. Blauer et al., Sanghani y Okpobori, y Ozobayaglu utilizaron este método para calcular la caída de presión para el flujo de espuma.

Algunos autores reportan que cuando la espuma fluye en una tubería o espacio anular hay una capa de deslizamiento en el límite de flujo y para obtener una predicción exacta de la caída de presión, el flujo de espuma tiene que dividirse en dos porciones: la porción de deslizamiento y la porción que está siendo cortada. Las primeras investigaciones de Beyer et al, utilizaron este método para predicciones hidráulicas de espuma.

Valko y Economides (1992) propusieron un nuevo concepto en el modelado reológico de espuma, es decir, la equivalencia de volumen donde los parámetros reológicos de la espuma de volumen equivalente son independientes de la calidad y la presión de la espuma lo que significa que el número de Reynolds y factor de fricción no cambia para un caudal másico constante. Por supuesto, el factor de fricción constante no significa que el gradiente de presión sea constante porque la densidad y la velocidad de la espuma cambian a lo largo de la trayectoria del flujo. Ellos pronosticaron una caída de presión dentro de la tubería usando el modelo reológico de volumen equivalente (VEPL).

Blauer et al. (1974) derivaron un modelo para el flujo de espuma en tuberías. Calcularon el número de Reynolds y los factores de fricción Fanning usando la viscosidad efectiva de la espuma, la densidad de espuma real, la velocidad media y el diámetro real del tubo. Su modelo puede usarse para predecir las pérdidas de fricción en los regímenes de flujo laminar, transicional y turbulento. Para el flujo laminar de espuma en tuberías (**Ec. 3.35**), la caída de presión se calcula usando la ecuación de Buckingham-Reiner (**Ec. 3.36**).

$$Q = \frac{\pi D^3 \tau_w g_c}{32 \mu_p} \left[1 - \frac{4 \tau_y}{3 \tau_w} + \frac{1}{3} \left(\frac{\tau_y}{3 \tau_w} \right)^4 \right] \quad \text{--- Ec. (3.35)}$$

$$\tau_w = \frac{\Delta P D}{L} \frac{1}{4} \quad \text{--- Ec. (3.36)}$$

Sanghani (1984) tiene un enfoque similar al de Blauer et al, para el sistema hidráulico de flujo de espuma pero utiliza un modelo reológico pseudoplástico. La pérdida de presión para el flujo laminar de espuma en tubos se calcula con (**Ec. 3.37**):

$$\frac{dP}{dL} = \frac{4K}{D} \left[\frac{8(3n+1)Q}{\pi n D^3} \right]^n \quad \text{--- Ec. (3.37)}$$

Beyer et. al. (1972) consideraron el efecto del deslizamiento de la pared y asumieron que la velocidad total (V_T) consiste en una componente de deslizamiento (V_S) y una componente de fluidez (V_F). La velocidad de deslizamiento se correlaciona entonces como una función de la fracción de volumen de líquido (LVF) y de la tensión de corte de pared (τ_w).

Para el componente de fluidez (V_F) se utilizó la ecuación de velocidad para un fluido Plástico de Bingham en un tubo circular de diámetro D (**Ec. 3.38**):

$$V_F = \frac{144D\tau_w}{8\mu_c} \left(1 - \frac{4\tau_y}{3\tau_w}\right) \quad \text{--- Ec. (3.38)}$$

Se puede utilizar una función explícita Ψ para estimar la caída de presión friccional en función de la velocidad total, la fracción de volumen de líquido y el diámetro de tubo, (**Ec. 3.39**):

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{4\tau_w}{D} = \Psi[V_T(T, P), LVF(T, P), D] \quad \text{--- Ec. (3.39)}$$

Como se mencionó anteriormente, Valko y Economides desarrollaron una ecuación para la espuma usando la "proporción de expansión de volumen específico" en lugar de calidad de espuma. Mediante el uso de este concepto definieron el número de Reynolds y el factor de fricción de Fanning de volumen equivalente, (**Ec. 3.40 y 3.41**).

$$N_{ReVE} = \frac{D^n u^{2-n} \rho}{K_e^{1-n}} \quad \text{--- Ec. (3.40)}$$

$$f_f = \frac{2}{N_{ReVE}} \left(\frac{6n+2}{n}\right) \quad \text{--- Ec. (3.41)}$$

Usando el principio de equilibrio de energía mecánica definieron ecuaciones para determinar las pérdidas por presión de fricción durante el flujo isotérmico, en estado estacionario de fluidos compresibles en tubos horizontales. (**Ec. 3.42**)

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{1}{D} \frac{(2f_f b^2 c^2 - D_g) p^3 + 4f_f a b c^2 p^2 + 2f_f a^2 c^2 p}{b p^3 + a p^2 - a b c^2 p - a^2 c^2} \quad \text{--- Ec. (3.42)}$$

$$a = w_g \frac{RT}{M_g} \quad \text{--- Ec. (3.43)}$$

$$b = \frac{w_g RT B}{M_g} + (1 - w_g) \frac{1}{\rho_g} \quad \text{--- Ec. (3.44)}$$

$$c = \frac{4(m_g + m_L)}{\pi D^2} \quad \text{--- Ec. (3.45)}$$

$$w_g = \frac{m_g}{m_g + m_L} \quad \text{--- Ec. (3.46)}$$

Despande (1999) estudió el flujo de espuma en tuberías verticales y predijo la caída de presión del flujo de espuma en las tuberías. Describió la espuma como un fluido Ley de Potencias y basado en más de 300 puntos de datos trazó todos los factores de fricción contra números de Reynolds en una escala Log-Log, y encontró que el factor de fricción se encuentra notablemente en una línea única definida, (**Ec. 3.47 y 3.48**):

$$f = \frac{18.36}{\text{Re}^{0.97}} ; (r^2 = 0.98) \quad \text{--- Ec. (3.47)}$$

$$\text{Re} = \frac{\rho_f u_f^{2-n} D^n}{2^{n-3} k \left(3 + \frac{1}{n}\right)^n} \quad \text{--- Ec. (3.48)}$$

Boyun Guo et al. (2003) desarrollaron una ecuación hidráulica de forma cerrada para predecir la presión de fondo en operaciones de perforación bajobalance con espuma. Su modelo analítico acopla los componentes de presión friccional e hidrostática en pozos verticales e inclinados utilizando el modelo reológico de mallas desarrollado por Sanghani y Ikoku. Además, usaron un modelo Ley de Potencias para estimar el factor de fricción (f) y el diámetro hidráulico (Dh) para calcular la caída de presión en el espacio anular. El análisis teórico con el modelo indica que en la inyección, la relación gas-líquido (GLR) es un factor dominante que afecta el límite de profundidad y el ECD en la perforación de espuma estable. En el rango práctico de GLR (1 a 20) y un límite de velocidad de inyección de gas de 2000 scfm, la profundidad máxima de pozo es de 5000 ft, donde se alcanza el límite inferior de calidad de espuma estable de 0.55.

Gardiner et al. (1998) fueron los primeros en utilizar los Principios Equivalentes de Volumen y tomar en cuenta el deslizamiento de la pared en el flujo de espuma para el cálculo de la caída de presión por fricción en las tuberías. Se derivó una ecuación análoga a la fórmula de Haigen-Poiseuille para el fluido de Ley de Potencia Equivalente en Volumen, (**Ec. 3.49**):

$$Q_{cal} = 2\pi \int_0^R u r dr = \pi R^2 \left\{ U_{slip} + \frac{n}{3n+1} \left[\left(-\frac{dp}{dx} \right) \frac{R^{n+1} \varepsilon^{n-1}}{2k} \right]^{\frac{1}{n}} \right\} \quad \text{--- Ec. (3.49)}$$

Lourenco (2004) estudió el flujo de espuma en tuberías y espacio anular en condiciones de alta presión y temperatura. Promedió los parámetros reológicos de espuma de volumen igualado utilizando el Advanced Cuttings Transport Facility en la Universidad de Tulsa. Desarrolló modelos hidráulicos para el flujo de espuma en tuberías que es el mismo que el de Gardiner y para el flujo de espuma en espacio anular se basa en el modelo unificado Reed para tuberías y espacio anular. El "diámetro efectivo" se utilizó para el flujo de espuma en espacio anular usando la solución simplificada para el flujo no newtoniano laminar, es decir, la ecuación de Exlog.

Capo (2006), realizó experimentos de transporte de recortes en tubos con ángulos inclinados intermedios de 2, 3 y 4 in de diámetro y al igual que sus anteriores colegas empleo un modelo Ley de Potencia con las bases del principio de equivalencia de volumen, para desarrollar un simulador que permitiera predecir la presión, índice de consistencia, densidad y calidad de la espuma, la relación de expansión del volumen específico, así como el esfuerzo y velocidad de corte en la pared. El desarrolló su modelo considerando un flujo laminar tanto en tubería como espacio anular.

CAPÍTULO 4. PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA ESPUMA IMP-DFFOAM.

Los modelos seleccionados para nuestro caso de estudio son dos, los cuales retoman las investigaciones de los autores anteriores para diseñar una metodología que permita caracterizar un sistema espumado. Ambos modelos emplean las mismas condiciones de estado mecánico, operativas y propiedades de los fluidos, lo cual hace que se consideren apropiados para reproducirlos y adaptarlos a las características de nuestra espuma.

Los modelos implementados son los desarrollados por Zhu Chen y Ali Reza Edrisi los cuales serán nombrados como: Modelo de Chen y Modelo de Edrisi para futuras menciones en este trabajo, los cuales realizan sus simulaciones con las siguientes condiciones:

Tabla 4. 1 Geometría del pozo.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Profundidad total vertical	PTV	10000	(ft)
Ángulo de inclinación	θ	0	(grados)
Nodos a evaluar *	Nodo	20	#
Diámetro del pozo	d_h	8.5	(in)
Diámetro interno de TP	d_{pin}	4.276	(in)
Diámetro externo de TP	d_{pout}	5	(in)
Diámetro de los canales de flujo en la barrena	d_{tob}	13	$(\frac{1}{32} \text{ in})$
Número canales de flujo en la barrena	N_{tob}	3	(#)

Tabla 4. 2 Condiciones operativas.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Presión de bombeo*	P_p	500	(psi)
Contrapresión en cabeza de pozo	P_b	100	(psi)
Incremento de presión	ΔP	10	(psi)
Temperatura en superficie	T_s	80	(°F)
Gradiente de temperatura	$(\frac{\Delta T}{\Delta z})$	0.015	(°F/ft)
Gasto de gas	Q_g	1200	(scfm)
Gasto de líquido	Q_l	40	(gpm)

Tabla 4. 3 Propiedades de los fluidos.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Peso molecular del gas:	PM_g	28.963	(lb/lbmol)
Densidad del líquido:	ρ_l	62.4	(lb/ft ³)
Viscosidad del líquido:	μ_l	1 / 4.3 / 8.1	(cP)

4.1 Modelo de Chen.

Desarrollado por Zhu Chen (2009), este modelo fue validado con datos obtenidos de flujos experimentales en las instalaciones avanzadas para transporte de recortes por parte de Proyecto de Investigación de Perforación de la Universidad de Tulsa. El modelo emplea como base los resultados experimentales de la reología de espuma y una ecuación de equilibrio de momento estacionario para predecir el perfil de presión, ECD, velocidad de espuma y calidad de espuma a lo largo de un pozo vertical.

La validación se realizó mediante la evaluación de sistemas de espumas fueron formuladas con diferentes concentraciones de polímero hidroxietilcelulosa (HEC) que fueron sometidas a estudios experimentales de reología utilizando un viscosímetro rotacional diseñado para un flujo específico y un viscosímetro de tubo capilar, se desarrollaron correlaciones para los parámetros reológicos de las espumas de perforación acuosas y poliméricas.

Los resultados reportados muestran un impacto significativo del polímero en el sistema hidráulico de la espuma. Cuando se añade 0.5% de volumen a volumen (v/v) de polímero HEC a la espuma acuosa; correspondiente a una viscosidad de la fase líquida de 8.1 cP, la presión de fondo de pozo (BHP) y la densidad de espuma aumentan significativamente, mientras que la calidad y velocidad de la espuma disminuyen considerablemente.

El modelo tiene la capacidad de simular el flujo de espuma y cuantificar el efecto de polímeros sobre el sistema hidráulico de espuma durante la perforación, en donde este puede ser añadido o formar parte del sistema desde su formulación. También proporciona una comprensión fundamental del flujo de espuma en un pozo. Sin embargo, las capacidades del modelo para

calcular las condiciones de operación más complicadas aún deben evaluarse ya que dicho modelo puede ser mejorado incluyendo características como un modelo de transporte de cortes, incorporando el aporte de fluidos de la formación, manejando el flujo transitorio e incorporando el efecto de la temperatura en los parámetros reológicos de la espuma.

Algunas de las consideraciones que realiza este modelo son las siguientes:

- a) El cálculo hidráulico se divide en tres secciones: flujo de espuma en el espacio anular, flujo a través de los canales de flujo o toberas de la barrena y flujo de espuma dentro de la sarta de perforación.
- b) La caída de presión por cada segmento está preestablecida por ($\Delta P = 10$ psi.), por lo cual se mantiene constante.
- c) La longitud de cada segmento a lo largo de la trayectoria del flujo varía ya que depende de parámetros como la presión, temperatura, ángulo de inclinación, calidad de la espuma y el gasto másico.
- d) El flujo está bajo condición de estado estacionario (**Anexo B**).
- e) Condición de flujo isotérmico en cada cuadrícula computacional (celda axial).
- f) La sarta de perforación está constituida únicamente por tubería de perforación de un solo diámetro y la barrena; no presenta herramienta ni equipos adicionales.
- g) El pozo es vertical con sarta de perforación concéntrica y no giratoria.
- h) Modelo reológico Ley de Potencia para la evaluación de los parámetros K y n .
- i) La reología de la fase líquida no cambia con la temperatura.
- j) No hay aporte de fluidos ni pérdida de circulación por parte de la formación.

Adicionalmente se indica que la evaluación de la hidráulica inicia tomando como punto de partida el espacio anular y continúa el recorrido de retorno a través de la sarta de perforación, esto con el fin de tener como presión inicial de referencia la contrapresión (P_b , Backpressure) y conocer la presión de bombeo requerida para las operaciones a desempeñar.

4.1.1 Diagrama de flujo.

El cálculo de parámetros se realiza como se describe en el siguiente diagrama de flujo (**Figura 4.1**) y el desarrollo matemático de las ecuaciones se puede consultar en el **Anexo A, B y C** donde se desarrolla la ecuación de estado para la espuma, la conservación de energía para el estado estacionario y el modelado hidráulico para las tres secciones, respectivamente.

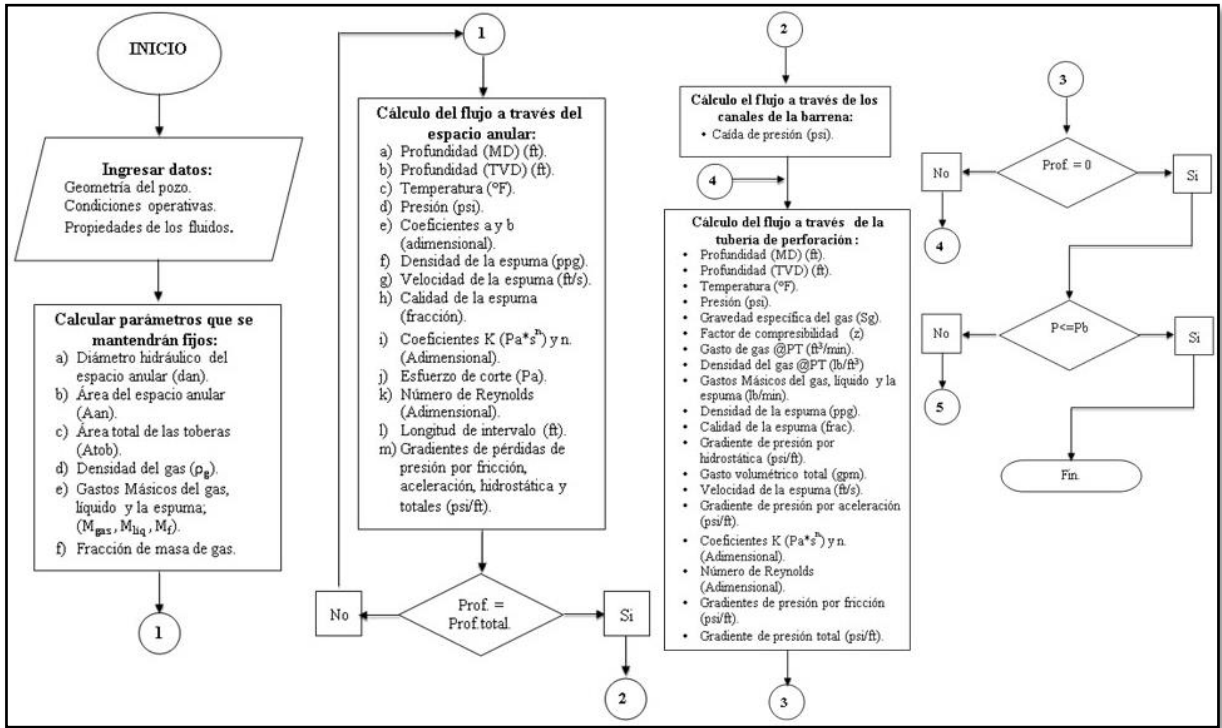


Figura 4. 1 Diagrama de flujo para el Modelo hidráulico de Chen.

4.1.2 Presentación del programa: Modelo de Chen.

El diagrama de flujo se implementó en el lenguaje de programación FORTRAN 95, para posteriormente ser agregado a la Plataforma WHO del Instituto Mexicano del Petróleo. Para la validación y comprobación del programa se programaron los 3 casos de aplicación del programa original: pozo vertical, inclinado y horizontal, sin embargo, para el caso práctico a desarrollar en este trabajo solo se considerará el primer caso (**Figura 4.2**).

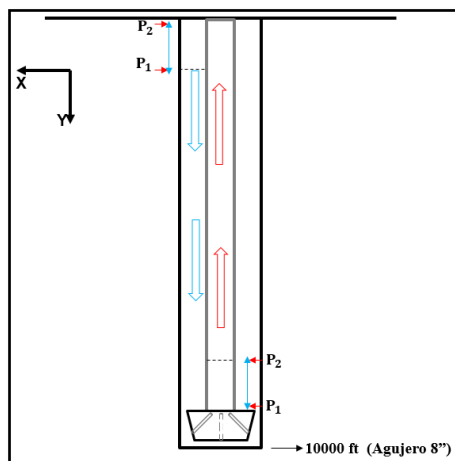


Figura 4. 2 Estado mecánico del pozo vertical (Chen, Z. 2009)

Se compararon los resultados obtenidos con FORTRAN 95, contra los resultados reportados por el autor el cual implementó su modelo en el lenguaje de programación Visual Basic, llamado “Foam Flow Hydraulics in a Three Segment Wellbore”. A continuación se presenta la interfaz del programa desarrollado para este trabajo.

Este software consta de una unidad principal y dos módulos (**Figura 4.3**). Para iniciar en el programa FORTRAN 95 se ingresa a la presentación del programa y presionamos 1 + Enter para comenzar la evaluación y se selecciona la opción 1 para evaluar el que será nuestro caso de estudio; pozo vertical de una etapa, (**Figura 4.4 y 4.5**).

Se ingresan los valores correspondientes a la geometría del pozo, condiciones operativas y propiedades del fluido, (**Figuras 4.6, 4.7 y 4.8**). Para la validación del modelo se ingresa al menú opciones para volver a realizar los cálculos (**Figura 4.9**), manteniendo los valores de los parámetros y solo variando la viscosidad de la fase líquida, siendo esta 1 cP, 4.3 cP y 8.1 cP; correspondiente a espuma acuosa y espuma con 0.25% y 0.50% de polímero, respectivamente.

CAPÍTULO 4. PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA ESPUMA IMP-DFFOAM.

```

PROGRAM ModeloZhuChen
!*****
USE ZhuChenOpciones
USE ZhuChenRutinas
!*****
IMPLICIT NONE
!*****

MODULE ZhuChenOpciones
!*****
USE ZhuChenRutinas
!*****
IMPLICIT NONE
INTERFACE
!*****

MODULE ZhuChenRutinas
!*****
IMPLICIT NONE
INTERFACE
!*****

```

Figura 4. 3 Módulos del programa de cómputo Modelo de Chen.

```

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLERA
Proyecto:
Modelo Zhu Chen para evaluacion de la hidraulica.
Director      :Quim.Hernandez Alvarez Rosa de Jesus.
Director Externo:M. en I. Acosta Garate Galicia Mabel.
Sustentante   :Astudillo Nicanor Andres.
Seleccione la accion que desee realizar:

Comenzar:1      Salir:2

```

Figura 4. 4 Presentación del programa de cómputo.

```

El programa realiza el calculo de un pozo con las siguientes características:
!Etapas          !opcion      !
!Una etapa      !1           !
!Dos etapas     !2           !
!Tres etapas    !3           !
!Pozo Horizontal !4           !

```

Figura 4. 5 Menú de opciones de los casos a evaluar.

!INFORMACION DE ENTRADA DEL POZO VERTICAL	!
!GEOMETRIA DEL POZO	!
!Profundidad <MD>del pozo <ft>	!
10000.0	
!Angulo de inclinacion <grados>	!
0.0	
!Diametro del pozo/casing <in>	!
8.5	
!Diametro externo de TP <in>:	!
5.0	
!Diametro interno de TP <in>	!
4.276	
!Numero de toberas en la barrena <#>	!
3	
!Diametro de las toberas <1/32in>	!
13	

Figura 4. 6 Datos de la geometría del pozo.

!CONDICIONES OPERATIVAS	!
!Contrapresion en cabeza de pozo <psi>	!
100.0	
!Incremento de presion <psi>	!
10.0	
!Temperatura en cabeza de pozo <F>	!
80.0	
!Gradiente de temperatura <F/ft>	!
0.015	
!Gasto de gas <scfm>	!
1200.0	
!Gasto de liquido <gpm>	!
40.0	

Figura 4. 7 Datos de las condiciones operativas.

!PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	!
!Peso molecular del gas <lb/mol>	!
28.963	
!Densidad del liquido <lb/ft^3>	!
62.4	
!Viscosidad del liquido <cP>	!
1.0	

Figura 4. 8 Datos de las propiedades de los fluidos.

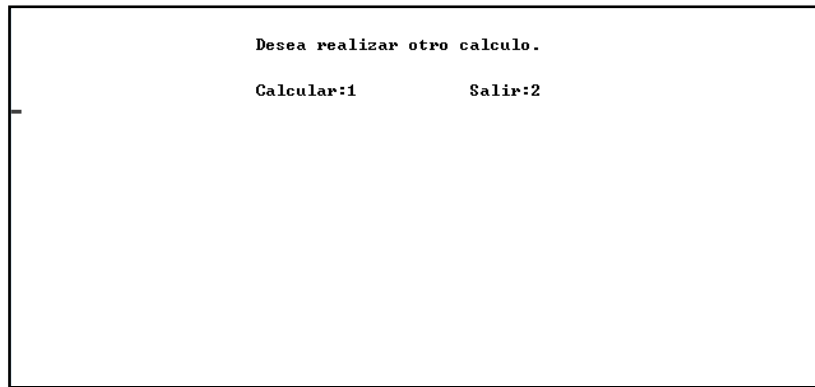


Figura 4. 9 Fin del cálculo.

4.1.3 Validación del Modelo de Chen.

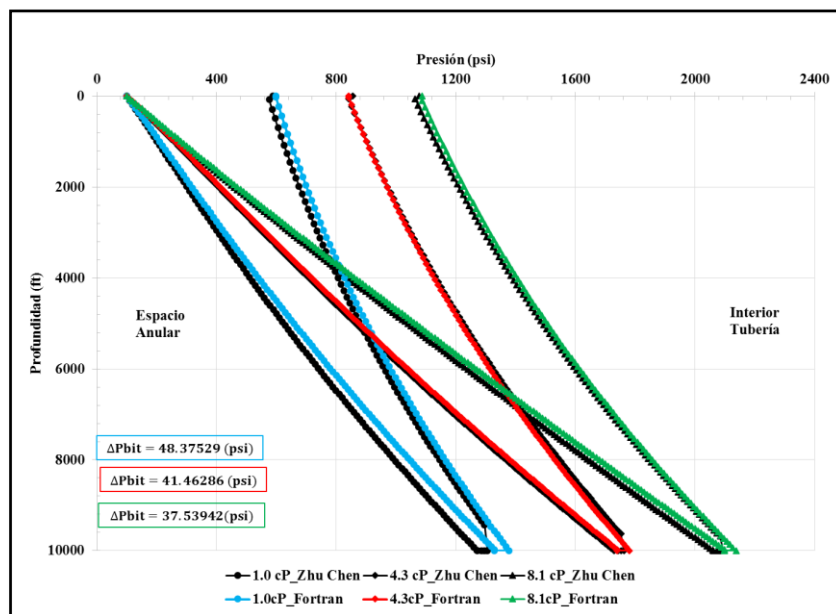


Figura 4. 10 Perfil de presión vs profundidad en un pozo vertical.

Tabla 4. 4 Resultados de la presión de bombeo requerida (P_p).

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen P_p (psi)	Valor calculado con Fortran 95 P_p (psi)	% error
1.0	589.72	598.24	1.44
4.3	856.45	841.33	1.76
8.1	1078.11	1087.40	0.86

Tabla 4. 5 Resultados de la presión en fondo de pozo (BHP).

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen Pp (psi)	Valor calculado con Fortran 95 Pp (psi)	% error
1.0	1271.63	1330.01	4.59
4.3	1729.18	1740.01	0.62
8.1	2061.43	2100.01	1.87

Tabla 4. 6 Resultados de la caída de presión en la barrena (ΔP_{bit}).

