



61174
10

Universidad Nacional Autónoma de México

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**SEPARACIÓN AGUA-GAS EN EL
FONDO DEL POZO**

T E S I S

Que para obtener el grado de

MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A

EFRAÍN MILLÁN HARRISON

Director de Tesis

M. I. NOEL E. SANTAMARIA GUEVARA

Ciudad Universitaria, México D. F., 2002

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.

Dedicatorias

A mi esposa Magdalena y a mis hijas Deyanira Azucena y Magdalena, por su apoyo en este logro, gracias por sacrificar su tiempo y su motivación para salir adelante, que finalmente cobra frutos en este trabajo.

A mis padres Adán y Elia y hermanos Elena Esther, Zitlalince, Adán, Abner y Adaely. Quiero compartir esta tesis con ustedes, ya que es el resultado de lo que han logrado sembrar a través de los años en mi persona.

Agradecimientos

Al M.I. Noel E. Santamaría Guevara, por brindarme parte de su valioso tiempo y sus conocimientos. Me encuentro en deuda con él, ya que sin su apoyo y motivación, este trabajo no sería una realidad.

A los Drs. Jesús Rivera R., Fernando Samaniego V., y Daniel García G., y al M. I. Francisco Sánchez A. por sus valiosas observaciones para la realización final de esta tesis.

A la empresa Petróleos Mexicanos por brindarme la oportunidad de cursar estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, sin su ayuda estos estudios no se hubieran realizados.

Resumen

La producción de agua asociada a la de los hidrocarburos y su manejo y tratamiento adecuados para su disposición en superficie, siempre han representado un problema técnico, económico y ambiental.

La aplicación de una tecnología en crecimiento basada en hidrociclones para separar el agua en el fondo de los pozos petroleros, promete ser la solución a la problemática planteada anteriormente, dados los resultados satisfactorios que se están obteniendo en pruebas e implantación de la misma en pozos productores de aceite y gas en Canadá.

Este trabajo consistió en desarrollar un modelo matemático que mediante un programa de cómputo permita definir la geometría completa que debe tener un hidrociclón para que opere como separador bifásico gas-líquido, dadas las condiciones de operación y gastos. Permite también predecir el comportamiento hidrodinámico del mismo, incluyendo el colgamiento del líquido, la distribución de velocidades de las fases, la forma de la interfase y la caída de presión.

El modelo fue validado con información de laboratorio disponible en la literatura y además se efectuó un análisis de sensibilidad de los parámetros involucrados.

La aplicación del modelo permitirá definir las características del hidrociclón que se podría instalar en los pozos productores de gas que se están cerrando debido al incremento de la producción de agua, particularmente en campos de la región norte de PEP, donde se realizan los mayores esfuerzos para incrementar la producción de gas natural y cumplir con las metas que al respecto se ha fijado Petróleos Mexicanos

Contenido :

	Página
<i>Dedicatorias</i>	I
<i>Agradecimientos</i>	II
<i>Resumen</i>	III
<i>Capítulo 1 Introducción.</i>	4
<i>Capítulo 2 Efecto de la Presencia de Agua en los Sistemas de Medición y Transporte de Gas</i>	7
<i>Capítulo 3 Separación de Fases</i>	10
3 1 <i>Separación agua-aceite.</i>	10
3 2 <i>Separación gas-agua.</i>	12
3 3 <i>Técnicas de separación</i>	13
3 3 1 <i>Separación por filtración.</i>	13
3.3.2 <i>Separación por membranas.</i>	14
3 3.3 <i>Separación gravitacional</i>	15
3.3.4 <i>Separación centrífuga.</i>	16
<i>Capítulo 4 Separadores Ciclónicos</i>	17
4 1 <i>Teoría de los hidrociclones.</i>	17
4.1.1 <i>Principio de operación.</i>	18
4 1.2 <i>Eficiencia de separación</i>	21
4 2 <i>Tecnología de los hidrociclones.</i>	29
4 2.1 <i>Hidrociclón eliminador de aceite.</i>	29
4 2.2 <i>Hidrociclón eliminador de agua</i>	31
4 2.3 <i>Hidrociclón separador del volumen grueso</i>	33
4 2.4 <i>Experiencias con bajos contenidos de agua.</i>	33

	Página
4.3 Consideraciones de diseño para aplicaciones marinas.	36
4.4 Puntos sobresalientes del reporte Kvaerner.	37
4.5 Diseño del sistema separador y resultados de comportamiento	39
4.5.1 Límites de capacidad para diferentes tamaños de geometrías.	39
4.5.2 Extensiones a la separación de dos etapas	43
4.5.3 Consideraciones sobre las emulsiones	47
4.5.4 Variación del contenido de agua.	48
4.5.5 Hidrociclones rotatorios.	50
Capítulo 5 Aplicación de Ciclones a la Separación Agua-Aceite en Fondo de Pozo	52
5.1 Sistema de bombeo mecánico – separador agua-aceite	53
5.1.1 Descripción general.	54
5.1.2 Bombeo mecánico con sistema separador agua-aceite	60
5.2 Bombeo electrocentrífugo, sistema separador agua-aceite.	61
5.2.1 Descripción general del bombeo electrocentrífugo.	62
5.2.2 Sistema de bombeo electrocentrífugo, con sistema separador agua-aceite.	66
5.3 Bombeo de Cavidades Progresivas sistema separador agua-aceite.	68
5.3.1 Sistema de bombeo de cavidades progresivas, con separador de fondo.	70
5.4 Proceso de selección de los pozos candidatos.	71
5.4.1 Mejoramiento al proceso de selección	74
5.5 Aplicación de hidrociclones a la separación gas-agua en fondo de pozo.	74
Capítulo 6 Desarrollo del Modelo Matemático	76
6.1 Descripción de los modelos matemáticos desarrollados para el diseño de los hidrociclones	76

	Página
6.1.1 Estudios experimentales.	76
6.1.2 Modelos mecanísticos	77
6.2 Condiciones de operación.	79
6.3 Desarrollo del modelo matemático.	82
6.3.1 Desarrollo de las ecuaciones para el cálculo de la caída de presión.	82
6.3.2 Desarrollo de las ecuaciones para el cálculo de las condiciones de operación.	84
6.3.3 Diseño de la geometría del hidrociclón	88
6.3.4 Cálculo del vórtice generado.	89
6.3.5 Ecuaciones para el cálculo del gasto y velocidad en la T. P.	90
6.3.6 Criterios de diseño	91
6.3.7 Diagrama de flujo del diseño de un hidrociclón	92
6.4 Programa de cómputo.	97
Capítulo 7 Validación del Modelo y Análisis de Resultados	103
7.1 Validación del modelo.	103
7.2 Análisis de sensibilidad	105
7.3 Análisis de resultados	107
Capítulo 8 Conclusiones y Recomendaciones.	111
8.1 Conclusiones.	111
8.2 Recomendaciones.	112
Nomenclatura	113
Referencias	114
Apéndice A	117

Introducción¹⁻¹³:

La necesidad creciente de proteger el ambiente cada vez más deteriorado por las actividades del hombre en el afán de satisfacer sus necesidades, ha llevado a la implementación de programas de protección ambiental y la emisión de leyes y normas que regulen el equilibrio ecológico.

Bajo este contexto, el tratamiento de las aguas residuales se ha hecho una necesidad para poder satisfacer las de la industria y la población. Cabe señalar que en décadas pasadas la construcción de plantas de tratamiento de aguas residuales tenía como objeto primordial la limpieza del recurso hídrico, sin considerar el manejo y tratamiento que deberían tener las salmueras en las diferentes etapas para su disposición final

Siguiendo este mismo marco, surge la necesidad de dar tratamiento al agua residual; lo anterior hace crear toda una corriente en pro del ambiente implementando técnicas y métodos que se adecúen a las necesidades y recursos propios de nuestro país, sin dejar de lado los principios universales en los que se fundamenta la ingeniería y en general cualquier disciplina.

Las plantas de tratamiento de agua residual que operan en México, tienen como práctica común la descarga de las salmueras a los ríos y otros cuerpos mayores de agua. Esta situación ha generado condiciones ambientales peligrosas, además de violar la legislación vigente en materia de prevención y control de la contaminación.

El manejo de la producción de agua proveniente de la explotación de los pozos petroleros, siempre ha presentado un problema para el ingeniero de campo y para la industria petrolera en general, por lo que su manejo,

tratamiento y destino final, tanto en centrales de recolección como en plantas de proceso, adquieren una mayor importancia.

En los últimos años, el costo de tratamiento del agua residual se ha incrementado considerablemente y nuestros campos maduros cada vez producen mayor porcentaje de agua, debido a la cercanía del contacto agua-aceite y a la conificación de la misma.

En el caso de los pozos productores de gas, la acumulación de líquidos en el fondo de los mismos puede llegar a ejercer una contrapresión que no permita su explotación. Por otra parte, el incremento de producción de agua de los pozos productores de gas provoca problemas tan severos en los sistemas de compresión, que obligan a su cierre cuando no se cuenta con sistemas de separación.

Por lo expuesto anteriormente, es importante obtener soluciones alternas al manejo del agua residual; una alternativa es la utilización de separadores de fondo, inyectando el agua separada en el mismo pozo hacia alguna zona receptora.

El concepto básico del sistema de separación en el fondo del pozo, consiste en acondicionar en el aparejo de producción de los pozos productores de aceite, un equipo hidrociclón estático que lleve a cabo la separación agua-aceite por acción centrífuga, a la altura de la zona productora, siendo el agua separada reinyectada a su medio en una formación inferior del mismo pozo, en tanto que el aceite con baja fracción de agua, es enviado hacia la superficie.

En el caso de los pozos productores de gas, el concepto básico es el mismo, la separación gas-líquido se da por efecto de la fuerza centrífuga, mientras que el agua separada se puede inyectar en un estrato de la formación de menor presión que la zona productora, la principal diferencia sería la geometría debido a que la desigualdad de densidades entre el líquido y el gas favorece la separación.

En caso de requerirse presión adicional para reinyectar el agua, tanto en aplicaciones de separación agua-aceite como de separación gas-agua, se tiene que considerar el acoplamiento de una bomba al sistema que proporcione la energía necesaria, dependiendo de la capacidad de la formación receptora

Este trabajo tiene como objetivo desarrollar y presentar un modelo para calcular un separador gas-agua de fondo de pozo, aplicable al caso de pozos productores de gas que manejen agua. El modelo permitirá obtener los parámetros óptimos para diseñar un sistema de separación gas-agua utilizando hidrociclones.

Entre los beneficios que se tendrían al utilizar el modelo para definir las características de un separador de fondo y su aplicación a pozos de gas, destaca la extensión de la vida económica de los campos maduros, incrementando las reservas recuperadas y evitando que el agua producida afecte la producción de gas.

Efecto de la Presencia de Agua en los Sistemas de Medición y Transporte de Gas.

La producción excesiva de agua extraída de los pozos petroleros en todo el mundo, ha fijado la atención de gran parte de compañías extranjeras y centros de investigación, en desarrollar tecnologías que minimicen el impacto tan fuerte que se deriva de los costos de producción por manejo de agua en la superficie y el efecto contaminante de la misma al medio ambiente

Con respecto a los sistemas de medición, en su mayoría están diseñados para manejar una sola fase, por lo que al efectuar la medición de los hidrocarburos en más de una fase, incrementa su porcentaje de error a valores mayores que los establecidos en la transferencia de los mismos, a diferencia de los medidores de flujo multifásico, que son diseñados expresamente para esto y para los cuales se permite un porcentaje mayor de error.

Particularmente en la medición de gas húmedo, se ha determinado experimentalmente que a bajos gastos de gas y con agua menor al 0.07%, la medición del gasto de gas resulta menor al de gas seco, arriba de ese porcentaje la medición se aproxima a la verdadera, si el volumen de agua continúa incrementando, se tendrá una sobre medición del gasto de gas seco que puede ser mayor al 10 por ciento del real^{14 15}.

En el transporte de los hidrocarburos en el que existe presencia de salmuera el riesgo es mayor, la vida útil de los equipos disminuye y se incrementan los costos de operación debido principalmente a que un derrame de salmuera causa grandes problemas al medio ambiente, la corrosión incrementa el desgaste de la tubería de transporte, sistemas de medición y almacenamiento y, finalmente, el manejar este producto causa taponamiento en las líneas por incrustación de sales, así como la necesidad de usar productos químicos para llevar las especificaciones del hidrocarburo a niveles requeridos para su comercialización.

El agua en estado líquido causa problemas de corrosión en tuberías, en válvulas y equipo (particularmente cuando existe presencia de Bióxido de carbono y Ácido sulfhídrico)

Los fenómenos que se observan en el transporte de gas por la presencia de agua son los siguientes:

- Una reducción en el área disponible al flujo de la fase gaseosa, ya que en el interior de la tubería se presenta acumulación de líquidos (en el fondo).
- Una considerable pérdida de energía debido a la rugosidad interna, provocada por la superficie de contacto (ya que la presencia de agua forma ondas).
- Un importante descenso de energía de la fase gaseosa por el transporte de líquido a lo largo de la tubería, ya que se ha comprobado que la velocidad del gas es mayor cuando fluye en una sola fase

La formación de líquidos depende en ocasiones del medio donde se localiza el sistema de tuberías; en los cruces de ríos, pantanos y lagunas se puede apreciar que en épocas de invierno se alcanza una condensación hasta del 50% de la corriente de gas, por lo que el volumen de líquidos origina una reducción considerable en el área expuesta al flujo y por

consiguiente, una fuerte pérdida en la capacidad de transporte, así como un incremento en la potencia de compresión

Es importante recordar que en pozos productores de gas natural es común que aporten simultáneamente agua y condensados, cabe hacer mención que a condiciones de alta presión y temperatura en el yacimiento, la mezcla de hidrocarburos puede existir sólo en fase vapor, pero al obtenerse la producción en la superficie, la variación de los parámetros mencionados provoca que se forme una mezcla líquida rica en pentanos y fracciones más pesadas.

Separación de Fases

3.1 Separación agua-aceite.

Cada uno de los procesos que forman parte de una refinería de petróleo se considera como fuente potencial de emisión de contaminantes, dado que el flujo de petróleo a través de ellos puede escapar en ocasiones o bien, existen derrames involuntarios, los cuales presentan características no deseables en un desecho líquido, prácticamente sulfuros, fenoles y amoníaco, generándose demanda biológica de oxígeno (DBO) y demanda química de oxígeno (DQO), con valores altos.

Las presas en la zona de almacenaje y transportación de petróleo crudo, productos intermedios y terminados, generan contaminantes dentro de los que se incluyen el mismo petróleo, sólidos suspendidos, emulsiones y polisulfuros. Las aguas residuales generadas en operaciones de separación física contienen principalmente emulsificadores, sulfuros, amoníaco y fracciones de petróleo, además de amoníaco, fenoles y sólidos suspendidos, generando ello una DBO y DQO de magnitudes considerables.

Dentro de las operaciones de separación química, existen dos que no generan agua residual con problemas graves, siendo éstas la isomerización y el reforming. Del resto de operaciones químicas, el cracking catalítico es la operación que acelera una mayor cantidad de contaminantes ácidos y fenólicos, los que aunados al petróleo, sulfuros, fenoles, cianuros y amoníaco, producen una concentración considerable en la DBO y DQO principalmente. Las demás operaciones químicas crean sulfuros,

mercaptanos, amoníaco, alcalinidad, sólidos tanto disueltos como suspendidos.

El tratamiento de las aguas residuales de las instalaciones implica remover diversos contaminantes, teniéndose una mayor atención en el control de la contaminación enfocado a la remoción orgánica

Dado su alto potencial de reutilización, la remoción de grasas y aceites es de especial interés, utilizándose generalmente las operaciones de separación física para lograrlo. El tratamiento biológico y filtración son procesos comúnmente usados en la remoción de constituyentes orgánicos suspendidos y disueltos, requiriéndose de tratamiento químico para su neutralización, rompimiento de emulsiones y precipitación química.

Aunque es difícil definir en forma rígida los procesos de tratamiento que son realmente adecuados para constituir un sistema de control de contaminación en el efluente de una refinería, los que son diseñados se consideran como adecuados al tipo de agua residual que estas industrias generan, estimándose correcta la implementación de un sistema de tratamiento primario formado por una o varias de las siguientes unidades, con el fin de ajustar las características de las descargas a los lineamientos estipulados por la reglamentación oficial vigente: Separadores API, filtración para remoción de aceite, neutralización y flotación por aire disuelto.

Además, dentro de los métodos de tratamiento, es necesario la inclusión de uno secundario que mejore la calidad del efluente del primario de acuerdo a la naturaleza y función a que se destinen las aguas del cuerpo receptor. Las unidades convenientes para tratamiento secundario son filtros biológicos, lagunas aeradas mecánicamente y de estabilización.

Los dispositivos con que cuenta la industria del petróleo, están enfocados primordialmente a la recuperación de aceites que arrastran las diferentes descargas, mejorando la calidad de sus efluentes, a la vez que la recuperación del aceite redundará en beneficios económicos, estos dispositivos son Separador API, neutralización parcial de sosas fenólicas,

tratamientos químicos de afluentes, fosas de asentamiento, neutralización de sosa agotada y tratamiento de aguas amargas.

En centrales de recolección, para separar el agua del aceite, se usan separadores trifásicos, tanques deshidratadores y tratadores electrostáticos. En estos sistemas se aplican productos químicos desenmulsificantes que ayudan a separar las fases.

El agua liberada es enviada a plantas de tratamiento antes de ser depositadas en campos superficiales o reinyectada a los yacimientos a través de los pozos inyectoros.

3.2 Separación gas-agua.

El manejar la corriente de gas con agua acarrea múltiples problemas, al igual que en el caso de la corriente aceite-agua, el agua es eliminada en las centrales de recolección a través de separadores trifásicos, el gas pasa por un sistema de rectificación para eliminar el agua que fue arrastrada por la corriente de gas; debido a las condiciones de presión y temperatura a que es llevado a cabo el proceso, una cantidad de agua muy pequeña pasa a la tubería de transporte ocasionando problemas graves de corrosión y la formación de hidratos por decremento de temperatura sin caída brusca de presión, provocando la interrupción parcial o total del transporte del gas o en los estranguladores y placas por la expansión brusca del gas.

Otro de los problemas graves que se tiene es la llegada de las estaciones de compresión ya que estas instalaciones no están diseñados para trabajar con líquidos, y aunque se cuenta con separados a la llegada de las tuberías de transporte no se tiene un sistema para el almacenamiento o transporte de los fluidos obtenidos.

El gas natural destinado para el transporte por tuberías necesita ciertas especificaciones como máximo contenido de agua, de hidrocarburos condensables y especificaciones de presión y temperatura.

Las principales razones para remover el vapor de agua del gas natural para su transporte en grandes distancias son:

- El agua líquida y gas natural pueden formar sólidos e hidratos, que tapan la tubería de transporte.
- El gas natural conteniendo agua líquida es corrosivo, particularmente si también contiene CO_2 o H_2S .
- El vapor de agua en la corriente del gas natural se puede condensar en las tuberías y potencialmente ocasionar condición de flujo en bache.
- El vapor de agua incrementa el volumen y decrece el poder calorífico del gas natural.

3.3 Técnicas de separación

Los principales métodos de separación en el fondo de los pozos son: Filtración, Membranas, Gravitacional y Fuerza Centrífuga, los cuales son descritos a continuación:

3.3.1 Separación por filtración¹²:

La filtración es un procedimiento en el que se utiliza el paso de una mezcla sólido-líquido a través de un medio poroso (filtro) que retiene los sólidos y deja pasar los líquidos (filtrado).

Si los materiales en suspensión que deben separarse tienen una dimensión superior a la de los poros, quedarán retenidas en la superficie del filtro. La filtración se denomina, en ese caso, superficial o en torta, o también sobre soporte. En caso contrario, las materias quedarán retenidas en el

interior de la masa porosa y la filtración se denomina en volumen o en profundidad, o también sobre lecho flotante.

3.3.2 Separación por membranas¹²:

Los procesos de separación de materias disueltas por medio de membranas, bajo el efecto de una presión, se conocen desde hace unos cien años. Sin embargo, fue hasta los años 60's, con el desarrollo de las membranas sintéticas, que se logró una aplicación concreta de estas técnicas a nivel industrial

Estos procesos, en los que se utilizan las propiedades de semipermeabilidad de ciertas membranas (permeables al agua y a ciertos solutos, pero impermeables a otros, así como a toda partícula), constituyen la continuación de los procesos clásicos de filtración, yendo hacia separaciones cada vez más afinadas. Por ello, después de la filtración simple en la que quedan retenidas las partículas de diámetro superior a varias micras (caso de la filtración en profundidad sobre arena, por ejemplo), se encuentran, sucesivamente:

- La microfiltración que retiene partículas de diámetro superior a varias micras, no altera ninguna de las propiedades químicas de la solución, las partículas en suspensión se acumulan sobre el material filtrante y, al cabo de un cierto tiempo de funcionamiento, debe procederse a una limpieza mecánica del material filtrante o a una sustitución de la membrana obstruida.
- La ultra filtración que retiene moléculas cuya masa molar es superior a 10 000 – 100 000 gr/mol, según las membranas, éstas no sólo retienen las partículas insolubles, sino también moléculas o iones disueltos
- La ósmosis inversa también denominada hiperfiltración, que permite la retención de iones y moléculas de masa molar

superior a algunas decenas de gramos por mol. A una membrana de ósmosis debe considerársele como una barrera de difusión no porosa en la que las transferencias tienen lugar por disolución de las especies moleculares de la solución en el interior de la membrana y seguidamente, por difusión de las mismas (solutos y solventes) bajo el efecto de gradientes de concentración y de presión, que modifica el potencial químico de la solución en el material de la membrana.

3.3.3 Separación gravitacional¹³:

Se refiere a la remoción de sólidos suspendidos con gravedad específica menor que la del agua, causando que suban, en condiciones de reposo, al pasar a través de un tanque o presa. Los sólidos y líquidos con mayor densidad relativa se asentarán en el fondo del tanque. La separación establecida es del tipo de sedimentación o separación por ascenso en términos de flotación; el tamaño de la partícula determina el fluido de arrastre para esta separación. Para una gravedad específica dada, las partículas más pequeñas en grandes áreas superficiales, presentan mayor arrastre, siendo más difícil su separación.

Tanques o presas en los cuales los sedimentos son retirados, también llamados limpiadores, pueden ser clasificados como de flujo horizontal o vertical, de acuerdo a la dirección predominante del flujo de entrada y salida. Esto indica que depende mucho de la ubicación tanto de la entrada como de la salida. Los diseños (particularmente para tanques de flujo radial pequeño) pueden tener un sendero de flujo con elementos en dirección horizontal o vertical.

El elemento de flujo vertical puede ser anular o rectangular siendo generalmente angosto tanto en el fondo como en la parte superior. En el diseño anular, el flujo es distribuido en el fondo por toda la circunferencia del tanque y el ascenso es periférico o radial. El flujo en tanques rectangulares

es distribuido en el fondo a lo largo de la longitud del tanque y el agua, para limpiarlo, fluye en forma transversal o longitudinal. El elemento de flujo horizontal, ya sea rectangular o circular, es más frecuente para la sedimentación.

El flujo en el tanque rectangular, desde la entrada hasta la salida, pasa a través de un desconcertador y viaja hasta el tanque o presa de agua residual. En tanques estrechos o recaudadores longitudinales, el agua residual se remueve por tolvas múltiples desde el principio hasta el final. En tanques con diferentes tamaños de carga y descarga, los recolectores longitudinales remueven el agua residual a través de una tolva central.

3.3.4 Separación centrífuga¹³:

Los equipos usados para la separación centrífuga incluyen separadores ciclónicos para la separación gas-sólido, hidrociclones para separar líquido – sólido o líquido - líquido y centrífugas para separar líquido-sólido, líquido-líquido y gas-gas. La teoría y el funcionamiento es virtualmente la misma.

En los separadores ciclónicos o hidrociclones, la mezcla heterogénea está sujeta a la fuerza centrífuga por su propia rotación, con respecto a un aparato estacionario la admisión de fluidos es a través de una entrada tangencial. En el equipo centrífugo, los fluidos se someten a rotación en un aparato giratorio.

Separadores Ciclónicos:

4.1 Teoría de los hidrociclones

Los hidrociclones son dispositivos no mecánicos que pueden ser usados para separar el agua de una corriente de gas-agua; es el separador más económico y de diseño muy simple. Su operación está basada en las fuerzas de inercia y gravedad y sus principales ventajas radican en su alta eficiencia de separación, aplicación segura de fácil adaptabilidad y el uso de poca energía para su funcionamiento. La principal desventaja es su limitación para porcentajes de agua muy pequeños, en cuyo caso disminuye su eficiencia de separación.

Los hidrociclones generalmente son dispositivos eficientes para un intervalo de porcentaje de agua contenido en la corriente de gas. Hay gran variedad en el diseño de los hidrociclones; debido a su simplicidad y a la gran variedad de materiales que existen para su construcción, pueden ser usados en corrientes de gases para operar a temperaturas superiores a los 2000 °F.

Los hidrociclones tienen un amplio potencial de aplicación, desde la separación de partículas hasta la de fases complejas, las aplicaciones potenciales incluyen:

- Separación de partículas finas de sedimentos

- Manejo de alto contenido de sólidos en una corriente de gas entre reactores
- Separación de partículas sólidas en función de su tamaño
- Operaciones en las cuales la eficiencia de separación no es tan crítica
- Dispositivo de pre-limpieza en línea con separadores de alta eficiencia de separación para partículas finas de sedimentos
- Control de la relación gas-líquido
- Separación superficial y sub-superficial de líquido-líquido y líquido-gas

4.1.1 Principio de operación.

La Figura 4.1 muestra las características principales de diseño del hidrociclón. La unidad consiste de una sección corta cilíndrica superior (1) y una elongación cónica hacia abajo (2). La mezcla de gas-agua se introduce en la sección cilíndrica (1) a través de la boquilla en forma tangencial (3), adquiriendo el fluido un movimiento rotacional, mientras que el agua separada es descargada a través de una boquilla en la parte inferior (4) y el gas limpio sale a través de una boquilla en la parte superior (7).

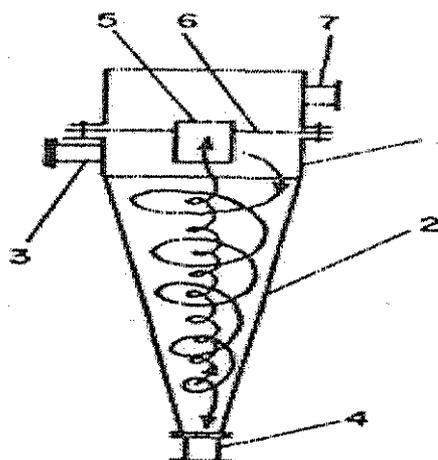


Figura 4.1 Separador hidrociclón¹³

El patrón de flujo real es más complejo debido al incremento de la velocidad al final de la parte cónica, generando una caída de presión menor que la atmosférica; los tres patrones principales de flujo que prevalecen en los hidrociclones son:

- Flujo descendente en forma de espiral mismo que lleva el fluido separado hacia la parte inferior del hidrociclón
- Flujo ascendente en forma de espiral que gira en la misma dirección que el flujo descendente, llevando el gas limpio a la boquilla superior de descarga, ya que en la parte inferior del hidrociclón, el flujo de gas cambia de dirección y se transforma en un flujo ascendente en forma de espiral
- Flujo radial interno, éste alimenta de gas y agua a la espiral ascendente y descendente

El patrón de flujo se desarrolla principalmente por la generación de un doble vórtice, debido a la centrifugación y densidad de los fluidos. Los dos vórtices presentes en el hidrociclón son:

- Una corriente helicoidal descendente de mayor diámetro en la parte recta y menor en el cono del hidrociclón.
- Una hélice ascendente de menor diámetro que se extiende hasta la salida de la sección a través de la cual pasa el gas.

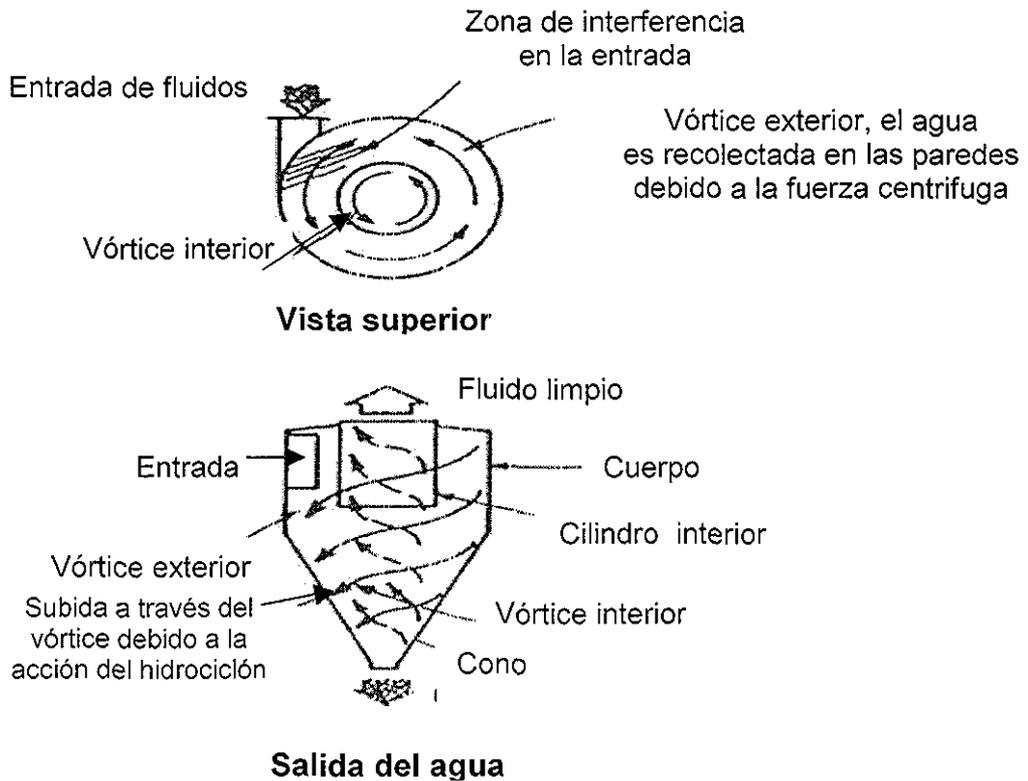


Figura 4.2 Detalle del patrón de flujo interno¹³

Como se presenta en la Figura 4.2, la mezcla de gas-agua entra en forma tangencial a través de la boquilla a varias revoluciones, por la parte recta y cónica del hidrociclón, mientras descende el agua, el gas limpio es despedido a través del eje axial del cilindro. El agua, que está dispersa uniformemente en la corriente de entrada, tiende a concentrarse en el siguiente nivel próximo a las paredes del hidrociclón bajo la influencia de la fuerza centrífuga. El movimiento helicoidal de la corriente de agua que se mueve hacia abajo y el gas que pasa a través de la salida superior del hidrociclón, ayudan a la separación de agua en la descarga. Es importante que la entrada sea exactamente tangencial al cuerpo, porque la separación está afectada adversamente por un flujo normal. La descarga a través de la boquilla superior, mantiene el patrón helicoidal ascendente a cierta distancia hasta la depresión del tubo y/o la restricción de flujo fuera de la espiral.

Las tres fuerzas que influyen en el movimiento del agua dentro del hidrociclón son:

- La rotación centrífuga del agua con el flujo
- Fuerza de gravedad
- Fuerza de Arquímedes

Las últimas fuerzas son muy pequeñas en comparación con la fuerza centrífuga, debido a que la densidad del gas es varios cientos más pequeña que la del agua (≈ 800 .)

En principio, la separación del agua de la corriente gas-agua está gobernada por:

- Establecimiento de un campo centrífugo
- Patrón de velocidad radial
- Tiempo de residencia del agua a ser separada
- Desarrollo de turbulencia

El criterio para la separación del agua del gas está basado en el concepto de "Órbitas en Equilibrio," Este término se refiere a la región constituida por una órbita circular del flujo para un radio dado. La aparente fuerza centrífuga que actúa directamente sobre una gota, en esta órbita, está en equilibrio con el arrastre hacia la pared del hidrociclón, de acuerdo con la ley de Stoke para flujo radial.

4.1.2 Eficiencia de separación.

La Figura 4.3 muestra la distribución de velocidad tangencial y axial en un hidrociclón. El valor máximo de velocidad tangencial se alcanza en la parte inferior del hidrociclón, pero no sobre el eje axial, como se muestra en la Figura 4.3A. La componente de velocidad tangencial cercana al eje axial en la parte inferior del hidrociclón, es el máximo cambio permisible.

La máxima velocidad axial se presenta exactamente sobre la línea central al eje axial en la parte baja del hidrociclón, como se muestra en la Figura 4.3b. En el componente axial de la velocidad decrece la eficiencia de separación, porque el agua puede ser arrastrada en la corriente del gas, debido al efecto de compensación del componente de velocidad, la eficiencia de separación del agua no es uniforme en las diferentes zonas del hidrociclón, como se muestra en la Figura 4.3C.

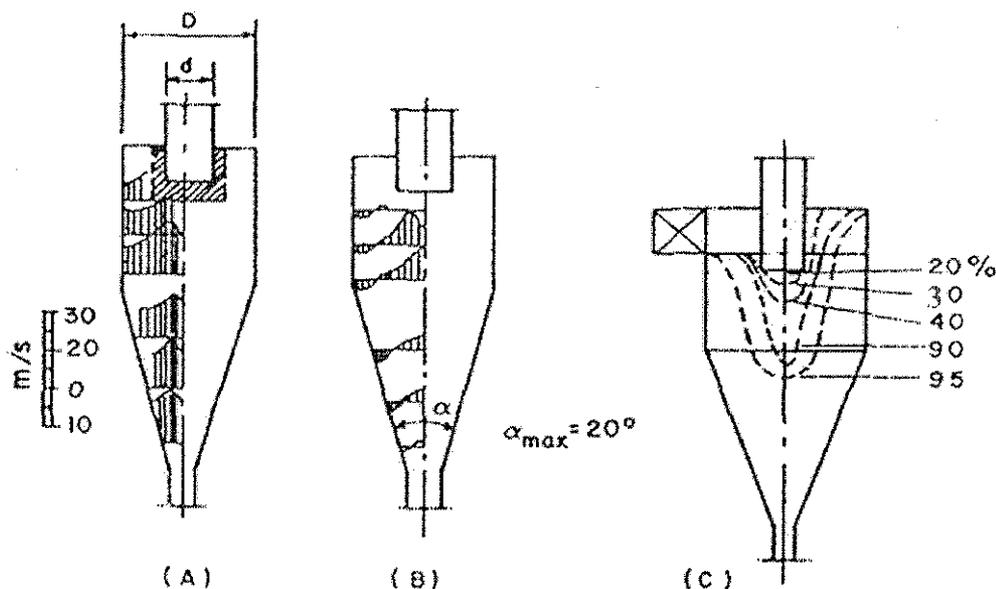


Figura 4.3 Variación de velocidad en un hidrociclón.
(A) tangencial; (B) axial; (C) eficiencia de separación¹³.

En general la eficiencia de separación se define como:

$$h = \frac{C_m - C_g}{C_m}$$

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Donde: C_m = Contenido de agua en la corriente de entrada de gas

C_g = Contenido de agua en la salida de gas

La eficiencia depende de muchos factores, unos de los principales son las propiedades físicas y heterogeneidades del sistema, la densidad de

los fluidos, viscosidad del medio, las dimensiones del hidrociclón, volumen de entrada de agua y la velocidad de entrada del gas.

La eficiencia de separación es el mejor parámetro en la selección y diseño de un hidrociclón. Los hidrociclones pueden ser diseñados para diferentes requerimientos de eficiencia; sin embargo, la eficiencia es función de la energía empleada y el espacio disponible para el hidrociclón. De esta manera, los requerimientos necesarios para una optimización adecuada son una eficiencia aceptable a moderada y una caída de presión dentro de un espacio razonable, comparado con el costo de caída de presión al interactuar con el espacio requerido. El principal parámetro en la predicción de la eficiencia de separación es el contenido de agua. Para cada hidrociclón en particular, hay un porcentaje de agua crítico a una densidad dada sobre la cual la fuerza centrífuga y de viscosidad están balanceadas; esto es, en el estado de equilibrio la gota de agua no se mueve hacia fuera o adentro del eje axial del hidrociclón. Para gotas de agua de diámetro mayor que el crítico, serán separadas.

La eficiencia se incrementa cuando el eje axial del hidrociclón llega hasta el borde del núcleo que ha generado. Esto ocurre porque la fuerza centrífuga se incrementa más rápidamente en el movimiento externo que en el borde del núcleo del gas. Por consiguiente, las gotas de agua giran en órbitas cuyo radio depende del balance entre la fuerza viscosa del movimiento interno y la fuerza centrífuga aparente. El método más común para estimar la eficiencia de separación total, es graficar la curva de eficiencia fraccional o curva de grado de eficiencia. Una curva de eficiencia fraccional es una gráfica del porcentaje de agua contra el porcentaje de separación. Las Figuras 4.4 y 4.5, muestra las características específicas de una curva semejante y una gráfica típica basada en datos experimentales respectivamente.

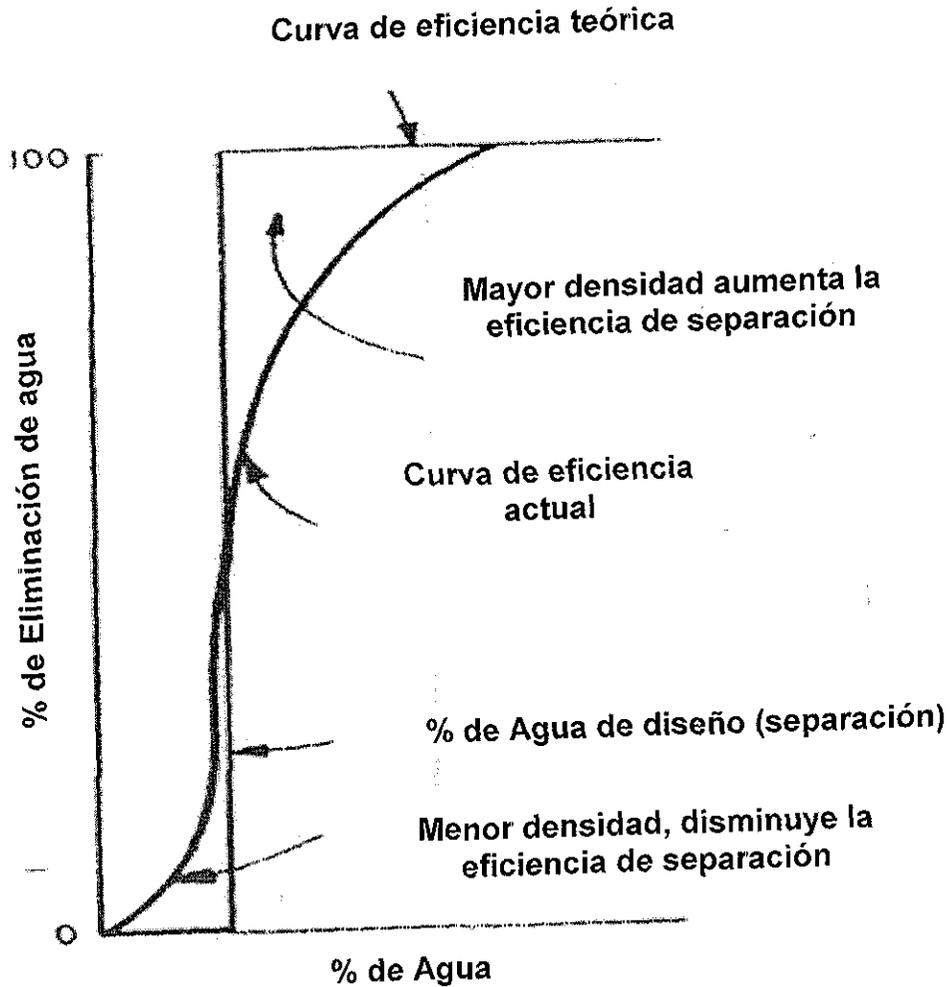
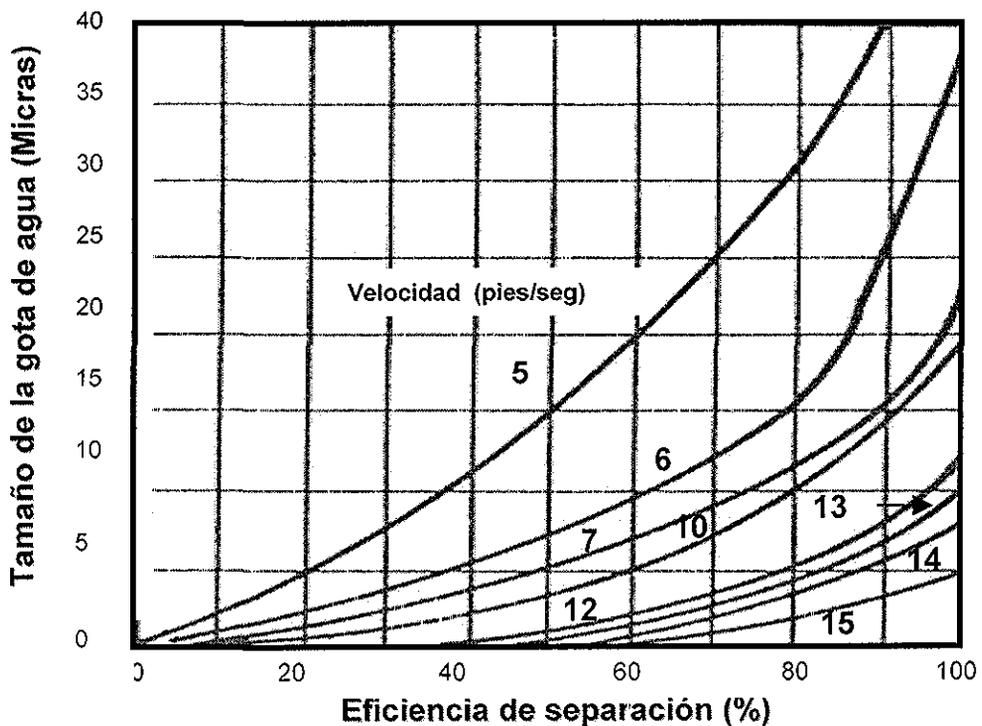


Figura 4.4 Curva de Eficiencia Típica¹³

La Figura 4.4 muestra que la eficiencia del hidrociclón disminuye para porcentajes menores al del agua de diseño y 100% para todos los mayores a éste.

La Figura 4.5 puede ser usada verazmente para predecir la eficiencia de separación total de un hidrociclón, únicamente si el porcentaje del agua en la corriente de gas es conocido.



**Figura 4.5 Curva de Eficiencia de separación
(Hidrociclón de 12" diámetro usado en un catalizador)¹⁷**

Los parámetros de operación específicos, de los cuales depende la eficiencia de separación son:

- Caída de presión
- Distribución de los fluidos
- Volumen de agua en la entrada
- Temperatura de la corriente de gas en la entrada
- La gravedad específica del gas y agua

La Tabla 4.1 resume la relación de estos factores para la eficiencia. Algunas características operativas contribuyen a una eficiencia de separación más baja para porcentajes menores que los del diseño. Una característica importante es que la distribución, o movimiento, no es uniforme. Como se observa en las curvas de la gráfica anterior, para ciertos

puntos, la velocidad en el hidrociclón puede ser mayor de dos a tres veces la velocidad de entrada. Esto es particularmente acentuado al final del hidrociclón donde la superficie es de menor área

Tabla 4.1 Factores que Influyen en la Eficiencia

Factor	Efecto sobre la eficiencia
Temperatura	Disminuye cuando la temperatura se incrementa debido a los cambios de viscosidad del gas
Velocidad	Incrementa con la velocidad, después de los 25 pies/seg disminuye repentinamente
Gravedad específica	Incrementa con alta gravedad específica
Volumen de entrada	Incrementa con el aumento en el volumen de agua

Los remolinos en el vórtice también ocasionan una baja separación del agua en el gas. La velocidad normal del remolino es generalmente de una a cinco veces mayor que la velocidad de entrada. Así, el gas cercano a las paredes del hidrociclón está girando alrededor de 50 pies/seg, el remolino puede incrementar en 10 pies/seg o más que la velocidad de entrada. Cuando la velocidad del remolino interno es del orden de 1 pie/seg puede causar que partículas de agua tres veces o más del tamaño del diseño sean arrastradas por la corriente de gas, incrementando el porcentaje del agua producida en superficie.

El sistema de separación agua-aceite a fondo utiliza separadores líquido-líquido de tipo ciclónico acoplados a algún sistema artificial de producción como los bombes electro centrífugo, BEC, mecánico, BM, o de cavidades progresivas, BCP. El agua separada en los hidrociclones es inyectada al yacimiento en un estrato inferior al productor o superior, si las

condiciones lo permiten, mientras que el aceite separado es enviado a la superficie.

Para cada sistema artificial, el arreglo y acoplamiento mecánico entre los componentes del sistema son diferentes y al igual que los sistemas artificiales de producción, se diseñan en función de las características particulares del pozo en que se aplicará

Dependiendo de la localización y características de la zona de inyección y de la presión requerida para enviar los fluidos hasta la superficie, un sistema puede contener una o dos bombas instaladas. Los sistemas con bombas duales permiten ahorrar potencia cuando la presión para la disposición del agua es menor que la necesaria para enviar el aceite separado a la superficie.

El hidrociclón es ideal para esta aplicación y es muy efectivo en la separación de aceite en fluidos con alto contenido de agua. El sistema de separación utilizado ha sido desarrollado por diferentes fabricantes, entre ellos la compañía Vortoil, con las variaciones particulares necesarias para cada aplicación.

Inicialmente los sistemas de separación Vortoil fueron diseñados para separar aceite y agua en instalaciones de producción y posteriormente han sido modificadas para acoplarse a los sistemas artificiales de producción, con los que se han efectuado las pruebas para separar dichas fases en el fondo de los pozos petroleros que producen altos porcentajes de agua. Para estas condiciones de operación, se recomienda que la relación agua-aceite sea mayor al 60%, ya que porcentajes menores pueden conducir a una baja eficiencia de separación y dar como resultado la contaminación del agua inyectada en la zona receptora. Para aumentar la capacidad del sistema de separación, se puede tener un arreglo de varios hidrociclones en paralelo de tal manera que se adapten a los gastos manejados. A continuación se describen la tecnología, experiencias y

algunas consideraciones para la aplicación de hidrociclones; además del efecto de posibles emulsiones generadas en el fondo del pozo.

El sistema de separación en fondo de pozo, desarrollado por el Center for Engineering Research (C-FER), está basado en el uso de hidrociclones para separación líquido-líquido. Comparados con otro tipo de equipos usados para separar fluidos en plataformas; por ejemplo, centrífugas, tanques, etcétera. El ambiente en el fondo del pozo es idealmente adecuado para la separación usando hidrociclones, ya que pueden ser empacados en forma relativamente fácil para colocarlos en una tubería de revestimiento en el fondo de los pozos. Además, no tienen partes móviles, lo que los hace menos propensos a deteriorarse y fallar, cuestión muy importante, ya que la recuperación de equipo del fondo para su reparación es muy costosa sobre todo en localizaciones costa fuera.

El desempeño de las unidades de separación con hidrociclones, es la clave para el éxito de la separación en fondo de pozo. El tipo y número de las líneas individuales, la secuencia de proceso y la configuración de los hidrociclones, deben ser diseñados para ajustarse a las condiciones de flujo hacia el agujero del pozo, en una aplicación particular. Esta sección lleva a las siguientes consideraciones de diseño especial y de desempeño, asociadas con los pozos marinos, incluyendo:

- Altas tasas de flujo
- Servicio con fracciones bajas de agua; y
- Producción de sólidos

La evaluación del comportamiento del diseño del sistema y su eficiencia, fue direccionada como una función de los gastos de flujo, entrada de fluidos al agujero del pozo, entrada de flujo de la fracción de agua al agujero del pozo y la calidad del agua para el intervalo completo de condiciones de operación.

4.2 Tecnología de los hidrociclones.

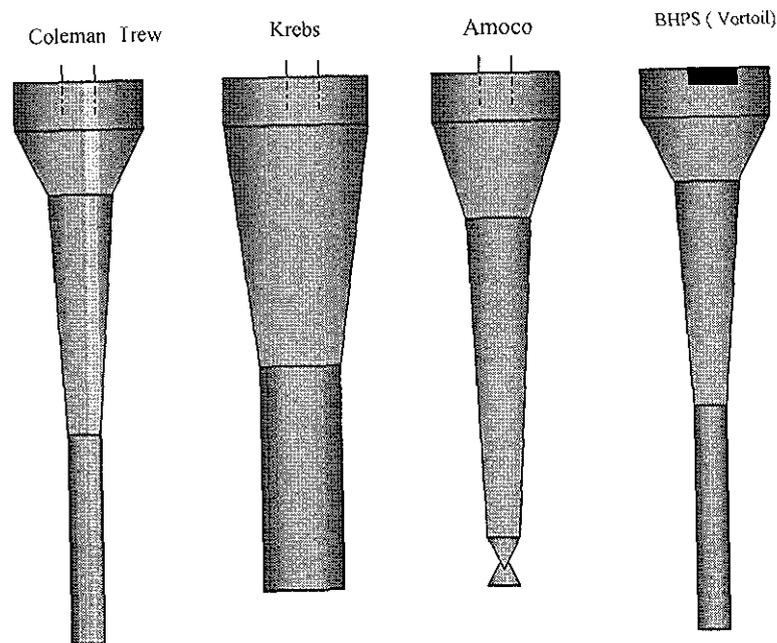
Los hidrociclones están clasificados como equipo “seleccionador”, debido a su uso de las diferencias de densidad para separar diferentes fluidos. Los hidrociclones líquido-líquido fueron originados a partir de los ciclones desarrollados para separar sólidos de líquidos. En los años 80's la industria del aceite costa fuera inició el uso de los hidrociclones para la limpieza final del agua producida antes de eliminarla al océano. Los hidrociclones desarrollados para este propósito fueron conocidos como hidrociclones eliminadores de aceite, ya que su objetivo fue obtener agua limpia. El alcance de la tecnología de los hidrociclones líquido-líquido se ha continuado desde la comercialización de los hidrociclones eliminadores de aceite, con el desarrollo de los de agua y separadores de volumen grueso.

4.2.1. Hidrociclón eliminador de aceite.

Los hidrociclones eliminadores de aceite se presentan en una variedad de geometrías diferentes, que han sido desarrolladas para separar una mezcla continua de agua con contenidos de aceite del orden de 1%. En general, la corriente separada (salida superior del hidrociclón), requiere de un porcentaje de agua mínimo de 43, a fin de lograr un máximo de 40 ppm de contenido de aceite en la corriente de agua limpia (la salida inferior del hidrociclón). Los dos límites en la corriente separada, están basados en la obtención de una calidad del agua óptima en la descarga y evitar problemas de taponamiento de orificios respectivamente. Los hidrociclones eliminadores de aceite han sido usados primero en la industria para limpiar adecuadamente el agua producida para alcanzar los requerimientos de normatividad para su descarga.

El desarrollo inicial que trajo a los hidrociclones a un estado de prominencia, fue efectuado en los años 80's por Colman y Thew en la Universidad de Southampton. Su trabajo llevó a los diseños desarrollados y comercializados por Baker Hughes Process Systems (BHPS- antes Vortoil

Separation Systems que era propiedad de Conoco Inc.). Krebs Petroleum Technologies, que previamente distribuía principalmente sistemas de separación sólido-líquido, comercializa una línea de productos de hidrociclones líquido-líquido. Así mismo al final de la década, Amoco ejecutó pruebas extensivas en sus instalaciones que llevaron al desarrollo y patente de su propia configuración de hidrociclón. La Figura 4.6 muestra esquemas que ilustran las diferencias entre los diversos hidrociclones eliminadores de aceite que se encuentran disponibles para la industria. Nótese que el diseño actual de BHPS usa entradas dobles y no cuenta con un generador de vórtice, que fue una característica del diseño original de Coleman y Trew. La ausencia del generador de vórtice, tiene como resultado una concentración ligeramente mayor de agua en la corriente de salida de la parte superior del hidrociclón, debido a la construcción de arreglos muy juntos.