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen Pp (psi)	Valor calculado con Fortran 95 Pp (psi)	% error
1.0	24.50	48.37	97.42
4.3	33.53	41.66	24.24
8.1	23.10	37.56	62.59

En el perfil de presiones (**Figura 4.10**) los valores de presión de requerimiento de bombeo (**Tabla 4.4**) son similares con un error promedio del 1.3 %. Sin embargo, los correspondientes al error en presión de fondo de pozo y de caída de presión en la barrena (**Tabla 4.5 y 4.6**) muestran un porcentaje de error mayor, el cual será analizado más adelante.

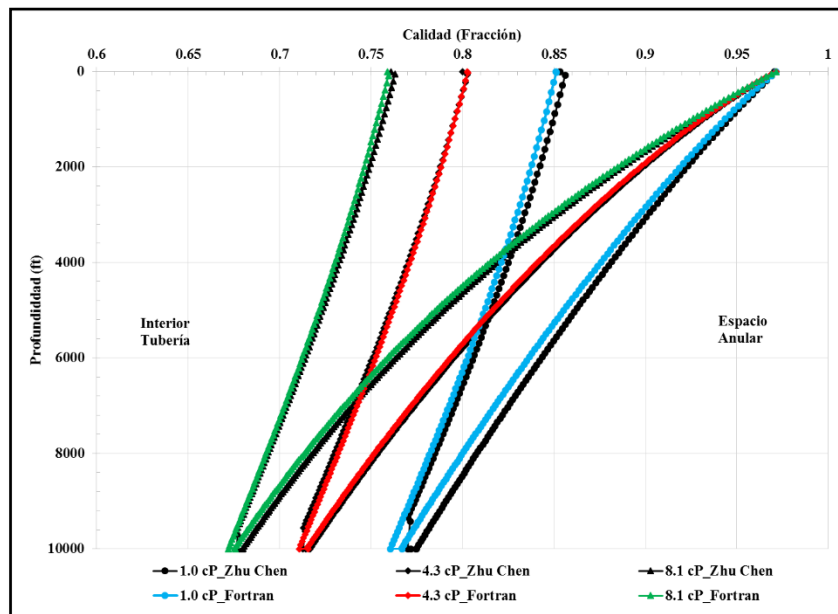


Figura 4. 11 Calidad vs profundidad en un pozo vertical.

El valor de la calidad de la espuma inicial en el espacio anular a condiciones de superficie es de 0.97 (**Figura 4.11**) en todos los casos y los resultados son similares entre ambos programas, teniendo un % de error promedio menor a 1.

Tabla 4. 7 Resultados de la calidad de la espuma @BH.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (Fracción)	Valor calculado con Fortran 95 (Fracción)	% error
1.0	0.77	0.76	1.29
4.3	0.71	0.71	0.0
8.1	0.68	0.67	1.47

Tabla 4. 8 Resultados de la calidad de la espuma a la salida de TP @SC.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (Fracción)	Valor calculado con Fortran 95 (Fracción)	% error
1.0	0.85	0.85	0.0
4.3	0.80	0.80	0.0
8.1	0.76	0.75	1.31

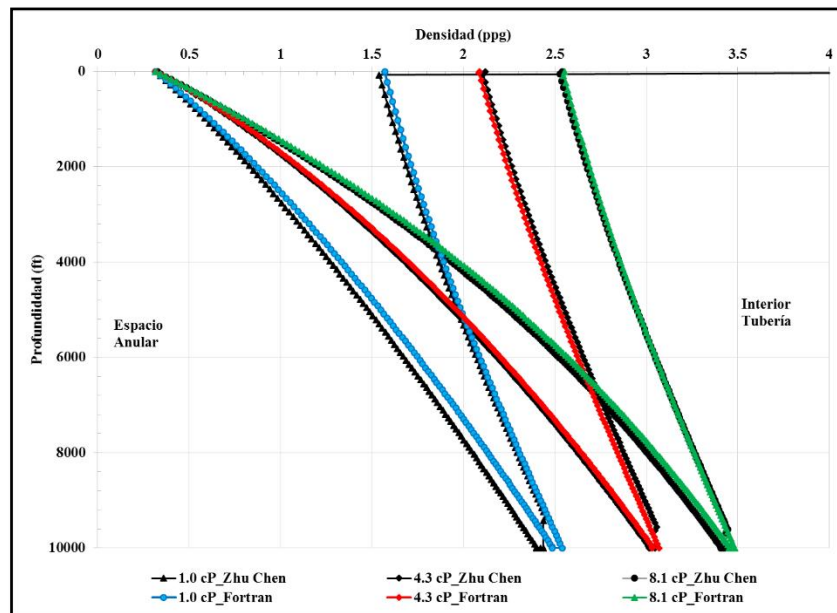


Figura 4. 12 Densidad vs profundidad en un pozo vertical.

El valor de la densidad de la espuma inicial en el espacio anular a condiciones de superficie es de 0.31 ppg (0.03 g/cc) en todos los casos (**Figura 4.12**), al igual que la calidad los resultados obtenidos mantienen un comportamiento similar entre ambos programas (**Tablas 4.9 y 4.10**).

Tabla 4. 9 Resultados de la densidad de la espuma @BH.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (ppg)	Valor calculado con Fortran 95 (ppg)	% error
1.0	2.40	2.48	3.33
4.3	3.01	3.03	0.66
8.1	3.41	3.45	1.17

Tabla 4. 10 Resultados de la densidad de la espuma a la salida de TP @SC.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (ppg)	Valor calculado con Fortran 95 (ppg)	% error
1.0	1.54	1.56	1.29
4.3	2.12	2.08	1.88
8.1	2.54	2.55	0.39

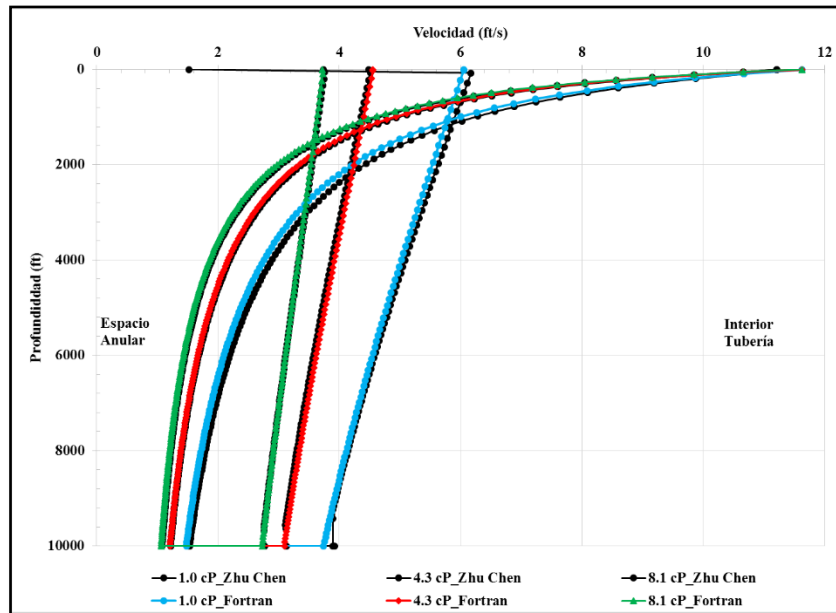


Figura 4. 13 Velocidad vs profundidad en un pozo vertical.

El comportamiento de la velocidad en los tres casos entre los valores reportados y calculados se mantiene con un porcentaje de error bajo (**Figura 4.13**). Para este parámetro el valor reportado por Chen para la velocidad inicial en el espacio anular para todos los casos es de 11.21 (ft/s), mientras que el calculado en FORTRAN 95 es de 11.62 (ft/s), dando un porcentaje de error de 3.65 %, los demás puntos a evaluar: fondo del pozo y en la salida de la sarta de perforación se reportan a continuación, (**Tablas 4.11 y 4.12**).

Tabla 4. 11 Resultados de la velocidad de la espuma @BH.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (ft/s)	Valor calculado con Fortran 95 (ft/s)	% error
1.0	1.53	1.47	3.92
4.3	1.28	1.21	5.46
8.1	1.07	1.06	0.93

Tabla 4. 12 Resultados de la velocidad de la espuma a la salida de TP @SC.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (ft/s)	Valor calculado con Fortran 95 (ft/s)	% error
1.0	6.24	6.05	3.04
4.3	4.48	4.55	1.56
8.1	3.74	3.72	0.53

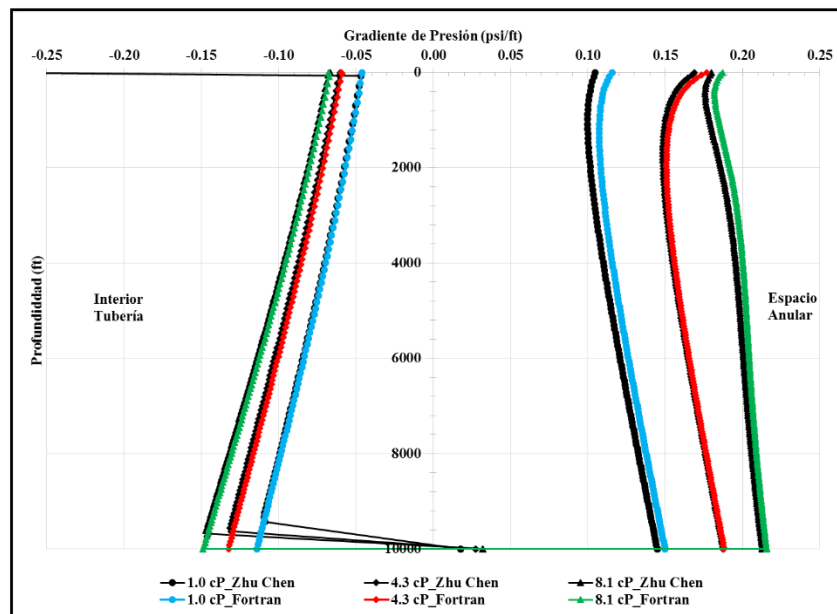


Figura 4. 14 Gradiente de presión vs profundidad en un pozo vertical.

El gradiente de presión mostrado en la gráfica (**Figura 4.14**) representa la suma de las pérdidas de presión por hidrostática, fricción y aceleración. Cuando el fluido inicia su retorno a través de la sarta existe una diferencia importante debido a que se evalúan las secciones inclinadas y horizontales en el programa diseñado por Chen, lo que provoca una diferencia importante entre los valores reportados y los calculados, (**Tablas 4.13, 4.14 y 4.15**).

Tabla 4. 13 Resultados del gradiente de presión al inicio espacio anular @SC.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (psi/ft)	Valor calculado con Fortran 95 (psi/ft)	% error
1.0	0.105	0.115	9.52
4.3	0.169	0.176	4.14
8.1	0.180	0.186	3.33

Tabla 4. 14 Resultados del gradiente de presión @BH.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (psi/ft)	Valor calculado con Fortran 95 (psi/ft)	% error
1.0	0.145	0.149	2.75
4.3	0.187	0.187	0
8.1	0.213	0.215	0.93

Tabla 4. 15 Resultados del gradiente de presión a la salida de TP @SC.

Viscosidad de la fase líquida (cP).	Valor reportado por Chen (psi/ft)	Valor calculado con Fortran 95 (psi/ft)	% error
1.0	-0.047	-0.045	4.25
4.3	-0.060	-0.059	1.66
8.1	-0.066	-0.067	1.52

Una vez validado el modelo se realizó un resumen de las observaciones y consideraciones que se realizaron al reproducir esta metodología en el lenguaje de programación FORTRAN 95.

La mayoría de los parámetros evaluados en los tres puntos de interés presentaron un error menor a 3%. La caída de presión en la barrena representó el parámetro que mayor % de error, esto, debido a que las secciones (vertical, inclinada y horizontal) en el programa de Chen no se encuentran separadas, por lo que al solicitar solo la sección vertical se obtiene, además, la evaluación de datos correspondientes a un punto de la sección inclinada y en la sección horizontal situación que se corrigió en el programa en FORTRAN 95, además se realizó una revisión en la literatura de las ecuaciones empleadas en esta sección, con lo cual se corrigió el proceso iterativo por el cual Chen realiza el cálculo de este parámetro por un cálculo puntual, tal como lo desarrolla Ozbayoglu (2008).

4.1.4 Estudio paramétrico del Modelo de Chen.

Se buscó identificar los principales parámetros que influyen en la evaluación de la hidráulica al implementar este modelo como: la densidad y viscosidad de la fase líquida, contrapresión en cabeza de pozo (P_b), así como la variación de los gastos, tanto de gas como de líquido.

Con los resultados obtenidos con la variación de los parámetros antes mencionados se concluyó que el principal parámetro que afecta la hidráulica es la viscosidad de la fase líquida. De acuerdo a los experimentos realizados por Chen para la caracterización reológica del fluido empleado para su estudio, la viscosidad máxima registrada de la fase líquida es de 15 cP. Debido a esta consideración se realizaron pruebas en el programa FORTRAN 95 para determinar cómo influye este parámetro durante el proceso de cálculo. La siguiente gráfica (**Figura 4.15**) muestra el comportamiento de la presión al incrementar la viscosidad de la fase líquida, se observa que a partir de 15 cP, los resultados tanto en espacio anular como en el interior de la sarta tienden a ser muy parecidos por lo que no son confiables.

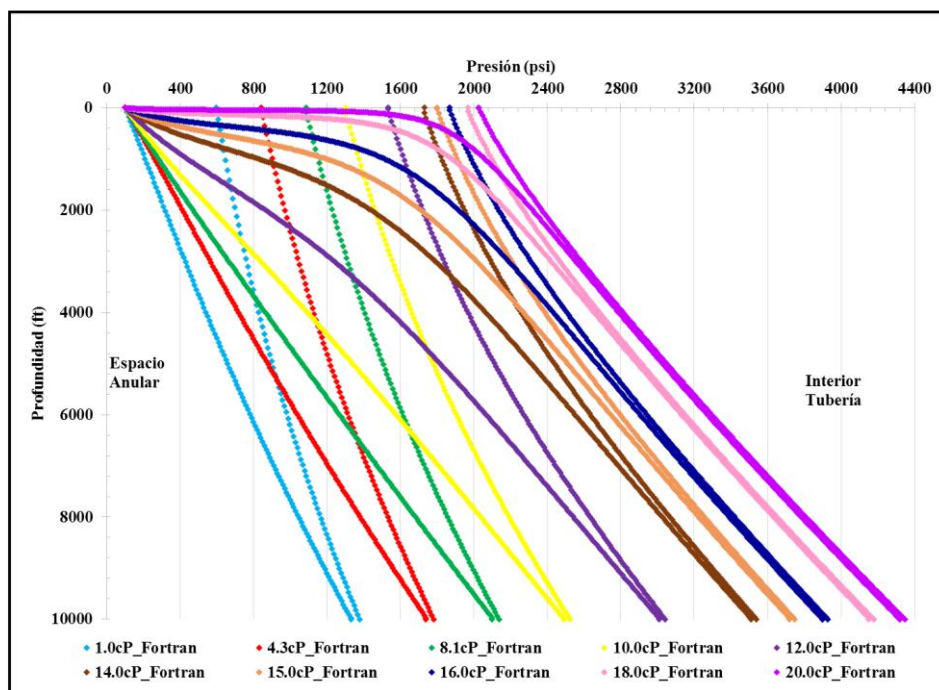


Figura 4. 15 Perfil de la presión vs profundidad a diferentes viscosidades Modelo de Chen.

El valor de la viscosidad (μ_l) se emplea para definir las constantes reológicas k y n , para posteriormente calcular el esfuerzo de corte (τ_w), (**Ec.- C.36**). Al aumentar la viscosidad también lo hace el esfuerzo de corte, por lo que al evaluar la longitud de los intervalos (ΔZ) esta se reduce (**Ec. – C.42 y C.47**).

Considerando que en este modelo el parámetro (ΔP) se mantiene fijo y se suma a la presión del intervalo anterior para obtener la presión en el nuevo punto, al ser estos cortos en longitud se requiere de una mayor cantidad de intervalos para alcanzar la profundidad total, en la figura anterior se puede apreciar que a medida que incrementa la viscosidad los puntos (longitud de intervalo) se hacen más cercanos por lo que la presión acumulada a lo largo del sistema también se incrementa.

4.2 Modelo de Edrisi.

Desarrollado por Ali Reza Edrisi (2015), sugiere un nuevo enfoque para el estudio del comportamiento del flujo de espumas en tuberías y espacio anular ya que emplea el concepto, desarrollado y llamado dos regímenes de flujo de espuma (Gajbhiye y Kam, 2011) el cual describe cómo la espuma muestra dos comportamientos de flujo distintos basados en su calidad (**Figura 4.16**); excepto cuando las condiciones son muy húmedas y la espuma fluye por encima de la fase líquida que no se integra al sistema (debajo del patrón de flujo tapón, zonas D y B). La espuma presenta un comportamiento de flujo tapón por debajo del umbral de calidad (fg^*), (zonas A y C), mientras que por arriba de este umbral se presenta un comportamiento de flujo bache, alternando baches de gas y espuma.

Gajbhiye y Kam (2011, 2012) y Edrisi et al. (2014) muestran que este concepto de régimen de flujo es válido en una amplia gama de velocidades de gas y líquido, formulaciones y concentraciones de surfactantes, ángulos de inclinación y en presencia de aceites o polímeros.

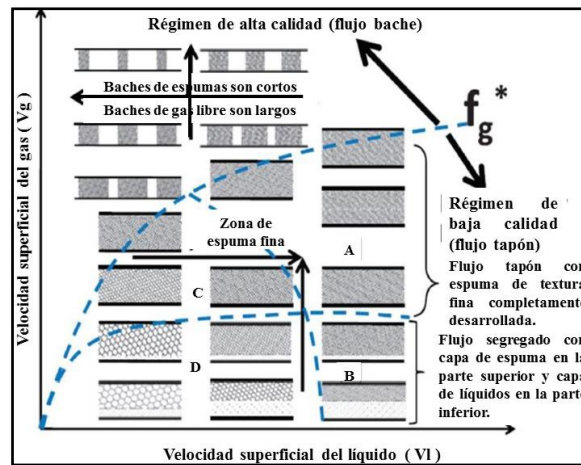


Figura 4. 16 Caracterización del flujo de espuma utilizando dos regímenes de flujo, basados en el tamaño de las burbujas y la distribución del tamaño de las burbujas (Gajbhiye y Kam, 2011).

Edrisi y Kam (2014) establecen este modelo a partir de cinco parámetros (fg^* , m_1 , m_2 , k y n); donde por medio de gradientes de presión por fricción y comparando las velocidades superficiales del gas y líquido, aproximan el comportamiento de flujo que presenta la espuma (tapón o bache) en regímenes de alta o baja calidad durante los cálculos hidráulicos y comparan sus resultados con los reportados por Chen et al. (2009), los cuales toma en cuenta la reología modelada por ecuaciones empíricas basadas en espumas de textura fina que muestran sólo un régimen de baja calidad.

La validación que Edrisi hizo de su modelo se realizó empleando el Modelo de Chen, en lo que el autor denominó Caso Base, el cual emplea los mismo datos que su antecesor y establece un régimen de calidad bajo para la espuma (**Figura 4.17**). Por otra parte la ejecución de este modelo en FORTRAN 95 nos arroja resultados similares (**Figura 4.18**).

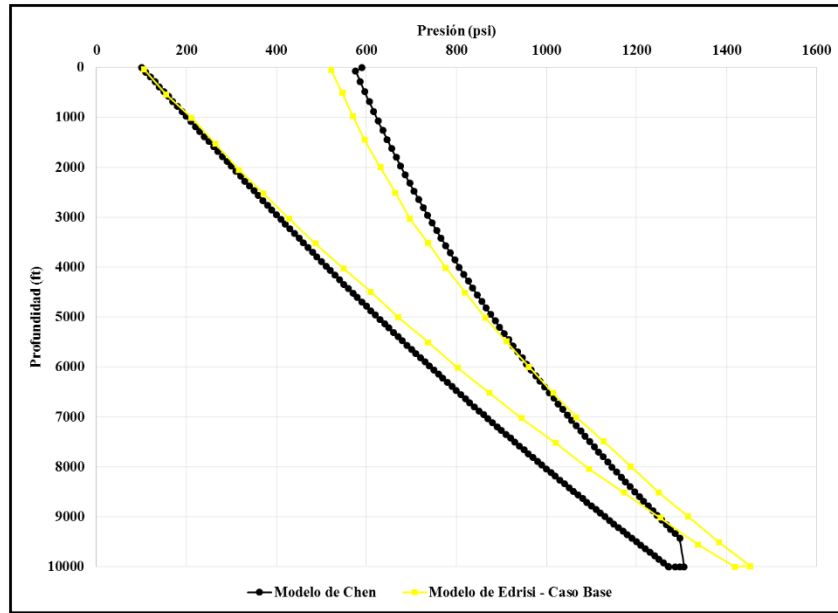


Figura 4. 17 Presión vs profundidad para la validación del Modelo de Edrisí (Edrisí, A. R. 2015).

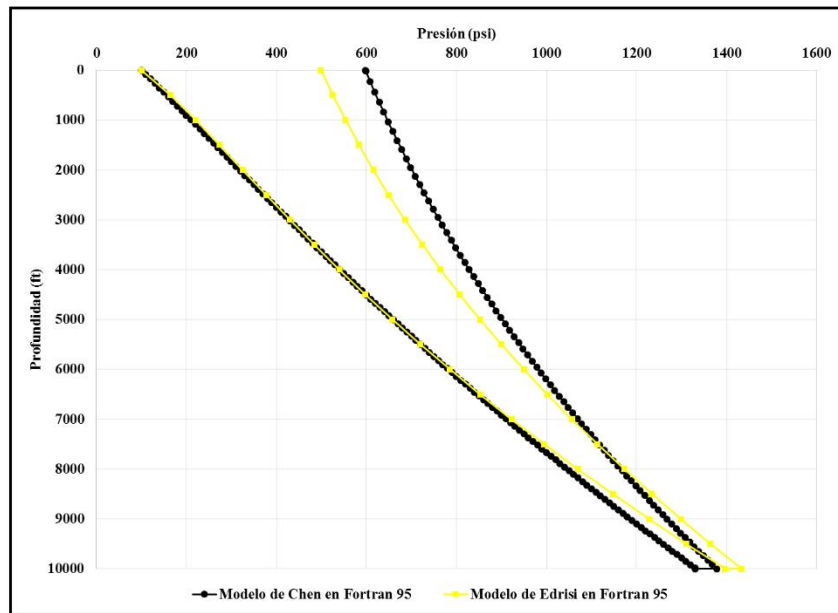


Figura 4. 18 Comparación de los modelos programados en FORTRAN 95.

A continuación se presenta la comparación entre los resultados reportados por los autores y los obtenidos por los programas en FORTRAN 95, empleando una viscosidad de fase líquida de 1 cP. (Tabla 6.16 y 6.17).

Tabla 4. 16 Resultados de la presión reportada por los autores.

Parámetro	Valor reportado por Chen (psi)	Valor reportado por Edrisi (psi)	% error
Presión en fondo del pozo (PBH).	1271.63	1428.61	12.34
Presión de bombeo requerida (Pp)	589.71	521.71	11.53

Tabla 4. 17 Resultados de la presión calculada con Fortran 95.

Parámetro	Valor calculado con Fortran 95 Chen (psi)	Valor calculado con Fortran 95 Edrisi (psi)	% error
Presión en fondo del pozo (PBH).	1330.01	1396.88	5.02
Presión de bombeo requerida (Pp)	598.38	499.03	16.60

Al tener como base el Modelo de Chen, se toman algunas de sus consideraciones, por ejemplo: se usa el modelo de Ley de Potencias y las ecuaciones empleadas por Chen para la evaluación de los parámetros reológicos del fluido, (**Anexo C, Ecuaciones C.30 - C.34**). Sin embargo, la metodología para el cálculo de la hidráulica de la espuma empleada por Edrisi es diferente ya que utiliza una técnica llamada cálculo de desplazamiento de presión, en el cual la evaluación comienza a partir de un nodo donde se asigna un valor de presión (Pp; Presión de bombeo) y luego se determina el gradiente de presión total para una masa total de la espuma sumando los gradientes de presión por hidrostática, fricción y aceleración. Una vez terminado el cálculo se continúa con los siguientes nodos hasta alcanzar el último donde la presión final deberá ser menor o igual al valor ingresado como contrapresión (Pb; Backpressure), si esta condición no se cumple se deberá repetir el cálculo asumiendo una nueva presión de bombeo (Pp) en el primer nodo para satisfacer la presión final (Pb).

Debido a que la fase gaseosa en la espuma es altamente compresible, se requiere el cálculo del factor de compresibilidad de gas (factor z) y un traslado del gasto másico de gas (m_g) a gasto volumétrico (Q_g) en cada nodo, esto se realiza empleando una ecuación de estado (EOS), **Anexo D**. Adicional a esto, se realizan las siguientes consideraciones.

- a) El cálculo hidráulico se divide en tres secciones: flujo de espuma a través de la tubería de perforación, flujo a través de los canales de flujo o toberas de la barrena y flujo de espuma por el espacio anular.
- b) La simulación se realiza en estado estacionario.
- c) No se considera concentración de recortes por lo que la densidad y viscosidad del fluido no se ve afectado.
- d) El gradiente de temperatura $\left(\frac{\Delta T}{\Delta L}\right)$ es lineal.
- e) La sarta de perforación está constituida únicamente por tubería de perforación de un solo diámetro y la barrena; no presenta herramienta ni equipos adicionales.
- f) El pozo es vertical con sarta de perforación concéntrica y no giratoria.
- g) Fase de gaseosa altamente compresible, pero fase líquida incompresible.
- h) Modelo reológico Ley de Potencia para la evaluación de los parámetros K y n.
- i) No hay aporte de fluidos ni pérdida de circulación por parte de la formación.

Este procedimiento comienza su evaluación a través de la sarta de perforación y termina con el retorno de la espuma por el espacio anular. Dado la presión final debe ser igual o menor a la contrapresión en cabeza de pozo y para evitar volver a ingresar todos los valores de las tablas (geometría del pozo, condiciones operativas y propiedades de los fluidos), se agrega un cálculo en donde si la presión final es mayor a la contrapresión ($P > P_b$), entonces se regresa al inicio del cálculo y se resta a la presión de bombeo inicial una delta de presión ($\Delta P = 0.01$ psi; para este caso).

4.2.1 Diagrama de flujo.

El procedimiento para el cálculo de los parámetros se describe en el siguiente diagrama de flujo (**Figura 4.19**) y el desarrollo matemático de las ecuaciones se puede consultar en el **Anexo D**.

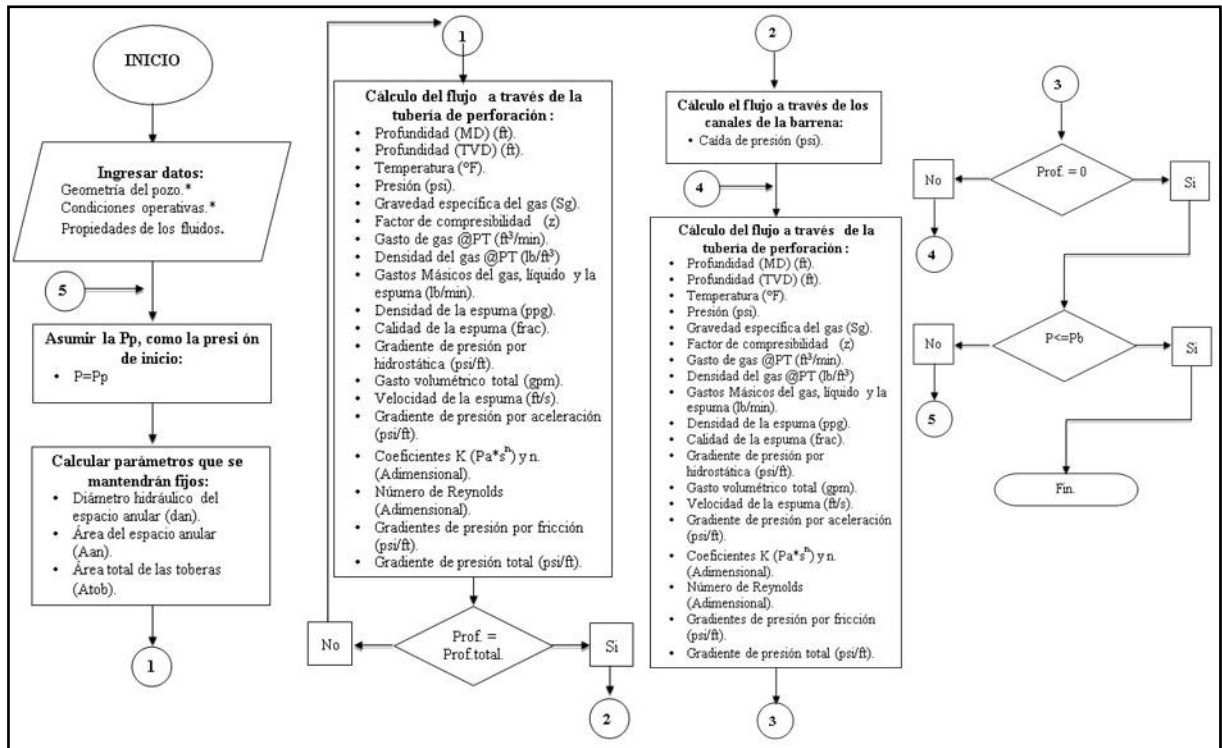


Figura 4. 19 Diagrama de flujo para el Modelo hidráulico de Edrisi.

4.2.2 Presentación del programa: Modelo de Edrisi.

El diagrama de flujo se implementó en el lenguaje de programación FORTRAN 95. Los valores a ingresar son los empleados para el Modelo de Chen, siendo el mismo estado mecánico del pozo el cual se secciona en el número de nodos a ser evaluados (**Figura 4.20**).

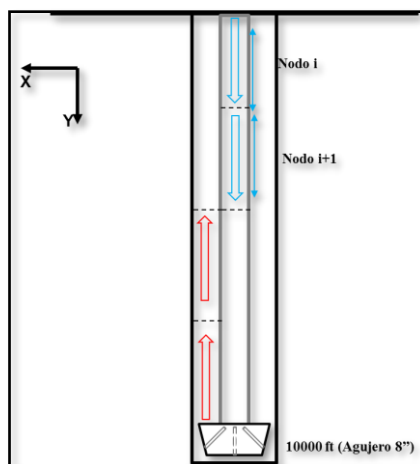


Figura 4. 20 Estado mecánico del pozo vertical (Edrisí, A. R. 2015).

Este software consta de una unidad principal y dos módulos (**Figura 4.21**). Para la validación se emplearon los valores obtenidos por el autor en su Caso Base. Para iniciar en el programa FORTRAN 95 se ingresa a la presentación del programa y presionamos 1 + Enter para comenzar la evaluación y se selecciona la opción 1 para evaluar el que será nuestro caso de estudio; pozo vertical de una etapa, (**Figura 4.22 y 4.23**).

Se ingresan los valores correspondientes a la geometría del pozo, condiciones operativas y propiedades del fluido, (**Figuras 4.24, 4.25 y 4.26**). Como se mencionó anteriormente, se inicia el procedimiento asumiendo la P_p de 500 psi como la presión inicial la cual disminuirá hasta que la presión final sea menor a la $P_b=100$ psi, en este caso hasta 499.73 psi.

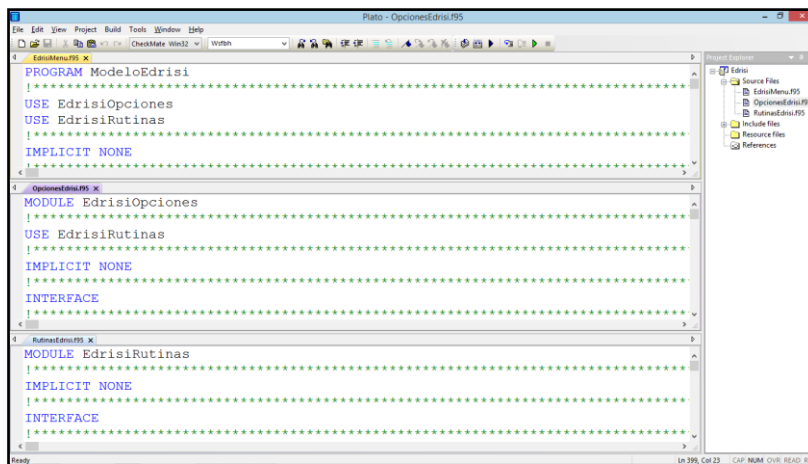


Figura 4. 21 Módulos del programa de cómputo.

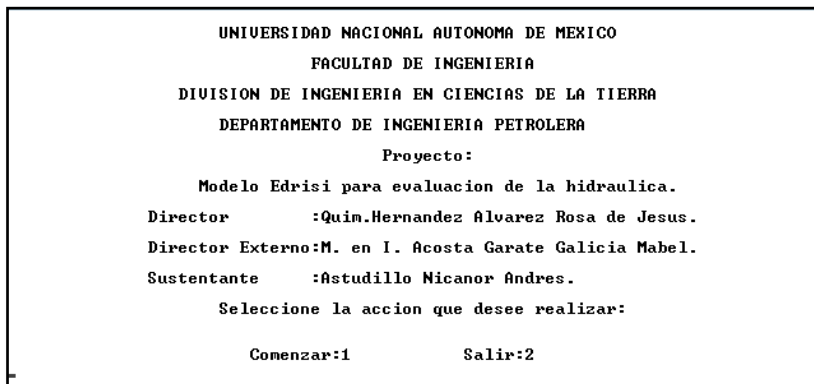


Figura 4. 22 Presentación del programa de cómputo.

```

El programa realiza el calculo de un pozo con las siguientes características:

!Etapas                !opcion      !
!Una etapa            !1           !
!Pozo Horizontal      !2           !
    
```

Figura 4. 23 Menú de opciones de los casos a evaluar.

```

!INFORMACION DE ENTRADA DEL POZO VERTICAL !
!GEOMETRIA DEL POZO                       !
!Profundidad <MD>del pozo <ft>           !
10000.0                                    !
!Angulo de inclinacion <grados>         !
0.0                                         !
!Diametro del pozo/casing <in>          !
8.5                                         !
!Diametro externo de TP <in>:           !
5.0                                         !
!Diametro interno de TP <in>            !
4.276                                       !
!Numero de toberas en la barrena <#>    !
3                                           !
!Diametro de las toberas <in>           !
0.40625                                    !
!Numero de nodos a evaluar<#>          !
20
    
```

Figura 4. 24 Datos de la geometría del pozo.

```

!CONDICIONES OPERATIVAS                   !
!Presion de bombeo <psi>                  !
500.0                                      !
!Contrapresion en cabeza de pozo <psi>   !
100.0                                      !
!Temperatura en cabeza de pozo <F>       !
80.0                                       !
!Gradiente de temperatura <F/ft>        !
0.015                                      !
!Gasto de gas <scfm>                      !
1200.0                                     !
!Gasto de liquido <gpm>                   !
40.0
    
```

Figura 4. 25 Datos de las condiciones operativas.

```

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS
Peso molecular del gas (lb/mol)
28.963
Densidad del liquido (lb/ft^3)
62.4
Viscosidad del liquido (cP)
1.0
    
```

Figura 4. 26 Datos de las propiedades de los fluidos.

```

Desea realizar otro calculo.

Calcular:1      Salir:2
    
```

Figura 4. 27 Fin del cálculo.

4.2.3 Validación del Modelo de Edrisi.

Al realizar la validación de los parámetros, los resultados obtenidos en el programa FORTRAN 95 son similares a los reportados por Edrisi en su Caso Base. Para la presión se tiene un porcentaje de error menor al 10 % en cada punto de interés (Tabla 4.18).

Tabla 4. 18 Resultados de la presión.

Parámetro	Valor reportado por Edrisi Pp (psi)	Valor calculado con Fortran 95 Pp (psi)	% error
Presión de bombeo (Pp)	521.71	499.73	4.21
Presión en fondo de pozo (Pbh)	1452.8	1434.8	1.23
Caída de presión en la barrena (ΔP_{bit})	34.2	36.45	6.57

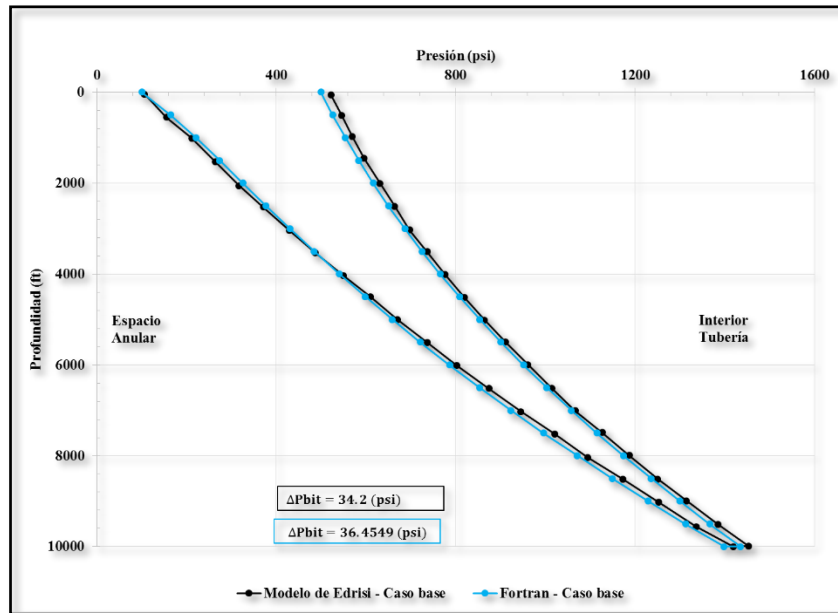


Figura 4. 28 Perfil de presión vs profundidad en un pozo vertical.

Los resultados de la presión muestran un comportamiento similar en los reportados (Figura 4.28), al igual que la calidad de la espuma donde inician en ambos casos en un promedio de 0.85, en fondo entre 0.71 y 0.72 y termina con 0.97 (Figura 4.29).

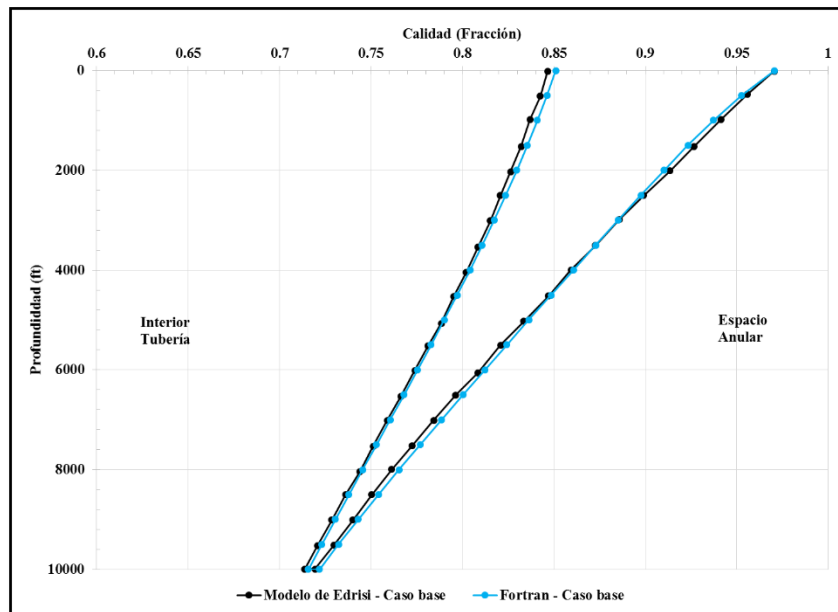


Figura 4. 29 Perfil de calidad vs profundidad en un pozo vertical.

La densidad inicia en 1.58, en el fondo 3.0 y en el espacio anular 0.31 (ppg) (**Figura 4.30**), mientras que la velocidad inicial es 6.0, en el fondo 3.1 al terminar el descenso y 1.25 al iniciar el ascenso por el espacio anular, terminando con 11.83 (ft/s) (**Figura 4.31**).

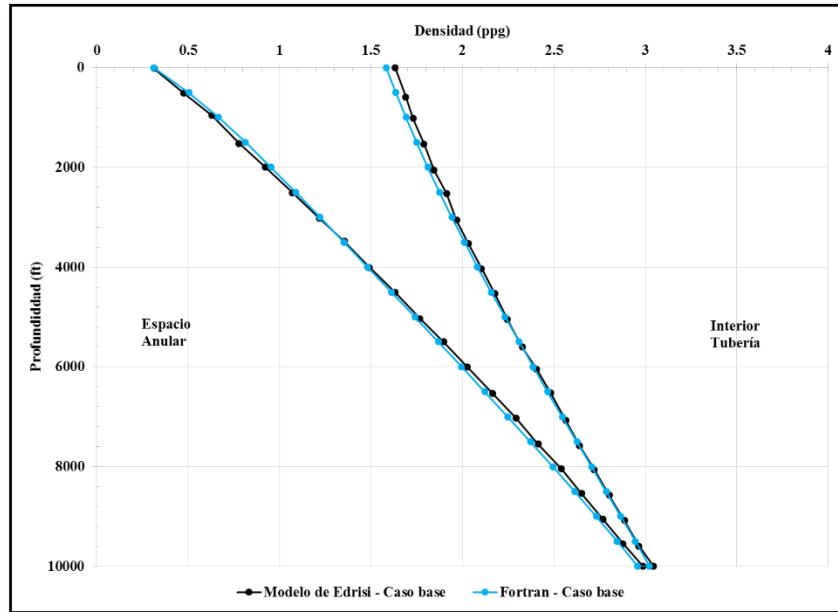


Figura 4. 30 Perfil de densidad vs profundidad en un pozo vertical.

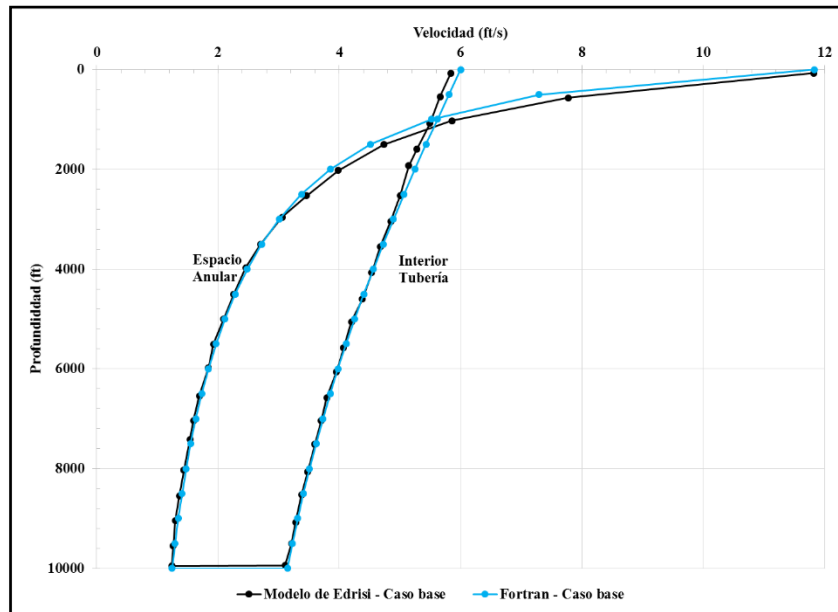


Figura 4. 31 Perfil de velocidad vs profundidad en un pozo vertical.

Por último el gradiente de presión total en el interior de la tubería están en el orden de 1.11 a 1.17 (psi/ft) y en el espacio anular entre -0.13 y -0.05 (psi/ft) (**Figura 4.32**).

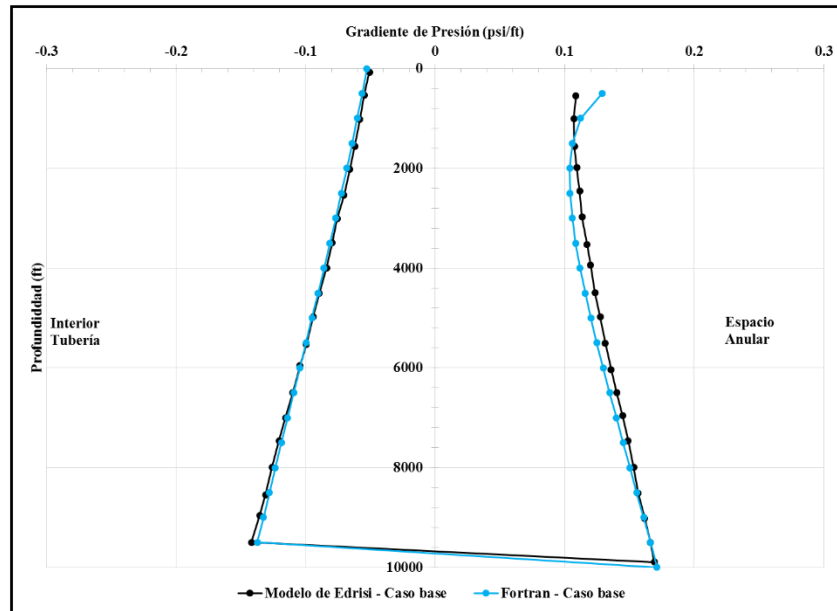


Figura 4. 32 Gradiente de presión vs profundidad en un pozo vertical.

Los resultados obtenidos con el programa en FORTRAN 95 se ajustan con muy poco margen de error a los reportados por el autor, además, este procedimiento incluye el factor de compresibilidad del gas el cual en las operaciones con fluido compresible debe ser considerado ya que afecta las características del fluido, tales como: densidad y viscosidad.

Una de las observaciones que se realizó durante el cálculo es que se omiten las consideraciones que hace la correlación Dranchuck and Abou-Kassem para el cálculo de factor de compresibilidad, ya que los rangos de aplicación del método son: $0.2 \leq P_{sr} \leq 30.0$ y $1.0 \leq T_{sr} \leq 30.0$, y para $P_{sr} < 1.0$ con $0.7 < T_{sr} \leq 1.0$, siendo que en algunos nodos estás condiciones no se cumple. Se probó con la correlación Beggs and Brill, ya que esta abarca los rangos de valor de las condiciones de presión y temperatura presentes en el sistema. Los valores de presión obtenidos mediante estas adecuaciones son los siguientes (**Figura 4.32**) y las ecuaciones se pueden consultar en el **Anexo D**.

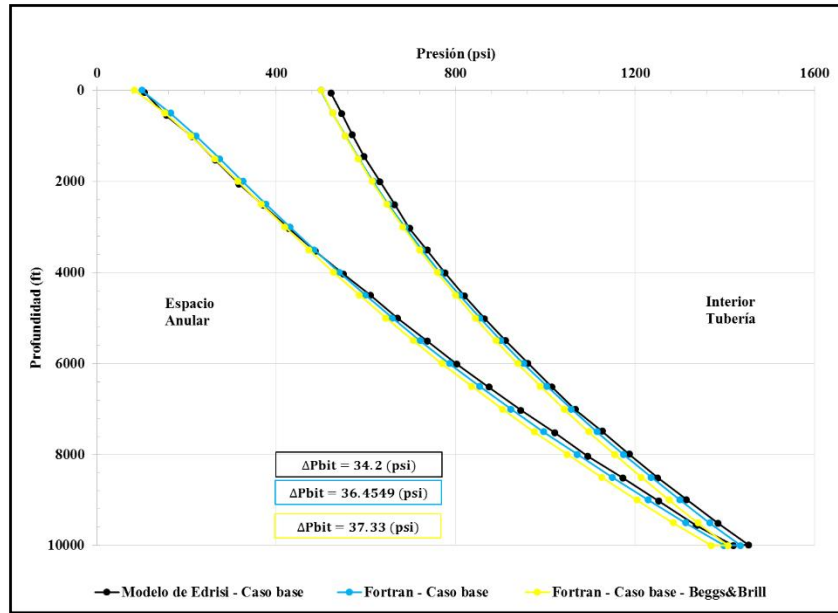


Figura 4. 33 Comparación del perfil de presión los modelos programados en FORTRAN 95.

Los resultados del resto de los parámetros son similares, lo que indica que la consideración que omite el autor no afecta de forma importante el procedimiento de cálculo.

4.2.4 Estudios paramétricos del Modelo de Edrisi.

Dado que este modelo emplea como base el Modelo de Chen también se ve afectado en el procedimiento de cálculo al evaluar viscosidades altas. El siguiente perfil de presiones (Figura 4.34) se realizó haciendo varias pruebas. Asumiendo una presión de bombeo de 500 psi los resultados arrojaron valores similares cuando la viscosidad está en el rango de 1 - 18 cP, mientras que al llegar a valores de 20 y hasta 25 cP se tiene un cambio importante en los valores, después de los 25 cP se pueden continuar evaluando sistemas espumados, sin embargo, se requiere un incremento importante de hasta 600 psi de presión de bombeo.

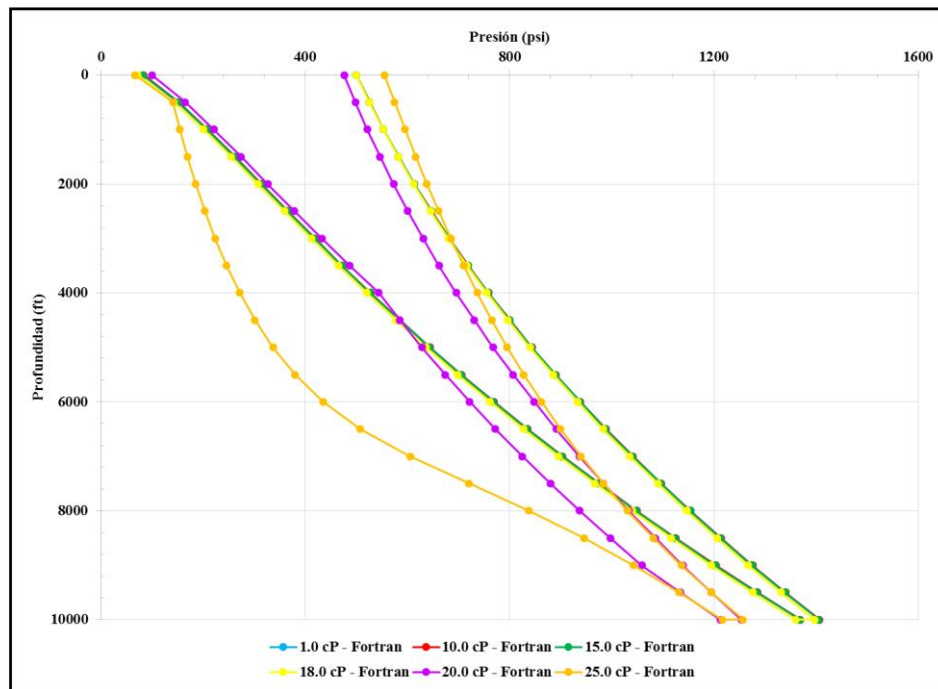


Figura 4. 34 Perfil de la presión vs profundidad a diferentes viscosidades Modelo de Edrisi.

A pesar de que el modelo permite realizar evaluaciones en un rango mayor de viscosidades de fase líquida se decidió omitir las evaluaciones del sistema de espuma IMP-DFFOAM con el Modelo de Edrisi debido a que no se cuentan con datos experimentales con los cuales corroborar los resultados obtenidos con la metodología implementada en FORTRAN 95, cuando se tienen viscosidades de fase líquida altas.

4.3 Comparación del Modelo de Chen con un software comercial.

Se realizó una comparación de los resultados obtenidos con el Modelo de Chen programado en FORTRAN 95; el cual fue el modelo con el cual se continuará trabajando dadas las observaciones anteriores, y el software comercial WellFlo de la compañía Weatherford. Se efectuaron simulaciones en un pozo el cual denominaremos “Pozo IMP-FOAM”, el cual cuenta con las siguientes características (Tabla 4.19, 4.20), (Figura 4.35), y en donde se emplea una espuma cuyas características se reportan en (Tabla 4.21).