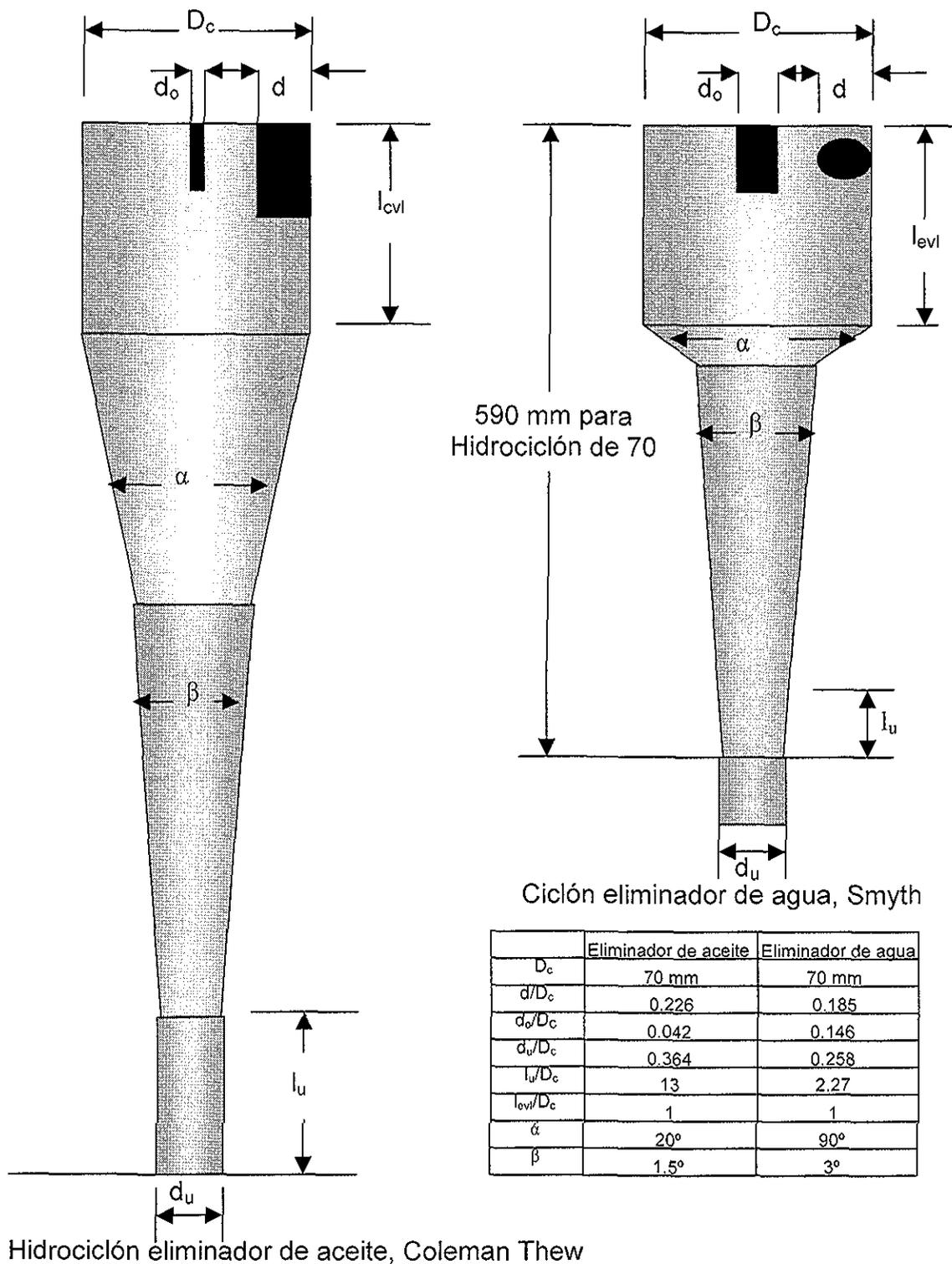
Diferencias esquemáticas entre los hidrociclones eliminadores de aceite

Figura 4.6. Hidrociclones eliminadores de aceite¹¹

4.2.2. Hidrociclón eliminador de agua.

Los hidrociclones eliminadores de agua, fueron desarrollados para realizar las mismas tareas que uno libre (FWKO). Estos fueron diseñados para separar una mezcla de aceite-agua, en dos corrientes: una es la de aceite con una cantidad mínima de agua y la otra, es la de agua con un mínimo de aceite. Estos hidrociclones fueron hechos para obtener corrientes de aceite (la salida superior) con menos del 10% de agua y las de agua (la salida inferior) con menos del 1% de aceite. El trabajo de laboratorio y la comercialización aun limitada, ha dado como resultado dos diferentes tipos de hidrociclones. El primero llamado hidrociclón "pre-separador", que funciona de forma más adecuada para contenidos de agua hasta de 75%, y el otro denominado hidrociclón "separador de volumen grueso", que puede manejar contenidos de agua debajo de 30%

El hidrociclón pre-separador fue desarrollado basándose en el estudio que se llevó a cabo en la Universidad de Southampton en 1988 (Smyth, 1988). El trabajo dio como resultado el "pre-separador" actualmente puesto en el mercado por BHPS. Los resultados de pruebas de laboratorio mostraron que la geometría óptima para un hidrociclón eliminador de agua, es diferente de la de aceite. Los estudios identificaron dos posibles geometrías que pueden ser perfectas dependiendo de la emulsión que entre en el hidrociclón. Una fue para bajos contenidos de agua, con el aceite como fase continua y la otra para contenidos mayores de agua, donde la fase continua es precisamente el agua. Basados en estos resultados, la Figura 4.7 compara las diferentes geometrías entre el hidrociclón eliminador de aceite y el "pre-separador", desarrollado para contenidos de agua hasta de 75%. Es de particular interés el uso de un generador de vórtice. Un cono de ángulo muy agudo primero, seguido uno corto es la forma característica del hidrociclón eliminador de agua. Este cono da como resultado, un incremento de un 15% en la capacidad de flujo de los hidrociclones eliminadores de agua. De la misma forma, el resultado es que el hidrociclón eliminador de agua no es tan largo como el de aceite.



	Eliminador de aceite	Eliminador de agua
D_c	70 mm	70 mm
d/D_c	0.226	0.185
d_o/D_c	0.042	0.146
d_u/D_c	0.364	0.258
l_u/D_c	13	2.27
l_{cvl}/D_c	1	1
α	20°	90°
β	1.5°	3°

Figura 4.7 Geometría de los hidrociclones ¹¹

4.2.3. Hidrociclón separador de volumen grueso

Los hidrociclones separadores de volumen grueso, han sido desarrollados para aplicación en mezclas con un intervalo muy amplio de contenido de agua. Las compañías READ Group A/S de Noruega y Kvaerner, han desarrollado por separado estos hidrociclones para aplicaciones en sistemas utilizados en plataformas y en sistemas submarinos. El objetivo de estos hidrociclones, es separar la corriente de alimentación y producir una corriente sucia de aceite en la salida superior (con algún contenido de agua) y una corriente sucia de agua en la salida inferior (con algo de aceite), cada una de ellas puede ser alimentada en una segunda etapa de separación.

4.2.4. Experiencias con bajo contenido de agua

Las pruebas de aplicación de separadores eliminadores de aceite para bajos contenidos de agua, han sido llevadas a cabo por varios distribuidores y operadores. Un resumen de estas pruebas se presenta a continuación.

BHPS (VORTOIL)

Un análisis de la información de BHPS en el uso de sus hidrociclones eliminadores de aceite en aplicaciones de eliminación de agua, se obtuvo con contenidos que fueron menores que sus valores recomendados. En adición a estas pruebas, algunos datos han sido recientemente publicados de las pruebas de campo llevadas a cabo en Canadá, usando hidrociclones eliminadores de aceite para remplazar los eliminadores de agua libre (FWKO) en la superficie (Hashmi, 1996). Los resultados muestran que los hidrociclones obtuvieron arrastres de aceite en el agua de menos de 500 ppm para contenidos de agua superiores al 70%. Basados en resultados como estos, BHPS ha sugerido un porcentaje mínimo de agua de 43% en la

corriente concentrada para contenidos arriba de 75%. Sin embargo, un contenido de agua de 50% en la corriente separada es considerado como un límite inferior más práctico.

Skillbeck (1991), publicó resultados de pruebas hechas con hidrociclones eliminadores de agua BHPS. Estos datos indican también que el aceite arrastrado en el agua se incrementa si en las alimentaciones existe un contenido menor de 75%

Los dos hidrociclones desarrollados por BHPS están limitados, ya que la corriente concentrada necesita mantener un contenido de agua entre 35% y 50%, para resultados óptimos, dando como resultado que estos separadores no pueden ser usados sólo para llevar a cabo el propósito de limitar el contenido de agua producida hacia la superficie a un 10%

Krebs:

Esta compañía efectuó una serie de pruebas controladas con su hidrociclón (Ditria, 1994). Los resultados indican una buena separación para ambas corrientes de salida con contenidos de agua; en la alimentación de 10%, 50% y 90% y muestran que la cantidad de agua en el aceite separado, varía de 1.5% a 25% para el hidrociclón eliminador de agua y de 17% a 67% para el hidrociclón eliminador de agua libre. La limitación de las pruebas no ha permitido obtener en la actualidad mucha información. Será necesario efectuar evaluaciones adicionales, bajo condiciones de campo, para establecer especificaciones confiables del comportamiento.

Kvaerner:

Esta compañía (KPS), ha desarrollado sus propias versiones de hidrociclones eliminadores de aceite y de agua. Los resultados de sus pruebas controladas de laboratorio, han mostrado buenas características de comportamiento. Estos indican que sus hidrociclones pueden producir

buenos resultados cuando la corriente de la salida superior del hidrociclón tiene un flujo 5% mayor que la concentración de aceite en la entrada. Para el hidrociclón eliminador de aceite, el comportamiento se degrada cuando la corriente concentrada tiene un contenido de agua menor que 70%.

READ:

La compañía Read Group A/S, ha desarrollado su propia línea de hidrociclones eliminadores de agua y de aceite. Sin embargo, se dispone de muy pocos datos en la literatura con respecto al desempeño de estos productos. Un juego de datos proporcionados en un artículo escrito por Michelet (1996), muestra el comportamiento del separador de una sola etapa de READ, con contenidos de agua en la alimentación de 70% y 90%. Se afirma que con el separador se puede lograr una corriente de agua con menos de 150 ppm de aceite y una de aceite con 10% de agua.

Pruebas de Campo:

Las compañías operativas han llevado a cabo muy pocas pruebas de campo con separadores eliminadores de agua (pre-separadores). Estos incluyen pruebas realizadas por BP en su operación en el campo Forties (Smith, 1988), Shell en el campo Dunlin (Reporte interno de Shell CPU-984) y BP & Texaco en una operación de crudo pesado (Cowie y colaboradores, 1984). La conclusión derivada de estas pruebas ha sido que el comportamiento de los hidrociclones eliminadores de agua es bueno bajo condiciones de alimentación de agua continua. Sin embargo, cerca del punto de inversión de la emulsión y contenidos de agua debajo de este punto (alimentaciones continuas de aceite), el comportamiento de estos hidrociclones se hace errático e impredecible (Cowie y colaboradores, 1994)

4.3 Consideraciones de diseño para aplicaciones marinas.

Se presenta un resumen de los fluidos y de las condiciones generales del pozo para los ocho campos considerados en este estudio. Basados en esta información, se tomaron en cuenta los siguientes intervalos de operación:

✓ Flujos de aportaciones totales:	300 m ³ /d a 4700 m ³ /d
✓ Contenidos de agua (WOR = .43 a 20)	30 a 90 %
✓ Densidad relativa: (Aceite muerto)	14 a 40 grados API
✓ Temperatura de los fluidos	30 a 125 grados C
✓ Densidad del agua	995 a 1 200 kg/cm ³

Estas condiciones abarcan más allá del intervalo de aplicación de la tecnología de hidrociclones actual. Las demandas que se deben cumplir para aplicaciones en ambientes marinos incluyen:

Altas tasa de flujo: Los pozos en ambiente marino, deben producir a altas tasas para justificar el desarrollo del campo. Los sistemas de separación en fondo de pozo desarrollados para aplicaciones terrestres están actualmente limitados al uso de cinco elementos en paralelo dentro de una envoltura sencilla en un pozo de 178 mm para una capacidad máxima de 1, 250 m³/d. Se hicieron diseños adicionales en el ámbito conceptual por BHPS, para el empaque de un mayor número de hidrociclones eliminadores de aceite en alojamientos mayores para tuberías de revestimiento más grandes.

Menores contenidos de agua: Para que los sistemas de separación sean factibles en el ambiente marino, deben ser capaces de manejar fluidos con bajos contenidos de agua. Los separadores de una sola etapa actualmente distribuidos por BHPS son aplicables a contenidos de agua

mayores del 75%. Kvaerner ha sugerido que los hidrociclones eliminadores de aceite solamente pueden utilizarse con separación en una sola etapa en contenidos de agua de 90%, a fin de producir agua de desecho limpia y limitar el agua hacia la superficie hasta 10% o menos. La separación multi etapas indudablemente será requerida para manejar fluidos con bajos contenidos de agua, ya que el desarrollo de un hidrociclón de una sola etapa que pueda funcionar adecuadamente en un intervalo de operación grande, parece improbable

Menor contenido de agua enviado hacia la superficie: Una de las desventajas del hidrociclón eliminadores de aceite es que la corriente en la superficie debe tener un contenido de agua entre 43% y 50%, para mantener una corriente de salida en la parte inferior del hidrociclón limpia. Esto da como resultado grandes cantidades en la corriente concentrada, especialmente cuando se tienen menores contenidos de agua. La separación en fondo de pozo en aplicaciones marinas, requerirá que la cantidad de agua llevada a la superficie sea minimizada, preferentemente a contenidos de agua del 10% o menor.

4.4. Puntos sobresalientes del reporte de Kvaerner

Kvaerner fue contratado por C-FER para completar una investigación en ingeniería que incluyera una evaluación de la factibilidad de los sistemas separadores, para servicio en bajos contenidos de agua y para la investigación de las alternativas de empacamientos, para altas tasas de flujo, con unidades de separación multi etapas. El alcance de su trabajo, también incluyó una revisión de la tecnología de los sistemas de hidrociclones actuales y una evaluación del uso de los sistemas existentes y comportamiento en servicio a fondo de pozos, en aplicaciones costa fuera. Las conclusiones mayores de este reporte se resumen a continuación:

- Siempre que se tenga disponible un sitio para la reinyección del agua y que el fluido se relacione con fenómenos tales como la presencia

de arena, incrustaciones, taponamientos, etcétera, no es más problemático que para pozos en tierra, donde la separación ha sido aplicada exitosamente. La firma Kvaerner opina que la separación en fondo de pozo costa fuera, incrementando la presión y la eliminación del agua, es factible.

- Debe ser posible obtener una calidad de aceite en agua menor de 500 ppm y al mismo tiempo eliminar el 80% del agua en la aportación del pozo arriba de 50%. Para contenidos de agua menores que 50%, la cantidad eliminada será reducida, mientras que aún se estará alcanzando menos de 500 ppm de aceite en el agua, en la corriente de desecho;
- Un sistema de dos etapas es recomendado para contenidos de agua en la alimentación debajo de 90%. El diseño del hidrociclón aceite-agua de volumen grueso y pre-eliminadores de aceite está terminado, pero requiere de una verificación con fluidos reales, así como delinear el curso del comportamiento y de las características de la presión en el laboratorio;
- En sistema de hidrociclón de dos etapas, la presión puede ser regulada de la misma manera que en un hidrociclón de una sola etapa, donde la división de cada una de ellas será constante para todos los flujos. A fin de alcanzar la mejor eficiencia posible en las series de primeros hidrociclones, puede ser instalada una obstrucción estática en la corriente de salida superior del primer hidrociclón, para balancear la presión de la corriente de salida superior del segundo.
- Se desarrolló un diseño de multiciclones, en el cual los hidrociclones fueron arreglados en paralelo como si ellos fueran un solo hidrociclón.
- Para unidades de multiciclones, la separación de la corriente de alimentación antes de la entrada a las cámaras de los hidrociclones

individuales, es una inquietud que en las bases del hidrociclón, será alimentada en forma irregular con respecto al contenido de agua y la presión de entrada; y

- El gas libre tiende a bloquear la salida superior, pero basados en pruebas de laboratorio, los hidrociclones deberán ser capaces de manejar hasta 10% de gas libre conservando su comportamiento.

4.5. Diseño del sistema separador y resultados de comportamiento

Adicional al trabajo llevado a cabo por Kvaerner, otros resultados relacionados con el diseño y el comportamiento de los sistemas de hidrociclones fueron examinados por C-FER. Estos incluyeron la capacidad del separador, separación multietapas, separación de emulsiones y operación del sistema en un intervalo de contenido de agua

4.5.1. Límites de capacidad para diferentes tamaños de geometrías

Generalmente, el sistema de separación puede ser configurado como un diseño “empujar a través de”, donde la bomba alimenta al separador, o como un diseño “jalar a través de”, donde el fluido producido es tirado a través del separador. La capacidad de la envoltura del separador debe ser suficiente para permitir el acomodo de la cabeza del hidrociclón, así como contar con pasajes de flujo para la alimentación y las corrientes separadas. Los análisis fueron llevados a cabo para determinar la capacidad de flujo de los separadores en diferentes arreglos, tomando en consideración las limitaciones de velocidad de flujo. A pesar que los hidrociclones de mayor tamaño están disponibles y pueden ser desarrollados como se muestra en la Figura 4.8, un hidrociclón de 35 mm (diámetro de la cabeza 70 mm) fue usado en la determinación de las capacidades del separador. La cabeza más pequeña deja más área abierta para la transferencia de la alimentación y de las corrientes separadas. Así mismo los hidrociclones de menor diámetro

generalmente tienen mejores eficiencias de separación que los hidrociclones mayores. Para el caso del tipo “empujar a través de”, el comportamiento debe permitir el paso del flujo total, así como el paso de los flujos separados, mientras que para el caso del tipo “jalar a través de”, solamente los flujos separados necesitan ser tomados en cuenta dentro del comportamiento del separador, mientras que el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el comportamiento, sirve como el conducto para el flujo total. En el caso del tipo “jalar a través de”, se supone que el separador está localizado entre las bombas de salida del concentrado y la inyección. El diseño está basado en la suposición que los conductos para cada corriente de salida del hidrociclón, debe acomodar las máximas tasas sobre el intervalo total de contenido de agua que pueda ser encontrado en la operación.

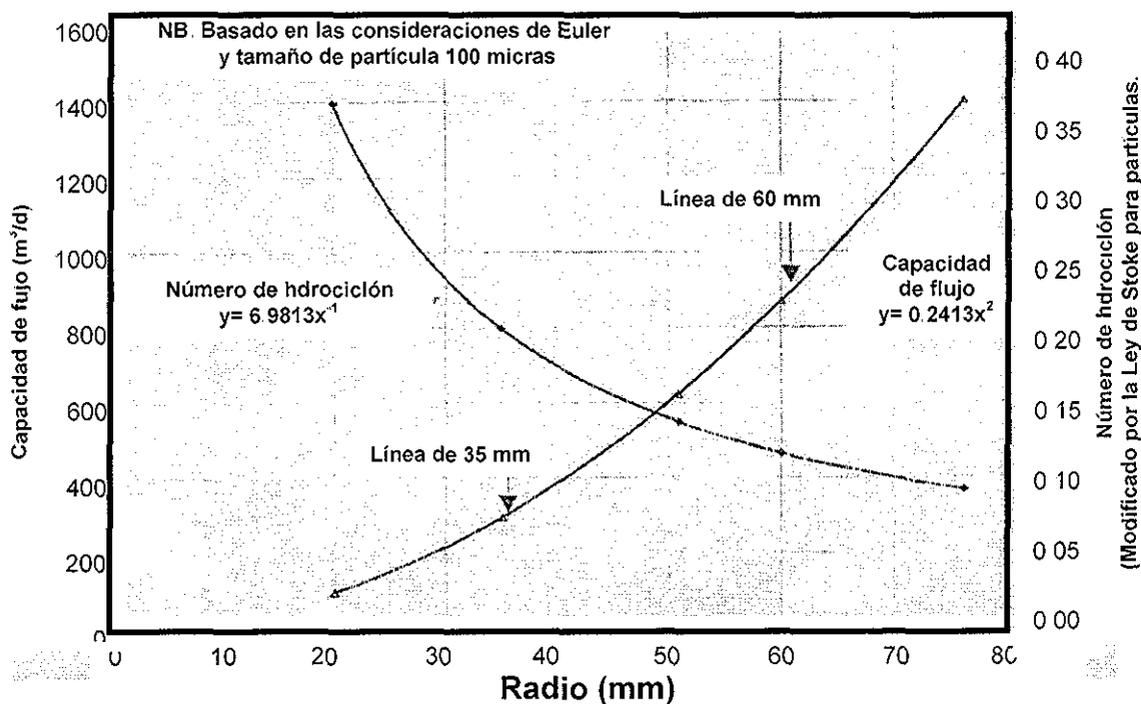


Figura 4.8 Tamaño de hidrociclones¹⁶

Las capacidades de flujo bosquejadas en las siguientes secciones, para arreglos de hidrociclones eliminadores de aceite y de agua están basadas en un diseño de velocidad promedio permisible hasta de 6.1 m/s (20 ft/s), que es una velocidad de flujo para prevenir erosión con fluidos limpios y servicio normal. Se supuso que el 25% del área neta del hidrociclón, fue ocupada por acero y el restante 75% está disponible para el flujo (este porcentaje está basado en el uso de tubería con relación de diámetro a espesor de pared de 15, para los conductos de flujo).

Separador eliminador de aceite

El separador eliminador de aceite podrá tener un intervalo de aplicación desde 75% hasta 90% de contenido de agua, considerando que, la corriente del separador permanezca en un mínimo de 10% del flujo total para evitar el taponamiento del orificio. Basado en este intervalo, el área efectiva del comportamiento (de un tubo de 70 mm de diámetro) debe manejar un máximo de 140% de la tasa total de flujo del caso del tipo "empujar a través de", (50% máximo de flujo superior + 90% máximo de flujo inferior) Nótese que la capacidad máxima de flujo del hidrociclón eliminador de aceite se supuso que fuera de 300 m³/d por tubo. La Tabla 4.1 presenta el número de tubos que pueden ser acomodados dentro de diferentes tamaños de T. R

Tabla 4.2 Número de tubos para diferentes bastidores¹³

D E. T R (mm)	Capacidad del anular 244m dentro del revestimiento	"Empujar a través de"		"Jalar a través de"	
		# de tubos de 35 mm	Q (m3/d)	# de tubos de 35 mm	Q (m3/d)
139.7	12 039	4	1 200	6	1 800
168.3	8 398	7	2 100	12	3 600
177.8	7 035	9	2 700	15	4 500
193.7	4 595	11	3 300	18	5 400
219.1	259	15	4 500	25	7 500

Separador eliminador de agua.

El separador eliminador de agua deberá tener un intervalo de aplicación entre 30% hasta 90% de contenido de agua. Basado en estas condiciones, el área efectiva del comportamiento (diámetro del tubo de 70 mm) debe manejar un máximo de 260 % de la tasa total de flujo para el caso de hidrociclón tipo “empujar a través de” (70% de rechazo máximo + 90% de flujo de agua máximo + 100 de flujo total) En el caso del hidrociclón del tipo “jalar a través de”, esto se reduce a 160% de la tasa de flujo (70% de rechazo máximo +90% de agua máximo) Nótese que la capacidad del tubo para el hidrociclón eliminador de agua ha sido supuesta de 340 m³/d por tubo (15% mayor que el eliminador de aceite) La tabla 4.2, muestra el número de tubos que pueden ser acomodados dentro de diferentes tamaños de T. R. , tomando en cuenta estas consideraciones.

Tabla 4.3 Tubos para diferentes tamaños de T. R.¹¹

D. E. Comportamiento	“Empujar a través de”		“Jalar a través de”	
	#de tubos de 35 mm	Q (m ³ /d)	#de tubos de 35 mm	Q (m ³ /d)
139.7	3	1 020	4	1 360
168.3	6	2 040	9	3 060
177.8	7	2 380	11	3 740
193.7	9	3 060	14	4 760
219.1	12	4 080	19	6 460

También hay que notar que en el hidrociclón del caso “empujar a través de”, que es similar a las aplicaciones en tierra, el separador se localiza debajo de las bombas y el motor, dando como resultado que no se necesita de un pasaje para el cable de energía (BEC) a través del

separador En las configuraciones del tipo “jalar a través de”, casi siempre habrá un motor abajo del separador, en cuyo caso debe tomarse en cuenta la necesidad de un pasaje por donde pueda atravesar el cable. Debido a que los diseños del tipo “jalar a través de” requieren de un receptáculo menor para una capacidad equivalente, el pasaje del cable por la parte superior puede ser de más fácil instalación.

4.5.2. Extensiones a los separadores de dos etapas

Kvaerner ha descrito las configuraciones de los separadores para dos casos de entrada de fluidos: (1) bajo contenido de agua y (2) alto contenido de agua La Figura 4.9 muestra estos dos sistemas. El sistema de alto contenido de agua es similar al de separación de una sola etapa para aplicación en tierra.