Tabla 4. 19 Geometría del Pozo IMP-FOAM.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Profundidad total vertical	PTV	4265	(ft)
Ángulo de inclinación	θ	0	(grados)
Nodos a evaluar *	Nodo	20	#
Diámetro del pozo	d_h	6.048	(in)
Diámetro interno de TP	d_{pin}	2.76	(in)
Diámetro externo de TP	d_{pout}	3.5	(in)
Diámetro de los canales de flujo en la barrena	d_{tob}	18	$(\frac{1}{32} \text{ in})$
Número canales de flujo en la barrena	N_{tob}	6	(#)

Tabla 4. 20 Condiciones operativas para el Pozo IMP-FOAM.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Contrapresión en cabeza de pozo	P_b	50	(psi)
Incremento de presión	ΔP	5	(psi)
Temperatura en superficie	T_s	73	(°F)
Gradiente de temperatura	$(\frac{\Delta T}{\Delta z})$	0.015	(°F/ft)
Gasto de gas	Q_g	650	(scfm)
Gasto de líquido	Q_l	30	(gpm)

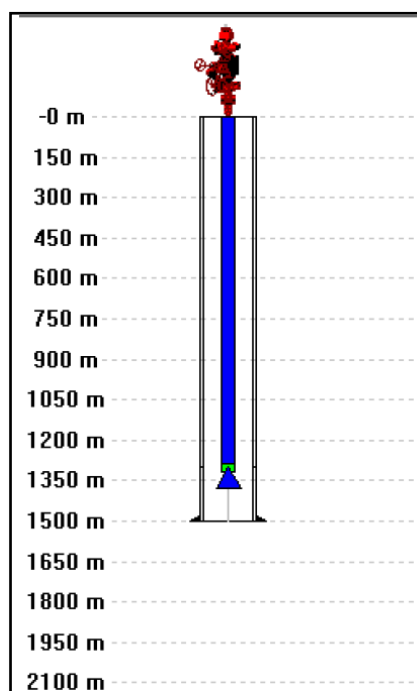


Figura 4. 35 Estado mecánico Pozo IMP-FOAM (Weatherford Presentation Name, 2017).

Tabla 4. 21 Propiedades de los fluidos empleados en el Pozo IMP-FOAM.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Peso molecular del gas:	PM_g	28.963	(lb/lbmol)
Densidad del líquido:	ρ_l	62.4	(lb/ft ³)
Viscosidad del líquido:	μ_l	2	(cP)

Los resultados de la evaluación con el software WellFlo se presentan a continuación (**Figura 4.36**) y los obtenidos con el Modelo de Chen se resumen en la (**Tabla 6.22**); los resultados completos se pueden consultar en el **ANEXO F (Tabla Anexo F.1)**.

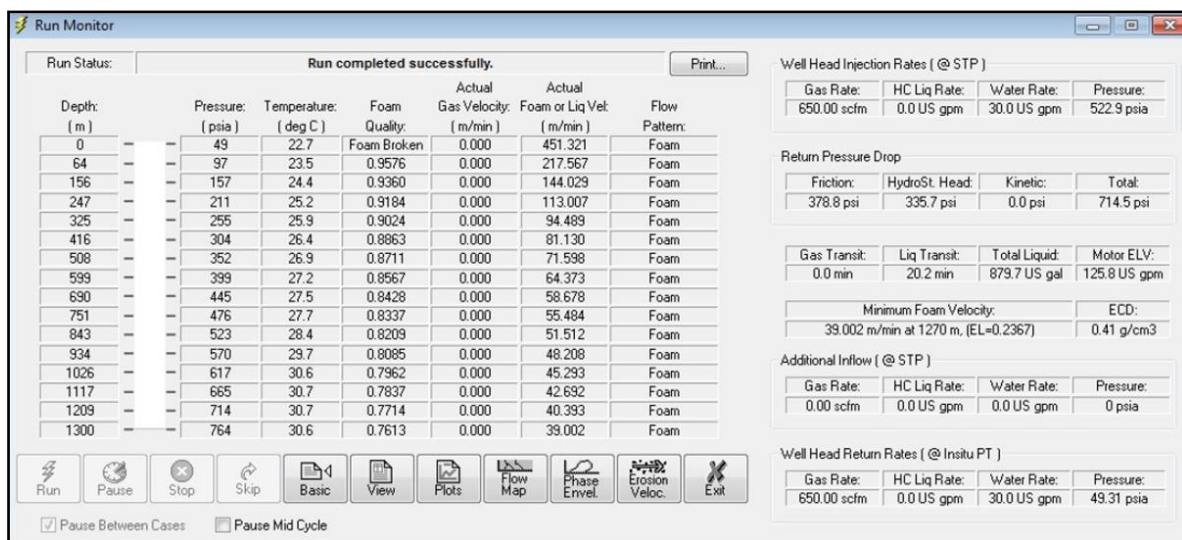


Figura 4. 36 Resultados de la evolución de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM (WellFlo, 2017).

Tabla 4. 22 Resultados del Pozo IMP-FOAM con el Modelo de Chen.

Parámetro	Valor calculado	Unidad
Presión de bombeo requerida (Pp).	640.3	(psi)
Presión en fondo del pozo (Pbh).	995	(psi)
Densidad en fondo de pozo (ρ)	0.40	(g/cm ³)
Calidad máxima en superficie (Γ).	0.97	(fracción)
Calidad en fondo de pozo (Γ).	0.66	(fracción)

Se presenta a continuación una comparación de los resultados obtenidos con ambos programas y se realiza el cálculo del error que se presenta entre los resultados obtenidos con el Modelo de Chen con respecto al software WellFlo (**Tabla 4.23**).

Tabla 4. 23 Comparación de resultados entre programa en Fortran 95 y el software WellFlo.

Parámetro	WellFlo	Modelo de Chen	% Error.
Presión de bombeo requerida Pp (psi).	522.9	640.3	22.45
Presión en fondo del pozo Pbh (psi).	764	995	30.23
Densidad en fondo de pozo (g/cm³).	0.41	0.40	2.43
Calidad máxima en superficie Γ (fracción).	0.98	0.97	1.02
Calidad en fondo de pozo Γ (fracción).	0.76	0.66	13.15

Con respecto a los resultados obtenidos se concluye que a pesar de que existe una diferencia importante entre las presiones de bombeo y la presente en el fondo del pozo, la metodología implementada en el Modelo de Chen aplicado a nuestro sistema de espuma se aproxima de manera positiva a los resultados obtenidos con el simulador comercial WellFlo.

El modelo de Chen nos permite caracterizar de forma sencilla la hidráulica presente en un pozo vertical tomando en cuenta las consideraciones que el autor realiza para el desarrollo del modelo. Chen no involucra variables que deben considerarse al ser la espuma un fluido bifásico como lo son: el factor de compresibilidad del gas (z), el cálculo de la variación tanto del gasto de gas como de la viscosidad de la espuma y densidad en cada intervalo a evaluar, los cuales por efecto de la presión y temperatura se ven afectados en su comportamiento.

Al reconsiderar los factores anteriores se concluye que para efectos de estos primeros estudios de caracterización de la hidráulica con este sistema de espumas, el Modelo de Chen nos puede proporcionar una buena aproximación de la hidráulica a desarrollar en operaciones de perforación y permitirá que en futuros trabajos se pueda mejorar el modelo para adaptarlo a los futuros resultados que se obtengan al trabajar con este fluido.

CAPÍTULO 5. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS HIDRÁULICOS.

Una vez validados los modelos hidráulicos reproducidos en FORTRAN 95, se pretende evaluar el sistema espumado denominado IMP-DFFOAM; desarrollado en el marco de Proyectos de Investigación del Instituto Mexicano del Petróleo.

Para su evaluación con el programa en FORTRAN 95 del Modelo de Chen y el software WellFlo, se optó por trabajar con el Pozo IMP-FOAM para mantener las características de la geometría del pozo y condiciones operativas, mientras que para las propiedades de los fluidos se ingresaron los valores del sistema espumado previamente caracterizado (**Tabla 5.1**).

Tabla 5. 1 Propiedades de los fluidos.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Peso molecular del gas:	PM_g	28.963	(lb/lbmol)
Densidad del líquido:	ρ_l	59.3	(lb/ft ³)
Viscosidad del líquido:	μ_l	4	(cP)

5.1 Caracterización del sistema de espuma IMP-DFFOAM.

Para la caracterización del sistema de espuma IMP-DFFOAM se utilizó la metodología sugerida por la norma API 13-D utilizando el Viscosímetro Fann 35 para realizar las lecturas diales a la fase líquida, con lo cual se determinó un modelo de Ley de Potencias y se obtuvo una viscosidad plástica de 4 cP.

Para validar los resultados obtenidos con el Viscosímetro Fann se desarrolló una metodología tomando en cuenta que la viscosidad incide de manera directa en la evaluación de los parámetros reológicos k y n . Se estableció un procedimiento para calcular a partir de datos experimentales de la espuma IMP-DFFOAM una viscosidad de fase líquida equivalente (μ_{eq}) a partir de valores de k y n a condiciones de superficie.

El equipo empleado para la caracterización de la espuma es el “Foam Rheometer System” Modelo 8500, el cual está diseñado para medir las características reológicas de fluidos espumados y no espumados sujetos a condiciones de alta presión y temperatura. (**Figura 5.1**).

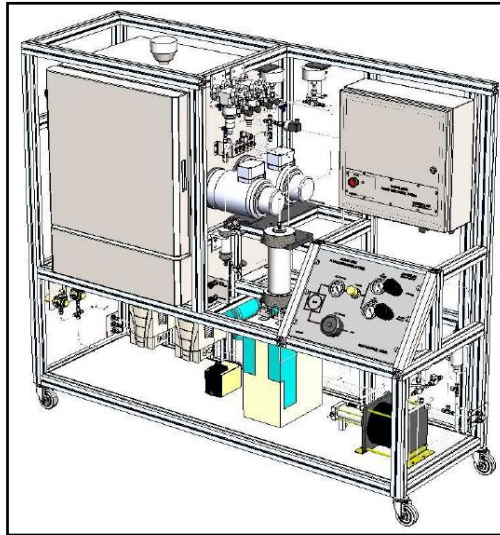


Figura 5. 1 Foam rheometer system 8500.

Se realizaron pruebas para determinar el modelo reológico de la espuma y el valor de los parámetros k y n considerando un rango de calidad de 0.80 a 0.90, ya que es la calidad a la cual el flujo de espuma es continuo. El modelo reológico fue definido como Ley de Potencias y los valores de los parámetros reológicos se reportan a continuación (**Tabla 7.2**).

Tabla 5. 2 Resultados de parámetros reológicos de la espuma.

Descripción	Parámetro	Valor	Unidad
Índice de consistencia	k	0.086	(lbf ^s ^{n} /ft ²)
Índice de comportamiento de flujo.	n	0.507	Adimensional

El Modelo de Chen establece que la viscosidad de la fase líquida no cambia a lo largo del sistema, tomando como premisa este concepto y conociendo los valores de estos parámetros a condiciones de superficie podemos conocer una viscosidad de fase líquida equivalente inicial mediante la siguiente metodología.

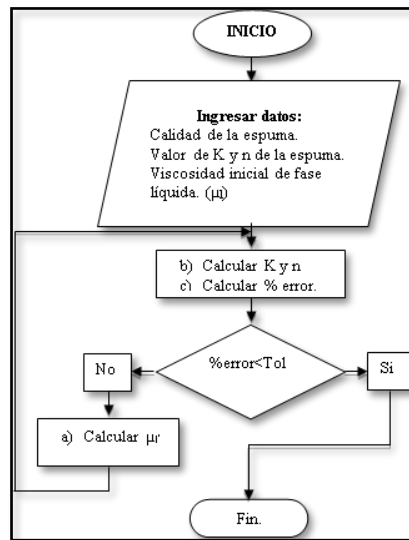


Figura 5. 2 Diagrama de flujo para el cálculo de la viscosidad de la fase líquida equivalente.

El procedimiento de cálculo es iterativo, se emplean las ecuaciones del **ANEXO C (C.30 – C.34)**, ingresamos un valor promedio de calidad (0.80) y se asume un valor inicial de viscosidad. Se calculan los parámetros K y n y se comparan con los valores ingresados mediante el cálculo de (% error) para el cual se establece una tolerancia; de no cumplirse esta condición se incrementa el valor de viscosidad asumida (μ_1) y se vuelven a calcular los parámetros reológicos, una vez cumplida la tolerancia el valor de la viscosidad que hace que esta condición se cumpla será la viscosidad equivalente de la fase líquida (μ_{eq}) (**Figura 5.2**).

Para el sistema IMP-DFFOAM la viscosidad de la fase líquida determinada con la metodología anterior es de 4.4 cP la cual es muy cercana a la obtenida con el Viscosímetro Fann 35. Una vez validado el dato de lectura del Viscosímetro Fann con este procedimiento se realiza el cálculo de la hidráulica en el Pozo IMP-FOAM empleando la espuma IMP-DFFOAM.

5.2 Análisis de resultados.

Se presentan los resultados de la evaluación con el software WellFlo empleando una viscosidad de 4.0 cP (Figura 5.3).

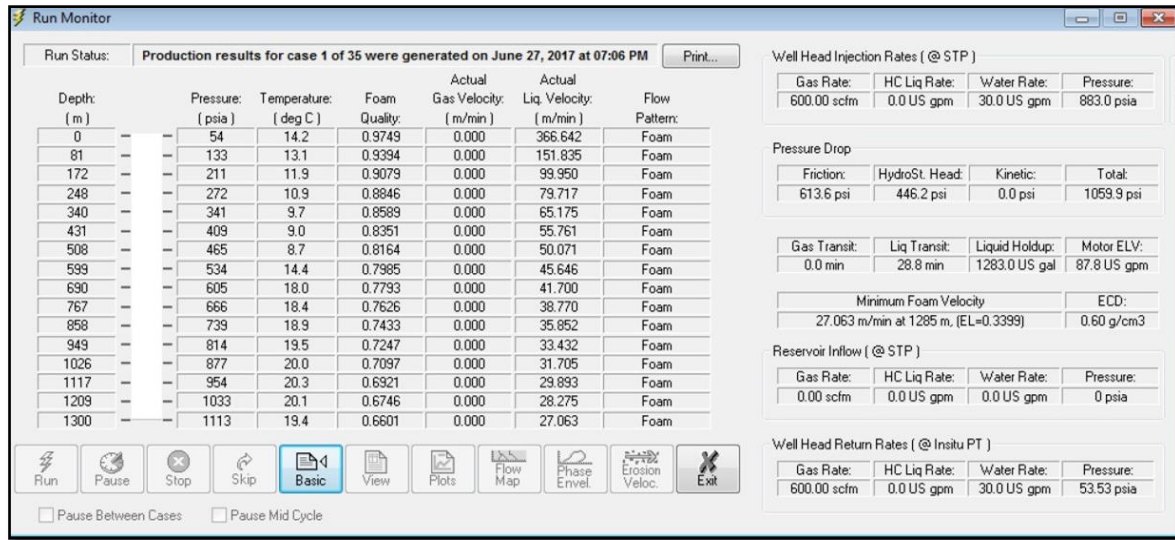


Figura 5. 3 Resultados de la evolución de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM, 4.0 cP (WellFlo, 2017).

Posteriormente los calculados con el Modelo de Chen en FORTRAN 95 empleando una viscosidad de 4.0 (Tabla 5.3). Los resultados completos de la evolución de la hidráulica con el Modelo de Chen pueden consultarse en el Anexo F (Tabla Anexo F.2)

Tabla 5. 3 Resultados de la evaluación de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM con el Modelo de Chen, 4.0 cP.

Parámetro	Valor calculado	Unidad
Presión de bombeo requerida (Pp).	719.59	(psi)
Presión en fondo del pozo (Pbh).	925.01	(psi)
Densidad en fondo de pozo (ρ)	0.30	(g/cm ³)
Calidad máxima en superficie (Γ).	0.97	(fracción)
Calidad en fondo de pozo (Γ).	0.72	(fracción)

Por último se realiza una tabla comparativa teniendo como referencia los valores obtenidos con WellFlo (Tabla 5.4).

Tabla 5. 4 Comparación de resultados entre el Modelo de Chen en Fortran 95 y el software WellFlo.

Parámetro	WellFlo (4.0 cP)	Modelo de Chen (4.0 cP)	% Error
Presión de bombeo requerida Pp (psi).	883.0	719.59	18.50
Presión en fondo del pozo Pbh (psi).	1113.0	925.01	16.89
Densidad en fondo de pozo ρ (g/cm ³).	0.6	0.30	50
Calidad máxima en superficie Γ (fracción).	0.97	0.97	0.0
Calidad en fondo de pozo Γ (fracción).	0.66	0.72	9.09

De los resultados obtenidos se observa que tanto en la presión de bombeo como en la presión en fondo de pozo se tiene un error promedio de 16% (Figura 5.4), mientras que la densidad equivalente de circulación presenta el mayor porcentaje de error con un 50%, la calidad en superficie inicia igual, sin embargo, en el fondo presenta un error del 9% (Figura 5.5).

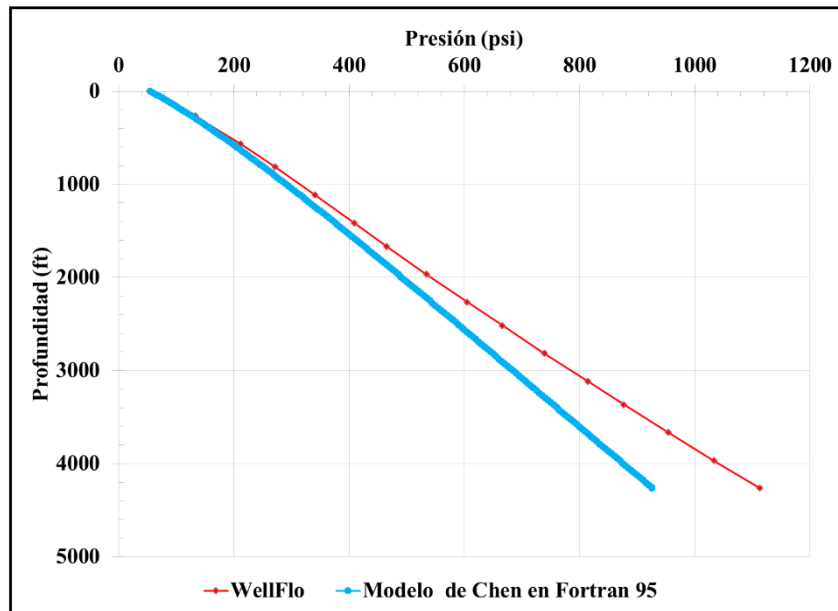


Figura 5. 4 Comparación del perfil de presiones entre WellFlo y el Modelo de Chen en Fortran 95.

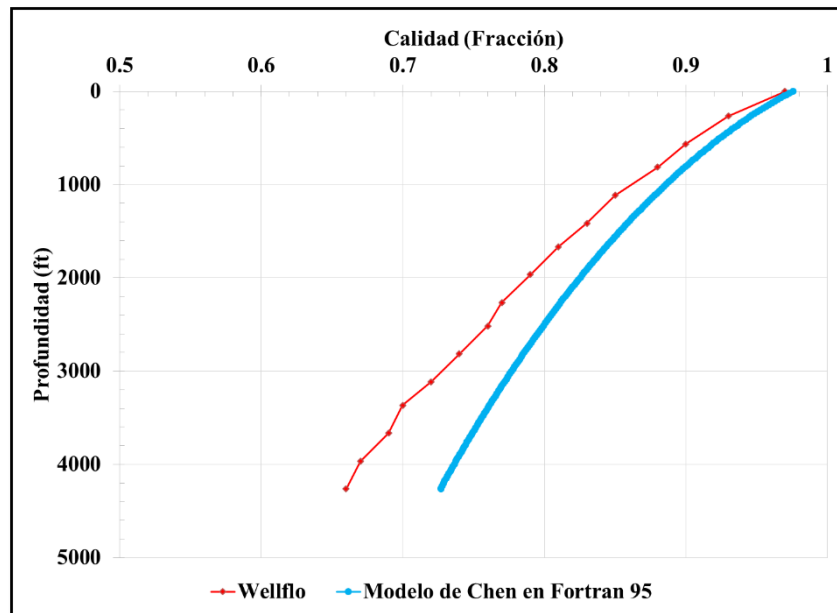


Figura 5. 5 Comparación del perfil de calidades entre WellFlo y el Modelo de Chen en Fortran 95

Los resultados muestran que en el modelo de Chen se ve afectada de manera importante el cálculo de la densidad de la espuma, esto debido a que no se considera el factor de compresibilidad del gas (z), ya que al trabajar con un valor fijo de $z=1$, Chen considera el comportamiento del gas ideal por lo que no sufre los efectos de la presión y la temperatura.

Durante el proceso de evaluación del sistema IMP-DFFOAM se establecieron consideraciones para realizar la predicción de la hidráulica, una de las más importantes fue el desarrollar una metodología para trabajar con los parámetros reológicos de una espuma con alta viscosidad adaptando las ecuaciones desarrolladas por Chen.

Los resultados obtenidos en este trabajo representan un avance importante para la evaluación del sistema de espuma IMP-DFFOAM, sin embargo, se requiere de estudios experimentales que complementen la caracterización reológica que actualmente se tiene para mejorar o desarrollar un modelo o procedimiento que se adapte a sus características particulares.

APORTACIONES DEL TRABAJO DESARROLLADO.

Algunos de los puntos a destacar como resultado del desarrollo de este trabajo son los siguientes:

1. El software académico desarrollado en este trabajo tiene como base el programa “Foam flow hydraulics in a three segment wellbore” elaborado por Chen (2009) el cual fue revisado para su adaptación en Fortran 95.

En la elaboración de este software se corrigieron algunos procedimientos inconsistentes que se observaron durante la revisión del programa de Chen, por ejemplo: los factores de conversión de algunas variables y la separaron de forma adecuada las evaluaciones de las secciones, vertical, inclinada y horizontal del pozo, así como la revisión de las ecuaciones empleadas para el cálculo de la caída de presión en la barrena.

2. Se desarrolló una metodología a partir del estudio hecho por Chen para la validación de datos experimentales de los parámetros reológicos de la espuma IMP-DFFOAM, obteniendo buenos resultados.
3. Se presentó una revisión de la literatura en relación al estudio de los principales parámetros que intervienen en el cálculo de la hidráulica; principalmente, los trabajos desarrollados para la caracterización reológica de espumas. Así como para las metodologías desarrolladas para la evaluación de la hidráulica empleando fluidos espumados.
4. Se compararon los principales parámetros que afectan el cálculo de la hidráulica en la metodología propuesta por Zhu Chen. Algunas de las conclusiones del análisis son las siguientes:

- a) El valor de la contrapresión (P_b) no afecta en gran medida los cálculos hidráulico, sin embargo, guarda una relación directamente proporcional con respecto al perfil de presiones, es decir, si esta aumentara las presiones en el sistema también lo harán y viceversa, ya que este es un punto de partida para la evaluación.
- b) Con viscosidades mayores a 15 cP, el perfil de presión tanto en espacio anular como en tubería de perforación tienen valores similares por lo cual los resultados no son confiables.
- c) La densidad de la fase líquida se puede variar para adecuar los cálculos cuando se tienen viscosidades relativamente altas para este modelo. En las pruebas realizadas con un mismo valor de viscosidad y variando la densidad a un valor menor a la de espuma acuosa (64.4 lb/ft^3), los resultados obtenidos con el fluido de baja densidad arrojó valores de presión menores con respecto a la del sistema acuoso.
- d) El esfuerzo de corte (τ_w) es directamente proporcional a la viscosidad y repercute en el cálculo de la longitud de intervalos, a medida que este aumenta los intervalos calculados serán más cortos.
- e) En las propiedades del gas (PM_g), no se presentaron diferencias importantes al emplear aire o nitrógeno.

CONCLUSIONES.

Se lograron los objetivos establecidos al inicio de este trabajo ya que con el desarrollo del software académico para investigación se logró estudiar los parámetros reológicos del sistema espumado IMP-DFFOAM y se realizó la comparación de la hidráulica resultante entre este software y un software comercial.

Los resultados obtenidos durante el progreso de este trabajo marcan una pauta para continuar estudiando el sistema de espumas IMP-DFFOAM de manera tal que se logre desarrollar un modelo que proporcione datos más confiables sobre las características específicas de este fluido.

RECOMENDACIONES.

1. Se requiere de un mayor número de datos experimentales para la caracterización reológica del sistema espumado IMP-DFFOAM, en un rango más amplio de calidades y condiciones de presión y temperatura, esto con el fin de obtener valores más fidedignos ya que se estará evaluando específicamente este sistema.
2. Efectuar cambios en el modelo de Chen que permitan realizar los cálculos hidráulicos en un rango establecido de calidades de la espuma en los cuales se permitan variar los valores de gastos de gas y líquido, así como para evaluar espumas con gases reales.
3. Realizar adaptaciones al modelo de Chen para agregar a su metodología alguno de los modelos reológicos presentados por los autores del capítulo 3, por ejemplo: Einstein (1906), Hatschek (1910), Mitchell (1971), Blauer et al. (1974), Reidenbach et al. (1986), Sanghani (1982), Ozbayoglu et al. (2000), etc.
4. Generar datos sobre las caídas de presión en conexiones superficiales cuando el fluido es una espuma.
5. Se requiere comparar la hidráulica calculada con el fluido espumado IMP-DFFOAM con fluidos espumados comerciales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

1. Ahmed, N., Taylor, S. W., & Sheng, Z. (Eds.). (2014, July). *Hydraulics of Wells: Design, Construction, Testing, and Maintenance of Water Well Systems*. American Society of Civil Engineers.
2. Ahmed, K., El-Katatney, S., & Dahab, A. S. A. H. (2010, January 1). Potential Implementation of Underbalanced Drilling Technique in Egyptian Oil Fields. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/130711-MS.
3. American Petroleum Institute, (2001), *Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para pruebas de fluidos de perforación, N° de Revisión A-1*, Dallas, Texas USA.
4. American Petroleum Institute, (2009), *API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids*, 1220 L Street NW, Washington, DC 20005 USA.
5. ASME Shale Shaker Committee. (2011). *Drilling fluids processing handbook*. Elsevier.
6. ASME Shale Shaker Committee. (2011). *Drilling fluids processing handbook*. Elsevier.
7. Baker Hughes INTEQ, (1998), *Fluidos manual de ingeniería*, Houston, Texas USA.
8. Bentsen, N. W., & Veny, J. N. (1976, October 1). Preformed Stable Foam Performance in Drilling And Evaluating Shallow Gas Wells in Alberta. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/5712-PA.
9. Caenn, R., Darley, H. C., & Gray, G. R. (2011). *Composition and properties of drilling and completion fluids*. Gulf professional publishing.
10. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Asociación Civil, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (2002), *Fluidos de perforación, PDVSA, Venezuela*.
11. Chandler Engineering Company L.L. (2006), *Technical manual model 8500 foam rheometer system*.
12. Chen, Z. (2006). *Cuttings transport with foam in horizontal concentric annulus under elevated pressure and temperature conditions*. (Doctoral dissertation).
13. Chen, Z., Duan, M., Miska, S. Z., Yu, M., Ahmed, R. M., & Hallman, J. H. (2009, March 1). *Hydraulic Predictions for Polymer-Thickened Foam Flow in Horizontal and Directional Wells*. *Society of Petroleum Engineers*. doi: 10.2118/105583-PA.
14. David, A., & Marsden, S. S. (1969, January 1). *The Rheology of Foam*. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/2544-MS.
15. David Hawkers, Karen Vogt, Allan Robinson, (2002), *Manual de perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo, 3er Edición, Datalog, 3030 9th St SE, Calgary, Alberta, Canadá T2G 3B9*.
16. De la Rosa Acevedo Edgar Francisco (1998), *Sistema para la simulación de la hidráulica en pozos perforados bajo balance, empleando aire, niebla o espuma (HIDRABB 1.0)*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
17. Edrisi, A. R. (2013). *Experimental and modeling study of foam flow in pipes with two foam-flow regimes* (Doctoral dissertation).

18. Edrisi, A. R., & Kam, S. I. (2015, September 28). New Foam Drilling Hydraulics Calculations by Using Two Foam Flow Regimes. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/174769-MS.
19. Eren, T. U. N. A. (2004). Foam characterization: Bubble size and texture effects. Master Tezi, Middle East Technology University.
20. Falk, K., & McDonald, C. (1995, January 1). An Overview of Underbalanced Drilling Applications in Canada. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/30129-MS.
21. Fann Instrument Company (2013), Model 35 Instruction Manual, Houston, Texas, USA.
22. Gerencia de Perforación y Terminación, IMP. Apuntes hidráulica de la perforación.
23. Gregory, G. A. (2003, May 1). Foam Flow Modelling for UBD Applications. Petroleum Society of Canada. doi: 10.2118/03-05-DAS.
24. Guo, B., & Liu, G. (2011). Applied drilling circulation systems: hydraulics, calculations and models. Gulf Professional Publishing.
25. Hernández Álvarez Rosa de Jesús Quím. (2013), Apuntes de asignatura: Laboratorio de fluidos de perforación. Facultad de Ingeniería, UNAM.
26. History, <http://www.history.co.uk/study-topics/history-of-america/oil-the-hamill-brothers-and-spindletop>.
27. Kitsios, E., Quaresma, V., Rovig, J. W., & Reynolds, E. (1994, January 1). Underbalanced Drilling Through Oil Production Zones With Stable Foam in Oman. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/27525-MS.
28. Lage, A. C. V. M., Nakagawa, E. Y., de Souza, A. A., & Santos F., M. M. (1996, January 1). Recent Case Histories of Foam Drilling in Brazil. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/36098-MS.
29. Lima, P. C. R., & Alves, S. J. (1995, January 1). Application Of Low Density Foam Pigs Offshore Brazil. Offshore Technology Conference. doi: 10.4043/7864-MS.
30. Maclovio, Y. M., & Martin, V. J. (1996, January 1). Tecominoacan 408: First Underbalance Drilling Application in Mexico. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/35320-MS.
31. Mantúfar Barrera Juan Israel; Torres Torres Sayra Rubí, (2012), Estudio experimental de reología constante para fluidos de perforación en ambientes de aguas profundas, Tesis Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
32. Méndez Torres César Israel; Paredes Velasco Raúl, Serapio Morales Juan Antonio (2012), Caracterización reológica y tixotrópica de un fluido espumado, usado para la perforación de yacimientos naturalmente fracturados y/o depresionados, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
33. Miller, A., Boyce, G. R., Moheno, L. G., Arellano, J. J., Murillo, J. L., Aguilar de la Serna, M. A.,... Corona, A. M. (2006, January 1). Innovative MPD Techniques Improve Drilling Success in Mexico. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/104030-MS.
34. Miranda Arias Rubén (2016), Manual teórico- práctico para el conocimiento, evaluación y selección de fluidos de perforación empleados en la construcción de pozos, Facultad de Ingeniería, UNAM.

35. Ozbayoglu, M. E., Kuru, E., Miska, S., & Takach, N. (2002, June 1). A Comparative Study of Hydraulic Models for Foam Drilling. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/02-06-05.
36. Paknejad, A. S. (2007). Foam drilling simulator (Doctoral dissertation, Texas A&M University).
37. Paknejad, A., Schubert, J. J., & Amani, M. (2009, January 1). Key Parameters in Foam Drilling Operations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/122207-MS.
38. Paknejad, A., Schubert, J., & Amani, M. (2007, January 1). Foam Drilling Simulator. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/105338-MS.
39. Prasuhn, A. L. (1987). Fundamentals of hydraulic engineering.
40. Rehm, B., Haghshenas, A., Paknejad, A. S., Al-Yami, A., & Hughes, J. (Eds.). (2013). Underbalanced drilling: limits and extremes. Elsevier.
41. Rosas Rivero Mario Ing. (2013) Apuntes de asignatura: Elementos de perforación de pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM.
42. Saintpere, S., Herzhaft, B., Toure, A., & Jollet, S. (1999, January 1). Rheological Properties of Aqueous Foams for Underbalanced Drilling. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/56633-MS.
43. Salager, J. L., Andérez, J. M., & Firgiarini, A. (1999). Influencia de la formulación sobre las espumas. *L'Actualité Chimique*, 10-21.
44. Schramm, L. L. (2006). Emulsions, foams, and suspensions: fundamentals and applications. John Wiley & Sons.
45. Sepúlveda Palacios Gerardo Enrique (2013), Diseño, elaboración y selección de un fluido de perforación base agua de mar y burbujas generadas in situ de acuerdo a su comportamiento reológico y tixotrópico para perforar formaciones naturalmente facturadas y depresionadas. Tesis Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM.
46. Shirkavand, F., Hareland, G., Teichrob, R. R., & Haeri Behbahani, S. M. (2008, January 1). Optimized Foam Drilling Improves Drilling Performance in Iranian Carbonate Fields. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/114057-MS.
47. Smith, D. H. (1996). Foams: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry Edited by Laurier L. Schramm (Petroleum Research Institute). American Chemical Society: Washington, DC, 1994. 555 pp. ISBN 0-8412-2719-5.
48. Stevenson, P. (Ed.). (2012). Foam engineering: fundamentals and applications. John Wiley & Sons.
49. Vennard, J. K. (2013). Elementary fluid mechanics. Read Books Ltd.
50. Whittaker, A. (1985). Theory and application of drilling fluid hydraulics.

ANEXO A.

Ecuación de estado (EOS) para espuma: Se calcula asumiendo que la fase líquida es incompresible y sólo el gas puede ser comprimido. Para un gas real.¹²

$$PV_g = znRT = z \frac{m_g}{PM_g} RT \quad \text{--- Ec. (A.01)}$$

Por lo tanto:

$$V_g = znRT = \frac{zm_g RT}{PM_g * P} \quad \text{--- Ec. (A.02)}$$

Donde el volumen del gas puede ser calculado por medio de la definición de la calidad de la espuma:

$$V_g = \frac{V_g}{V_g + V_l} \quad \text{--- Ec. (A.03)}$$

$$V_l = \frac{zm_g RT}{PM_g * P} \left(\frac{1}{\Gamma} - 1 \right) \quad \text{--- Ec. (A.04)}$$

Asumiendo que la fase líquida es incompresible, ($V_l = \text{constante}$), tenemos:

$$\frac{zT}{P} \left(\frac{1}{\Gamma} - 1 \right) = \text{constante} \quad \text{--- Ec. (A.03)}$$

$$\frac{z_1 T_1}{P_1} \left(\frac{1}{\Gamma_1} - 1 \right) = \frac{z_2 T_2}{P_2} \left(\frac{1}{\Gamma_2} - 1 \right) \quad \text{--- Ec. (A.04)}$$

Donde P_1 , T_1 , z_1 son la presión, temperatura y factor de compresibilidad a condiciones iniciales y P_2 , T_2 , z_2 a condiciones finales.

ANEXO B.

Ecuaciones de conservación: La espuma puede ser tratada como un fluido homogéneo en una escala macroscópica. Si se considera que no hay aporte de fluido por parte de la formación, el gasto másico de espuma es constante a lo largo del circuito hidráulico. La ecuación de continuidad puede expresarse como $\rho_1 v_1 A_1 = \rho_2 v_2 A_2$. Si el área de flujo es constante, entonces el producto de densidad de espuma y velocidad de flujo es constante.¹²

Ecuación de equilibrio de momento: De acuerdo a esta ecuación, el gradiente de presión total consiste en gradientes de presión hidrostática, fricción y aceleración, y puede expresarse como:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_H + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_A \quad \text{--- Ec. (B.01)}$$

Para flujo isotérmico en estado estacionario la ecuación anterior puede definirse como:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} + \rho g \cos \theta + \frac{f \rho v^2}{2D_h} + \beta \rho v \frac{\Delta v}{\Delta Z} = 0 \quad \text{--- Ec. (B.01)}$$

Cuando el pozo es dividido en celdas axiales; como es en este caso, la longitud de estas está determinadas entre dos puntos vecinos: aguas arriba (P_1) y aguas abajo (P_2) y se obtiene con las siguientes ecuaciones para cada sección:

Espacio anular	$\Delta Z = \frac{\left[(P_1 - P_2) + \beta \left(\frac{M_t}{A_{an}} \right) (v_1 - v_2) \right] d_{an}}{4\tau_w + \bar{\rho} g d_{an} \cos(\theta)}$	--- Ec. (B.02)
-----------------------	---	----------------

Tubería de perforación	$\Delta Z = \frac{\left[(P_1 - P_2) + \beta \left(\frac{M_t}{A_{an}} \right) (v_1 - v_2) \right] d_{an}}{4\tau_w + \bar{\rho} g d_{an} \cos(\theta)}$	--- Ec. (B.03)
-------------------------------	---	----------------

ANEXO C.

Procedimiento para el cálculo de la hidráulica con el Modelo de Chen (FORTRAN 95).

1. Calcular los parámetros que se mantendrán fijos durante la evaluación del programa: d_{an} , A_{pin} , A_{an} , A_{tob} ; (m) y (m²), respectivamente. Así como la densidad ($\frac{Kg}{m^3}$), gastos máxicos de la fase líquida, el gas y la total ($\frac{Kg}{s}$), y la fracción máxica del gas a condiciones estándar empleando $Z_{sc} = 1.0$.

- Diámetro hidráulico del espacio anular (in):

$$d_{an} = d_h - d_{pin} \quad \text{--- Ec. (C.01)}$$

- Área de la tubería de perforación (in²):

$$A_{pin} = \frac{\pi}{4} d_{pin}^2 \quad \text{--- Ec. (C.02)}$$

- Área del espacio anular (in²):

$$A_{an} = \frac{\pi}{4} (d_h^2 - d_{pout}^2) \quad \text{--- Ec. (C.03)}$$

- Área total de canales de flujo o toberas en la barrena (in²):

$$A_{tob} = \frac{\pi}{4} d_{tob}^2 N_{tob} \quad \text{--- Ec. (C.04)}$$

- Densidad del gas a condiciones estándar (lb/ft³); $P_{sc}=14.7$ psi, $T_{sc} = 60$ F, $Z_{sc} = 1$:

$$\rho_{gsc} = \frac{PM_g P_{sc}}{RZ_{sc} T_{sc}} \quad \text{--- Ec. (C.05)}$$

- Gastos máxicos a condiciones estándar:

$$m_g = \rho_g Q_g \quad \text{--- Ec. (C.06)}$$

$$m_l = \rho_l Q_l \quad \text{--- Ec. (C.07)}$$

$$m_t = m_g + m_l \quad \text{--- Ec. (C.08)}$$

- Fracción másica de gas:

$$W_g = \frac{m_g}{m_t} \quad \text{--- Ec. (C.09)}$$

2. Profundidad desarrollada del primer punto a evaluar:

- Para la primera etapa:

$$\text{ProfMD} = 0 \quad \text{--- Ec. (C.10)}$$

- Para etapas posteriores:

$$\text{ProfMD} = \text{Prof} + \Delta Z \quad \text{--- Ec. (C.11)}$$

3. Profundidad vertical del primer punto a evaluar:

$$\text{ProfTVD} = \text{ProfMD} * \cos \theta \quad \text{--- Ec. (C.12)}$$

4. Temperatura en el punto a evaluar (F):

- Para la primera etapa (Superficie):

$$T = T_s \quad \text{--- Ec. (C.13)}$$

- Para posteriores etapas:

$$T = T + \left(\Delta Z \left(\frac{\Delta T}{\Delta Z} \right) \right) \quad \text{--- Ec. (C.14)}$$

5. Presiones P1 y P2 (psi).

- Para la primera etapa:

$$P_2 = P_b \quad \text{--- Ec. (C.15)}$$

$$P_1 = P_2 + \Delta P \quad \text{--- Ec. (C.16)}$$

- Para posteriores etapas:

$$P_2 = P_2 + \left(\Delta Z \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_T \right) \quad \text{--- Ec. (C.17)}$$

$$P_1 = P_2 + \Delta P \quad \text{--- Ec. (C.18)}$$

6. Densidad promedio de la espuma (ppg).

- Calcular los parámetros a y b:

$$a = \frac{W_g R (T + 460)}{PM_g} \quad \text{--- Ec. (C.19)}$$

$$b = \frac{BW_g}{PM_g} + (1 - W_g) \frac{1}{\rho_1} \quad \text{--- Ec. (C.20)}$$

- Calcular las densidades a P_1 y P_2 , (lb/ft³):

$$\rho_1 = \frac{P_1}{a + (bP_1)} \quad \text{--- Ec. (C.21)}$$

$$\rho_2 = \frac{P_2}{a + (bP_2)} \quad \text{--- Ec. (C.22)}$$

- Densidad promedio:

$$\bar{\rho} = \frac{1}{b^2(P_1 - P_2)} \left[b(P_1 - P_2) + a \ln \left(\frac{a + (bP_2)}{a + (bP_1)} \right) \right] \quad \text{--- Ec. (C.23)}$$

7. Velocidad promedio de la espuma (m/s).

- Calcular las velocidades a P_1 y P_2 , (ft/s):

$$v_2 = \frac{M_t}{A_{an} \rho_2} \quad \text{--- Ec. (C.24)}$$

$$v_1 = \frac{M_t}{A_{an} \rho_1} \quad \text{--- Ec. (C.25)}$$

- Velocidad promedio:

$$\bar{v} = \frac{M_t}{A_{an}\bar{\rho}} \quad \text{--- Ec. (C.26)}$$

8. Calidad de la espuma (Fracción).

- Calcular el flujo volumétrico de líquido y gas $\left(\frac{m^3}{s}\right)$:

$$V_g = \frac{Zm_gRT}{PM_gP_2} \quad \text{--- Ec. (C.27)}$$

$$V_l = \frac{M_l}{\rho_l} \quad \text{--- Ec. (C.28)}$$

- Calidad de la espuma:

$$\Gamma = \frac{V_g}{V_g + V_l} \quad \text{--- Ec. (C.29)}$$

9. Índice de consistencia (K) y el índice de comportamiento de flujo (n).

- Calcular los parámetros a,b,c:

$$a = (-0.533\mu_1^2 + 3.6735\mu_1 - 13.546) \quad \text{--- Ec. (C.30)}$$

$$b = (0.8926\mu_1^2 - 6.5877\mu_1 + 29.966) \quad \text{--- Ec. (C.31)}$$

$$c = (-0.3435\mu_1^2 + 2.5273\mu_1 - 14.218) \quad \text{--- Ec. (C.32)}$$

- Índice de consistencia(Pa * sⁿ):

$$K = \mu_1(e^{a\Gamma^2 + b\Gamma + c}) \quad \text{--- Ec. (C.33)}$$

- Índice de comportamiento de flujo:

$$n = -0.45\Gamma + 0.7633 \quad \text{--- Ec. (C.34)}$$

10. Esfuerzo de corte (τ_w) de acuerdo al comportamiento reológico del fluido

- Modelo Ley de potencia:

$$\tau_w = K\gamma_w^n \quad \text{--- Ec. (C.35)}$$

- Esfuerzo de corte empleando método iterativo:

$$\frac{12\bar{v}}{d_{an}} = \frac{(\tau_w - \tau_y)^{\left(\frac{1+n}{n}\right)}}{K\left(\frac{1}{n}\right)\tau_w^2} \left(\frac{3n}{1+2n}\right) \left(\tau_w + \frac{n}{1+n}\tau_y\right) \quad \text{--- Ec. (C.36)}$$

$$\tau_w = \left[\frac{\left[\frac{12\bar{v}}{d_{an}} * K\left(\frac{1}{n}\right)\right]^n}{\left(\frac{3n}{1+2n}\right)} \right]$$

11. Calcular el Número de Reynolds.

$$R_e = \frac{12\bar{\rho}\bar{v}^2}{\tau_w} \quad \text{--- Ec. (C.37)}$$

12. Calcular la longitud del intervalo, (m):

$$\Delta Z = \frac{\left[(P_1 - P_2) + \beta \left(\frac{M_t}{A_{an}} \right) (v_1 - v_2) \right] d_{an}}{4\tau_w + \bar{\rho}gd_{an} \cos(\theta)} \quad \text{--- Ec. (C.38)}$$

13. Calcular las pérdidas de presión totales en el intervalo, $\left(\frac{\text{Pa}}{\text{m}}\right)$:

- Pérdidas de presión total:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T = \frac{P_2}{\Delta Z} \quad \text{--- Ec. (C.38)}$$

- Pérdidas de presión por elevación o hidrostáticas:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_H = (0.052 (\bar{\rho} * 0.0083454)) * 22620.6 \quad \text{--- Ec. (C.39)}$$

- Pérdidas de presión por fricción:

- $R_e < 1200$; Régimen laminar:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F = \frac{4\tau_w}{d_{an}} \quad \text{--- Ec. (C.40 L)}$$

- $R_e \geq 1200$; Régimen turbulento:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F = \frac{2f\bar{\rho}\bar{v}^2}{d_{an}} \quad \text{--- Ec. (C.40 T)}$$

Donde el factor de fricción (f) :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \frac{4}{n^{0.75}} \log\left(R_e f^{1-\frac{n'}{2}}\right) - \frac{0.4}{n^{1.2}} \quad \text{--- Ec. (C.41)}$$

Donde n' es el índice generalizado de comportamiento de flujo y puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$x = \frac{\tau_y}{\tau_w}$$

$$C_{ca} = 1 - \left(\frac{1}{1+n}\right)x - \left(\frac{n}{1+n}\right)x^2$$

$$n' = \frac{nC_{ca}}{1 + 2n(1 - C_{ca})}$$

- Pérdidas de presión por aceleración:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_A = \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T - \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_H - \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F \quad \text{--- Ec. (C.42)}$$

14. Repetir los pasos del 2 al 13 para la siguientes secciones hasta alcanzar la profundidad total del pozo.

15. Pérdida de presión en la barrena (Pa):

$$\Delta P_{bit} = P_{BH} - P_2 \quad \text{--- Ec. (C.43)}$$

Donde:

$$P_{BH} = P_2 \text{Exp}\left(\frac{B \cdot \Delta P}{A} - E \cdot \bar{v}_{BH}^2\right) \quad \text{--- Ec. (C.44)}$$

$$A = \frac{Z M_g R T}{P M_g * (M_g + M_l)}$$

$$E = \frac{1}{2 A g_c}$$

$$B = \frac{M_l}{\rho_l * (M_g + M_l)}$$

$$\rho_{g_{BH}} = \frac{P_2 * M_g}{R T}$$

$$Q_{g_{BH}} = \frac{Q_g * \rho_g}{\rho_{g_{BH}}}$$

$$\bar{v}_{BH} = \frac{Q_l * Q_{g_{BH}}}{A_{tob}}$$

16. Profundidad desarrollada para el retorno por tubería de perforación:

- Primera etapa:

$$\text{ProfMD} = \text{ProfT} \quad \text{--- Ec. (C.45)}$$

- Etapas posteriores:

$$\text{ProfMD} = \text{Prof} - \Delta Z \quad \text{--- Ec. (C.46)}$$

17. Calcular la profundidad vertical del primer punto a evaluar:

$$\text{ProfTVD} = \text{ProfMD} * \cos \theta \quad \text{--- Ec. (C.47)}$$

18. Temperatura en el recorrido de regreso a superficie a través de TP:

- Primera etapa:

$$T = T_s + \left(\text{ProfTVD} \left(\frac{\Delta T}{\Delta Z} \right) \right) \quad \text{--- Ec. (C.48)}$$

- Para posteriores etapas:

$$T = T - \left(\Delta Z * \left(\frac{\Delta T}{\Delta Z} \right) \right) \quad \text{--- Ec. (C.49)}$$

19. Calcular las presiones:

- Para la primera etapa:

$$P_1 = P_2 + \Delta P_{bit} \quad \text{--- Ec. (C.50)}$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P \quad \text{--- Ec. (C.51)}$$

- Para posteriores etapas:

$$P_1 = P_1 - \left(\Delta Z \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_T \right) \quad \text{--- Ec. (C.52)}$$

$$P_2 = P_1 - \Delta 10P \quad \text{--- Ec. (C.53)}$$

20. Densidad promedio de la espuma, Ecuaciones Paso 6.

21. Velocidad promedio de la espuma: Ecuaciones Paso 7. Reemplazando A_{pin} en A_{an} .

22. Calidad de la espuma (*Fracción*): Ecuaciones Paso 8. Reemplazando P1 en P2.

23. Índice de consistencia (K) y el índice de comportamiento de flujo (n): Ecuaciones Paso 9.

24. Esfuerzo de corte (τ_w) de acuerdo al comportamiento reológico del fluido, (Pa):

- Modelo Ley de potencia:

$$\tau_w = K\gamma_w^n \quad \text{--- Ec. (C.54)}$$

- Esfuerzo de corte empleando método iterativo:

$$\frac{8\bar{v}}{d_{pin}} = \frac{(\tau_w - \tau_y)^{\left(\frac{1+n}{n}\right)}}{K^{\left(\frac{1}{n}\right)}\tau_w^3} \left(\frac{4n}{1+3n}\right) \left(\tau_w^2 + \frac{2n}{1+2n}\right) * \\ * \tau_y \tau_w \left(\frac{2n^2}{(1+n)(1+2n)}\right) \tau_y^2 \quad \text{--- Ec. (C.55)}$$

$$\tau_w = \left[\frac{\frac{8\bar{v}}{d_{pin}} * K^{\left(\frac{1}{n}\right)}}{\left(\frac{4n}{1+3n}\right)} \right]^n$$

25. Calcular el Número de Reynolds (R_e):

$$R_e = \frac{8\bar{\rho}\bar{v}^2}{\tau_w} \quad \text{--- Ec. (C.56)}$$

26. Calcular la longitud del intervalo, (ft):

$$\Delta Z = \frac{\left[(P_1 - P_2) + \beta \left(\frac{M_t}{A_{pin}} \right) (v_1 - v_2) \right] d_{pin}}{-4\tau_w + \bar{\rho}g d_{pin} \cos(\theta)} \quad \text{--- Ec. (C.57)}$$

27. Calcular las pérdidas de presión totales en el intervalo, $\left(\frac{psi}{ft}\right)$:

- Pérdidas de presión total:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T = \frac{P_1}{-\Delta Z} \quad \text{--- Ec. (C.58)}$$

- Pérdidas de presión por elevación o hidrostáticas: Ecuación (B.39).
- Pérdidas de presión por fricción:
 - $R_e < 1200$; Régimen laminar:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F = \frac{4\tau_w}{d_{pin}} \quad \text{--- Ec. (C.59 L)}$$

- $R_e \geq 1200$; Régimen turbulento:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F = \frac{2f\bar{\rho}\bar{U}^2}{d_{pin}} \quad \text{--- Ec. (C.59 T)}$$

Se calcula el factor de fricción (f) con la Ecuación (B.41) y donde n' puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$x = \frac{\tau_y}{\tau_w}$$

$$C_{ca} = (1 - x) - \left(\frac{2n^2}{(1+n)(1+2n)} x^2 + \left(\frac{2n}{1+2n} \right) x + 1 \right)$$

$$\frac{4n'}{3n' + 1} = \left(\frac{4n}{3n + 1} \right) C_{ca}$$

- Pérdidas de presión por aceleración:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_A = \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_H + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F \quad \text{--- Ec. (C.60)}$$

ANEXO D.