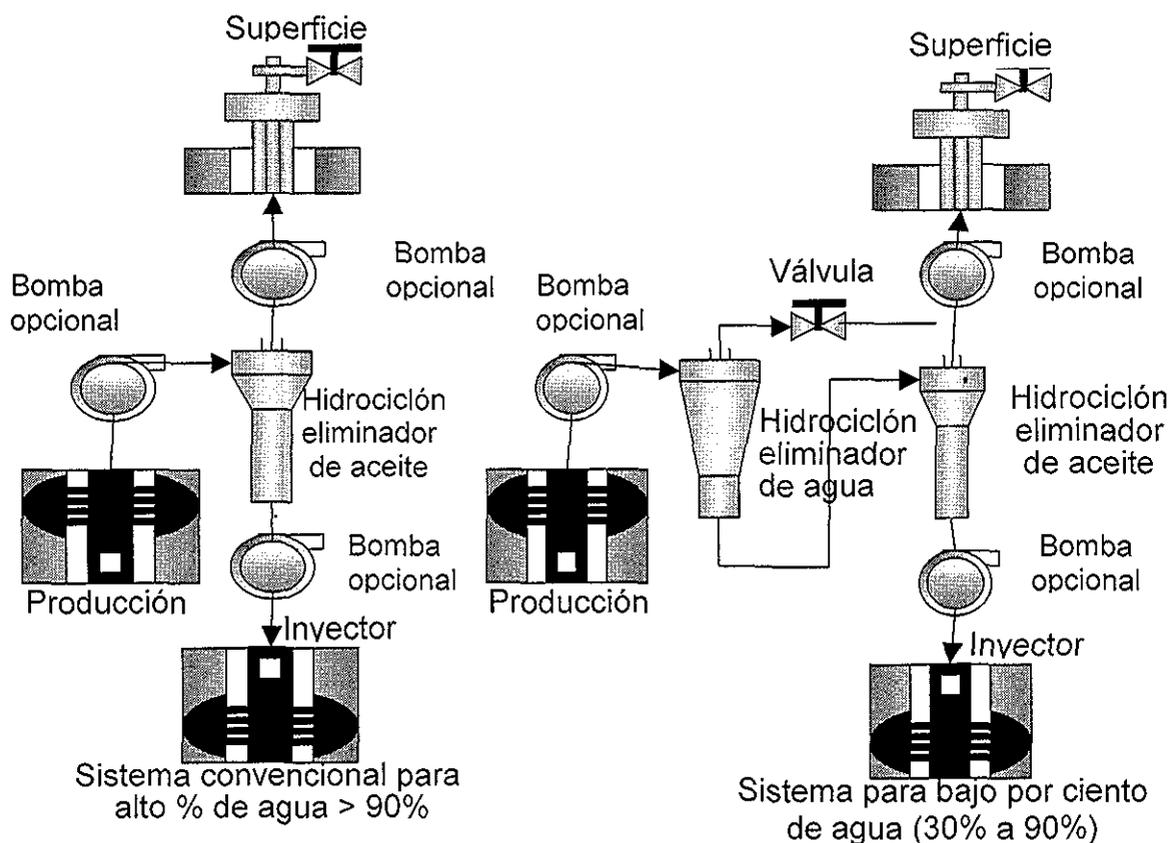


Figura 4.9 Configuración de hidrociclones para alto y bajo contenido de agua¹³

El diseño de dos etapas, presentado tienen una serie de imperfecciones que es probable que puedan ser mejoradas, éstas incluyen:

- Se ha supuesto un estrangulador estático en el hidrociclón eliminador de aceite entre la descarga del agua y la descarga de aceite, para permitirle al sistema operar como un hidrociclón simple, con una división fija.

Esta tentativa puede no ser práctica para pozos con salida rápida de agua, la magnitud del líquido conducido a la superficie se incrementaría ya que el radio de sobre flujo no puede ser cambiado (por ejemplo cuando los pozos cambian su contenido de agua de un 10% a un 70% en un lapso de seis meses). También, si el flujo hacia la superficie es disminuido, para reducir la cantidad de agua, un estrangulador fijo, podría limitar la descarga del hidrociclón eliminador de aceite. Esto puede llevar a una reducción en la eficiencia de separación del eliminador de aceite y se arrastraría más aceite hacia la zona de eliminación (inyección) Para mitigar tales situaciones, un estrangulador en superficie ajustable, proveería unos medios más efectivos para controlar las fluctuaciones. Esto puede permitir un estrangulamiento remoto de hidrociclón eliminador de agua solamente mientras se está manteniendo la tasa de sobre flujo de salida del ciclón eliminador de aceite. Para la discusión remanente, el sistema de separación de Kvaerner será equipado con un estrangulador variable en la corriente de salida de agua y será conocido con las siglas sistema CDS (“Close Unit Dual Stage”).

- El sistema también puede ser diseñado con una bomba dedicada a alimentar los separadores, permitiendo así que el fluido en la descarga del hidrociclón eliminador de aceite sea reciclado. Este paso diluirá la alimentación del hidrociclón eliminador de agua como se muestra en la Figura 4.10 La cantidad de tubería necesaria sería reducida reorientando el paso del aceite expulsado por el separador

eliminador de agua, permitiendo así una corriente de aceite con bajos porcentajes de agua producida hacia la superficie. La descarga del fluido reciclado sería estrangulada con un orificio fijo para mantener una relación de rechazo constante, mientras cambios en el estrangulador de superficie o en la velocidad de la bomba permitan ajustes de las tasas de flujo a través de la etapa eliminadora de agua

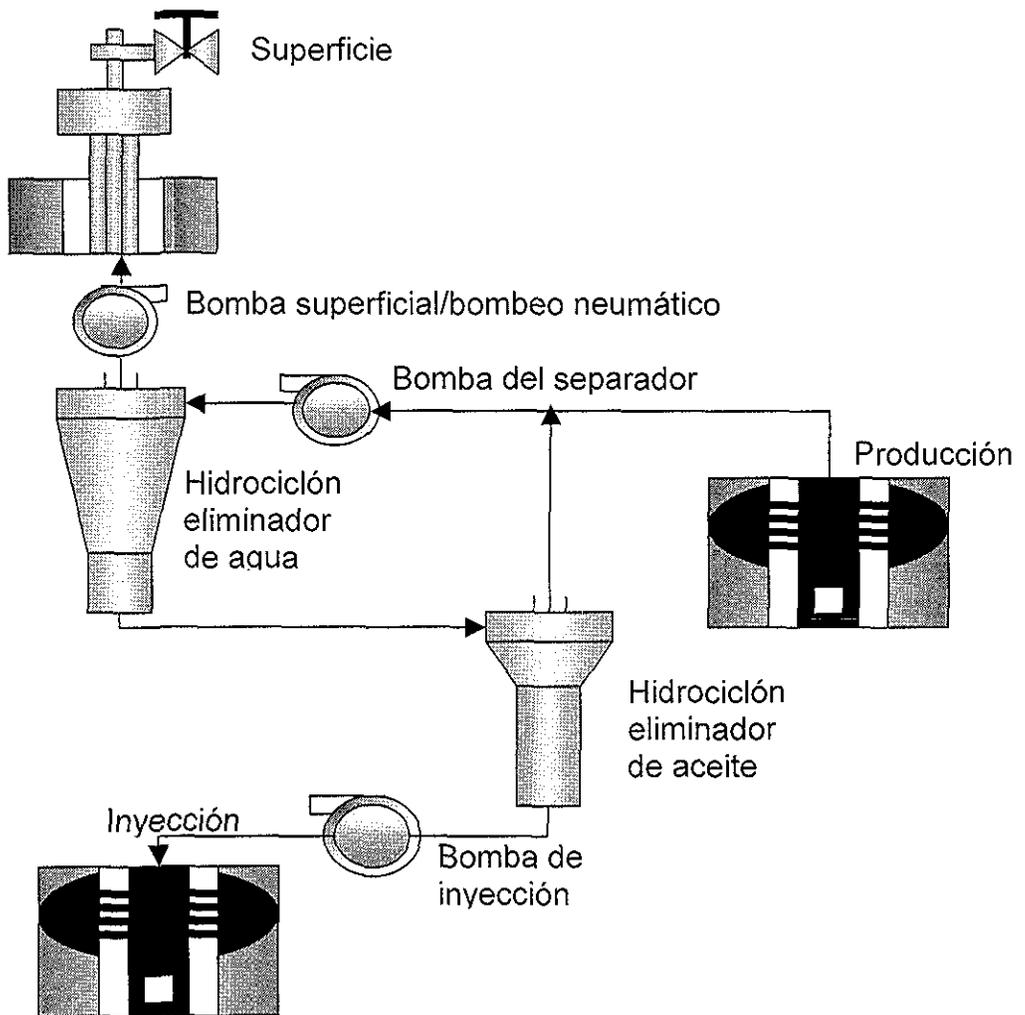


Figura 4.10 Alimentación de un hidrociclón¹¹

La Figura 4.11 compara el porcentaje de eliminación y contenido de agua enviado hacia la superficie, para diferentes cantidades de agua en la alimentación de los dos sistemas. De la misma manera, la diferencia en el contenido de agua en la superficie es pequeña para condiciones de bajos porcentajes de agua. El sistema ODS es capaz de proporcionar bajos contenidos de agua enviados hacia la superficie para todas las condiciones.

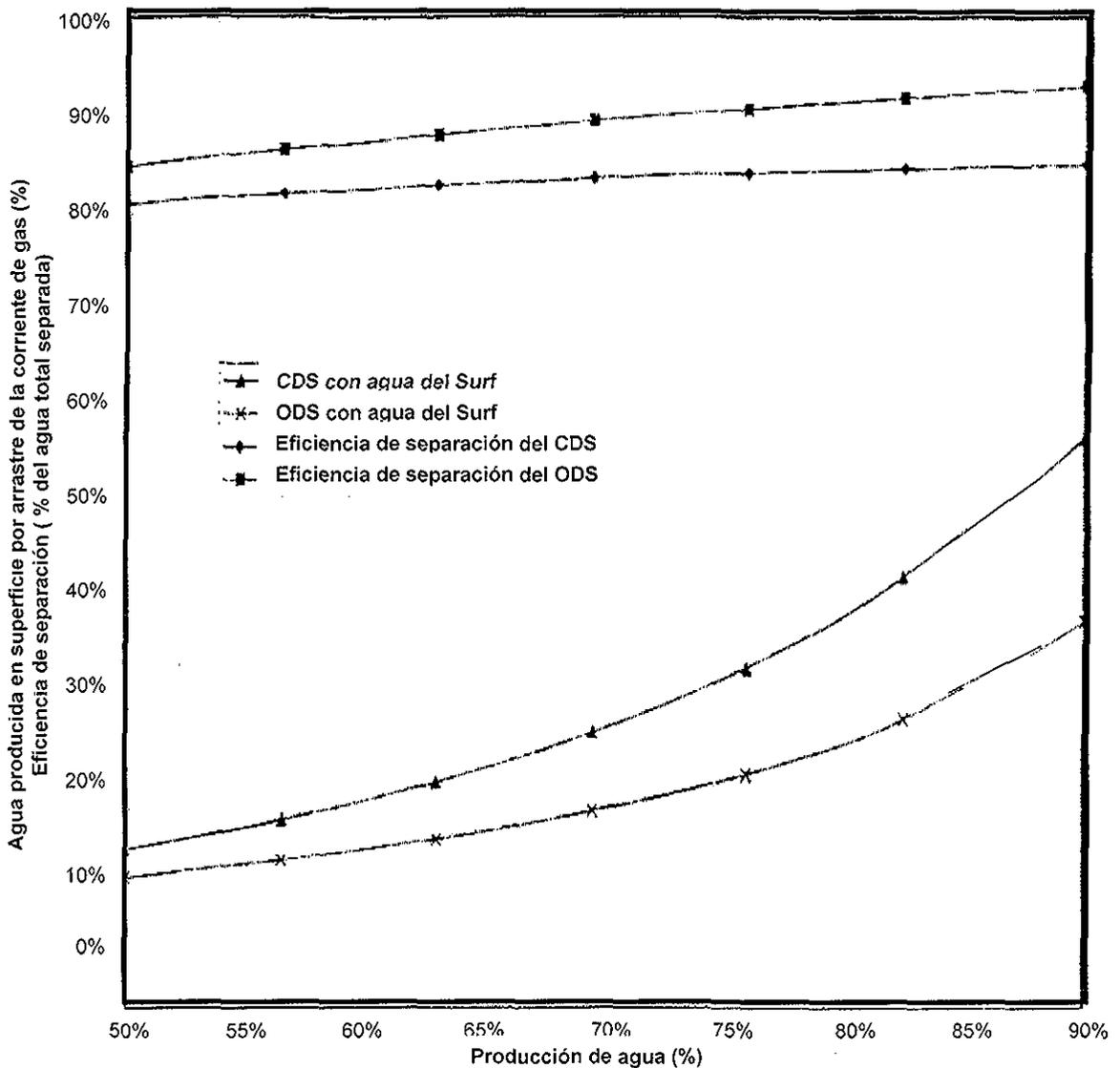


Figura 4.11 Curvas para diferentes concentraciones de agua¹¹

4.5.3. Consideraciones sobre las emulsiones

Dependiendo de las características del fluido, algunas emulsiones aceite-agua pueden ser difíciles de separar si llegan al pozo como una emulsión. Esto es particularmente para emulsiones consistentes de aceite pesado (17–25 °API) y agua producida. Varios estudios han buscado el comportamiento de las emulsiones en sistemas de separación en superficie (Cowie y colaboradores, 1994; Smith, 1988; 1988; Hashmi y colaboradores, 1996). Se ha observado, generalmente, que es difícil diseñar un separador capaz de operar efectivamente con un intervalo amplio de emulsiones, particularmente cuando ocurre una emulsión inversa. Sin embargo, las emulsiones aceite-agua encontradas en el fondo de los pozos no son difíciles de separar debido a:

- Mayor temperatura.- Las temperaturas en el fondo de los pozos generalmente son significativamente mayores que en la superficie y como resultado, la diferencia de densidades entre los fluidos es más grande. En suma, los dos fluidos tendrán una viscosidad menor que hace la separación de la emulsión más fácil, en comparación con la superficie.
- Gas disuelto - La fase de aceite tiene un mayor contenido de gas disuelto en el fondo del pozo comparado con las condiciones de la superficie. Esto reduce la densidad y viscosidad del aceite haciendo más fácil la separación del agua y del aceite.
- Reducción de los esfuerzos cortantes del fluido.- Conforme los fluidos viajan hacia la superficie y entran al separador, son sometidos a esfuerzos cortantes considerables, particularmente cuando pasan a través de estranguladores y líneas de flujo en superficie. En contraste, los fluidos existentes en las perforaciones y que entran al sistema de separación en el fondo del pozo, no han sido expuestos a una gran cantidad de esfuerzos cortantes. La única excepción a esto es cuando el separador es alimentado por una bomba. En este

caso el esfuerzo cortante en los fluidos puede ser minimizado, operando la bomba lo más cercano posible a su punto de máxima eficiencia. Esto asegura que el nivel de turbulencia generado en la bomba se encuentra en el mínimo.

Dadas estas condiciones en fondo de pozo y con la conclusión de Kvaerner, de que los esfuerzos cortantes son un aspecto secundario en contenidos bajos de agua, ya que el comportamiento de la emulsión es dominado por la coalescencia, las emulsiones no serán un problema para separarlas en la superficie.

4.5.4. Variación del contenido de agua

En el diseño que no fue completamente explicado por Kvaerner, la alternativa de si un sistema puede ser diseñado para operar en un intervalo *amplio de contenido de agua*. El diseño del sistema evitaría la necesidad de intervención en los pozos, para cambiar de operación del sistema conforme se incrementa el porcentaje de agua. C-FER cree que los ajustes al sistema de separación son posibles para manejar porcentajes de agua variable, mientras el sistema no tenga que manejar emulsiones inversas.

Es importante mencionar que, conforme el agua producida se incrementa, el sistema tendrá que ser ajustado para reducir la cantidad de agua llevada a la superficie y no sobrecargar las instalaciones superficiales. Los ajustes hechos para condiciones de incremento de agua, en los dos sistemas previamente denominados, CDS y ODS, son descritos a continuación, como un ejemplo de cómo puede ser controlado el sistema.

Sistemas CDS:

- 1) Para disminuir el flujo hacia la superficie, el estrangulador de superficie debe incrementar la contrapresión en la bomba y/o la

velocidad de la bomba debe ser reducida. Esto reducirá el flujo de fluido del fondo de los hidrociclones eliminadores de agua y de aceite.

- 2) Debido a que una porción del flujo superficial proviene del hidrociclón eliminador de aceite ($\cong 10\%$), los cambios de tasa de flujo en la superficie, solamente pueden tener un gran impacto en la tasa de flujo del fluido de los eliminadores de aceite, que puede comprometer su eficiencia de separación o incrementar el riesgo de taponamiento del orificio. Esto puede ser opuesto, ajustando el estrangulador intermedio de fondo de pozos en la descarga del hidrociclón eliminador de agua. Este ajuste del estrangulador es requerido para reducir solamente el flujo de la descarga del hidrociclón eliminador de agua, manteniendo el mínimo flujo requerido a través del orificio del de aceite.
- 3) La velocidad de la bomba de flujo total necesitará ser incrementada para generar suficiente presión para la inyección de los volúmenes incrementados de agua de desecho.

Sistema ODS:

El estrangulamiento en la superficie incrementa la contrapresión y reduce la velocidad de la bomba con la cual se disminuye el flujo hacia la superficie; esto limitará el flujo de fluido que sale del hidrociclón eliminador de agua y forzará más agua dentro del eliminador de aceite. La boquilla de salida del eliminador de aceite es fija y los cambios presentados en la superficie no influyen en la corriente de recirculación, de la misma manera que el caso de arriba

La velocidad de la bomba de flujo total necesitará ser incrementada para generar suficiente presión para la inyección del volumen adicional de agua de desecho

Los sistemas de supervisión son requeridos para controlar la unidad de separación como se delineó. El mayor riesgo asociado con el sistema de separación en fondo de pozo, es el impacto que pueda resultar, es el arrastre de aceite a la zona de inyección. Las consecuencias de esto pueden ser muy severas en ciertas condiciones. El desempeño del hidrociclón eliminador de aceite, es óptimo cuando el flujo de aceite tiene un contenido de agua entre 43% y 50% (BHPS). Como un buen resultado es importante y suficiente con medir el contenido de agua de esta corriente para asegurar que la separación está optimizada y que la zona de eliminación se encuentra protegida.

4.5.5. Hidrociclones rotatorios

CERG en Francia ha invertido esfuerzos considerables en pruebas para el desarrollo de un hidrociclón rotatorio para obtener agua limpia. El desempeño de estos sistemas se reporta como comparable a los hidrociclones estáticos (Cowie, 1994, Triponey, 1992); sin embargo, solamente un número de pruebas limitadas de largo alcance, han sido llevadas a cabo usando este tipo de separador. Las mayores dificultades están asociadas con el control dividido y el gran número de partes móviles, que tienen una gran tendencia a fallar. Basados en la relativamente corta historia de este tipo de separadores y la carencia de una mayor información acerca del comportamiento, se pensó que éste debería proseguir para el uso de esta investigación en el fondo del pozo, en el caso que si los hidrociclones estáticos fallaran en cumplir con sus expectativas esperadas.

Basados en las revisiones de Kvaerner y C-FER y en la tecnología relevante de los hidrociclones, se considera factible desarrollar un ensamble de separación basado en los hidrociclones que asegurarán que un fluido con un contenido de agua mínimo de 10% pueda ser llevado a la superficie y que la calidad del agua de desecho contenga menos de 500 ppm de aceite. La operación de tal separador será, sin embargo, ligeramente dependiente

de las características de las emulsiones aceite y agua presentes en la corriente de alimentación. Los sistemas de separación de doble etapa pueden ser diseñados para operar con porcentajes de agua desde 30 hasta 90 en tanto que la emulsión inversa de los fluidos no ocurra.

Basados en reglas rudimentarias, el diseño de la capacidad de los ensambles de los hidrociclones ha sido estimado para diferentes tamaños de T. R. En una tubería de revestimiento de 244 mm, los resultados sugieren que es factible para hidrociclones eliminadores de aceite colocados en una tubería de 193.7 mm alcanzando una capacidad de separación de 3 300 m³/d con un separador del tipo "empujar a través de" y 4 595 m³/d con un separador del tipo "jalar a través de". Los límites comparables para los hidrociclones eliminadores de agua son 3 060 m³/d para uno del tipo "empujar a través de" y 4 595 m³/d para uno del tipo "jalar a través de".

Aplicación de Ciclones a la Separación Agua–Aceite en Fondo de Pozo.

El concepto básico del sistema de separación en el fondo del pozo, consiste en acondicionar en el aparejo de producción un equipo hidrociclón estático que lleve a cabo la separación líquido-líquido por efecto de la fuerza centrífuga, a la altura de la zona productora, siendo el agua separada reinyectada a su medio en una formación inferior del mismo pozo, en tanto que el aceite, con baja fracción de agua, es enviado a la superficie.

La bomba principal es una unidad estándar de descarga en el fondo; la flecha de la bomba usa un cople conector para conectarse a la del motor; el tipo de bomba y número de etapas depende de la capacidad de admisión de la formación receptora

La mezcla agua-aceite pasa a la bomba a través de tubos de transferencia y es enviada al hidrociclón; el número de tubos depende del gasto, y el agua separada es inyectada en la zona receptora quedando aislada mediante un(os) empacador(es).

El sistema artificial utilizado con el separador de fondo se diseña en función de las características particulares del pozo en que se aplicará, dependiendo de la localización y especificaciones de la zona de inyección y de la presión requerida para enviar los fluidos hasta la superficie. Un sistema puede contener una o dos bombas instaladas, los sistemas con dos bombas permiten ahorrar potencia cuando la presión requerida para la inyección del agua es menor que la necesaria para enviar el aceite separado a la superficie

Los tres requerimientos principales para la separación y eliminación del agua producida en fondo de pozo, son:

- (1) Un sistema de separación agua-aceite efectivo (y un separador de gas, si el fluido está abajo del punto de burbuja);
- (2) Una zona de inyección accesible desde el agujero del pozo productor; y
- (3) Un sistema para proporcionar energía al fluido producido en el fondo del pozo.

Comparadas con la superficie, las condiciones en el fondo del pozo son óptimas para la separación del agua producida por las siguientes razones:

- Mayor temperatura de los fluidos
- Menor densidad relativa de los fluidos, debido a la mayor temperatura y a los gases disueltos.
- Mayor diferencia de densidades relativas, lo que ayuda a la separación de las fases.
- Mínima dispersión de las gotas de aceite por esfuerzos cortantes.

5.1 Sistema de bombeo mecánico - Separador agua / aceite

La tecnología de separación agua-aceite en el fondo de pozo, aplicado el sistema de bombeo mecánico, se llevó a cabo después de un análisis en el que se conceptualizó, el demostrar que el sistema de bombeo mecánico fuera mecánica e hidráulicamente operable, con la factibilidad de aplicar la separación agua-aceite en fondo de pozo y que no emigrara aceite hacia la zona de inyección, además de conocer y tener bien definido su principio de operación. A continuación se hace una descripción general muy breve del sistema artificial de bombeo mecánico.

5.1.1 Descripción General.

El sistema de bombeo mecánico (BM) se compone esencialmente de las siguientes partes:

- **La Bomba Sub – superficial.**- Accionada por varillas de succión.
- **La Sarta de Varillas de Succión.**- Que transmite el movimiento y la potencia superficial a la bomba sub-superficial; también se incluyen las sargas de tuberías de producción y revestimiento dentro del que la varilla de succión opera y se conducen los fluidos bombeados a la superficie.
- **Equipo de Bombeo Superficial.**- Cambia el movimiento de rotación del motor principal a movimiento oscilatorio lineal de bombeo.
- **La unidad de transmisión de potencia o reductor de engranes.**
- **El motor principal.**- Proporciona la energía necesaria al sistema.

La Figura 5.1 ilustra los diferentes componentes de un Sistema de Bombeo Mecánico.

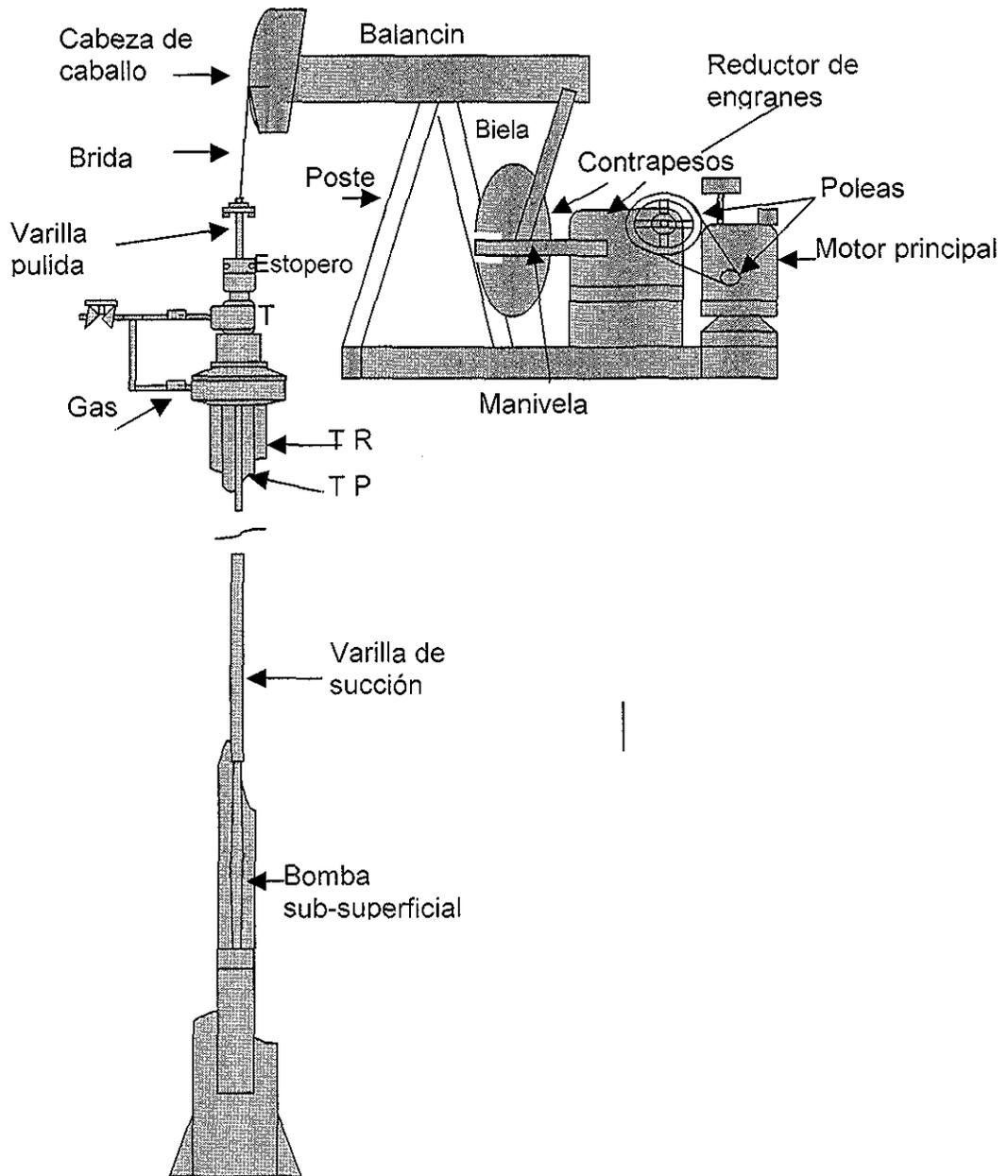


Figura 5.1 Sistema de bombeo mecánico superficial²⁰.