Correlaciones empleadas para el cálculo de factor de compresibilidad del gas (z):

1. Correlación de Sutton (1985).

$$S_g = \frac{PM_g}{PM_{air}} \quad \text{--- Ec. (D.01)}$$

$$P_{pc} = 756.8 - 131 S_g - 3.6 S_g^2 \quad \text{--- Ec. (D.02)}$$

$$T_{pc} = 169.2 - 349.5 S_g - 7.4 S_g^2 \quad \text{--- Ec. (D.03)}$$

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{--- Ec. (D.04)}$$

$$T_{sr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad \text{--- Ec. (D.05)}$$

2. Correlación Dranchuk and Abou-Kassem (1975).

Rangos de trabajo $0.2 \leq P_{sr} \leq 30.0$ con $1.0 \leq T_{sr} \leq 3.0$, y para $P_{sr} < 1.0$ con $0.7 \leq T_{sr} \leq 1.0$

$$\rho_r = 0.27 \frac{P_r}{z T_r} \quad \text{--- Ec. (D.06)}$$

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5} \right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \text{Exp}(-A_{11} \rho_r^2) \quad \text{--- Ec. (D.07)}$$

$$\begin{array}{llll} A_1 = 0.3265 & A_2 = -1.07 & A_3 = -0.5339 & A_4 = 0.01569 \\ A_5 = -0.05165 & A_6 = 0.5475 & A_7 = -0.7361 & A_8 = 0.1844 \\ A_9 = 0.1056 & A_{10} = 0.6134 & A_{11} = 0.721 & \end{array}$$

Para resolver la Ec. (D.07) se debe utilizar un procedimiento iterativo de ensayo y error. Si se utiliza el método iterativo de Newton-Raphson, se tiene:

$$F = z - \left[1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4 A_5}{T_{sr}^4 T_{sr}^5} \right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^2 - \right. \\ \left. A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \text{Exp}(-A_{11} \rho_r^2) \right] = 0 \quad \text{--- Ec. (D.08)}$$

$$\left(\frac{\partial F}{\partial F} \right)_{T_{sr}} = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4 A_5}{T_{sr}^4 T_{sr}^5} \right) \frac{\rho_r}{z} + 2 \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \frac{\rho_r^2}{z} - \\ A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \frac{\rho_r^5}{z} + \frac{2A_{10} \rho_r^2}{z T_{sr}^3} [1 + A_{11} \rho_r^2 - (A_{11} \rho_r^2)^2] \text{Exp}(-A_{11} \rho_r^2) \quad \text{--- Ec. (D.09)}$$

3. Correlación Beggs and Brill (1974).

Rangos de trabajo $0.0 \leq P_{sr} \leq 5.0$ con $1.3 \leq T_{sr} \leq 1.7$, y para $0.0 < P_{sr} < 13.0$ con $1.2 \leq T_{sr} \leq 2.4$

$$z = A + \frac{1 - A}{\text{Exp}(B)} + C P_{sr}^D \quad \text{--- Ec. (D.10)}$$

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.95} - 0.36 T_{sr} - 0.10$$

$$B = (0.62 - 0.23 T_{sr}) P_{sr} + \left[\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right] P_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{sr}-1)}} P_{sr}^6$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

$$D = \text{Exp}(0.3106 - 0.49 T_{sr} + 0.1824 T_{sr}^2)$$

ANEXO E.

Procedimiento para el cálculo de la hidráulica con el Modelo de Edrisi (FORTRAN 95).

1. Calcular los parámetros que se mantendrán fijos durante la evaluación del programa como: d_{an} , A_{pin} , A_{an} , A_{tob} ; (in) y (in^2) . Así como la longitud de los nodos.

- Diámetro hidráulico del espacio anular:

$$d_{an} = d_h - d_{pin} \quad \text{--- Ec. (E.01)}$$

- Área de la tubería de perforación:

$$A_{pin} = \frac{\pi}{4} d_{pin}^2 \quad \text{--- Ec. (E.02)}$$

- Área del espacio anular:

$$A_{an} = \frac{\pi}{4} (d_h^2 - d_{pout}^2) \quad \text{--- Ec. (E.03)}$$

- Área total de canales de flujo o toberas en la barrena:

$$A_{tob} = \frac{\pi}{4} d_{tob}^2 N_{tob} \quad \text{--- Ec. (E.04)}$$

- Longitud de los nodos a evaluar ΔZ , (ft):

$$\Delta Z = \frac{\text{Prof}\Gamma}{\text{Nodos}} \quad \text{--- Ec. (E.05)}$$

2. Profundidad desarrollada del primer nodo a evaluar:

- Para la primera etapa:

$$\text{ProfMD} = 0 \quad \text{--- Ec. (E.06)}$$

- Para etapas posteriores:

$$\text{ProfMD} = \text{Prof} + \Delta Z \quad \text{--- Ec. (E.07)}$$

3. Profundidad vertical del primer nodo a evaluar:

$$\text{ProfTVD} = \text{ProfMD} * \cos \theta \quad \text{--- Ec. (E.08)}$$

4. Temperatura en el punto a evaluar.

- Para la primera etapa (Superficie):

$$T = T_s \quad \text{--- Ec. (E.09)}$$

- Para posteriores etapas:

$$T = T + \left(\Delta Z \left(\frac{\Delta T}{\Delta Z} \right) \right) \quad \text{--- Ec. (E.10)}$$

5. Presión P (psi).

- Primer nodo:

$$P = P_p \quad \text{--- Ec. (E.11)}$$

- Nodos posteriores:

$$P = P + \left(\Delta Z \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_T \right) \quad \text{--- Ec. (E.12)}$$

6. Calculo del factor de compresibilidad del gas (Factor z) con las ecuaciones de la correlación de Sutton y Beggs and Brill (**ANEXO D**).

7. Gasto de gas (ft³/min) a condiciones de presión y temperatura, con: $P_{sc} = 14.7 \text{ psi}$, $T_{sc} = 60 \text{ F}$, $Q_{gsc} = Q_g$, $z_{sc} = 1$.

$$Q_{g@PT} = \frac{P_{sc} Q_{gsc} z (T + 460)}{P z_{sc} (T_{sc} + 460)} \quad \text{--- Ec. (E.13)}$$

8. Calcular el gasto de gas (lbm/ft³) a condiciones de presión y temperatura:

$$\rho_{g@PT} = \frac{PM_g P}{Rz(T + 460)} \quad \text{--- Ec. (E.14)}$$

9. Gastos máxicos (lbm/min):

$$m_g = \rho_g Q_g \quad \text{--- Ec. (E.15)}$$

$$m_l = \rho_l Q_l \quad \text{--- Ec. (E.16)}$$

$$m_t = m_g + m_l \quad \text{--- Ec. (E.17)}$$

10. Densidad de la espuma ρ_f (ppg):

$$\rho_f = \frac{\rho_f}{m_g + m_l} \quad \text{--- Ec. (E.18)}$$

11. Calidad de la espuma (fracción):

$$\Gamma = \frac{m_g}{m_g + m_l} \quad \text{--- Ec. (E.19)}$$

12. Gradiente de presión hidrostático (psi/ft):

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_H = 0.052 \rho_f \cos \phi \quad \text{--- Ec. (E.20)}$$

13. Gasto volumétrico total (gpm):

$$Qt = \frac{m_f}{\rho_f} \quad \text{--- Ec. (E.21)}$$

14. Velocidad de la espuma (ft/s):

$$v_f = \frac{Q_f}{2.448d_{pin}^2} \quad \text{--- Ec. (E.23)}$$

15. Gradiente de presión por aceleración (psi/ft):

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_A = \frac{0.0008047\rho_f(v_{f1}^2 - v_{f2}^2)}{\Delta Z} \quad \text{--- Ec. (E.24)}$$

16. Índice de consistencia (K) y el índice de comportamiento de flujo (n). Ecuaciones del Anexo C (C.30 –C.34).

17. Número de Reynolds.

$$Re = \frac{89100\rho_f v_{f2}^{2-n}}{k} \left(\frac{0.0416d_{pin}}{3 + \frac{1}{n}}\right)^n \quad \text{--- Ec. (E.25)}$$

18. Gradiente de presión por fricción (psi/ft):

- Régimen laminar:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F = \frac{kv_f^n}{144000d_{pin}^{1+n}} \left(\frac{3 + \frac{1}{n}}{0.0416}\right)^n \quad \text{--- Ec. E.26}$$

- Régimen turbulento:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F = \frac{f\rho_f v_f^2}{25.8d_{pin}} \quad \text{--- Ec. (E.27)}$$

Donde:

$$f = 1.14 - 2 \log\left(\varepsilon + \frac{21.25}{Re^{0.9}}\right) \quad \text{--- Ec. (E.28)}$$

19. Gradiente de presión total (psi/ft):

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T = -\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_H + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_A + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F \quad \text{--- Ec. (E.29)}$$

20. Repetir los pasos del 2 al 20 para la siguientes secciones hasta alcanzar la profundidad total del pozo.

21. Caída de presión en la barrena (psi).

$$\Delta P_{bit} = \frac{8.311 \times 10^{-5} \rho_f Q_f^2}{0.95 A_{tob}^2} \quad \text{--- Ec. (E.30)}$$

22. Presión en fondo de pozo (psi):

$$P_{bh} = P - \Delta P_{bit} \quad \text{--- Ec. (E.31)}$$

23. Repetir los pasos del 2 al 20 para la siguientes secciones hasta alcanzar la profundidad total del pozo.

24. Profundidad desarrollada en espacio anular (ft):

- Primer nodo:

$$\text{ProfMD} = \text{ProfT} \quad \text{--- Ec. (E.32)}$$

- Nodos posteriores:

$$\text{ProfMD} = \text{Prof} - \Delta Z \quad \text{--- Ec. (E.33)}$$

25. Calcular la profundidad vertical del primer punto a evaluar (ft):

$$\text{ProfTVD} = \text{ProfMD} * \cos \theta \quad \text{--- Ec. (E.34)}$$

26. Temperatura en el recorrido de regreso a superficie a través de espacio anular (F):

- Primer nodo 1:

$$T = T_s + \left(\text{ProfTVD} \left(\frac{\Delta T}{\Delta Z} \right) \right) \quad \text{--- Ec. (E.35)}$$

- Nodos posteriores:

$$T = T - \left(\Delta Z * \left(\frac{\Delta T}{\Delta Z} \right) \right) \quad \text{--- Ec. (E.36)}$$

27. Presión (psi):

- Primer nodo:

$$P = P_{bh} \quad \text{--- Ec. (E.37)}$$

- Nodos posteriores:

$$P = P - \left(\Delta Z \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_T \right) \quad \text{--- Ec. (E.38)}$$

28. Emplear las ecuaciones de los pasos 6 al 13.

29. Velocidad de la espuma (ft/s):

$$v_f = \frac{Q_f}{2.448 \left(d_h^2 - d_{pout}^2 \right)} \quad \text{--- Ec. (E.39)}$$

30. Gradiente de presión por aceleración (psi/ft); Paso 15.

31. Número de Reynolds:

$$\text{Re} = \frac{109000 \rho_f v_f^{2-n}}{k} \left(\frac{0.0208 (d_h - d_{pout})}{2 + \frac{1}{n}} \right)^n \quad \text{--- Ec. (E.40)}$$

32. Gradiente de presión por fricción (psi/ft):

- Régimen laminar:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F = \frac{k v_f^n}{144000(d_h - d_{pout})^{1+n}} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208}\right)^n \quad \text{--- Ec. (E.41)}$$

- Régimen turbulento:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F = \frac{f \rho_f v_f^2}{21.1(d_h - d_{pout})} \quad \text{--- Ec. (E.42)}$$

Donde:

$$f = 1.14 - 2 \log \left(\varepsilon + \frac{21.25}{Re^{0.9}} \right) \quad \text{--- Ec. (E.43)}$$

33. Gradiente de presión total (psi/ft):

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_H + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_A + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_F \quad \text{--- Ec. (E.44)}$$

34. Repetir los pasos del 24 al 33 para la siguientes secciones hasta alcanzar la superficie.

35. Sí la presión final es mayor a la contra presión del pozo, se volverá a realizar el cálculo ingresando una nueva presión de bombeo.

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

ANEXO F.

Tabla Anexo F. 1 Resultados de la evaluación de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM con el Modelo de Chen.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
0	0	73.33	50	0.21042	0.97994	0.17207	0.32233	208.61354	161.34218	23.93584	17.56308	0.28469
17.56308	17.56308	73.59345	55	0.22989	0.97799	0.17072	0.32321	202.39968	152.21264	21.90881	18.0257	0.27738
35.58878	35.58878	73.86383	60	0.24925	0.97604	0.16937	0.32408	196.81362	144.36928	20.20636	18.4543	0.27094
54.04308	54.04308	74.14065	65	0.26852	0.97411	0.16803	0.32495	191.74445	137.55217	18.75635	18.85355	0.26521
72.89663	72.89663	74.42345	70	0.28769	0.97219	0.1667	0.32581	187.10734	131.56832	17.50654	19.22719	0.26005
92.12382	92.12382	74.71186	75	0.30677	0.97028	0.16537	0.32667	182.83608	126.27125	16.41816	19.57823	0.25539
111.70205	111.70205	75.00553	80	0.32574	0.96838	0.16405	0.32753	178.87811	121.54757	15.46186	19.90915	0.25114
131.61121	131.61121	75.30417	85	0.34461	0.96648	0.16274	0.32838	175.19108	117.30808	14.61498	20.22202	0.24726
151.83323	151.83323	75.6075	90	0.36339	0.9646	0.16144	0.32923	171.7404	113.48156	13.85977	20.51859	0.24368
172.35182	172.35182	75.91528	95	0.38207	0.96273	0.16014	0.33007	168.49751	110.01038	13.18212	20.80036	0.24038
193.15218	193.15218	76.22728	100	0.40066	0.96087	0.15885	0.33091	165.43857	106.8474	12.57068	21.06861	0.23732
214.22079	214.22079	76.54331	105	0.41914	0.95901	0.15757	0.33174	162.54351	103.95365	12.01621	21.32445	0.23448
235.54524	235.54524	76.86318	110	0.43754	0.95717	0.1563	0.33257	159.79528	101.2966	11.5111	21.56888	0.23182
257.11412	257.11412	77.18671	115	0.45583	0.95534	0.15504	0.3334	157.17927	98.84888	11.04906	21.80273	0.22933
278.91685	278.91685	77.51375	120	0.47404	0.95351	0.15378	0.33422	154.68294	96.58728	10.62479	22.02679	0.227
300.94365	300.94365	77.84415	125	0.49214	0.9517	0.15253	0.33504	152.29536	94.49198	10.23387	22.24173	0.22481
323.18537	323.18537	78.17778	130	0.51016	0.94989	0.15129	0.33585	150.00704	92.54595	9.8725	22.44815	0.22274
345.63352	345.63352	78.5145	135	0.52808	0.94809	0.15006	0.33666	147.80965	90.73445	9.53747	22.64659	0.22079
368.28011	368.28011	78.8542	140	0.54591	0.94631	0.14884	0.33746	145.69584	89.04468	9.226	22.83756	0.21894
391.11768	391.11768	79.19676	145	0.56364	0.94453	0.14762	0.33826	143.65911	87.46544	8.93568	23.0215	0.21719
414.13918	414.13918	79.54209	150	0.58129	0.94276	0.14642	0.33906	141.69369	85.98692	8.66445	23.19881	0.21553
437.33798	437.33798	79.89007	155	0.59884	0.941	0.14522	0.33985	139.79444	84.60045	8.41048	23.36985	0.21395
460.70783	460.70783	80.24062	160	0.6163	0.93925	0.14403	0.34064	137.95673	83.29836	8.17217	23.53497	0.21245
484.24281	484.24281	80.59364	165	0.63368	0.93751	0.14285	0.34142	136.17642	82.07384	7.94813	23.69448	0.21102
507.93729	507.93729	80.94906	170	0.65096	0.93578	0.14168	0.3422	134.44976	80.92079	7.7371	23.84865	0.20966
531.78594	531.78594	81.30679	175	0.66815	0.93405	0.14052	0.34298	132.77338	79.83378	7.538	23.99776	0.20836
555.7837	555.7837	81.66676	180	0.68526	0.93234	0.13936	0.34375	131.14422	78.80791	7.34983	24.14203	0.20711
579.92573	579.92573	82.02889	185	0.70228	0.93063	0.13822	0.34452	129.55947	77.83879	7.17172	24.2817	0.20592
604.20743	604.20743	82.39311	190	0.71921	0.92894	0.13708	0.34528	128.0166	76.92244	7.00289	24.41697	0.20478
628.62441	628.62441	82.75937	195	0.73605	0.92725	0.13595	0.34604	126.51329	76.05525	6.84264	24.54804	0.20368
653.17244	653.17244	83.12759	200	0.75281	0.92557	0.13483	0.34679	125.0474	75.23395	6.69032	24.67507	0.20264
677.84751	677.84751	83.49771	205	0.76948	0.9239	0.13372	0.34755	123.61697	74.45557	6.54536	24.79824	0.20163
702.64575	702.64575	83.86969	210	0.78607	0.92223	0.13262	0.34829	122.22021	73.71739	6.40724	24.91771	0.20066
727.56346	727.56346	84.24345	215	0.80257	0.92058	0.13152	0.34904	120.85546	73.01693	6.2755	25.03362	0.19973
752.59708	752.59708	84.61896	220	0.81899	0.91893	0.13044	0.34978	119.52118	72.35191	6.14969	25.1461	0.19884
777.74318	777.74318	84.99615	225	0.83533	0.9173	0.12936	0.35052	118.21595	71.72025	6.02943	25.25529	0.19798
802.99847	802.99847	85.37498	230	0.85158	0.91567	0.12829	0.35125	116.93846	71.12001	5.91435	25.3613	0.19715
828.35976	828.35976	85.7554	235	0.86775	0.91405	0.12723	0.35198	115.68748	70.54944	5.80414	25.46424	0.19636
853.82401	853.82401	86.13736	240	0.88384	0.91243	0.12618	0.3527	114.46188	70.0069	5.69849	25.56423	0.19559
879.38824	879.38824	86.52082	245	0.89984	0.91083	0.12514	0.35343	113.2606	69.49087	5.59712	25.66137	0.19485
905.04961	905.04961	86.90574	250	0.91577	0.90923	0.1241	0.35415	112.08264	68.99997	5.49978	25.75574	0.19413
930.80535	930.80535	87.29208	255	0.93162	0.90764	0.12308	0.35486	110.92709	68.53288	5.40623	25.84744	0.19344
956.6528	956.6528	87.67979	260	0.94738	0.90606	0.12206	0.35557	109.79307	68.08841	5.31626	25.93656	0.19278

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
982.58936	982.58936	88.06884	265	0.96307	0.90449	0.12105	0.35628	108.67977	67.66543	5.22966	26.02316	0.19214
1008.61252	1008.61252	88.45919	270	0.97868	0.90293	0.12005	0.35698	107.58644	67.26289	5.14625	26.10734	0.19152
1034.71986	1034.71986	88.8508	275	0.99421	0.90137	0.11906	0.35768	106.51236	66.87984	5.06586	26.18916	0.19092
1060.90902	1060.90902	89.24363	280	1.00966	0.89982	0.11808	0.35838	105.45685	66.51535	4.98833	26.26869	0.19034
1087.17771	1087.17771	89.63767	285	1.02504	0.89828	0.1171	0.35907	104.41928	66.16857	4.9135	26.34599	0.18978
1113.5237	1113.5237	90.03285	290	1.04034	0.89675	0.11613	0.35976	103.39905	65.83871	4.84123	26.42114	0.18924
1139.94484	1139.94484	90.42917	295	1.05556	0.89522	0.11518	0.36045	102.3956	65.52502	4.77141	26.49418	0.18872
1166.43902	1166.43902	90.82658	300	1.07071	0.8937	0.11422	0.36113	101.40838	65.22681	4.7039	26.56518	0.18822
1193.00419	1193.00419	91.22506	305	1.08579	0.89219	0.11328	0.36181	100.4369	64.94341	4.6386	26.63418	0.18773
1219.63838	1219.63838	91.62458	310	1.10079	0.89069	0.11235	0.36249	99.48068	64.6742	4.57539	26.70125	0.18726
1246.33962	1246.33962	92.02509	315	1.11571	0.88919	0.11142	0.36316	98.53925	64.41861	4.51418	26.76643	0.1868
1273.10605	1273.10605	92.42659	320	1.13057	0.8877	0.1105	0.36383	97.61219	64.17609	4.45487	26.82976	0.18636
1299.93581	1299.93581	92.82904	325	1.14535	0.88622	0.10959	0.3645	96.6991	63.94612	4.39739	26.8913	0.18594
1326.82711	1326.82711	93.23241	330	1.16005	0.88475	0.10869	0.36516	95.79957	63.72822	4.34164	26.95109	0.18552
1353.7782	1353.7782	93.63667	335	1.17469	0.88328	0.1078	0.36582	94.91323	63.52192	4.28754	27.00917	0.18512
1380.78737	1380.78737	94.04181	340	1.18925	0.88182	0.10691	0.36648	94.03974	63.32678	4.23504	27.06557	0.18474
1407.85294	1407.85294	94.44779	345	1.20375	0.88037	0.10603	0.36713	93.17875	63.14241	4.18404	27.12035	0.18437
1434.97329	1434.97329	94.8546	350	1.21817	0.87892	0.10516	0.36778	92.32995	62.9684	4.1345	27.17353	0.184
1462.14682	1462.14682	95.2622	355	1.23252	0.87748	0.1043	0.36843	91.49302	62.80439	4.08636	27.22515	0.18366
1489.37197	1489.37197	95.67058	360	1.24681	0.87605	0.10344	0.36908	90.66767	62.65003	4.03954	27.27526	0.18332
1516.64723	1516.64723	96.07971	365	1.26102	0.87463	0.1026	0.36972	89.85361	62.50499	3.994	27.32387	0.18299
1543.9711	1543.9711	96.48957	370	1.27517	0.87321	0.10176	0.37036	89.05058	62.36895	3.94969	27.37102	0.18268
1571.34212	1571.34212	96.90013	375	1.28925	0.8718	0.10092	0.37099	88.25832	62.24161	3.90656	27.41676	0.18237
1598.75888	1598.75888	97.31138	380	1.30326	0.87039	0.1001	0.37162	87.47658	62.12268	3.86456	27.46109	0.18208
1626.21997	1626.21997	97.7233	385	1.31721	0.869	0.09928	0.37225	86.70512	62.01191	3.82365	27.50406	0.18179
1653.72403	1653.72403	98.13586	390	1.33108	0.86761	0.09847	0.37288	85.94372	61.90902	3.78378	27.54569	0.18152
1681.26972	1681.26972	98.54905	395	1.3449	0.86622	0.09767	0.3735	85.19214	61.81377	3.74492	27.58601	0.18125
1708.85573	1708.85573	98.96284	400	1.35864	0.86484	0.09687	0.37412	84.45018	61.72594	3.70703	27.62505	0.181
1736.48079	1736.48079	99.37721	405	1.37232	0.86347	0.09608	0.37474	83.71764	61.64528	3.67008	27.66283	0.18075
1764.14362	1764.14362	99.79215	410	1.38594	0.86211	0.0953	0.37535	82.99431	61.5716	3.63402	27.69938	0.18051
1791.843	1791.843	100.20764	415	1.39949	0.86075	0.09453	0.37596	82.28002	61.50469	3.59883	27.73472	0.18028
1819.57773	1819.57773	100.62367	420	1.41298	0.8594	0.09376	0.37657	81.57457	61.44435	3.56447	27.76888	0.18006
1847.34661	1847.34661	101.0402	425	1.42641	0.85805	0.093	0.37718	80.87779	61.3904	3.53092	27.80188	0.17985
1875.14848	1875.14848	101.45723	430	1.43977	0.85671	0.09224	0.37778	80.18951	61.34266	3.49815	27.83373	0.17964
1902.98221	1902.98221	101.87473	435	1.45307	0.85538	0.0915	0.37838	79.50956	61.30096	3.46613	27.86447	0.17944
1930.84669	1930.84669	102.2927	440	1.46631	0.85405	0.09076	0.37898	78.83779	61.26514	3.43484	27.89412	0.17925
1958.7408	1958.7408	102.71111	445	1.47949	0.85273	0.09002	0.37957	78.17404	61.23504	3.40424	27.92269	0.17907
1986.66349	1986.66349	103.12995	450	1.4926	0.85142	0.0893	0.38016	77.51817	61.21051	3.37433	27.9502	0.17889
2014.6137	2014.6137	103.5492	455	1.50566	0.85011	0.08858	0.38075	76.87002	61.19141	3.34507	27.97668	0.17872
2042.59038	2042.59038	103.96885	460	1.51865	0.84881	0.08786	0.38134	76.22945	61.17761	3.31645	28.00215	0.17856
2070.59253	2070.59253	104.38889	465	1.53159	0.84751	0.08716	0.38192	75.59634	61.16897	3.28844	28.02662	0.1784
2098.61915	2098.61915	104.80929	470	1.54446	0.84622	0.08646	0.3825	74.97055	61.16536	3.26103	28.05011	0.17825
2126.66926	2126.66926	105.23004	475	1.55728	0.84494	0.08576	0.38308	74.35195	61.16666	3.23419	28.07264	0.17811
2154.74189	2154.74189	105.65113	480	1.57004	0.84366	0.08508	0.38365	73.74042	61.17276	3.20791	28.09422	0.17797
2182.83612	2182.83612	106.07254	485	1.58274	0.84239	0.0844	0.38423	73.13583	61.18355	3.18217	28.11489	0.17784
2210.951	2210.951	106.49426	490	1.59538	0.84112	0.08372	0.3848	72.53808	61.19891	3.15695	28.13464	0.17772
2239.08564	2239.08564	106.91628	495	1.60796	0.83986	0.08305	0.38536	71.94704	61.21875	3.13224	28.1535	0.1776
2267.23914	2267.23914	107.33859	500	1.62049	0.8386	0.08239	0.38593	71.36261	61.24296	3.10803	28.17148	0.17749

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
2295.41061	2295.41061	107.76116	505	1.63296	0.83735	0.08173	0.38649	70.78468	61.27145	3.08429	28.1886	0.17738
2323.59922	2323.59922	108.18399	510	1.64538	0.83611	0.08108	0.38705	70.21314	61.30412	3.06102	28.20488	0.17728
2351.80409	2351.80409	108.60706	515	1.65774	0.83487	0.08044	0.38761	69.64789	61.3409	3.0382	28.22032	0.17718
2380.02442	2380.02442	109.03037	520	1.67004	0.83364	0.0798	0.38816	69.08883	61.38168	3.01582	28.23496	0.17709
2408.25937	2408.25937	109.45389	525	1.68229	0.83241	0.07917	0.38872	68.53587	61.4264	2.99386	28.24879	0.177
2436.50816	2436.50816	109.87762	530	1.69448	0.83119	0.07854	0.38927	67.98891	61.47496	2.97231	28.26183	0.17692
2464.76999	2464.76999	110.30155	535	1.70662	0.82997	0.07792	0.38981	67.44785	61.5273	2.95117	28.2741	0.17684
2493.04409	2493.04409	110.72566	540	1.71871	0.82876	0.07731	0.39036	66.91261	61.58334	2.93042	28.28561	0.17677
2521.3297	2521.3297	111.14994	545	1.73074	0.82755	0.0767	0.3909	66.3831	61.64301	2.91004	28.29638	0.1767
2549.62608	2549.62608	111.57439	550	1.74272	0.82635	0.07609	0.39144	65.85923	61.70624	2.89004	28.30641	0.17664
2577.93249	2577.93249	111.99899	555	1.75465	0.82516	0.0755	0.39198	65.34093	61.77296	2.8704	28.31573	0.17658
2606.24821	2606.24821	112.42372	560	1.76652	0.82397	0.0749	0.39251	64.8281	61.84311	2.8511	28.32433	0.17653
2634.57255	2634.57255	112.84859	565	1.77834	0.82278	0.07432	0.39305	64.32067	61.91662	2.83215	28.33225	0.17648
2662.90479	2662.90479	113.27357	570	1.79011	0.8216	0.07373	0.39358	63.81856	61.99345	2.81353	28.33948	0.17643
2691.24427	2691.24427	113.69866	575	1.80183	0.82043	0.07316	0.39411	63.32169	62.07352	2.79523	28.34604	0.17639
2719.59031	2719.59031	114.12385	580	1.8135	0.81926	0.07259	0.39463	62.82999	62.15679	2.77724	28.35194	0.17636
2747.94226	2747.94226	114.54913	585	1.82512	0.8181	0.07202	0.39516	62.34338	62.24319	2.75956	28.3572	0.17632
2776.29946	2776.29946	114.97449	590	1.83669	0.81694	0.07146	0.39568	61.8618	62.33268	2.74218	28.36182	0.1763
2804.66128	2804.66128	115.39992	595	1.8482	0.81578	0.07091	0.3962	61.38517	62.42521	2.7251	28.36582	0.17627
2833.0271	2833.0271	115.82541	600	1.85967	0.81463	0.07036	0.39672	60.91343	62.52073	2.70829	28.36921	0.17625
2861.39631	2861.39631	116.25094	605	1.87109	0.81349	0.06981	0.39723	60.4465	62.61919	2.69176	28.37199	0.17623
2889.76831	2889.76831	116.67652	610	1.88246	0.81235	0.06927	0.39774	59.98432	62.72054	2.6755	28.37419	0.17622
2918.14249	2918.14249	117.10214	615	1.89378	0.81121	0.06874	0.39825	59.52684	62.82474	2.65951	28.3758	0.17621
2946.51829	2946.51829	117.52777	620	1.90505	0.81008	0.06821	0.39876	59.07397	62.93175	2.64377	28.37684	0.1762
2974.89514	2974.89514	117.95343	625	1.91628	0.80896	0.06768	0.39927	58.62567	63.04153	2.62829	28.37733	0.1762
3003.27247	3003.27247	118.37909	630	1.92746	0.80784	0.06716	0.39977	58.18186	63.15403	2.61304	28.37726	0.1762
3031.64973	3031.64973	118.80474	635	1.93859	0.80672	0.06664	0.40027	57.7425	63.26921	2.59804	28.37665	0.1762
3060.02638	3060.02638	119.23039	640	1.94967	0.80561	0.06613	0.40077	57.30752	63.38705	2.58327	28.37552	0.17621
3088.4019	3088.4019	119.65603	645	1.96071	0.80451	0.06563	0.40127	56.87686	63.50749	2.56873	28.37386	0.17622
3116.77576	3116.77576	120.08163	650	1.9717	0.80341	0.06513	0.40177	56.45048	63.63051	2.55441	28.37169	0.17623
3145.14745	3145.14745	120.50721	655	1.98264	0.80231	0.06463	0.40226	56.0283	63.75608	2.54031	28.36902	0.17625
3173.51648	3173.51648	120.93275	660	1.99354	0.80122	0.06414	0.40275	55.61029	63.88414	2.52642	28.36586	0.17627
3201.88234	3201.88234	121.35823	665	2.00439	0.80013	0.06365	0.40324	55.19638	64.01469	2.51274	28.36221	0.17629
3230.24455	3230.24455	121.78367	670	2.0152	0.79905	0.06316	0.40373	54.78652	64.14767	2.49927	28.35809	0.17632
3258.60264	3258.60264	122.20904	675	2.02597	0.79797	0.06269	0.40421	54.38067	64.28307	2.48599	28.3535	0.17635
3286.95614	3286.95614	122.63434	680	2.03669	0.79689	0.06221	0.4047	53.97877	64.42086	2.47291	28.34846	0.17638
3315.3046	3315.3046	123.05957	685	2.04736	0.79582	0.06174	0.40518	53.58077	64.56099	2.46001	28.34296	0.17641
3343.64756	3343.64756	123.48471	690	2.05799	0.79476	0.06128	0.40566	53.18662	64.70346	2.4473	28.33702	0.17645
3371.98458	3371.98458	123.90977	695	2.06858	0.7937	0.06081	0.40614	52.79627	64.84822	2.43478	28.33065	0.17649
3400.31523	3400.31523	124.33473	700	2.07912	0.79264	0.06036	0.40661	52.40969	64.99525	2.42243	28.32386	0.17653
3428.63909	3428.63909	124.75958	705	2.08962	0.79159	0.0599	0.40708	52.02681	65.14453	2.41026	28.31665	0.17658
3456.95574	3456.95574	125.18433	710	2.10008	0.79054	0.05945	0.40756	51.6476	65.29603	2.39825	28.30903	0.17662
3485.26477	3485.26477	125.60897	715	2.1105	0.7895	0.05901	0.40803	51.27201	65.44973	2.38642	28.30101	0.17667
3513.56578	3513.56578	126.03349	720	2.12087	0.78846	0.05857	0.40849	50.9	65.6056	2.37474	28.29259	0.17673
3541.85837	3541.85837	126.45787	725	2.13121	0.78742	0.05813	0.40896	50.53152	65.76363	2.36323	28.28379	0.17678
3570.14216	3570.14216	126.88213	730	2.1415	0.78639	0.0577	0.40942	50.16653	65.92378	2.35188	28.27461	0.17684
3598.41678	3598.41678	127.30625	735	2.15175	0.78536	0.05727	0.40989	49.80499	66.08603	2.34067	28.26506	0.1769
3626.68183	3626.68183	127.73023	740	2.16195	0.78434	0.05684	0.41035	49.44686	66.25038	2.32962	28.25514	0.17696
3654.93698	3654.93698	128.15405	745	2.17212	0.78332	0.05642	0.4108	49.0921	66.41679	2.31872	28.24487	0.17703

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
3683.18185	3683.18185	128.57773	750	2.18225	0.78231	0.05601	0.41126	48.74066	66.58524	2.30796	28.23424	0.17709
3711.41609	3711.41609	129.00124	755	2.19233	0.7813	0.05559	0.41172	48.39251	66.75572	2.29734	28.22327	0.17716
3739.63936	3739.63936	129.42459	760	2.20238	0.78029	0.05518	0.41217	48.0476	66.9282	2.28686	28.21197	0.17723
3767.85133	3767.85133	129.84777	765	2.21239	0.77929	0.05478	0.41262	47.70591	67.10268	2.27651	28.20033	0.1773
3796.05167	3796.05167	130.27077	770	2.22236	0.77829	0.05437	0.41307	47.36739	67.27912	2.2663	28.18837	0.17738
3824.24004	3824.24004	130.6936	775	2.23228	0.77729	0.05397	0.41352	47.03201	67.45752	2.25622	28.17609	0.17746
3852.41613	3852.41613	131.11624	780	2.24217	0.7763	0.05358	0.41396	46.69973	67.63785	2.24627	28.16351	0.17754
3880.57964	3880.57964	131.53869	785	2.25202	0.77532	0.05319	0.41441	46.3705	67.8201	2.23645	28.15061	0.17762
3908.73025	3908.73025	131.96095	790	2.26184	0.77433	0.0528	0.41485	46.04431	68.00426	2.22674	28.13742	0.1777
3936.86767	3936.86767	132.38301	795	2.27161	0.77335	0.05241	0.41529	45.72111	68.1903	2.21716	28.12393	0.17779
3964.9916	3964.9916	132.80487	800	2.28135	0.77238	0.05203	0.41573	45.40087	68.37822	2.2077	28.11016	0.17787
3993.10175	3993.10175	133.22652	805	2.29105	0.77141	0.05166	0.41617	45.08356	68.56799	2.19835	28.0961	0.17796
4021.19786	4021.19786	133.64797	810	2.30071	0.77044	0.05128	0.4166	44.76913	68.75961	2.18912	28.08177	0.17805
4049.27963	4049.27963	134.06919	815	2.31033	0.76947	0.05091	0.41704	44.45757	68.95305	2.18	28.06717	0.17815
4077.3468	4077.3468	134.4902	820	2.31992	0.76851	0.05054	0.41747	44.14883	69.14831	2.171	28.05231	0.17824
4105.39911	4105.39911	134.91098	825	2.32947	0.76756	0.05018	0.4179	43.84289	69.34538	2.1621	28.03719	0.17834
4133.4363	4133.4363	135.33154	830	2.33898	0.7666	0.04982	0.41833	43.5397	69.54423	2.1533	28.02181	0.17843
4161.45811	4161.45811	135.75187	835	2.34846	0.76565	0.04946	0.41876	43.23926	69.74485	2.14461	28.00619	0.17853
4189.46429	4189.46429	136.17196	840	2.3579	0.76471	0.0491	0.41918	42.94151	69.94725	2.13602	27.99032	0.17864
4217.45461	4217.45461	136.59182	845	2.36731	0.76377	0.04875	0.41961	42.64643	70.15139	2.12754	27.97422	0.17874
4245.42883	4245.42883	137.01143	850	2.37668	0.76283	0.0484	0.42003	42.354	70.35727	2.11915	19.57131	0.17884
4265.00014	4265.00014	137.305	850.0145	2.37582	0.76291	0.04844	0.41999	42.38071	70.33838	2.11992	0	0.17883
4265.00014	4265.00014	137.305	850.32019	2.36583	0.76285	0.04841	0.42002	54.46025	373.77178	6.79895	87.46126	-0.05717
4177.53888	4177.53888	135.99308	845.32019	2.35913	0.76352	0.04866	0.41972	54.7168	373.07625	6.81827	88.47936	-0.05651
4089.05952	4089.05952	134.66589	840.32019	2.35243	0.76418	0.04891	0.41942	54.97405	372.38771	6.83768	89.5224	-0.05585
3999.53712	3999.53712	133.32305	835.32019	2.34574	0.76485	0.04916	0.41912	55.23196	371.70621	6.85719	90.59116	-0.05519
3908.94596	3908.94596	131.96419	830.32019	2.33905	0.76552	0.04941	0.41882	55.49052	371.03181	6.87679	91.68649	-0.05453
3817.25947	3817.25947	130.58889	825.32019	2.33237	0.76618	0.04966	0.41852	55.74967	370.36456	6.89648	92.80924	-0.05387
3724.45023	3724.45023	129.19675	820.32019	2.3257	0.76685	0.04991	0.41822	56.0094	369.7045	6.91626	93.96028	-0.05321
3630.48995	3630.48995	127.78735	815.32019	2.31904	0.76751	0.05016	0.41792	56.26965	369.05169	6.93613	95.14053	-0.05255
3535.34942	3535.34942	126.36024	810.32019	2.31239	0.76818	0.05041	0.41762	56.53039	368.40618	6.95608	96.35095	-0.05189
3438.99847	3438.99847	124.91498	805.32019	2.30575	0.76884	0.05067	0.41732	56.79157	367.76802	6.97611	97.59249	-0.05123
3341.40598	3341.40598	123.45109	800.32019	2.29912	0.7695	0.05092	0.41703	57.05316	367.13727	6.99623	98.86616	-0.05057
3242.53982	3242.53982	121.9681	795.32019	2.2925	0.77016	0.05117	0.41673	57.3151	366.51398	7.01642	100.17301	-0.04991
3142.36682	3142.36682	120.4655	790.32019	2.2859	0.77081	0.05143	0.41643	57.57734	365.89821	7.03668	101.51409	-0.04925
3040.85272	3040.85272	118.94279	785.32019	2.27932	0.77147	0.05168	0.41614	57.83984	365.29001	7.05701	102.89052	-0.0486
2937.96221	2937.96221	117.39943	780.32019	2.27275	0.77213	0.05193	0.41584	58.10254	364.68945	7.07741	104.30341	-0.04794
2833.6588	2833.6588	115.83488	775.32019	2.2662	0.77278	0.05219	0.41555	58.36538	364.09658	7.09786	105.75392	-0.04728
2727.90488	2727.90488	114.24857	770.32019	2.25966	0.77343	0.05244	0.41526	58.6283	363.51147	7.11838	107.24326	-0.04662
2620.66161	2620.66161	112.63992	765.32019	2.25315	0.77408	0.0527	0.41497	58.89124	362.93417	7.13895	108.77264	-0.04597
2511.88897	2511.88897	111.00833	760.32019	2.24667	0.77472	0.05295	0.41467	59.15413	362.36475	7.15957	110.34331	-0.04531
2401.54566	2401.54566	109.35318	755.32019	2.2402	0.77537	0.05321	0.41438	59.4169	361.80327	7.18023	111.95654	-0.04466
2289.58912	2289.58912	107.67384	750.32019	2.23376	0.77601	0.05346	0.4141	59.67948	361.24979	7.20093	113.61364	-0.04401
2175.97548	2175.97548	105.96963	745.32019	2.22735	0.77665	0.05372	0.41381	59.94179	360.70437	7.22166	115.31593	-0.04336
2060.65955	2060.65955	104.23989	740.32019	2.22097	0.77728	0.05397	0.41352	60.20375	360.16709	7.24241	117.06474	-0.04271
1943.59481	1943.59481	102.48392	735.32019	2.21461	0.77792	0.05422	0.41324	60.46527	359.63801	7.26319	118.86144	-0.04207
1824.73337	1824.73337	100.701	730.32019	2.20829	0.77855	0.05448	0.41295	60.72627	359.1172	7.28398	120.7074	-0.04142
1704.02596	1704.02596	98.89039	725.32019	2.20201	0.77917	0.05473	0.41267	60.98666	358.60472	7.30477	122.60399	-0.04078

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
1581.42197	1581.42197	97.05133	720.32019	2.19576	0.77979	0.05498	0.41239	61.24633	358.10064	7.32556	124.55259	-0.04014
1456.86938	1456.86938	95.18304	715.32019	2.18955	0.78041	0.05523	0.41211	61.50519	357.60503	7.34634	126.55457	-0.03951
1330.3148	1330.3148	93.28472	710.32019	2.18338	0.78103	0.05548	0.41184	61.76313	357.11796	7.3671	128.61129	-0.03888
1201.70351	1201.70351	91.35555	705.32019	2.17725	0.78164	0.05573	0.41156	62.02004	356.63951	7.38784	130.72409	-0.03825
1070.97943	1070.97943	89.39469	700.32019	2.17117	0.78224	0.05598	0.41129	62.27581	356.16973	7.40853	132.89426	-0.03762
938.08517	938.08517	87.40128	695.32019	2.16513	0.78284	0.05622	0.41102	62.53032	355.70871	7.42918	135.12306	-0.037
802.96211	802.96211	85.37443	690.32019	2.15915	0.78344	0.05647	0.41075	62.78343	355.25651	7.44977	137.41171	-0.03639
665.5504	665.5504	83.31326	685.32019	2.15322	0.78403	0.05671	0.41049	63.03503	354.8132	7.47029	139.76132	-0.03578
525.78908	525.78908	81.21684	680.32019	2.14734	0.78461	0.05696	0.41023	63.28498	354.37886	7.49073	142.17295	-0.03517
383.61613	383.61613	79.08424	675.32019	2.14152	0.78519	0.0572	0.40996	63.53314	353.95354	7.51108	144.64754	-0.03457
238.96859	238.96859	76.91453	670.32019	2.13577	0.78576	0.05743	0.40971	63.77936	353.53733	7.53132	147.1859	-0.03397
91.78269	91.78269	74.70674	665.32019	2.13008	0.78633	0.05767	0.40945	64.0235	353.13029	7.55145	91.78269	-0.03338
0	0	73.33	665.17515	2.13404	0.78593	0.05751	0.40963	63.85251	353.41889	7.53743	0	-0.03379

Tabla Anexo F. 2 Resultados de la evaluación de la hidráulica del Pozo IMP-FOAM con el Modelo de Chen, 4.0 cP.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
0	0	58.33	55	0.24175	0.97551	0.19187	0.32432	221.48193	118.23059	19.69675	16.50809	0.30289
16.50809	16.50809	58.57762	60	0.26207	0.97336	0.19042	0.32529	215.56094	112.06033	18.16973	16.88833	0.29607
33.39641	33.39641	58.83095	65	0.28227	0.97121	0.18898	0.32625	210.19218	106.69626	16.86911	17.24195	0.28999
50.63836	50.63836	59.08958	70	0.30237	0.96908	0.18754	0.32721	205.28452	101.98684	15.74805	17.57236	0.28454
68.21072	68.21072	59.35316	75	0.32235	0.96696	0.18611	0.32817	200.76686	97.817	14.77178	17.88233	0.27961
86.09305	86.09305	59.6214	80	0.34223	0.96485	0.18469	0.32912	196.58282	94.09769	13.91397	18.17414	0.27512
104.26719	104.26719	59.89401	85	0.36199	0.96276	0.18328	0.33006	192.68695	90.75883	13.1543	18.4497	0.27101
122.71688	122.71688	60.17075	90	0.38164	0.96067	0.18187	0.331	189.04219	87.74447	12.47685	18.71061	0.26723
141.42749	141.42749	60.45141	95	0.40119	0.9586	0.18047	0.33193	185.61794	85.00934	11.86897	18.95825	0.26374
160.38575	160.38575	60.73579	100	0.42063	0.95654	0.17907	0.33286	182.38868	82.5164	11.32047	19.19382	0.2605
179.57957	179.57957	61.02369	105	0.43996	0.95449	0.17768	0.33378	179.33293	80.23503	10.82307	19.41833	0.25749
198.9979	198.9979	61.31497	110	0.45918	0.95245	0.1763	0.3347	176.43246	78.13967	10.36994	19.63269	0.25468
218.63059	218.63059	61.60946	115	0.4783	0.95042	0.17493	0.33561	173.67167	76.20881	9.95544	19.8377	0.25205
238.46829	238.46829	61.90702	120	0.49732	0.94841	0.17357	0.33652	171.03715	74.42421	9.57483	20.03404	0.24958
258.50233	258.50233	62.20753	125	0.51622	0.9464	0.17221	0.33742	168.51726	72.77029	9.22412	20.22235	0.24725
278.72469	278.72469	62.51087	130	0.53503	0.94441	0.17086	0.33832	166.10187	71.23367	8.89992	20.40319	0.24506
299.12788	299.12788	62.81692	135	0.55373	0.94243	0.16952	0.33921	163.7821	69.80277	8.59935	20.57705	0.24299
319.70492	319.70492	63.12557	140	0.57233	0.94045	0.16819	0.3401	161.55013	68.46751	8.3199	20.74438	0.24103
340.4493	340.4493	63.43674	145	0.59082	0.93849	0.16686	0.34098	159.39906	67.21911	8.05944	20.90559	0.23917
361.35489	361.35489	63.75032	150	0.60922	0.93654	0.16555	0.34186	157.32274	66.04984	7.81609	21.06105	0.23741
382.41594	382.41594	64.06624	155	0.62751	0.9346	0.16424	0.34273	155.31571	64.95288	7.58823	21.2111	0.23573
403.62704	403.62704	64.38441	160	0.64571	0.93267	0.16294	0.3436	153.37307	63.92222	7.37441	21.35604	0.23413
424.98308	424.98308	64.70475	165	0.6638	0.93075	0.16165	0.34446	151.49042	62.95248	7.17339	21.49616	0.2326
446.47923	446.47923	65.02719	170	0.6818	0.92884	0.16037	0.34532	149.6638	62.03889	6.98405	21.6317	0.23114
468.11094	468.11094	65.35166	175	0.6997	0.92695	0.1591	0.34617	147.88963	61.17716	6.8054	21.76292	0.22975
489.87386	489.87386	65.67811	180	0.7175	0.92506	0.15783	0.34702	146.16468	60.36345	6.63656	21.89002	0.22842
511.76387	511.76387	66.00646	185	0.7352	0.92318	0.15657	0.34787	144.486	59.5943	6.47675	22.0132	0.22714
533.77708	533.77708	66.33666	190	0.75281	0.92131	0.15533	0.34871	142.85089	58.86658	6.32526	22.13266	0.22591
555.90974	555.90974	66.66865	195	0.77032	0.91946	0.15409	0.34954	141.25692	58.17745	6.18146	22.24857	0.22474
578.15831	578.15831	67.00237	200	0.78774	0.91761	0.15286	0.35038	139.70184	57.52435	6.04478	22.36107	0.22361
600.51938	600.51938	67.33779	205	0.80506	0.91577	0.15164	0.3512	138.18359	56.90493	5.9147	22.47034	0.22252

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
622.98972	622.98972	67.67485	210	0.82229	0.91395	0.15042	0.35202	136.70028	56.31706	5.79076	22.57649	0.22147
645.56621	645.56621	68.01349	215	0.83943	0.91213	0.14922	0.35284	135.25016	55.75877	5.67254	22.67966	0.22046
668.24587	668.24587	68.35369	220	0.85648	0.91032	0.14803	0.35366	133.83164	55.2283	5.55964	22.77998	0.21949
691.02585	691.02585	68.69539	225	0.87343	0.90852	0.14684	0.35446	132.44322	54.72397	5.45172	22.87755	0.21856
713.90341	713.90341	69.03855	230	0.8903	0.90674	0.14566	0.35527	131.08352	54.2443	5.34846	22.97248	0.21765
736.87589	736.87589	69.38314	235	0.90707	0.90496	0.1445	0.35607	129.75126	53.78789	5.24955	23.06487	0.21678
759.94076	759.94076	69.72911	240	0.92375	0.90319	0.14334	0.35687	128.44527	53.35344	5.15474	23.15482	0.21594
783.09558	783.09558	70.07643	245	0.94035	0.90143	0.14219	0.35766	127.16443	52.93977	5.06377	23.2424	0.21513
806.33798	806.33798	70.42507	250	0.95686	0.89968	0.14104	0.35845	125.90771	52.54578	4.97642	23.3277	0.21434
829.66568	829.66568	70.77498	255	0.97328	0.89794	0.13991	0.35923	124.67415	52.17045	4.89246	23.41081	0.21358
853.07648	853.07648	71.12615	260	0.98961	0.8962	0.13879	0.36001	123.46285	51.81283	4.81172	23.49178	0.21284
876.56826	876.56826	71.47852	265	1.00585	0.89448	0.13767	0.36078	122.27297	51.47203	4.734	23.5707	0.21213
900.13896	900.13896	71.83208	270	1.02201	0.89277	0.13657	0.36155	121.10372	51.14724	4.65914	23.64762	0.21144
923.78658	923.78658	72.1868	275	1.03809	0.89106	0.13547	0.36232	119.95435	50.83769	4.58699	23.72262	0.21077
947.5092	947.5092	72.54264	280	1.05408	0.88937	0.13438	0.36308	118.82417	50.54266	4.51741	23.79574	0.21012
971.30494	971.30494	72.89957	285	1.06999	0.88768	0.1333	0.36384	117.71251	50.26148	4.45025	23.86704	0.2095
995.17198	995.17198	73.25758	290	1.08581	0.886	0.13223	0.3646	116.61878	49.99353	4.3854	23.93658	0.20889
1019.10855	1019.10855	73.61663	295	1.10155	0.88433	0.13117	0.36535	115.54237	49.73822	4.32273	24.0044	0.2083
1043.11295	1043.11295	73.97669	300	1.11721	0.88267	0.13012	0.3661	114.48274	49.49499	4.26214	24.07056	0.20773
1067.18351	1067.18351	74.33775	305	1.13279	0.88102	0.12907	0.36684	113.43937	49.26333	4.20353	24.13509	0.20717
1091.3186	1091.3186	74.69978	310	1.14829	0.87938	0.12804	0.36758	112.41177	49.04276	4.1468	24.19805	0.20663
1115.51665	1115.51665	75.06275	315	1.1637	0.87774	0.12701	0.36831	111.39946	48.83281	4.09186	24.25946	0.20611
1139.77611	1139.77611	75.42664	320	1.17904	0.87612	0.12599	0.36905	110.40201	48.63305	4.03864	24.31938	0.2056
1164.09549	1164.09549	75.79143	325	1.1943	0.8745	0.12498	0.36977	109.41899	48.44309	3.98704	24.37784	0.20511
1188.47333	1188.47333	76.1571	330	1.20948	0.87289	0.12398	0.3705	108.45	48.26252	3.93701	24.43488	0.20463
1212.90821	1212.90821	76.52362	335	1.22458	0.87129	0.12298	0.37122	107.49467	48.091	3.88846	24.49052	0.20416
1237.39873	1237.39873	76.89098	340	1.2396	0.8697	0.122	0.37194	106.55263	47.92817	3.84133	24.5448	0.20371
1261.94353	1261.94353	77.25915	345	1.25455	0.86811	0.12102	0.37265	105.62354	47.77371	3.79556	24.59776	0.20327
1286.54129	1286.54129	77.62812	350	1.26942	0.86654	0.12005	0.37336	104.70706	47.62733	3.7511	24.64942	0.20285
1311.19072	1311.19072	77.99786	355	1.28421	0.86497	0.11909	0.37406	103.80289	47.48872	3.70789	24.69982	0.20243
1335.89054	1335.89054	78.36836	360	1.29893	0.86341	0.11814	0.37477	102.91071	47.35761	3.66587	24.74897	0.20203
1360.63951	1360.63951	78.73959	365	1.31358	0.86185	0.1172	0.37547	102.03025	47.23373	3.625	24.79692	0.20164
1385.43643	1385.43643	79.11155	370	1.32815	0.86031	0.11626	0.37616	101.16124	47.11685	3.58523	24.84367	0.20126
1410.2801	1410.2801	79.4842	375	1.34265	0.85877	0.11534	0.37685	100.30339	47.00672	3.54652	24.88927	0.20089
1435.16937	1435.16937	79.85754	380	1.35707	0.85724	0.11442	0.37754	99.45647	46.90312	3.50882	24.93373	0.20053
1460.1031	1460.1031	80.23155	385	1.37142	0.85572	0.1135	0.37823	98.62023	46.80584	3.4721	24.97707	0.20019
1485.08017	1485.08017	80.6062	390	1.3857	0.85421	0.1126	0.37891	97.79444	46.71467	3.43632	25.01932	0.19985
1510.09948	1510.09948	80.98149	395	1.39991	0.8527	0.11171	0.37958	96.97887	46.62941	3.40145	25.06049	0.19952
1535.15998	1535.15998	81.3574	400	1.41405	0.8512	0.11082	0.38026	96.17331	46.54989	3.36744	25.10062	0.1992
1560.2606	1560.2606	81.73391	405	1.42811	0.84971	0.10994	0.38093	95.37755	46.47593	3.33427	25.13972	0.19889
1585.40032	1585.40032	82.111	410	1.44211	0.84823	0.10907	0.3816	94.5914	46.40735	3.30191	25.17781	0.19859
1610.57813	1610.57813	82.48867	415	1.45604	0.84675	0.1082	0.38226	93.81466	46.34401	3.27032	25.2149	0.1983
1635.79303	1635.79303	82.86689	420	1.4699	0.84528	0.10735	0.38292	93.04714	46.28573	3.23949	25.25103	0.19801
1661.04406	1661.04406	83.24566	425	1.48369	0.84382	0.1065	0.38358	92.28867	46.23239	3.20938	25.28619	0.19774
1686.33025	1686.33025	83.62495	430	1.49741	0.84236	0.10566	0.38424	91.53907	46.18383	3.17997	25.32042	0.19747
1711.65067	1711.65067	84.00476	435	1.51106	0.84092	0.10482	0.38489	90.79818	46.13993	3.15123	25.35373	0.19721
1737.0044	1737.0044	84.38507	440	1.52465	0.83948	0.10399	0.38554	90.06584	46.10055	3.12315	25.38613	0.19696
1762.39053	1762.39053	84.76586	445	1.53817	0.83804	0.10318	0.38618	89.34189	46.06558	3.09569	25.41764	0.19672