Las unidades de BM, de acuerdo a su geometría, se clasifican en dos tipos de sistema:

El sistema Clase I.- Para el cual el reductor de engranes o de velocidad se encuentra colocado en la parte trasera de la unidad con el eje

central a la mitad de la viga y está representado por la unidad convencional de bombeo.

El Sistema Clase III - Tiene una geometría de levantamiento en la que el reductor de engranes va colocado al frente de la unidad; representado por las unidades aerobalanceadas y Mark II, donde el eje central está localizado atrás de la viga.

El movimiento rotatorio de la manivela se convierte en movimiento oscilatorio por acción del balancín. La manivela se conecta al balancín por medio de una biela y el balancín es soportado por el poste Sampson y el cojinete principal.

La cabeza de caballo y la brida o arreglo del cable colgador, son usados para asegurar que el movimiento de la sarta de varillas de succión sea vertical todo el tiempo y no se aplique flexión en ningún momento en alguna parte de la varilla pulida arriba del estopero. La combinación de la varilla pulida y el estopero es usada para mantener un buen sello en la superficie y evitar fugas.

Uno de los aspectos más importantes del diseño de la instalación de BM, es la selección del contrabalanceo para reducir la cantidad de requerimiento de torsión del motor principal y reductor de engranes.

Para la unidad de BM de tipo convencional, el contrabalanceo se logra mediante la colocación de pesos auxiliares directamente sobre el balancín (esto es generalmente para unidades pequeñas) o colocando contrapesos para la rotación de la manivela o por una combinación de ambos para unidades de bombeo grandes.

Otra consideración importante en una instalación de bombeo, es el motor principal, actualmente son usados dos tipos básicos: motores eléctricos y de combustión interna

La ventaja de los motores eléctricos sobre los otros es su bajo costo inicial y de mantenimiento. Los motores eléctricos proporcionan servicios

confiables en diferentes condiciones de medio ambiente y puede ser fácilmente adaptado dentro de un sistema automatizado.

Otro aspecto importante del equipo de transmisión superficial es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo, esta reducción de velocidad se realiza por medio del reductor de engranes o con las poleas del motor.

A continuación se describen los componentes principales del Sistema de BM.

Bomba Sub-superficial

Sus funciones son: admitir fluido de la formación al interior de la sarta de producción y principalmente, elevar el fluido admitido hasta la superficie.

La bomba sub-superficial movidas por varillas se dividen en tres tipos:

- a) Bombas de Tubería de Producción
- b) Bombas de Inserción
- c) Bombas de Tubería de Revestimiento.

a) Bombas de Tubería de Producción

Las bombas de tubería de producción por ser de un diámetro mayor, pueden manejar volúmenes mayores de líquido que las bombas de inserción; sin embargo, la carga de fluidos sobre la unidad de bombeo es mayor.

Un factor importante que debe tomarse en cuenta es el alargamiento de las varillas por la carga de fluido, lo que se traduce en una disminución en la carrera efectiva del émbolo, siendo más crítica a medida que aumenta la profundidad del pozo

b) Bombas de Inserción

Se les denomina bombas de inserción porque el conjunto total de la bomba (barril, émbolo y válvula estacionaria o de pie) que va conectado en el extremo inferior de la sarta de varillas, se inserta en un niple de asiento (Zapata-candado) instalado en la tubería de producción. Esto representa una ventaja sobre las bombas de tubería de producción, ya que para hacer una reparación o sustitución de la bomba, no es necesario extraer la tubería de producción. La bomba de inserción se desancla y se extrae con la sarta de varillas.

c) Bomba de Tubería de Revestimiento.

Este tipo de bombas incluye todas aquellas que utilizan tubería de revestimiento en lugar de tubería de producción, a través de la cual el fluido se bombea a la superficie. Una bomba de TR se corre dentro del pozo con varillas de succión y empacador uno u otro en la parte superior o inferior del barril de trabajo, proporcionando un sello entre el barril de trabajo y la TR, la TP no se utiliza en este tipo de instalación.

Sarta de varillas de succión

La función de la sarta de varillas de succión es transmitir el movimiento de bombeo superficial y la potencia, a la bomba sub – superficial.

Su diseño consiste esencialmente en determinar la sarta más ligera y por lo tanto, la más económica, que pueda utilizarse sin exceder el esfuerzo de trabajo de las propias varillas.

Cuando las bombas están colocadas a profundidades mayores de 3500 pies, generalmente es deseable utilizar sarta telescopiadas; es decir, consistentes en diferentes diámetros de varillas. Este arreglo resulta en una

carga más pequeña en el equipo superficial, que la que se obtendría con una sarta de un solo diámetro y representa un ahorro en el costo de las varillas de succión

Equipo superficial de bombeo

Su función es transferir energía del motor principal a la sarta de varillas de succión. Para hacer esto, el equipo debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal, a uno reciprocante en las varillas de succión y debe bajar la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo. La reducción de velocidad se logra en el reductor de engranes y al resto del equipo le concierne el cambio de movimiento rotatorio a reciprocante.

La unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial, es la varilla pulida, ésta pasa a través del estopero y el fluido que ha sido elevado a la línea de flujo a través de una conexión tipo "T"

Reductor de engranes

Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada.

La polea del reductor de engranes es el elemento que recibe la potencia del motor principal a través de bandas. La relación del diámetro de la polea del reductor de engranes al diámetro de la polea del motor, y la disminución de velocidad en el reductor de engranes, determinan la reducción total de velocidad del motor principal hasta la varilla pulida.

Motor principal

La función del motor principal es proporcionar a la instalación energía mecánica, que eventualmente es transmitida a la bomba y usada para elevar

el fluido. El motor principal seleccionado para una unidad dada, debe por supuesto, tener suficiente potencia para elevar el fluido al ritmo deseado desde el nivel de trabajo del fluido en el pozo

5.1.2 Bombeo mecánico con sistema separador agua - aceite

El diseño conceptual del sistema de separación de bombeo se presenta en la Figura 5.2 y cuenta con los siguientes elementos:

- Una varilla accionadora del sistema separador
- Una bomba para extracción de aceite (P_2)
- Un sello de varilla
- Una bomba para la inyección de agua (P_1)
- Un separador hidrociclón

La varilla del sistema separador va acoplada a la varilla pulida del sistema de bombeo mecánico, la cual le da movimiento al sistema de separación. La bomba P_2 que es impulsada por esta varilla, envía a la superficie los fluidos separados por el hidrociclón. El sello de esta varilla permite aislar al agua separada del fluido separado. La bomba P_1 envía el agua a la zona de inyección a través de un bypass.

Es importante mencionar que el fluido entra primero al hidrociclón y posteriormente el agua y el aceite, ya separados entran a la succión de las bombas respectivas. Éstas basan su funcionamiento en un arreglo de válvulas de retención (check). El funcionamiento de este sistema depende en su totalidad de la varilla pulida del sistema de bombeo mecánico.

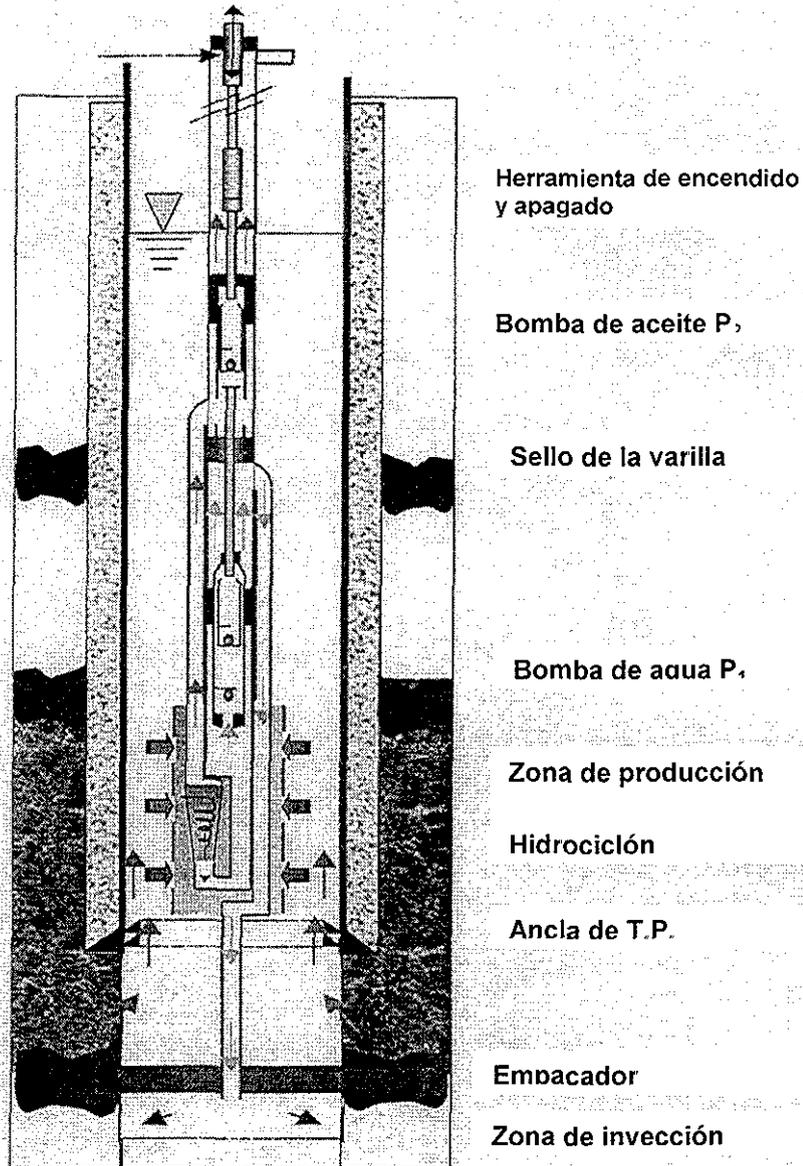


Figura 5.2 Separador agua-aceite acoplado al sistema de bombeo mecánico²⁰

5.2. Sistema de bombeo electrocentrífugo, sistema separador agua-aceite

La tecnología del separador agua – aceite a fondo de pozo, acoplado al sistema de Bombeo Electro centrífugo (BEC) al igual que el BM y de Cavidades Progresivas (BCP), requiere de conocer bien los principios de operación para cada uno, de esta manera se podrán conceptuar, analizar y

hasta sugerir nuevos arreglos para pozos a proponer. Por este motivo a continuación se hace una breve descripción generalizada del sistema de BEC; posteriormente se analiza y describe con y sin el acoplamiento del separador

5.2.1. Descripción general del bombeo electrocentrífugo.

Equipo sub - superficial:

Bomba sumergible.

Existen diferentes diseños para aplicaciones particulares y cada uno tiene sus propias ventajas, desventajas y limitaciones. Las bombas centrífugas son de múltiples etapas y cada una consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tipo de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse y el número de etapas indica la carga generada y la potencia requerida.

Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico, además del punto de operación de la bomba. A fin de evitar dichos empujes, la bomba debe operar dentro de un intervalo de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que va del 75% al 125% del punto de mayor eficiencia de la bomba

Protector del motor o sección sellante

El protector en general ejecuta cuatro funciones básicas:

- Conecta las carcasas de la bomba y del motor, uniendo la flecha impulsora del motor con la de la bomba.
- Aloja el cojinete que absorbe el empuje axial desarrollado por la bomba

- Evita la entrada de fluido del pozo al motor
- Realiza la función de un recipiente para compensar la expansión y contracción del aceite del motor, debido al calentamiento y enfriamiento de éste cuando la unidad trabaja y se para.

Motor sumergible

El motor es la fuerza impulsora que hace girar a la bomba. Los motores se llenan con un aceite mineral altamente refinado que debe proporcionar resistencia dieléctrica, lubricando los cojinetes y dando una buena conductividad térmica.

La profundidad de colocación es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Los requerimientos de amperaje pueden variar desde 12 a 130 amperes. La potencia requerida se logra aumentando la longitud de la sección del motor.

Separador de gas

El separador de gas es una sección normalmente colocada entre el protector y la bomba y sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba, separa el gas libre del fluido y lo desvía de la sección de la bomba. El separador puede ser efectivo pero es difícil determinar su eficiencia con exactitud.

El separador es una ayuda en la prevención del candado de gas y normalmente permite un bombeo más eficiente en pozos gasificados.

Cables

La potencia se suministra al motor por medio de un cable eléctrico. Un intervalo de tamaños del conductor permite cubrir los requerimientos del

motor El tamaño apropiado del cable lo determinan el amperaje, la caída de voltaje y el espacio disponible entre la tubería de revestimiento y la de producción.

Equipo Superficial

Tablero de control

Los tableros de control son a prueba de agua y están disponibles en varios tamaños, acompañados de accesorios para ajustarse a cualquier instalación de bombeo. Los hay desde unidades muy simples con un botón magnético y protección de sobrecarga hasta muy complejos, ensamblados con fusibles de desconexión, amperímetro, protección de baja carga y sobrecarga, luces, relojes para bombeo intermitente e instrumentos para operación automática o a control remoto.

Transformadores

Para uso en equipo superficial se fabrican transformadores estándar trifásico, auto transformadores trifásicos o bien, conjuntos de tres transformadores de fase única. Estas unidades están diseñadas para convertir el voltaje de la línea primaria al requerido por el motor, además de estar equipados con dispositivos especiales (taps) que permiten ampliar los valores de voltaje en la salida del transformador.

Caja unión

Por razones de seguridad, la caja unión está localiza entre el cabezal del pozo y el transformador. La caja unión impide el viaje del gas a través del cable superficial hasta el transformador, eliminando así el riesgo de incendio o explosión.

La Figura 5.3 representa un sistema de BEC con las partes esenciales del mismo.

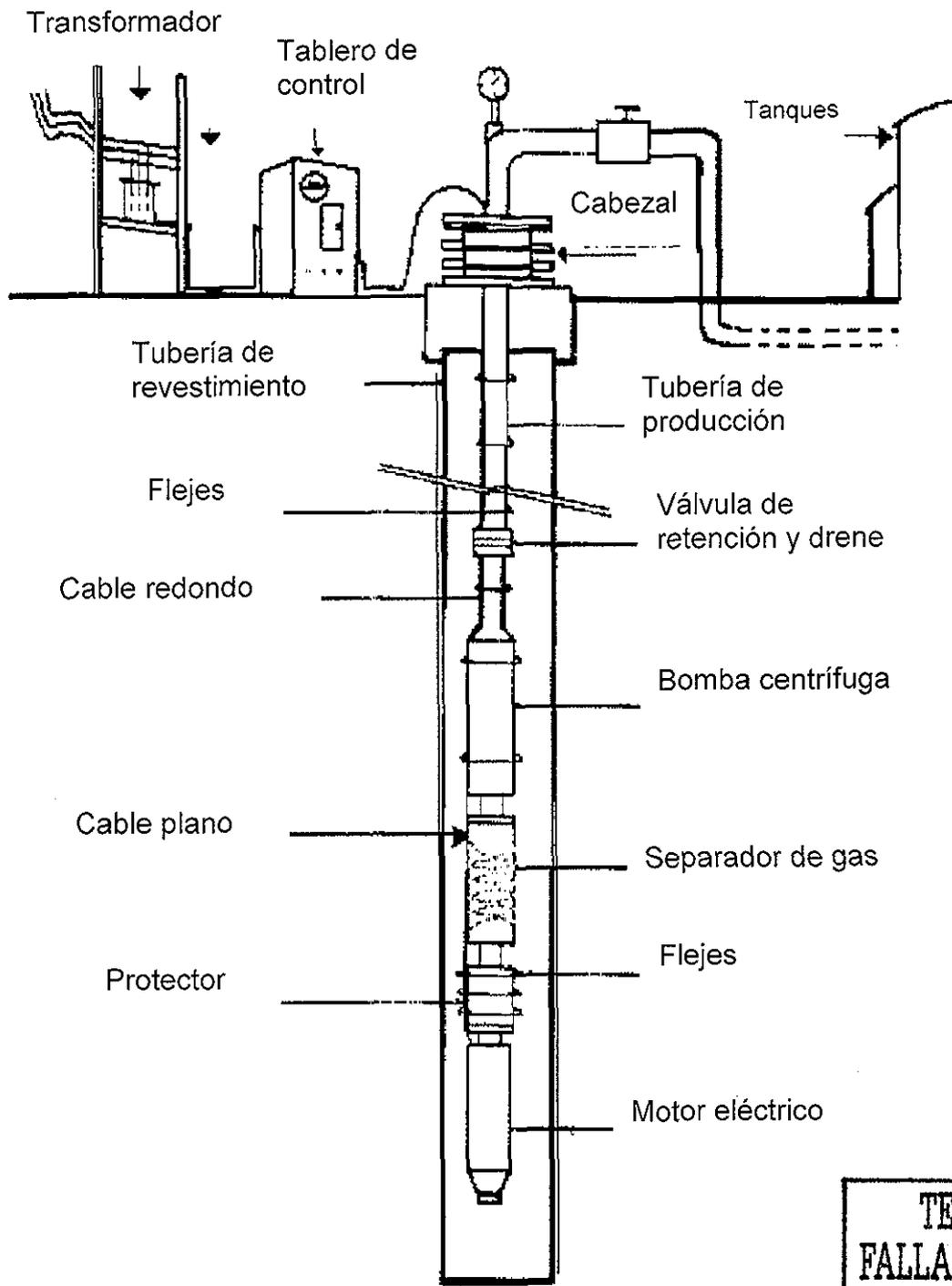


Figura 5.3 Distribución de los componentes de bombeo eléctrico instalado en un pozo²⁰

5.2.2 Sistema de bombeo electrocentrífugo con sistema separador agua-aceite

En la Figura 5.4 se presenta un esquema del sistema de BEC con sistema DHOWS, el cual ha sido probado con éxito en tuberías de revestimiento de 7 y 5 ½ pg. ; éste lo conforman los siguientes elementos:

- Una bomba de producción para enviar el aceite separado a la superficie
- Una bomba para la inyección del agua separada
- Motores y protectores para alta presión
- Un hidrociclón para la separación agua aceite
- Empacadores
- Sistemas de alimentación de energía y control

Cabe señalar que hay configuraciones con un solo motor para accionar las bombas de producción e inyección, y que las características de las bombas dependen del gasto y tipo de fluido a manejar.

El fluido producido entra tangencialmente al hidrociclón, donde son separadas las corrientes de agua y aceite; el aceite es descargado a la succión de la bomba de producción a través de tubos de transferencia para su envío a la superficie, mientras que el agua es descargada directamente a la succión de la bomba de inyección para su envío a la zona de inyección.

Se ha desarrollado un sistema de monitoreo que mide el flujo que entra al pozo y la presión de la zona de inyección. El sistema también permite el monitoreo de otros parámetros como son: la temperatura del motor y la corriente demandada, para detectar esfuerzos anormales por taponamiento o cambios en las condiciones de los fluidos manejado.

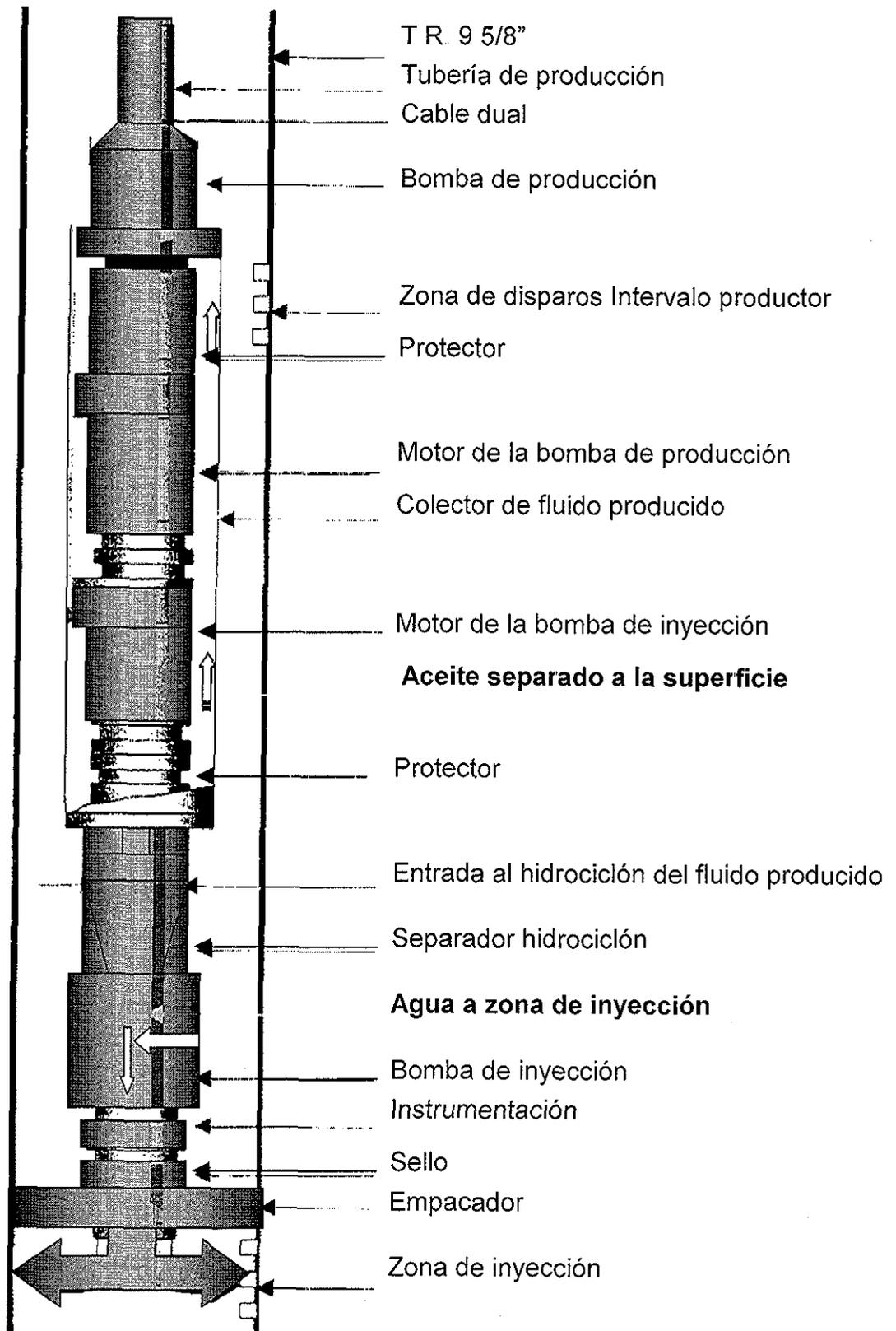
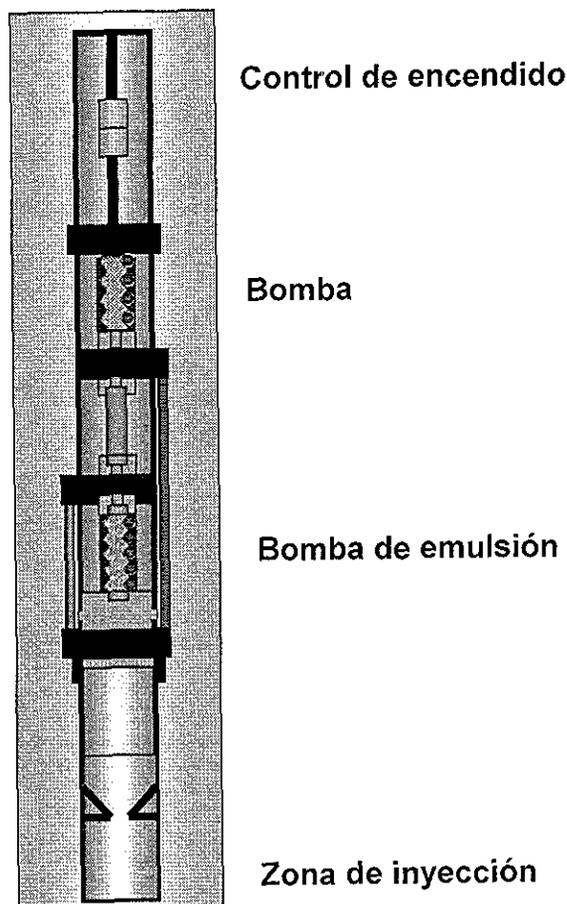


Figura 5.4 Sistema separador – bombeo electrocentrífugo²⁰

5.3 Sistema de bombeo de cavidades progresivas, sistema separador agua-aceite.

El aparejo BCP opera sumergido en el fluido del pozo, suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción, impulsado desde la superficie por varillas con movimiento giratorio y accionado a través de un sistema de transmisión apropiadamente conectado a la fuente de potencia por medio de poleas, bandas y masas. Adicionalmente, un conjunto de engranes, interruptores y fusibles, permiten controlar la operación de todo el sistema. En la Figura 5.5 se ilustra la ubicación de los componentes instalados en el sistema de BCP.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 5.5 Aparejo de bombeo de cavidades progresivas (BCP)²⁰.
La figura anterior muestra los componentes principales, que son:

Componentes superficiales:

- Reductor de engranes
- Estopero
- Tablero de control
- Motor eléctrico
- Poleas y bandas

Componentes sub-superficiales:

- Bomba (Rotor y Estator)
- Varillas de succión
- Tubería de producción

Otros elementos como el freno, sensores de presión y accesorios forman parte importante del aparejo y permiten asegurar una operación más confiable

En el interior del estator, gira el rotor impulsado desde la superficie por varillas de succión convencionales. Este movimiento genera cavidades de tal manera que el fluido que llega a la primera cavidad es inmediatamente impulsado hacia la siguiente en forma progresiva ascendente, hasta la descarga de la bomba, la que debe encontrarse permanentemente sumergida en el fluido que se bombea. De esta forma, el fluido en su trayectoria llega hasta el cabezal de tuberías donde se canaliza a la línea de descarga

El estopero permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide el derrame de los fluidos a la superficie; la varilla pulida es el medio de conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas de succión.

El reductor de engranes es el sistema de transmisión de potencia del motor a la sarta de varillas. Con él se logra que el movimiento giratorio horizontal de la flecha del motor se convierta en movimiento giratorio sobre la varilla pulida. Adicionalmente, constituye el medio para reducir la

velocidad de la flecha del motor a una velocidad de bombeo adecuada. Esta velocidad varía en función de la relación de diámetros entre la polea montada en la flecha del motor y la montada en la flecha del reductor de engranes

El movimiento rotatorio de la flecha del motor, se transmite a la del reductor de engranes por medio de bandas que corren sobre dichas poleas

El tablero de control es la parte del aparejo de producción a través de la cual se alimenta de energía eléctrica al motor; que en algunos casos necesita del uso de un transformador, para elevar el voltaje hasta el requerido por el motor.