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
1787.80818	1787.80818	85.14712	450	1.55163	0.83662	0.10236	0.38682	88.62617	46.03489	3.06885	25.44828	0.19648
1813.25646	1813.25646	85.52885	455	1.56502	0.8352	0.10156	0.38746	87.91856	46.00837	3.04259	25.47806	0.19625
1838.73452	1838.73452	85.91102	460	1.57834	0.83378	0.10076	0.3881	87.21889	45.98591	3.01691	25.507	0.19603
1864.24152	1864.24152	86.29362	465	1.5916	0.83238	0.09997	0.38873	86.52703	45.96741	2.99177	25.53511	0.19581
1889.77663	1889.77663	86.67665	470	1.6048	0.83098	0.09919	0.38936	85.84286	45.95276	2.96717	25.5624	0.1956
1915.33902	1915.33902	87.06008	475	1.61793	0.82959	0.09841	0.38999	85.16624	45.94188	2.94308	25.58888	0.1954
1940.92791	1940.92791	87.44392	480	1.631	0.8282	0.09764	0.39061	84.49705	45.93467	2.9195	25.61458	0.1952
1966.54249	1966.54249	87.82814	485	1.64401	0.82682	0.09688	0.39123	83.83516	45.93105	2.8964	25.6395	0.19501
1992.18199	1992.18199	88.21273	490	1.65695	0.82545	0.09613	0.39185	83.18046	45.93091	2.87378	25.66366	0.19483
2017.84566	2017.84566	88.59768	495	1.66984	0.82408	0.09538	0.39246	82.53283	45.9342	2.8516	25.68707	0.19465
2043.53273	2043.53273	88.98299	500	1.68266	0.82272	0.09464	0.39307	81.89216	45.94081	2.82988	25.70974	0.19448
2069.24246	2069.24246	89.36864	505	1.69542	0.82137	0.0939	0.39368	81.25833	45.95069	2.80858	25.73168	0.19432
2094.97415	2094.97415	89.75461	510	1.70812	0.82002	0.09317	0.39429	80.63125	45.96375	2.7877	25.75291	0.19416
2120.72705	2120.72705	90.1409	515	1.72076	0.81868	0.09245	0.39489	80.01081	45.97993	2.76722	25.77343	0.194
2146.50048	2146.50048	90.52751	520	1.73334	0.81735	0.09174	0.39549	79.39691	45.99916	2.74713	25.79326	0.19385
2172.29374	2172.29374	90.91441	525	1.74586	0.81602	0.09103	0.39609	78.78945	46.02137	2.72743	25.8124	0.19371
2198.10614	2198.10614	91.30159	530	1.75832	0.8147	0.09032	0.39668	78.18834	46.04649	2.7081	25.83088	0.19357
2223.93702	2223.93702	91.68905	535	1.77073	0.81339	0.08963	0.39728	77.59347	46.07448	2.68913	25.8487	0.19344
2249.78572	2249.78572	92.07678	540	1.78307	0.81208	0.08894	0.39786	77.00477	46.10527	2.67051	25.86586	0.19331
2275.65158	2275.65158	92.46477	545	1.79536	0.81078	0.08826	0.39845	76.42214	46.1388	2.65223	25.88238	0.19318
2301.53396	2301.53396	92.85301	550	1.80759	0.80948	0.08758	0.39903	75.84549	46.17502	2.63429	25.89828	0.19307
2327.43224	2327.43224	93.24148	555	1.81977	0.80819	0.08691	0.39962	75.27473	46.21387	2.61666	25.91355	0.19295
2353.34579	2353.34579	93.63019	560	1.83188	0.8069	0.08624	0.40019	74.70979	46.25531	2.59935	25.92821	0.19284
2379.274	2379.274	94.01911	565	1.84395	0.80563	0.08558	0.40077	74.15059	46.29928	2.58235	25.94227	0.19274
2405.21628	2405.21628	94.40824	570	1.85595	0.80435	0.08493	0.40134	73.59704	46.34574	2.56565	25.95574	0.19264
2431.17202	2431.17202	94.79758	575	1.8679	0.80309	0.08428	0.40191	73.04907	46.39464	2.54923	25.96863	0.19254
2457.14065	2457.14065	95.18711	580	1.8798	0.80182	0.08364	0.40248	72.50659	46.44594	2.5331	25.98094	0.19245
2483.12159	2483.12159	95.57682	585	1.89164	0.80057	0.08301	0.40304	71.96954	46.49959	2.51724	25.99269	0.19236
2509.11427	2509.11427	95.96671	590	1.90343	0.79932	0.08238	0.40361	71.43784	46.55556	2.50165	26.00388	0.19228
2535.11815	2535.11815	96.35677	595	1.91517	0.79808	0.08176	0.40417	70.91143	46.61379	2.48632	26.01452	0.1922
2561.13267	2561.13267	96.74699	600	1.92685	0.79684	0.08114	0.40472	70.39022	46.67426	2.47125	26.02462	0.19213
2587.15728	2587.15728	97.13736	605	1.93848	0.7956	0.08053	0.40528	69.87415	46.73692	2.45642	26.03419	0.19206
2613.19147	2613.19147	97.52787	610	1.95005	0.79438	0.07992	0.40583	69.36316	46.80174	2.44184	26.04324	0.19199
2639.23471	2639.23471	97.91852	615	1.96158	0.79316	0.07932	0.40638	68.85718	46.86868	2.4275	26.05177	0.19193
2665.28648	2665.28648	98.3093	620	1.97305	0.79194	0.07872	0.40693	68.35614	46.93771	2.41338	26.05979	0.19187
2691.34627	2691.34627	98.70019	625	1.98447	0.79073	0.07813	0.40747	67.85998	47.00879	2.39949	26.06732	0.19181
2717.4136	2717.4136	99.0912	630	1.99584	0.78952	0.07755	0.40801	67.36863	47.08189	2.38582	26.07436	0.19176
2743.48795	2743.48795	99.48232	635	2.00716	0.78832	0.07697	0.40855	66.88205	47.15699	2.37237	26.08091	0.19171
2769.56886	2769.56886	99.87353	640	2.01843	0.78713	0.07639	0.40909	66.40015	47.23404	2.35912	26.08698	0.19167
2795.65584	2795.65584	100.26484	645	2.02964	0.78594	0.07582	0.40963	65.9229	47.31302	2.34608	26.09258	0.19163
2821.74842	2821.74842	100.65622	650	2.04081	0.78476	0.07526	0.41016	65.45022	47.39391	2.33324	26.09773	0.19159
2847.84615	2847.84615	101.04769	655	2.05193	0.78358	0.0747	0.41069	64.98207	47.47666	2.3206	26.10242	0.19156
2873.94856	2873.94856	101.43923	660	2.063	0.7824	0.07415	0.41122	64.51838	47.56127	2.30815	26.10666	0.19152
2900.05522	2900.05522	101.83083	665	2.07403	0.78124	0.0736	0.41174	64.0591	47.64769	2.29588	26.11046	0.1915
2926.16567	2926.16567	102.22248	670	2.085	0.78007	0.07306	0.41227	63.60418	47.73591	2.2838	26.11382	0.19147
2952.27949	2952.27949	102.61419	675	2.09593	0.77891	0.07252	0.41279	63.15357	47.8259	2.27189	26.11676	0.19145
2978.39625	2978.39625	103.00594	680	2.1068	0.77776	0.07198	0.41331	62.7072	47.91763	2.26016	26.11928	0.19143
3004.51553	3004.51553	103.39773	685	2.11763	0.77661	0.07145	0.41382	62.26504	48.01109	2.2486	26.12138	0.19142
3030.63692	3030.63692	103.78955	690	2.12842	0.77547	0.07093	0.41434	61.82703	48.10624	2.23721	26.12308	0.1914

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
3056.76	3056.76	104.1814	695	2.13916	0.77433	0.07041	0.41485	61.39311	48.20307	2.22598	26.12438	0.19139
3082.88438	3082.88438	104.57326	700	2.14985	0.7732	0.06989	0.41536	60.96325	48.30156	2.21491	26.12528	0.19139
3109.00966	3109.00966	104.96514	705	2.16049	0.77207	0.06938	0.41587	60.53739	48.40168	2.20399	26.1258	0.19138
3135.13546	3135.13546	105.35703	710	2.17109	0.77095	0.06888	0.41637	60.11549	48.50342	2.19324	26.12593	0.19138
3161.26139	3161.26139	105.74892	715	2.18165	0.76983	0.06838	0.41688	59.6975	48.60675	2.18263	26.12569	0.19138
3187.38707	3187.38707	106.1408	720	2.19215	0.76871	0.06788	0.41738	59.28337	48.71166	2.17216	26.12507	0.19139
3213.51214	3213.51214	106.53268	725	2.20262	0.7676	0.06739	0.41788	58.87306	48.81813	2.16184	26.1241	0.1914
3239.63624	3239.63624	106.92454	730	2.21304	0.7665	0.0669	0.41838	58.46652	48.92613	2.15166	26.12276	0.19141
3265.759	3265.759	107.31638	735	2.22341	0.7654	0.06642	0.41887	58.06372	49.03565	2.14162	26.12107	0.19142
3291.88007	3291.88007	107.7082	740	2.23374	0.7643	0.06594	0.41936	57.6646	49.14668	2.13172	26.11904	0.19143
3317.99911	3317.99911	108.09999	745	2.24403	0.76321	0.06547	0.41985	57.26913	49.25919	2.12195	26.11666	0.19145
3344.11577	3344.11577	108.49174	750	2.25428	0.76213	0.06499	0.42034	56.87726	49.37317	2.1123	26.11395	0.19147
3370.22973	3370.22973	108.88344	755	2.26448	0.76105	0.06453	0.42083	56.48895	49.48861	2.10279	26.11091	0.19149
3396.34064	3396.34064	109.27511	760	2.27464	0.75997	0.06407	0.42131	56.10416	49.60548	2.0934	26.10755	0.19152
3422.44819	3422.44819	109.66672	765	2.28475	0.7589	0.06361	0.4218	55.72286	49.72378	2.08413	26.10386	0.19154
3448.55205	3448.55205	110.05828	770	2.29483	0.75783	0.06316	0.42228	55.345	49.84349	2.07498	26.09987	0.19157
3474.65192	3474.65192	110.44978	775	2.30486	0.75677	0.06271	0.42275	54.97054	49.96459	2.06595	26.09556	0.19161
3500.74748	3500.74748	110.84121	780	2.31485	0.75571	0.06226	0.42323	54.59945	50.08707	2.05703	26.09095	0.19164
3526.83843	3526.83843	111.23257	785	2.3248	0.75465	0.06182	0.42371	54.23169	50.21092	2.04823	26.08604	0.19168
3552.92447	3552.92447	111.62387	790	2.33471	0.7536	0.06138	0.42418	53.86722	50.33612	2.03953	26.08084	0.19171
3579.00531	3579.00531	112.01508	795	2.34458	0.75256	0.06095	0.42465	53.506	50.46265	2.03095	26.07535	0.19175
3605.08066	3605.08066	112.40621	800	2.3544	0.75152	0.06052	0.42512	53.148	50.59052	2.02247	26.06958	0.1918
3631.15023	3631.15023	112.79725	805	2.36419	0.75048	0.06009	0.42558	52.79318	50.7197	2.0141	26.06352	0.19184
3657.21376	3657.21376	113.1882	810	2.37394	0.74945	0.05967	0.42605	52.44151	50.85018	2.00583	26.0572	0.19189
3683.27095	3683.27095	113.57906	815	2.38364	0.74842	0.05925	0.42651	52.09296	50.98196	1.99766	26.0506	0.19194
3709.32155	3709.32155	113.96982	820	2.39331	0.74739	0.05884	0.42697	51.74748	51.11501	1.98959	26.04374	0.19199
3735.36529	3735.36529	114.36048	825	2.40294	0.74637	0.05842	0.42743	51.40504	51.24933	1.98162	26.03662	0.19204
3761.40191	3761.40191	114.75103	830	2.41253	0.74535	0.05802	0.42789	51.06562	51.38491	1.97374	26.02924	0.19209
3787.43115	3787.43115	115.14147	835	2.42208	0.74434	0.05761	0.42835	50.72918	51.52173	1.96596	26.02161	0.19215
3813.45277	3813.45277	115.53179	840	2.43159	0.74333	0.05721	0.4288	50.39569	51.65979	1.95827	26.01374	0.19221
3839.46651	3839.46651	115.922	845	2.44107	0.74233	0.05681	0.42925	50.0651	51.79907	1.95067	26.00562	0.19227
3865.47213	3865.47213	116.31208	850	2.4505	0.74133	0.05642	0.4297	49.73741	51.93957	1.94316	25.99727	0.19233
3891.4694	3891.4694	116.70204	855	2.4599	0.74033	0.05603	0.43015	49.41256	52.08128	1.93573	25.98868	0.19239
3917.45807	3917.45807	117.09187	860	2.46926	0.73934	0.05565	0.4306	49.09054	52.22418	1.92839	25.97986	0.19246
3943.43793	3943.43793	117.48157	865	2.47859	0.73835	0.05526	0.43104	48.77131	52.36826	1.92114	25.97082	0.19253
3969.40875	3969.40875	117.87113	870	2.48787	0.73737	0.05488	0.43148	48.45484	52.51353	1.91397	25.96155	0.19259
3995.3703	3995.3703	118.26055	875	2.49712	0.73639	0.05451	0.43193	48.14111	52.65996	1.90688	25.95207	0.19267
4021.32236	4021.32236	118.64983	880	2.50634	0.73541	0.05413	0.43236	47.83008	52.80755	1.89987	25.94237	0.19274
4047.26473	4047.26473	119.03897	885	2.51552	0.73444	0.05376	0.4328	47.52172	52.9563	1.89294	25.93246	0.19281
4073.19719	4073.19719	119.42796	890	2.52466	0.73347	0.0534	0.43324	47.21601	53.10618	1.88608	25.92235	0.19289
4099.11954	4099.11954	119.81679	895	2.53376	0.73251	0.05303	0.43367	46.91291	53.25721	1.8793	25.91203	0.19296
4125.03157	4125.03157	120.20547	900	2.54283	0.73154	0.05267	0.43411	46.61241	53.40936	1.8726	25.90152	0.19304
4150.93309	4150.93309	120.59399	905	2.55187	0.73059	0.05231	0.43454	46.31448	53.56262	1.86597	25.89081	0.19312
4176.8239	4176.8239	120.98236	910	2.56087	0.72963	0.05196	0.43497	46.01908	53.717	1.85941	25.87991	0.1932
4202.70381	4202.70381	121.37056	915	2.56983	0.72868	0.05161	0.43539	45.72619	53.87248	1.85293	25.86882	0.19329
4228.57263	4228.57263	121.75859	920	2.57876	0.72774	0.05126	0.43582	45.43578	54.02906	1.84651	25.85755	0.19337
4254.43018	4254.43018	122.14645	925	2.58766	0.72679	0.05092	0.43624	45.14783	54.18673	1.84016	10.56995	0.19345
4265.00014	4265.00014	122.305	925.0145	2.58718	0.72684	0.05094	0.43622	45.16338	54.17818	1.84051	0	0.19345

HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON ESPUMAS.

Prof.(TVD)(ft)	Prof.(MD)(ft)	Temperatura(F)	Presión(psi)	Densidad(ppg)	Calidad(frac)	K(lbfs^n/ft^2)	n	Tw(lb/100ft^2)	Reynolds	Velocidad(ft/s)	Intervalo(ft)	DeltaPT(psi/ft)
4265.00014	4265.00014	122.305	924.73709	2.57647	0.7269	0.05096	0.43619	58.7353	284.45205	5.90245	79.42406	-0.06295
4185.57608	4185.57608	121.11364	919.73709	2.57012	0.72757	0.0512	0.43589	58.98896	283.92793	5.91702	80.23422	-0.06232
4105.34186	4105.34186	119.91013	914.73709	2.56378	0.72824	0.05145	0.43559	59.24333	283.40818	5.93165	81.06212	-0.06168
4024.27973	4024.27973	118.69419	909.73709	2.55744	0.72891	0.05169	0.43529	59.49839	282.89285	5.94636	81.90827	-0.06104
3942.37147	3942.37147	117.46557	904.73709	2.5511	0.72958	0.05194	0.43499	59.75411	282.38196	5.96113	82.77319	-0.06041
3859.59828	3859.59828	116.22397	899.73709	2.54477	0.73025	0.05219	0.43469	60.01048	281.87554	5.97597	83.65742	-0.05977
3775.94086	3775.94086	114.96911	894.73709	2.53844	0.73091	0.05244	0.43439	60.26746	281.37364	5.99088	84.56153	-0.05913
3691.37933	3691.37933	113.70069	889.73709	2.53211	0.73158	0.05269	0.43409	60.52502	280.87627	6.00584	85.48608	-0.05849
3605.89325	3605.89325	112.4184	884.73709	2.52579	0.73225	0.05294	0.43379	60.78313	280.38348	6.02087	86.43168	-0.05785
3519.46157	3519.46157	111.12192	879.73709	2.51948	0.73291	0.05319	0.43349	61.04178	279.8953	6.03597	87.39892	-0.05721
3432.06265	3432.06265	109.81094	874.73709	2.51317	0.73358	0.05344	0.43319	61.30091	279.41177	6.05112	88.38845	-0.05657
3343.6742	3343.6742	108.48511	869.73709	2.50687	0.73424	0.05369	0.43289	61.56049	278.93292	6.06633	89.4009	-0.05593
3254.2733	3254.2733	107.1441	864.73709	2.50057	0.73491	0.05394	0.43259	61.8205	278.45879	6.08159	90.43693	-0.05529
3163.83637	3163.83637	105.78754	859.73709	2.49429	0.73557	0.05419	0.43229	62.08089	277.98941	6.09692	91.49725	-0.05465
3072.33912	3072.33912	104.41509	854.73709	2.48802	0.73623	0.05444	0.432	62.34162	277.52483	6.11229	92.58253	-0.05401
2979.75659	2979.75659	103.02635	849.73709	2.48175	0.73689	0.0547	0.4317	62.60266	277.06508	6.12772	93.69351	-0.05337
2886.06309	2886.06309	101.62094	844.73709	2.4755	0.73755	0.05495	0.4314	62.86395	276.6102	6.14319	94.83092	-0.05273
2791.23217	2791.23217	100.19848	839.73709	2.46926	0.73821	0.0552	0.43111	63.12545	276.16023	6.15871	95.99551	-0.05209
2695.23666	2695.23666	98.75855	834.73709	2.46304	0.73886	0.05546	0.43081	63.38711	275.71522	6.17427	97.18807	-0.05145
2598.04858	2598.04858	97.30073	829.73709	2.45683	0.73952	0.05571	0.43052	63.64889	275.2752	6.18988	98.40939	-0.05081
2499.63919	2499.63919	95.82459	824.73709	2.45064	0.74017	0.05597	0.43022	63.91073	274.84021	6.20552	99.66027	-0.05017
2399.97892	2399.97892	94.32968	819.73709	2.44446	0.74082	0.05622	0.42993	64.17257	274.4103	6.2212	100.94153	-0.04953
2299.03739	2299.03739	92.81556	814.73709	2.4383	0.74147	0.05648	0.42964	64.43437	273.98551	6.23691	102.25403	-0.04889
2196.78336	2196.78336	91.28175	809.73709	2.43217	0.74211	0.05673	0.42935	64.69605	273.56589	6.25264	103.59861	-0.04826
2093.18475	2093.18475	89.72777	804.73709	2.42605	0.74276	0.05698	0.42906	64.95755	273.15148	6.26841	104.97614	-0.04763
1988.20861	1988.20861	88.15313	799.73709	2.41996	0.7434	0.05724	0.42877	65.21882	272.74232	6.28419	106.3875	-0.047
1881.82111	1881.82111	86.55732	794.73709	2.41389	0.74404	0.05749	0.42848	65.47978	272.33846	6.29999	107.83358	-0.04637
1773.98753	1773.98753	84.93981	789.73709	2.40784	0.74468	0.05775	0.4282	65.74036	271.93995	6.31581	109.31527	-0.04574
1664.67226	1664.67226	83.30008	784.73709	2.40182	0.74531	0.058	0.42791	66.00048	271.54683	6.33163	110.83347	-0.04511
1553.83879	1553.83879	81.63758	779.73709	2.39583	0.74594	0.05825	0.42763	66.26007	271.15915	6.34746	112.38909	-0.04449
1441.4497	1441.4497	79.95174	774.73709	2.38987	0.74657	0.0585	0.42734	66.51905	270.77697	6.36329	113.98302	-0.04387
1327.46668	1327.46668	78.242	769.73709	2.38395	0.74719	0.05875	0.42706	66.77734	270.40032	6.37911	115.61617	-0.04325
1211.85051	1211.85051	76.50776	764.73709	2.37805	0.74781	0.05901	0.42678	67.03484	270.02926	6.39492	117.28941	-0.04263
1094.5611	1094.5611	74.74842	759.73709	2.37219	0.74843	0.05926	0.42651	67.29147	269.66384	6.41072	119.00361	-0.04202
975.55749	975.55749	72.96336	754.73709	2.36637	0.74904	0.0595	0.42623	67.54713	269.30411	6.42649	120.75963	-0.04141
854.79785	854.79785	71.15197	749.73709	2.36059	0.74965	0.05975	0.42596	67.80173	268.95011	6.44223	122.55829	-0.0408
732.23956	732.23956	69.31359	744.73709	2.35485	0.75026	0.06	0.42568	68.05516	268.60191	6.45794	124.40038	-0.04019
607.83918	607.83918	67.44759	739.73709	2.34915	0.75086	0.06025	0.42541	68.30731	268.25954	6.47361	126.28665	-0.03959
481.55253	481.55253	65.55329	734.73709	2.3435	0.75145	0.06049	0.42515	68.55809	267.92307	6.48922	128.2178	-0.039
353.33472	353.33472	63.63002	729.73709	2.33789	0.75204	0.06073	0.42488	68.80737	267.59254	6.50479	130.19448	-0.0384
223.14024	223.14024	61.6771	724.73709	2.33233	0.75262	0.06097	0.42462	69.05505	267.26801	6.52028	132.21726	-0.03782
90.92298	90.92298	59.69384	719.73709	2.32683	0.7532	0.06121	0.42436	69.30099	266.94952	6.53571	90.92298	-0.03723
0	0	58.33	719.59205	2.33109	0.75275	0.06103	0.42456	69.1095	267.19999	6.52376	0	-0.03769