5.3.1.- Sistema de bombeo de cavidades progresivas, con separador de fondo.

En la Figura 5.6 se muestra un esquema del separador de fondo acoplado a un sistema de cavidades progresivas, que consta de los siguientes elementos.

- Un control de encendido
- Una bomba para el aceite separado
- Una bomba para la mezcla de fluidos
- Un hidrociclón

El fluido entra a la bomba inferior, de donde es enviado al hidrociclón y una vez separadas las dos fases, el agua va directamente a la zona de inyección y el aceite a la superficie, por medio de la bomba superior

Cabe señalar que este sistema utiliza el mismo eje rotor para enviar el fluido a la superficie y reinyectar el agua a la zona receptora.

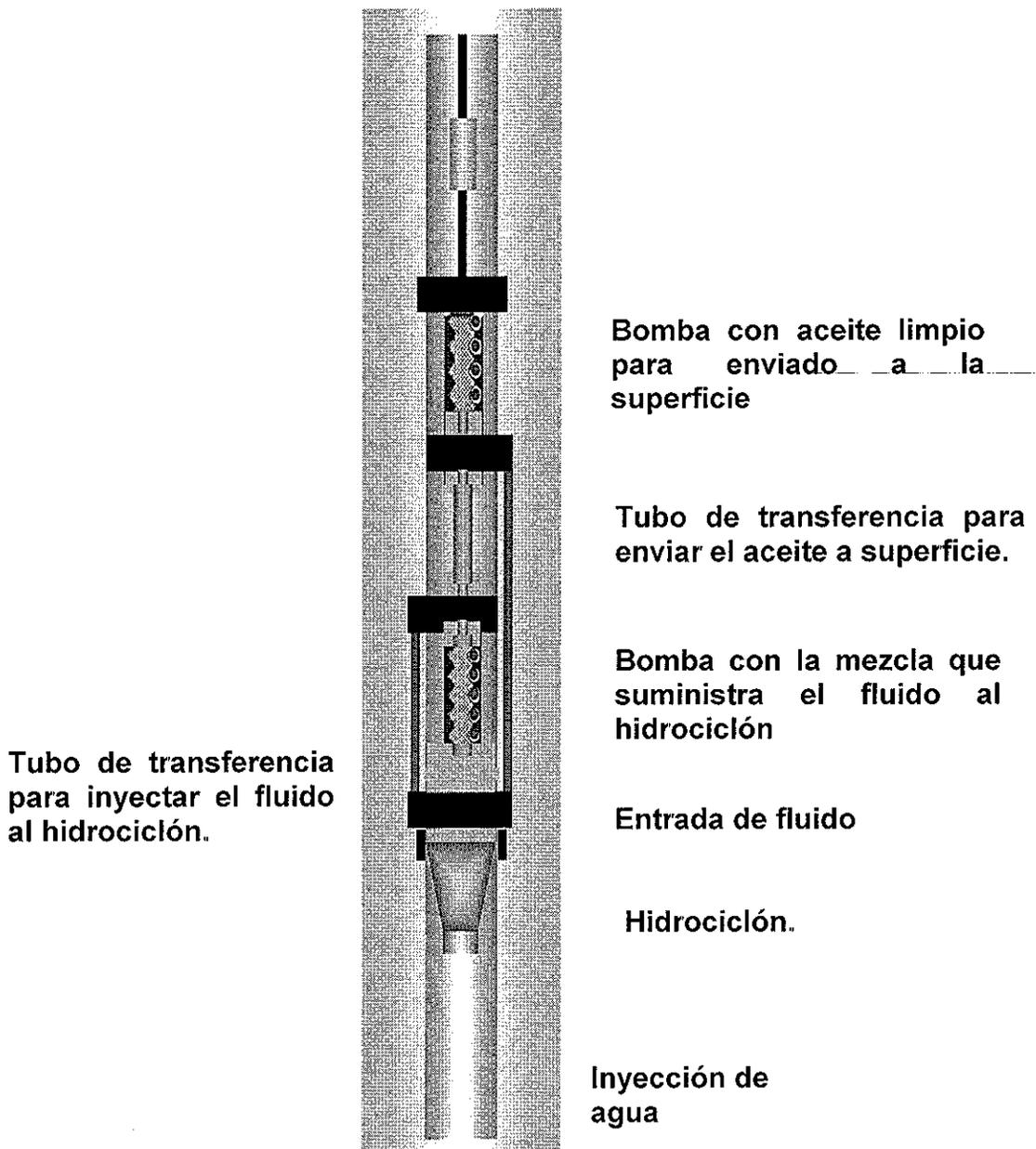


Figura 5.6 Esquema del separador de fondo acoplado sistema de bombeo de cavidades progresivas

5.4. Proceso de selección de los pozos candidatos

El criterio para la selección de los pozos candidatos, es similar tanto en BM como para BEC y BCP (ver tabla 5 1). Los candidatos fueron enlistados bajo los siguientes criterios:

Tabla 5.1 Criterio de selección para el sistema de bombeo mecánico

Criterio de aplicación	Prueba de campo más conveniente.	Comentarios
Características del pozo		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Profundidad ▪ Condición del pozo ▪ Diámetro del pozo ▪ Integridad de la cementación ▪ Equipo existente ▪ Localización ▪ Suministro de energía 	<p>< 1 000 m</p> <p>Con T.R. : estable y sin daño</p> <p>> 5.5 pg. (1" o más es deseable)</p> <p>De alta confianza</p> <p>Capacidad media del BM</p> <p>Próxima</p> <p>De confianza</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Minimiza costos por intervención y minimiza la temperatura del yacimiento ▪ Mayor control de los fluidos en el pozo ▪ Minimiza riegos de filtración de agua cerca del área interior del pozo ▪ Bajos costos para pruebas ▪ Permite un fácil ajuste del gasto de la bomba para pruebas ▪ Minimiza pérdidas de tiempo y sostiene costos ▪ Reduce variaciones
Características de producción		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relación agua-aceite (RAA) ▪ Relación gas-aceite (RGA) ▪ Gasto total del fluido ▪ Variación de la producción ▪ Historia de bombeo 	<p>40 – 100</p> <p>Baja</p> <p>> 20 m³/d, pero < 100 m³/d.</p> <p>Estable</p> <p>Fallas bajas en el gasto</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aplicaciones más cerradas de hidrociclones, riesgos económicos más bajos ▪ Minimizan el impacto en bombas ▪ Volúmenes razonables para una unidad hidrociclón relativamente pequeña ▪ Minimiza riesgos y costos (supone de 1 a 2 conos con gasto máximo de 300 m³/d/cono) ▪ Evita picos de aceite ▪ Indica un régimen de operación normalmente bueno y bien entendido para bombas de BM
Características del yacimiento.		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Permeabilidades <ul style="list-style-type: none"> ○ vertical ○ horizontal ▪ Zona de depósito ▪ Zona de agua 	<p>Baja y /o barreras</p> <p>Alta</p> <p>Más baja en yacimientos productores.</p> <p>Densa y accesible</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Minimiza importancia de reciclados. ▪ Caso normal para operaciones con RAA alta ▪ Minimiza reciclado potencia y reduce costos de prueba.
Características de los fluidos del pozo.		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Densidad del aceite. ▪ Impurezas 	<p>Media (20 a 30° API).</p> <p>Mínimo arenas, sin parafinas y asfaltenos</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fácil separación ▪ Minimiza variaciones para análisis iniciales de prueba

I) Características del pozo.

Se desea que las características del pozo faciliten el diseño e instalación del sistema. Los principales factores del pozo considerado fueron:

- Profundidad de la zona productora: media, de preferencia menor a 1000 m
- Condiciones del pozo: Arreglo del pozo en buen estado
- Diámetro del pozo: Pozos terminados con TR's de 7 pg (177 mm)
- Integridad de la Cementación /barreras atrás de la TR y del fondo del pozo: Buena cementación y /o barreras para prevenir la recirculación entre la zona productora y disponible.
- Equipo existente: Sistema de producción de BM

II) Características de producción

- Relación agua–aceite (RAA o WOR): Se desea una RAA >30
- Relación gas–aceite (RGA): Una RGA baja < 50 m³/m³
- Gasto total: Entre 15 y 30 m³/d (94 y 188 BPD)
- Variabilidad del flujo: Especialmente gastos estables
- Historia de Bombeo: Se desea seleccionar un pozo donde los problemas de bombeo sean mínimos, para lograr el funcionamiento esperado del sistema separador.

III) Características del yacimiento

- Permeabilidades: Se pretende tener un pozo con suficientes barreras horizontales, para evitar la recirculación temprana entre las zonas productoras y disponibles
- Zona disponible: Fácilmente accesible, la zona disponible con un alto a moderado índice de inyectabilidad
- Zona de agua: Está puede ser accesible con una cantidad mínima de incremento de trabajo.

IV) Características de los fluidos del pozo.

- Gravedad del Aceite: Crudo ligero es preferible para una óptima operación
- Impurezas: Preferentemente ninguna pero en las mínimas cantidades de arenas, sólidos, parafinas y asfáltenos, etcétera.

5.4.1 Mejoramientos al proceso de selección

- Preparar y mantener una pequeña lista de dos o tres pozos candidatos, similares para una nueva prueba de campo de la tecnología, es ventajosa ya que:
 - Si se encuentran problemas con el primer pozo candidato, la prueba puede ser cambiada a un segundo pozo candidato, con una mínima cantidad de caminos ya existentes.
 - El incremento de costos de revisión y de peaje de algunos pozos es significativamente menor que la repetición posterior del proceso, quizás con diferente personal que pueda aprender el proceso de selección del candidato.
 - Si el sistema proporciona lo mismo, la tecnología puede ser rápidamente aplicada para otros pozos candidatos.
- Seleccionar pozos candidatos que requieran los mínimos trabajos de reintervención para minimizar los costos y lograr el anterior período de producción, sirviendo como una línea base contra la cual el funcionamiento de la tecnología pueda ser medida. Minimizando cambios al equipo actual y los parámetros de operación también pueden ayudar a maximizar la probabilidad de una prueba de campo futura.
- Terminar una revisión detallada de cada pozo candidato, para lograr que la información contenida en la historia del pozo sea una representación correcta y exacta de las condiciones del mismo en el campo.
- Terminar un diseño preliminar del sistema DHOWS para los mejores candidatos. Basados en este diseño, evaluando la terminación existente y el equipo superficial y sub – superficial para adaptarlo.

5.5 Aplicación de ciclones a la separación gas-agua en fondo de pozo

La tecnología de la separación gas-líquido actualmente usada por la industria petrolera, está basada principalmente en separadores tipo vasija los cuales son grandes y pesados para su transportación. En años

recientes la industria ha mostrado interés en el desarrollo y aplicación de separadores alternos; una opción es el uso de separadores compactos en línea, como los ciclónicos para gas-líquido.

El flujo en el ciclón forma un movimiento en espiral y la separación de las dos fases debido a la fuerza centrífuga. El líquido es forzado radialmente a las paredes del cilindro y es producido en la parte inferior, mientras que el gas es forzado radialmente hacia el centro del ciclón saliendo por la parte superior.

Las principales aplicaciones de estos separadores se tienen en el control de la RGA para medidores de flujo multifásico, durante las pruebas de producción de pozos y en la separación gas-líquido superficial y sub superficial.

Su aplicación a la separación gas-agua en fondo de pozos productores de gas, puede evitar el cierre de pozos que presenten incremento notable en la producción de agua. Si se toma en cuenta que existe un gran interés en incrementar la producción nacional del gas natural no asociado, el uso de separadores gas-líquido en fondo de pozo puede contribuir a mantener la producción actual de los pozos que comienzan a presentar producción de agua y a incrementar la producción de gas de los campos en que se tienen pozos cerrados por producción de agua.

A diferencia de los separadores agua-aceite que deben acoplarse a un sistema artificial de producción en pozos productores de aceite, los separadores gas-agua se instalan directamente en el fondo del pozo, en la tubería de producción y aprovechan la energía propia del yacimiento para llevar a cabo la separación. En caso de que no se disponga de suficiente energía en el fondo del pozo, para lograr una buena separación del agua y reinyectarla al yacimiento, habría que instalar una bomba que proporcione la energía necesaria para su separación y/o reinyección

Desarrollo del Modelo Matemático

6.1 Descripción de los modelos matemáticos desarrollados para el diseño de los hidrociclones.

6.1.1 Estudios experimentales

Un resumen de los estudios experimentales sobre los detalles del comportamiento del flujo hidrodinámico en el hidrociclón, es presentado a continuación.

Reydon y Gauvin (1981)²¹ estudiaron el comportamiento del vórtice de un flujo confinado en un ciclón cónico. Su investigación muestra que para una magnitud de la velocidad en la entrada, la forma de las velocidades tangencial y axial y los perfiles de la presión estática no cambian. Sin embargo, una variación en la velocidad de entrada cambia las magnitudes antes mencionadas.

La velocidad medida en un ciclón cilíndrico fue reportada por Millington y Thew (1987)²². Sus estudios revelan que la distancia entre la entrada y la salida controlan el gasto de gas que es enviado a la superficie. Los autores sugieren el uso de dos entradas, diametralmente opuestas para obtener simetría axial y estabilidad en el borde del vórtice, principalmente para mejorar el comportamiento de llevar el gas al eje axial. Hicieron una observación importante, el vórtice que ocurre en el separador ciclónico cilíndrico, es un vórtice forzado, con una estructura de velocidad tangencial.

Farchi (1990)²³ obtuvo la medición de la velocidad tangencial en un ciclón cilíndrico con tubos Pitot estáticos. Sus mediciones confirman que ocurre un vórtice forzado en el ciclón. Sin embargo, cuando el diámetro del

ciclón incrementa, la distribución de velocidades tiende a coincidir con el perfil del vórtice libre.

Durante un estudio sobre las características de flujo gas-líquido dentro de una espiral en un ciclón horizontal con generador de vórtice, Kurokawa y Ohtaik (1995)²⁴ confirmaron la existencia de un complejo perfil de velocidades para la medición de flujo en una sola fase. El estudio distingue un vórtice forzado, generando una región de chorro con una velocidad de torbellino extremadamente alta alrededor del centro de la tubería. Una segunda región de torbellino formada por un vórtice libre cerca de las paredes y también una región intermedia atrás del flujo con una alta velocidad de torbellino. Este complejo perfil de velocidad puede haber sido creado como resultado de la configuración de la entrada y salida del gas.

6.1.2 Modelos mecanísticos.

Pocos modelos mecanísticos han sido desarrollados recientemente para describir y predecir el comportamiento del flujo en un separador ciclónico.

Un modelo mecanístico para predecir la eficiencia de separación basado en el análisis de la trayectoria de una gota en líquido-líquido y un hidrociclón agua-aceite fue presentado por Wolbert y colaboradores (1995)²⁵. Esas trayectorias fueron calculadas a través de ecuaciones diferenciales, combinando los modelos obtenidos para tres gastos diferentes, así como su distribución de velocidad axial, radial y tangencial. De la trayectoria crítica característica se obtuvo el diámetro de la gota de líquido, correspondiendo al 100% de la eficiencia de separación.

Arpandi y colaboradores (1996)²⁶, basados en estudios experimentales y teóricos llevaron a cabo el Proyecto Tecnológico de Separación de la Universidad de Tulsa (TUSTP), desarrollando un modelo mecanístico capaz de predecir el comportamiento general del flujo hidrodinámico en un separador ciclónico cilíndrico. Esto incluye una distribución simple de velocidad, la forma de la interfase gas-líquido, nivel del líquido en equilibrio,

la caída de presión total y las condiciones de operación. Se requiere más investigación para la predicción en forma detallada del flujo desarrollado en el separador ciclónico cilíndrico y el fenómeno de cómo el líquido y el gas son arrastrados, la corriente de gas en la salida superior y la de líquido en la parte inferior respectivamente.

El análisis de la trayectoria de la burbuja para el separador ciclónico cilíndrico fue presentado por Marti y colaboradores (1996)²⁷. El modelo predice la interfase gas-líquido (vórtice,) cerca de la entrada, como una función de distribución radial de la velocidad tangencial. Debajo del vórtice definen la localización del punto inicial de la trayectoria de la burbuja, siendo el punto de partida de su análisis, permite la determinación de la eficiencia de separación, basado en el tamaño de la burbuja de gas.

Movafaghian (1997)²⁸ presentó nuevos datos experimentales sobre los efectos de la geometría, propiedades físicas de los fluidos y la presión que se ejerce sobre el comportamiento del flujo hidrodinámico en el separador ciclónico cilíndrico. Los datos fueron usados para verificar y pulir el modelo mecanístico del separador desarrollado previamente por Arpandi y colaboradores (1996). La comparación entre los datos obtenidos por el modelo modificado y los experimentales muestran muy buena relación.

Wang y colaboradores (1998)²⁹ desarrollaron un modelo de estado estacionario y dinámico, como un modelo para el separador de control pasivo y activo, respectivamente. Aplicando la teoría de control lineal, se obtuvo el modelo de estado estacionario, el cual fue usado para analizar la sensibilidad del sistema y el modelo dinámico para la estabilidad del mismo. En su investigación, una alternativa preliminar de control fue propuesta para mejorar el control del separador, misma que está basada en la configuración de la separación de gas y líquido en la salida del separador.

Diferentes correlaciones para la predicción del perfil de velocidades en el separador ciclónico circular (tangencial y axial), fueron presentadas por Mantilla y colaboradores (1999)³⁰. Un modelo mejorado de la trayectoria de la burbuja, comparando los resultados obtenidos con las correlaciones y los datos experimentales, demostraron una buena similitud.

Recientemente Gómez y colaboradores (1999)³¹, desarrollaron un simulador computarizado del estado del arte para el diseño de un separador ciclónico circular. El modelo mejorado incluye un patrón de flujo que depende del análisis de la boquilla de entrada del separador, uno analítico para la forma del vórtice en la interfase gas-líquido, uno para la trayectoria de la partícula (burbujas o gotitas), incluye la formulación del decaimiento de la velocidad tangencial y uno simplificado para la predicción del separador en función de los radios.

El resumen presentado del estado del arte de la tecnología de los separadores ciclónicos, revela que más estudios son necesarios para ser capaces de diseñar y operar correctamente el separador, así como para condiciones de alta presión.

6.2 Condiciones de operación.

Antes de iniciar el desarrollo del modelo matemático, es necesario un análisis del comportamiento del flujo en la salida de gas, relacionado con el líquido que es arrastrado en esta corriente.

El arrastre del líquido ocurre bajo condiciones extremas; es decir, para cuando se manejan altos gastos de gas o líquido. En la Figura 6 1 se muestra el comportamiento del gasto de líquido y gas que proporciona las condiciones de operación para evitar que se presente el arrastre del líquido en la corriente de gas, el área baja la curva, representa la región normal de

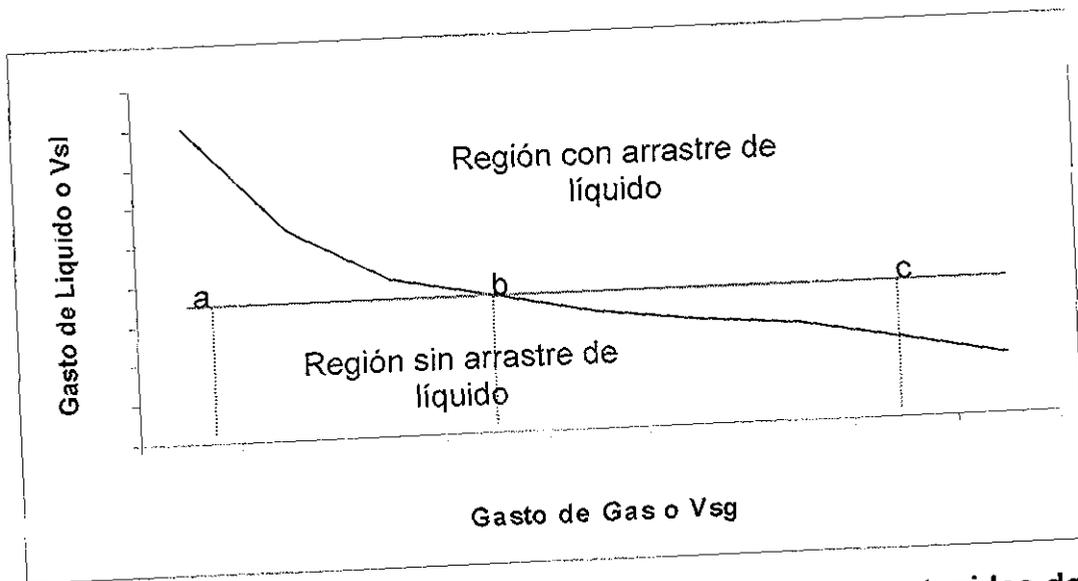


Figura 6.1 Condiciones de operación para diferentes contenidos de agua en la corriente de gas.

operación sin arrastre de líquido en la corriente de gas. La parte superior de la línea continua, representa la condición de flujo para arrastre constante de líquido. El punto (a) representa las condiciones de operación normal, el punto (b) marca el inicio del arrastre de líquidos. Este punto indica el mínimo gasto de gas requerido para iniciar el arrastre del líquido para el gasto considerado. Para alta velocidad del gas (c), el líquido es arrastrado en forma continua por la corriente de gas.

La capacidad de operación del separador está limitada por el porcentaje de líquido aceptado en la corriente de gas. Los mecanismos responsables del arrastre del líquido en la corriente de gas son el flujo en remolino y anular, que ocurre en la parte superior del separador. A un gasto relativamente alto de líquido y bajo de gas, el líquido suspendido en la columna de gas se mueve en forma de remolino hacia arriba y abajo en la parte superior del hidrociclón. Bajo esta condición, el líquido es arrastrado en forma de flujo estratificado. Estos mecanismos se muestran en la Figura

6 2

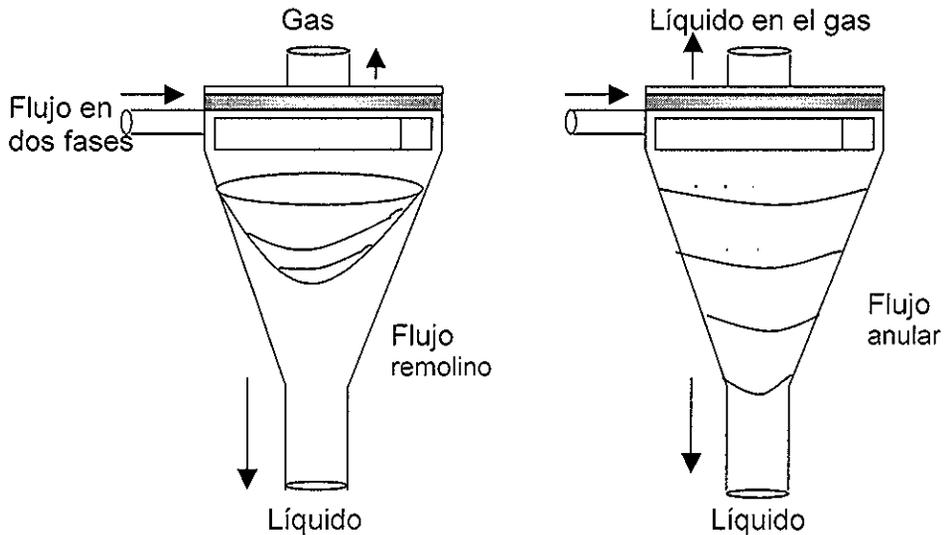


Figura 6.2 Arrastre de líquido en la corriente de gas bajo la condición de flujo anular y remolino.

Por otro lado, en un gasto relativamente alto de gas y bajo de líquido, el patrón de flujo en la parte superior del separador es anular. Bajo esta condición, el líquido es arrastrado a través de la columna de gas en forma de gotitas, como se muestra en la figura 6.2.

En general para una V_{sg} relativamente baja, el separador puede tolerar altos gastos de líquido y lo contrario cuando la V_{sg} se incrementa. Las condiciones de operación están caracterizadas por tres regiones, flujo en remolino, transición y anular. En la región de flujo en remolino, caracterizada por bajo gasto de gas y alto de líquido ($V_{sg} < 5$ pies/seg), el nivel de líquido en el hidrociclón está arriba de la boquilla de entrada y el líquido se arremolina hacia arriba y abajo en la parte superior del separador. En la región de flujo anular caracterizado, por alto gasto de gas y bajo de líquido ($V_{sg} > 20$ pies/seg), el nivel de éste está debajo de la boquilla de entrada y hay una película de líquido en las paredes del separador arriba de la interfase gas-líquido. En esta región, el gasto de líquido arrastrado por la corriente de gas tiene una tendencia lineal con la misma. Entre la región de flujo en remolino

y anular está la región de transición presente ($5 \text{ pies/seg} < V_{sg} < 20 \text{ pies/seg}$), en la que el nivel del líquido está alrededor de la entrada. En esta región, no hay un flujo en remolino en la parte superior del separador y al mismo tiempo el gasto de gas no es lo suficientemente alto para que se presente flujo anular.

6.3 Desarrollo del modelo matemático

Es necesario definir las variables a utilizar para poder generar las ecuaciones que describan la geometría del hidrociclón. La teoría de la separación centrífuga se basa en la ecuación de Bernoulli

6.3.1. Desarrollo de ecuaciones para el cálculo de la caída de presión

La caída de presión es un factor importante que afecta la eficiencia de separación y el diseño. Esta caída a través del hidrociclón consiste en las pérdidas:

- En la boquilla de entrada
- En el vórtice
- En la boquilla de salida del hidrociclón

La caída de presión a través del hidrociclón puede ser determinada por la ecuación de Bernoulli:

$$\frac{\Delta P}{\gamma} = \frac{v_{sm}^2}{2g} - \frac{v_{sg}^2}{2g} + z$$

donde: ΔP = Caída de presión total (lb/pg²)

γ = Peso específico del gas (lb/pie³)

v_{sm} = Velocidad superficial del gas en la entrada

del hidrociclón (pie/seg).

v_{sg} = Velocidad superficial del gas en la descarga
del hidrociclón (pie/seg).

z = Resistencia total del hidrociclón, consistente
en la entrada, z_m , y la descarga del hidrociclón, z_g

La resistencia del gas en la descarga del hidrociclón puede ser obtenida de la ecuación de Darcy:

$$z_g = \lambda \frac{L_g}{D_g} \frac{v_{sg}^2}{2g}$$

Como una primera aproximación, la resistencia al flujo de gas en un hidrociclón puede ser proporcional a la energía cinética del gas. Como la velocidad del gas en el hidrociclón es prácticamente igual a la velocidad inicial, v_{sm} , entonces tenemos:

$$z_m = K_m \frac{v_{sm}^2}{2g}$$

El coeficiente de resistencia, K_m , para un hidrociclón de entrada circular de radio r es:

$$K_m = \frac{16\pi r^2}{D_m^2}$$

Como la relación de (v_{sm} / v_{sg}) es igual a la de la sección transversal (F_g/F_m) , la ecuación puede ser expresada como:

$$\frac{\Delta P}{\gamma} = \frac{v_{sm}^2}{2g} \left[z_m + z_g - 1 + \left(\frac{F_g}{F_m} \right)^2 \right]$$

6.3.2. Desarrollo de las ecuaciones para el cálculo de las condiciones de operación.

Las ecuaciones anteriores son usadas para calcular la caída de presión a través del hidrociclón, con este dato se obtiene la velocidad superficial del líquido y gas que se generan en la interfase (vórtice), que son necesarias para la determinación de la geometría del hidrociclón.

La nomenclatura del hidrociclón para el modelo matemático está dada en la Figura 6.3

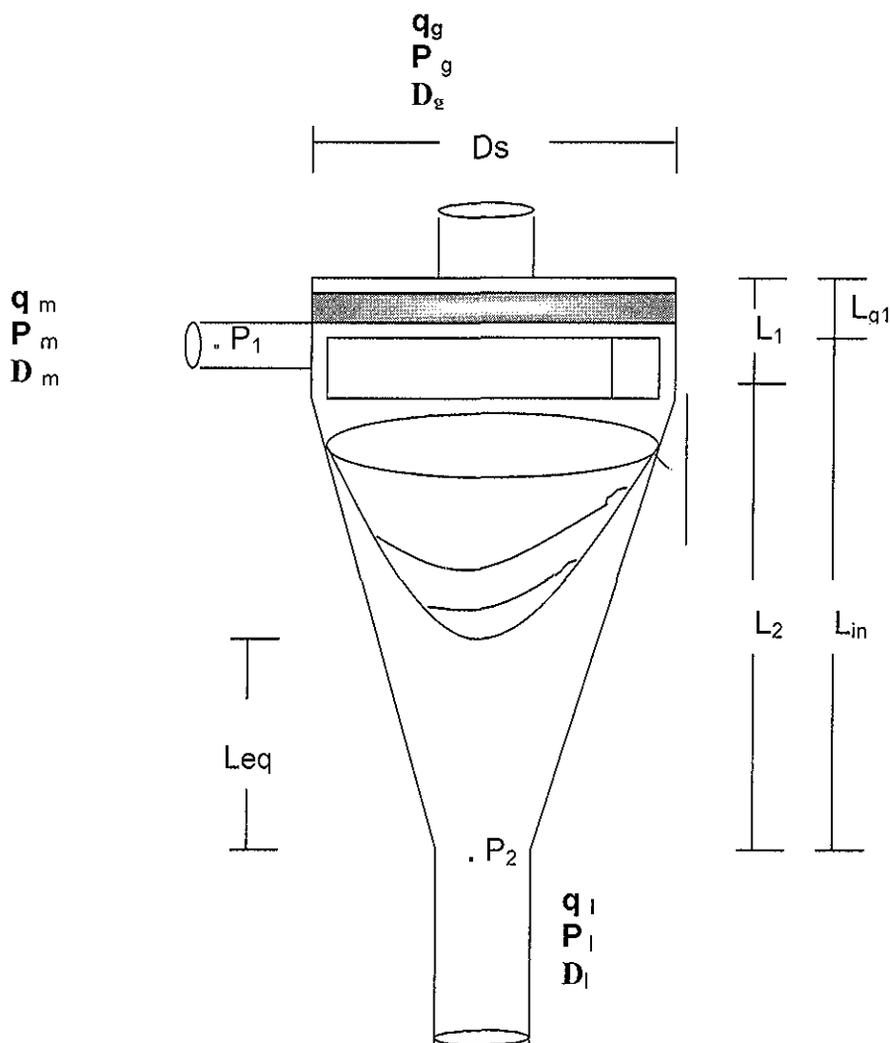


Figura 6.3 Nomenclatura del hidrociclón

Al tomar en cuenta el porcentaje de líquido en la corriente de gas y el factor de corrección por alta presión, el colgamiento de líquido H_l para el máximo gasto de líquido que puede ser tolerado en la parte superior del hidrociclón arriba de la boquilla de entrada, puede ser determinado con la siguiente ecuación.

$$H_l = \left[1 - \left(\frac{v_{sg}}{v_g} \right) \right] \left(1 - \frac{L_d}{L_{g1}} \right) F_p \left(1 + \frac{\phi}{10} \right) \quad H_l > 0.2$$

donde, L_d , es la longitud de la región de gotitas en la corriente de gas y está dada por la ecuación:

$$L_d = \frac{1}{\frac{2 g_c}{v_{sg}^2} - \frac{C_d}{2} (\rho_g v_{sg})^2 - \frac{3}{32 \rho_l \sigma g_c}}$$

v_g , es la velocidad de salida de la burbuja de gas expresada por:

$$v_g = 1.15 v_{sg} + 0.35 \left(g D_s \left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho} \right) \right)^{1/2}$$

y la expresión para el factor de corrección por alta presión es:

$$F_p = 3.7176 P^{-0.2633} \quad P > 146.5 \text{ psig}$$

$$F_p = 1 \quad P \leq 146.5 \text{ psig}$$

Para $0 < H_l < 0.2$, el colgamiento se determina por interpolación en 0.2 y 0, usando la velocidad superficial de gas correspondiente, como sigue:

$$H_l = \frac{0.2 (v_{sg} - v_{bo})}{v_{sg(0.2)} - v_{bo}} \quad 0 < H_l < 0.2$$

donde v_{bo} , es la velocidad para cuando L_d es igual a L_{g1} y H_l es cero; $v_{sg(0.2)}$, es la velocidad para H_l igual a 0.2.

La velocidad crítica, v_{ct} , es la requerida para iniciar el arrastre de líquidos que se encuentra en forma de gotitas muy finas y está dada por:

$$v_{ct} = 1.145 \left[\sigma \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g^2} \right]^{0.25}$$

La caída de presión en la columna de gas, bajo la condición de que no se tenga arrastre de líquido, está dado por:

$$\Delta P_{g1} = \frac{f_g \rho_g v_g^2 (L_{g1} - L_d)}{2 D_g} - \frac{f_g \rho_g v_g^2 L_d}{2 D_s} - \rho_m g (L_{g1} - L_d)$$

La caída de presión fraccional y gravitacional en la parte superior del hidrociclón, incluye el efecto de la presencia del líquido en la fase gaseosa para la condición de flujo en equilibrio, tomando en cuenta esta consideración, existe reducción del área efectiva de flujo del gas. Debido a la presencia de líquidos, la reducción del diámetro para el flujo de gas está dado por:

$$D_g = D_s \sqrt{1 - H_l}$$

El valor del factor de fricción (f_g) es función de la rugosidad de la tubería y del número de Reynolds, la rugosidad de la interfase se considera que es equivalente al espesor de una película anular, δ , resultando en un factor de fricción de la forma:

$$f_g = f_g \left(Re_g, \frac{\delta}{D_g} \right)$$

donde el espesor equivalente de película está dado por:

$$\delta = \frac{D_s - D_g}{2}$$

y el número de Reynolds se define como :

$$Re_g = \frac{\rho_g V_g D_g}{\mu_g}$$

La densidad de la mezcla en la región de dos fases es:

$$\rho_m = \rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)$$

Nivel de líquido en equilibrio - Bajo la condición de que no existe arrastre de líquidos y el flujo es en remolino, el líquido está en la parte inferior del hidrociclón, para esta condición la ecuación para el nivel de líquido en equilibrio está dada por:

$$L_{eq} = L_{in} + H_l \rho_l (L_{g1} - L_d), \quad (L_d < L_{g1})$$

La caída de presión en la columna de líquidos para la condición de que no existe arrastre de líquidos esta dada por:

$$\Delta P_l = \rho_l g (L_{eq}) + \rho_g g (L_{in} - L_{eq})$$

Al considerar un porcentaje de líquido en la corriente de gas, la velocidad superficial de líquido es:

$$V_{sl \phi} = \frac{V_{sl}}{\left(1 - \frac{\phi}{100}\right)}$$

y la velocidad de la mezcla y la densidad en la columna de gas están dadas, respectivamente, por:

$$V_m = V_{sg} + V_{sl \phi} \left(\frac{\phi}{100} \right)$$

$$\rho_m = \rho_l \lambda_l + \rho_g (1 - \lambda_l)$$

El colgamiento sin resbalamiento, está basado en el porcentaje de líquido arrastrado por la corriente de gas y está dado por:

$$\lambda_l = \frac{V_{sl \phi}}{V_m} \left(\frac{\phi}{100} \right)$$

6.3.3. Diseño de la geometría del hidrociclón.

Los datos a utilizar para realizar el diseño de las boquillas son, el gasto y la velocidad superficial tanto del gas como del líquido y el porcentaje de agua aceptado en la corriente de gas. Los datos a obtener en este diseño son el área de la sección transversal de las boquillas o su diámetro; la determinación de la geometría del separador hidrociclón se determina de la siguiente forma:

- a) Cálculo del diámetro del hidrociclón

$$D_s = D_{TR} - 2$$

- b) El diámetro de la boquilla de entrada D_m , para un gasto q_m de la mezcla gas-agua de densidad ρ_m , a una caída de presión ΔP , puede ser calculado de la siguiente formula:

$$D_m = 0.8849 \left\{ \frac{q_m}{\left[\frac{\Delta P}{\rho_m} \right]^{1/2}} \right\}^{1/2}$$

- c) Cálculo del diámetro de la boquilla de salida del gas

$$D_g = 1.128 \left(\frac{q_g}{v_{sg}} \right)^{1/2}$$

- d) Cálculo del diámetro de la boquilla de salida del líquido

$$D_l = 1.128 \left(\frac{q_l}{v_{sl}} \right)^{1/2}$$

- e) Cálculo de la longitud del Hidrociclón

$$L = \frac{D_s - D_l}{2 Tg \left[\frac{\quad}{2} \right]}$$

6.3.4. Cálculo del vórtice generado.

Ecuación para el cálculo de la velocidad tangencial con respecto a la posición (r) dentro del hidrociclón.

$$\frac{w}{v_{sm}} = 1.35 r e^{-0.153 v_{sm}^{-0.17} r}$$

6.3.5. Ecuaciones para el cálculo del gasto y velocidad en la T. P.

El transporte de líquidos a la superficie depende de dos procesos

- 1) Una película de líquido que se transporta a lo largo de las paredes de la tubería
- 2) Gotas de líquido transportadas en la corriente de gas.

El mínimo gasto requerido para levantar los líquidos en un pozo de gas es tal que la velocidad crítica del gas pueda remover las gotas más grandes que existan en la corriente la RGL no es un efecto significativo sobre la velocidad crítica de levantamiento de líquidos, siempre y cuando la relación sea menor o aproximadamente 130 bls/MMpc.

Velocidad crítica

- Para extracción del agua

$$v_1 = \sqrt{\frac{31.5 \sqrt{67 - (0.0031 P_{wh})}}{0.0031 P_{wh}}}$$

- Para extracción de condensados

$$v_2 = \sqrt{\frac{16.2 \sqrt{45 - (0.0031 P_{wh})}}{0.0031 P_{wh}}}$$

Gasto Crítico

- Para extracción del agua

$$q_1 = \frac{3.06 P_{wh} v_1 D_{TP}^2 \pi}{Z T_{wh}}$$

- Para extracción de condensados

$$q_2 = \frac{3.06 P_{wh} v_2 D_{TP}^2 \pi}{Z T_{wh} \quad 90}$$

6.3.6. Criterios de diseño⁹:

- Diámetro del hidrociclón.- El diámetro es necesario que sea lo bastante grande, tal que la velocidad del gas sea menor que la velocidad crítica requerida para llevar las gotas más pequeñas de líquido fuera del separador.
- Diámetro de la boquilla de admisión: debe ser lo suficientemente grande que asegure un flujo estratificado, esto puede ser determinado mediante un modelo para predecir el patrón de flujo.
- Área de la boquilla de admisión - Asegura que la velocidad tangencial en la boquilla de admisión está en el intervalo de 5 a 15 pies/seg El objetivo es conseguir la suficiente fuerza centrífuga para tener una adecuada separación de las fases, mientras se evitan los problemas asociados con la velocidad (incremento en la turbulencia, corte y erosión /corrosión del material.)
- Nivel del líquido en el hidrociclón.- El nivel de líquido en el separador debe ser lo suficientemente bajo que evite que el líquido sea arrastrado por el gas.
- Sección del gas en el hidrociclón.- La longitud de esta sección deberá ser mayor a la de diseño, permitiendo manejar las fluctuaciones de la velocidad del flujo como ocurre durante el bacheo
- La eficiencia de separación está influenciada principalmente por la relación D_m / D_g de las boquillas, las cuales pueden ser consideradas que están en el intervalo de 0.37 – 0.40
- El diámetro de la boquilla de admisión, D_m , se supone que es $(0.14-0.30)D_s$, y el diámetro de la boquilla de descarga $D_1 = (0.167-0.2)D_s$, el ángulo del cono es de 10 a 15 grados

6.3.7 Diagrama de flujo del diseño de un hidrociclón

En esta parte se muestran los diagramas de flujo que se utilizaron como base para realizar el programa de cómputo, en los cuales se observan las operaciones a realizar y el orden en que éstas deben hacerse. Estos diagramas son ilustrativos, ya que en ellos se muestran procedimientos, que no están descritos totalmente y que se programaron de manera detallada para el desarrollo del modelo que describe la geometría de los hidrociclones.

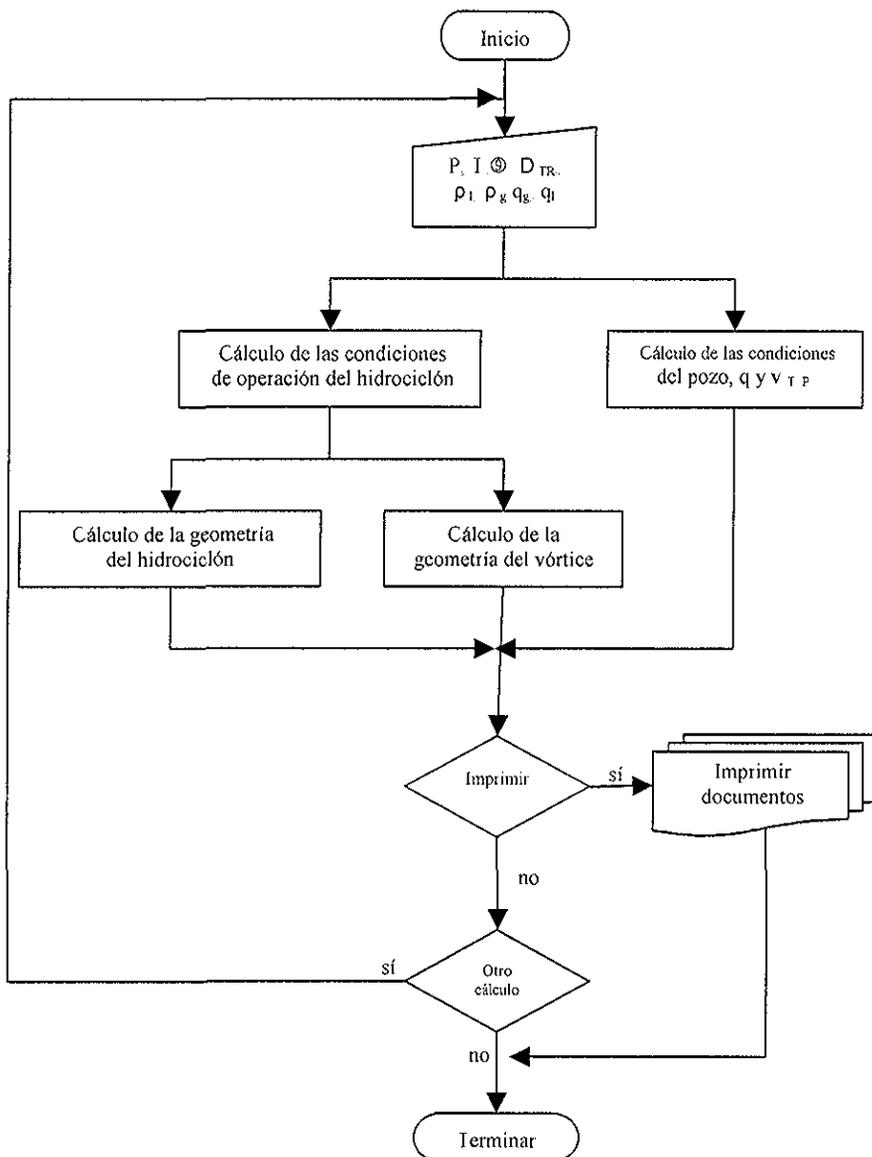


Figura 6.4 Diagrama de flujo del diseño del hidrociclón

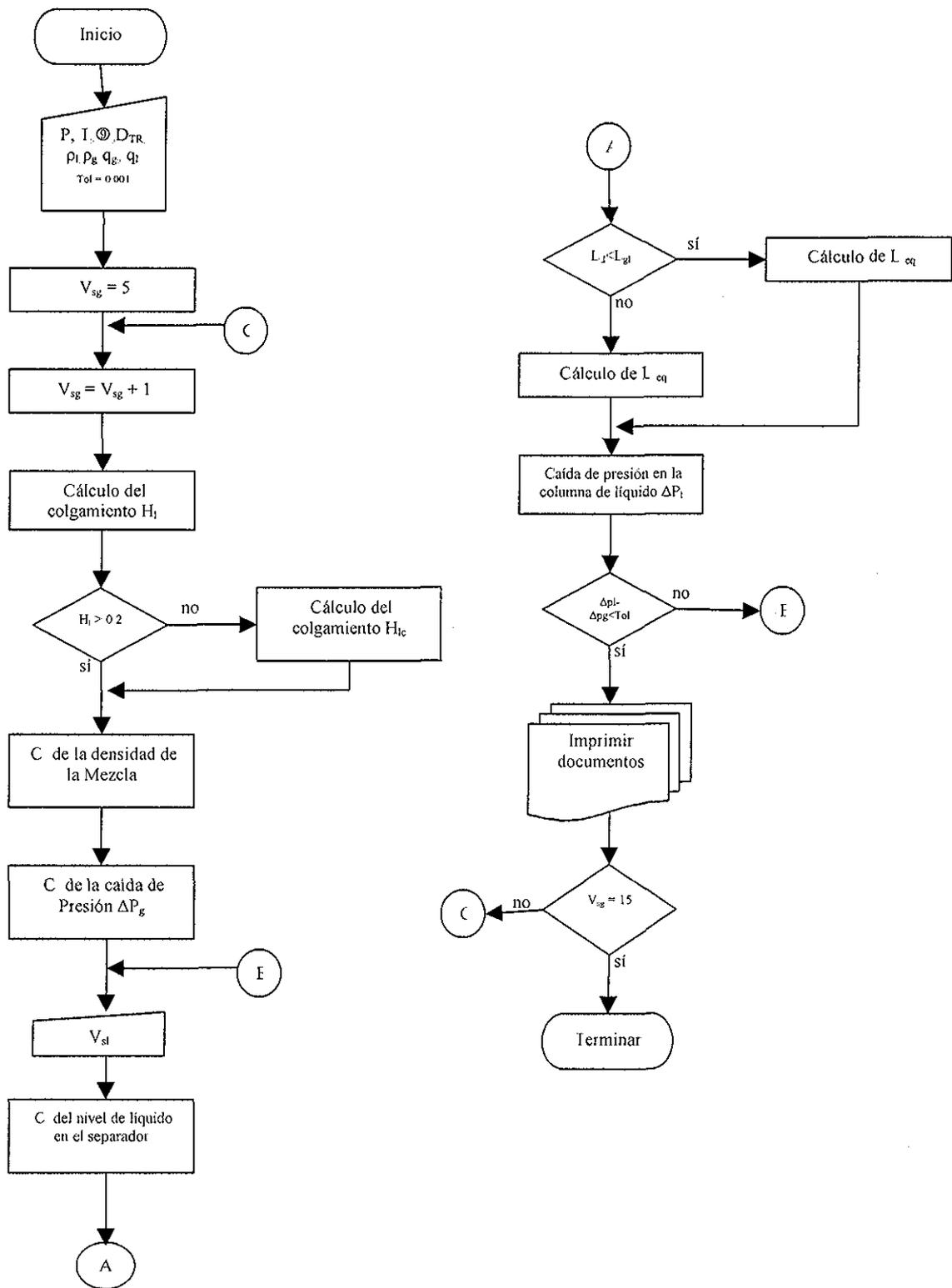


Figura 6.5 Diagrama de flujo para el cálculo de las condiciones de operación

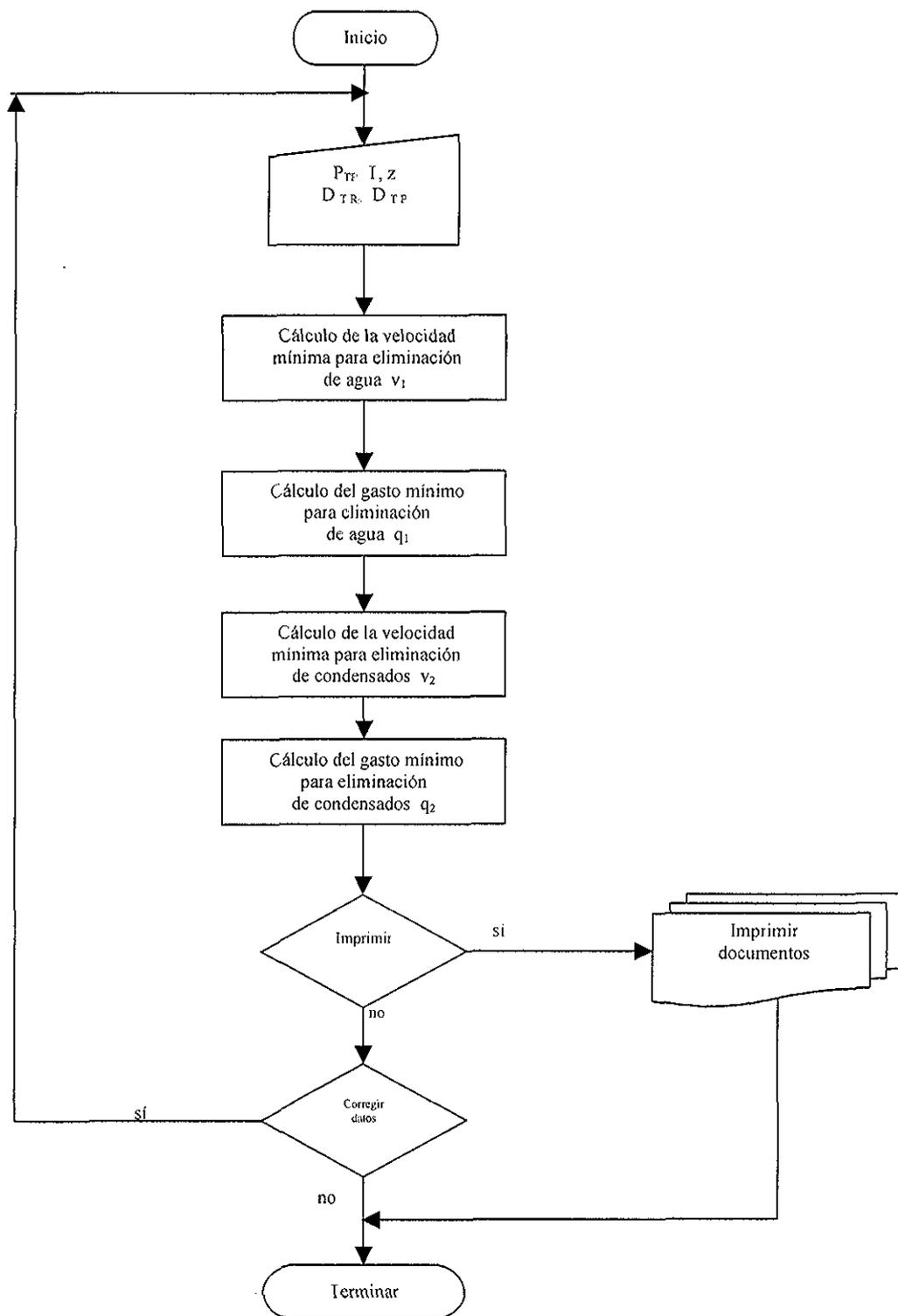


Figura 6.6 Diagrama de flujo para el cálculo de la velocidad y gasto en la tubería de producción.

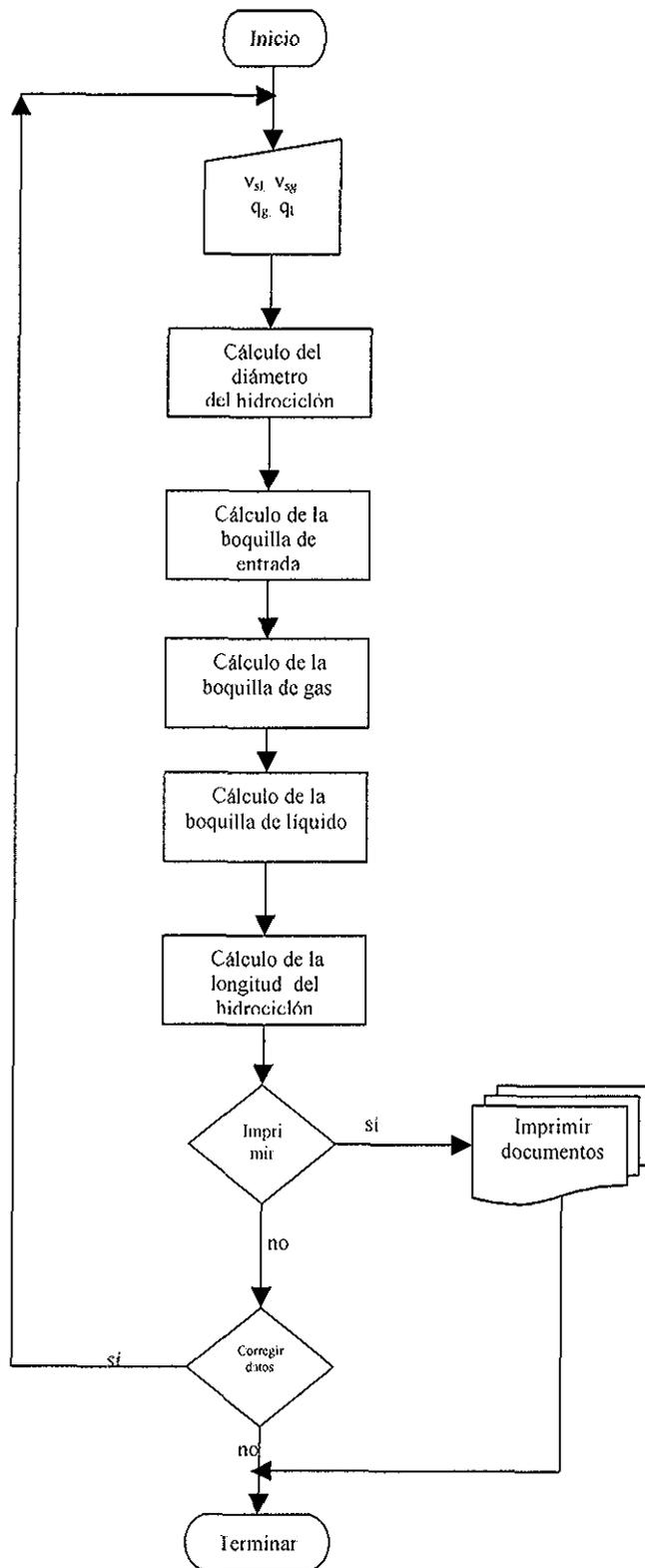


Figura 6.7 Diagrama de flujo para el cálculo de la geometría del hidrociclón.

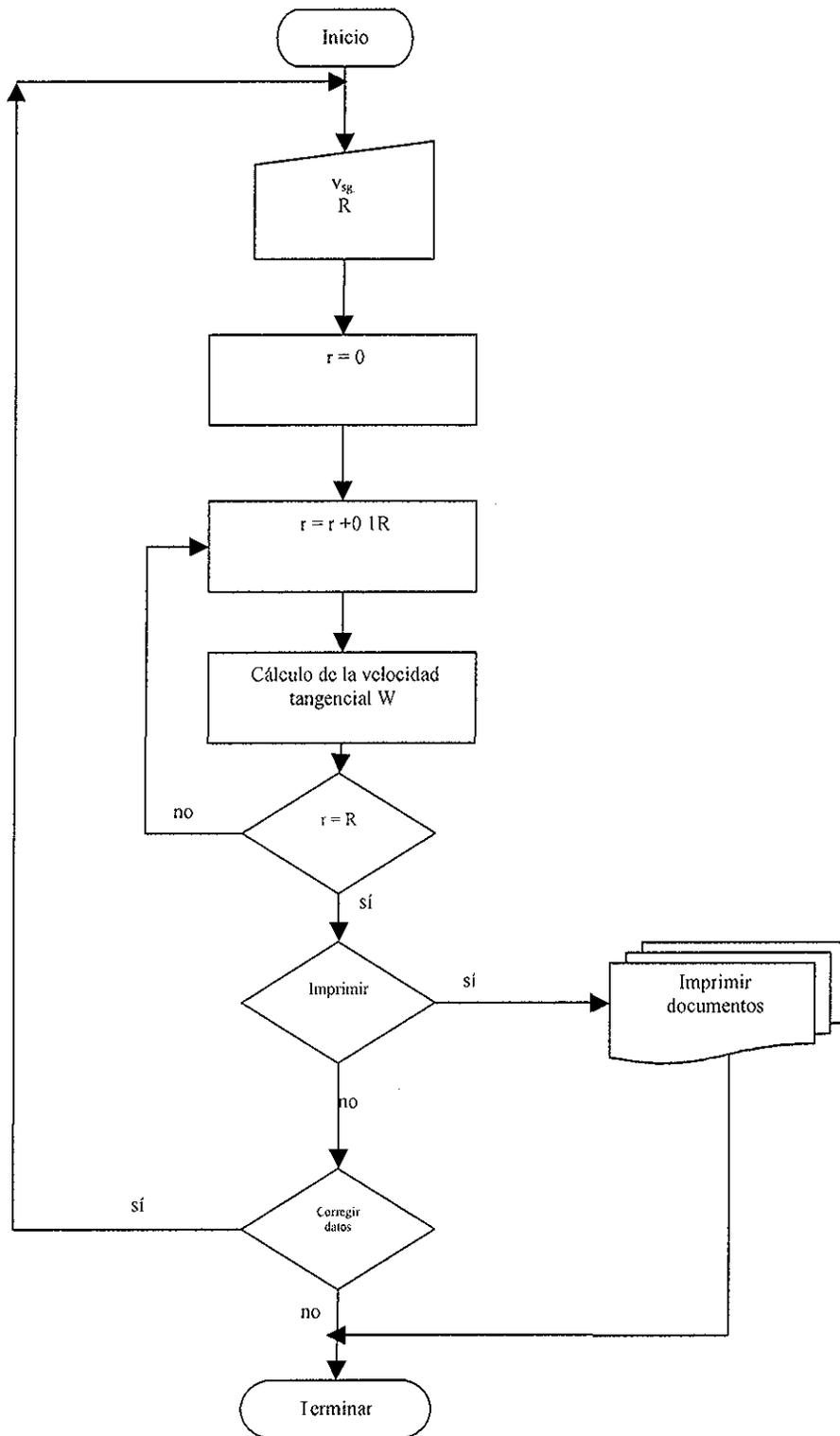


Figura 6.8 Diagrama de flujo para el cálculo de la geometría del vórtice.

6.4 Programa de cómputo

El programa de cómputo está realizado en Visual Basic™ versión 6, se programó utilizando ventanas de fácil acceso y comprensión, se indica el funcionamiento del programa y cómo se debe de utilizar

Para iniciar el programa, se localizará el archivo llamado Hidrociclón.exe, posesionándose sobre él, se oprime la tecla Enter, con lo que se



Figura 6.9 Pantalla de Inicio del programa

mostrará la pantalla de inicio del programa (Figura 6.9), la que se borrará automáticamente después de unos segundos, visualizándose la pantalla de introducción de datos

La captura de información se efectúa en la pantalla de inicio donde se solicitan los datos del pozo necesarios para el diseño del hidrociclón, para introducir los datos requeridos, como son, la producción de líquido y gas, la presión y temperatura a la profundidad de instalación del hidrociclón y en superficie, el diámetro de la tubería de producción y revestimiento y el porcentaje de agua a manejar en la corriente de gas, deberá pulsarse cada uno de los botones (Figura 6.10)

Dentro de las propiedades de los fluidos se pide la densidad, viscosidad³³ del gas y el factor de desviación³² Z, si es que se cuenta con estos dos últimos, si no, pueden ser calculados. Cada uno de estos datos se introduce en unidades de campo para una mayor facilidad para el usuario.

Condiciones de Operación			Propiedades de los Fluidos	
Gasto de fluido	1000	BPD	Densidad Relativa del gas	65
Gasto de gas	2.5	MMpc3	Densidad Relativa del agua	1.15
Presión	1000	lb/pg2	Viscosidad (cp)	3.713905820
Temperatura	200	°F	Factor de Compresibilidad Z	0.925323633
Diámetro de TP	1.995	in		
Diámetro de TR	6.5	in		
Pwh	140	lb/pg2		
Twh	150	°F		
Agua	0	%		

Figura 6.10 Introducción de datos.

Al finalizar la captura deberá pulsarse el botón "continuar"; la siguiente pantalla muestra cuatro opciones de cálculo necesarios para la operación y el diseño de los Hidrociclones; Velocidad y Volumen de gas en la T. P., Condiciones de Operación, Geometría del Hidrociclón y la forma del Vórtice. Cada una de estas opciones nos proporciona diferentes gráficos, a continuación se explica cada uno de ellos en el orden mencionado.

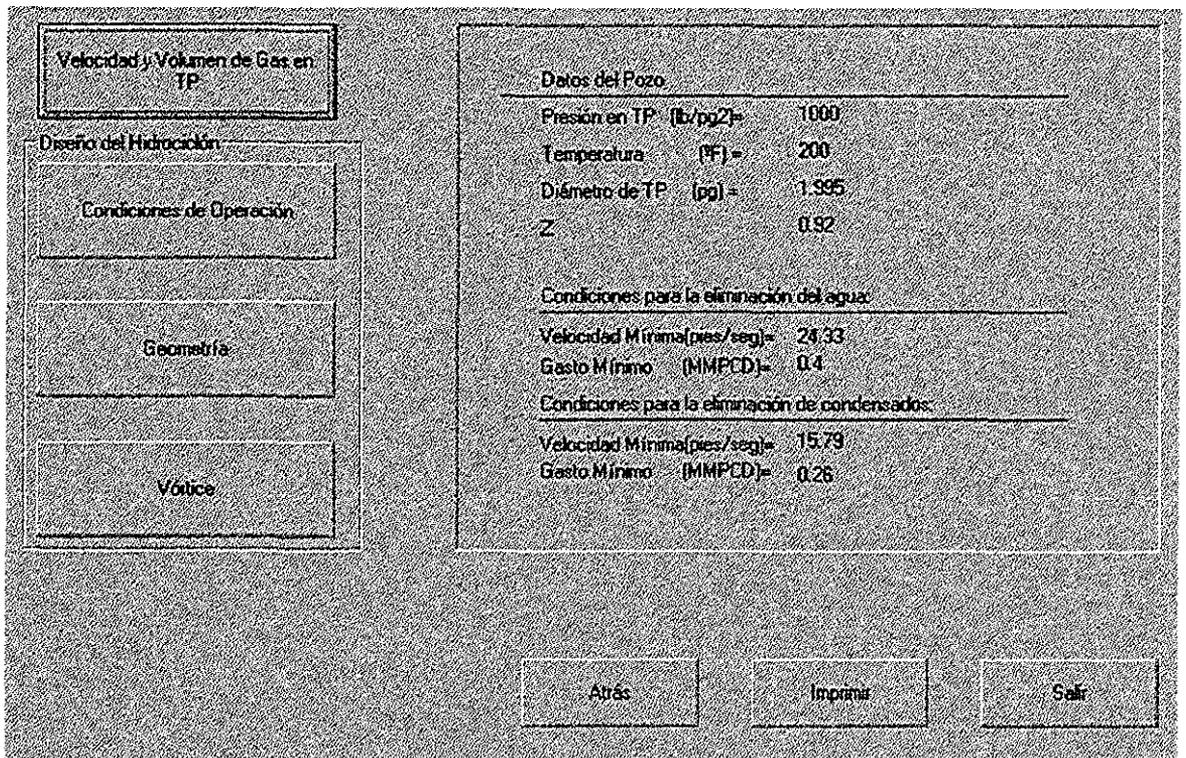


Figura 6.11 Velocidad y volumen de gas en T. P.

Al posicionar el puntero del ratón sobre " velocidad y volumen de gas en T. P." y pulsar una vez sobre el botón, se mostrarán los datos de entrada y los resultados obtenidos en una tabla, los cuales indican la velocidad y gasto mínimo que debe tener el gas en la tubería de producción para remover el agua o condensados, a través de la corriente de gas sin que estos se depositen, siempre y cuando el volumen manejado no exceda los 130 bls/MMpcd.

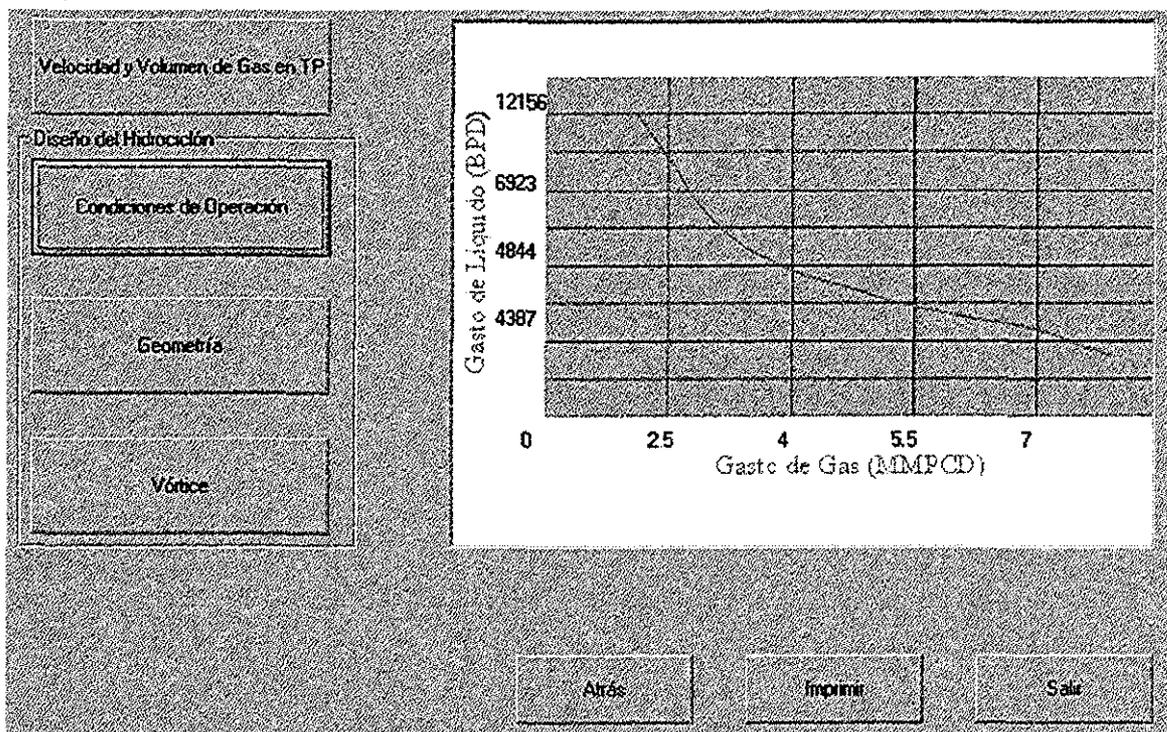


Figura 6.12 Condiciones de operación

Al pulsar una vez sobre el botón en “Condiciones de Operación”, se mostrarán las condiciones de velocidad superficial del gas y del líquido para los cuales se puede operar el hidrociclón, de tal forma que se efectúe la separación y el porcentaje de líquido en la corriente del gas natural sea cero; estos resultados se presentan en forma gráfica.

Existe la opción de manejar cierto porcentaje de líquido en la corriente de gas, lo cual se indicará en la pantalla de datos. Para tomar esta alternativa deberá apoyarse en la información obtenida en la pantalla de “Velocidad y volumen del gas en T. P.”, y se llevará a cabo cuando las condiciones mecánicas del pozo no permitan introducir un separador Hidrociclón de mayor tamaño o varios de ellos conectados en serie, o que el volumen de líquido aportado por el yacimiento sea muy alto.

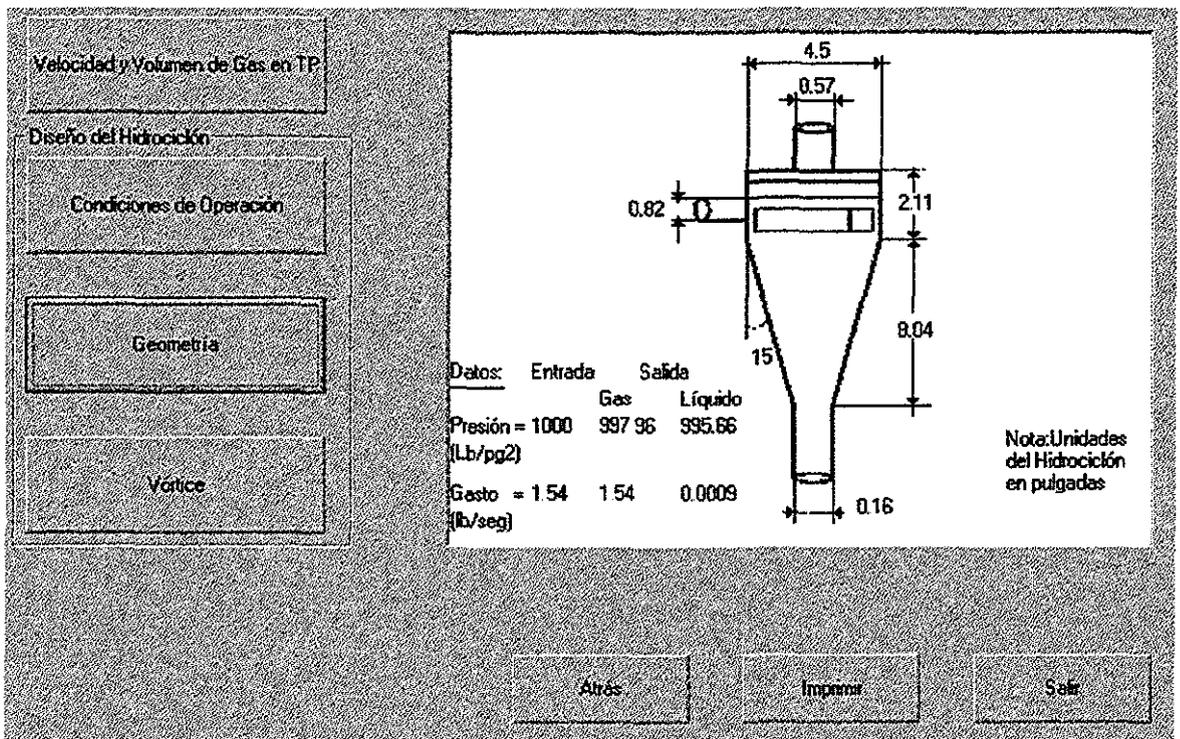


Figura 6.13 Cálculo de la geometría del hidrociclón

Al pulsar una vez sobre el botón "Geometría", se mostrará el diseño del hidrociclón, el cual muestra el diámetro de la boquilla de entrada de la mezcla gas-líquido así como el diámetro de la boquilla de salida del gas y del líquido, el diámetro del hidrociclón y la longitud del mismo.

Los resultados obtenidos se presentan en forma esquemática. En la parte inferior de la gráfica se dan los datos de presión y gasto en la boquilla de entrada y los resultados obtenidos de presión y gasto en las boquillas de salida del gas y del líquido respectivamente.

Al pulsar una vez sobre el botón "Vórtice", se mostrará la velocidad tangencial en la interfase gas-líquido, contra la variación del radio del hidrociclón, a velocidad superficial del gas constante, los resultados obtenidos se presentan en forma gráfica en la Figura 6.14

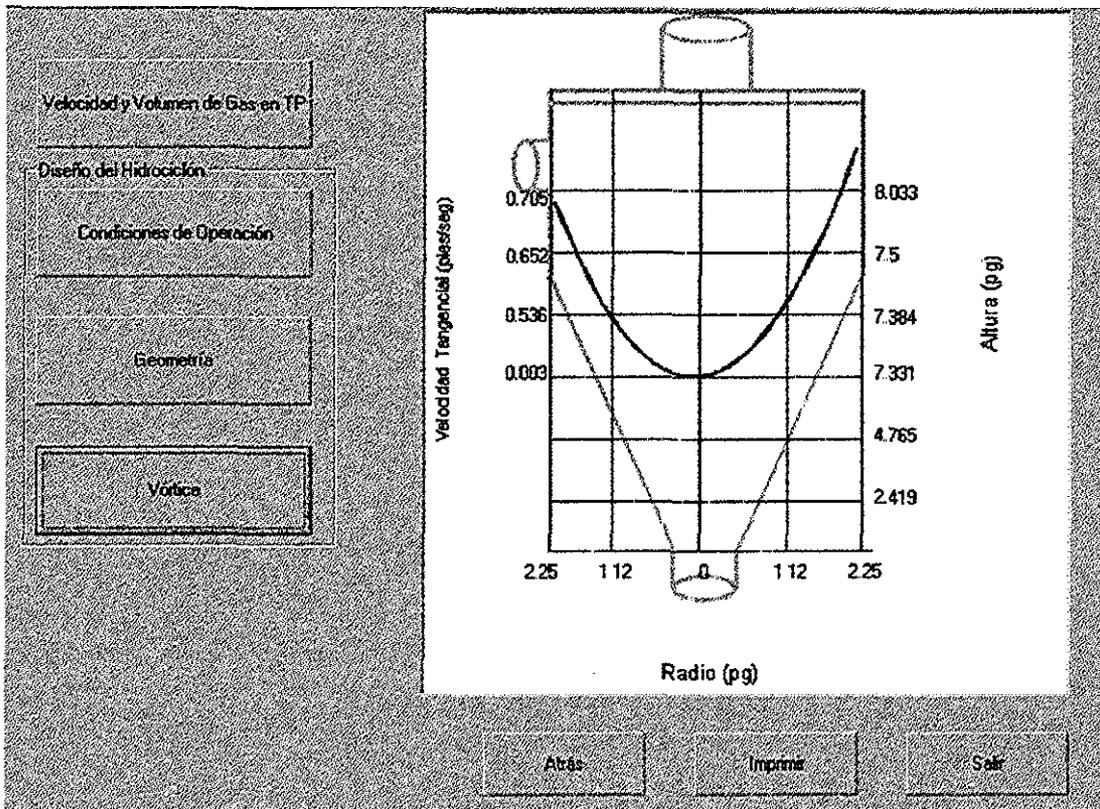


Figura 6.14 Forma del vórtice

Es necesario aclarar que los diagramas mostrados son ilustrativos, por lo que no están a escala y son dibujos para localizar y mostrar los resultados de las dimensiones calculadas.

Una de las utilidades con que cuenta el programa de cómputo, es la posibilidad de imprimir los resultados de una corrida; esto se realiza en la ventana de resultados de cualquiera de los cálculos, pulsando el botón "Imprimir", esta impresión contiene toda la información de la pantalla de introducción de datos y los resultados proporcionados en el cálculo realizado por el programa.

Para salir del programa, se puede pulsar el botón de "Salir" o en los submenús en los que se marca "salir" o como cualquier programa de Windows, pulsando la cruz que se encuentra en la parte superior derecha, confirmando posteriormente la salida.

Validación del Modelo y Análisis de Resultados

7.1 Validación del modelo.

Para validar el modelo se efectuaron corridas del programa de cómputo desarrollado, utilizando como referencia información disponible de laboratorio.

La operación se efectuó a condición estándar de temperatura (68 °F), en un separador ciclónico cilíndrico de tres pulgadas de diámetro interior y con entrada tangencial. Para asegurar la formación del vórtice, se utilizó una mezcla de aire y agua, y un cinco por ciento de líquido en la corriente de aire en la descarga del separador ciclónico.

En la Tabla 7.1 y la Figura 7.1 se muestran los gastos de gas y líquido, así como los resultados obtenidos para la velocidad superficial del gas y el líquido. La comparación de los datos reportados en la literatura⁸ con los obtenidos a través del modelo muestran similitud.

Tabla 7.1 Comparación de resultados

Laboratorio ⁸					Modelo		
datos	Q _l	Q _g	V _{sl}	V _{sg}	V _{sl}	V _{sg}	diferencia
	(bl/d)	(Mmpies ³)	(pies/seg)	(pies/seg)	(pies/seg)	(pies/seg)	V _{sg(L)} -V _{sg(M)}
1	1100	19.25	1.42	2.1667	1.4223	2.1667	0.0023
2	1100	17.68	1.30	3.3333	1.3151	3.3333	0.0151
3	1100	12.50	1.12	4.8333	1.1212	4.8333	0.0012
4	1100	9.78	1.02	7.4999	1.0195	7.4999	0.0005
5	1100	12.12	0.88	11.3332	0.9674	11.3332	0.0874
6	1100	12.34	0.80	13.1665	0.8307	13.1665	0.0307
7	1100	12.73	0.72	17.4998	0.6824	17.4998	0.0376
8	1100	12.68	0.62	24.9999	0.5936	24.9999	0.0264
9	1100	10.87	0.51	26.6664	0.5836	26.6664	0.0736

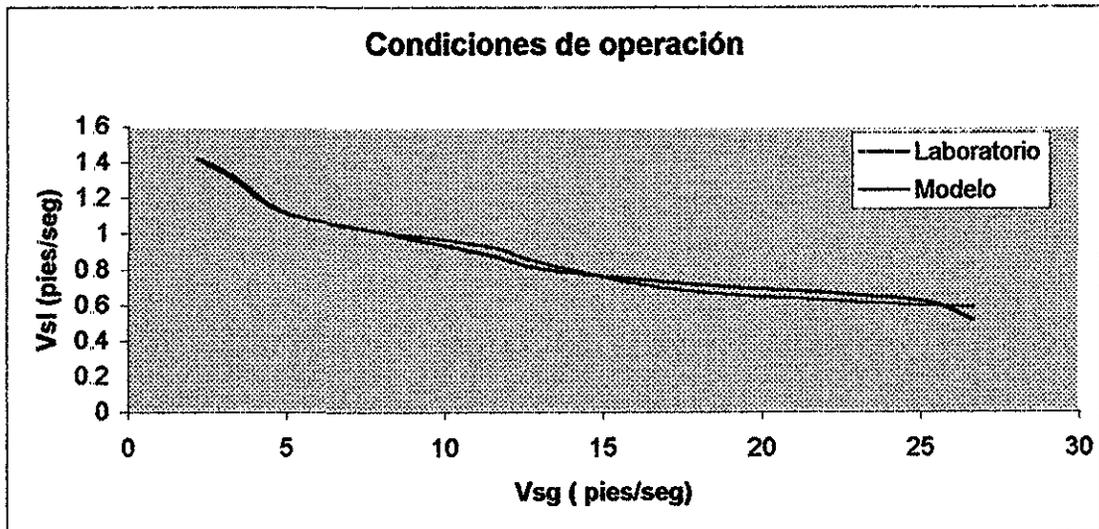


Figura 7.1 Comparación entre los datos experimentales y la predicción del modelo para las condiciones de operación

7.2 Análisis de sensibilidad

Para efectuar un análisis de sensibilidad de los parámetros involucrados, se utilizó el programa de cómputo desarrollado aplicándolo a la información de un pozo, la cual fue modificada en cada corrida, observando el comportamiento y la tendencia del proceso de separación de la corriente de gas-líquido.

En las siguientes tablas se aprecian los resultados obtenidos en diferentes corridas, para obtener las condiciones de operación, la geometría del vórtice y la geometría del hidrociclón.

Tabla 7.2 Condiciones de operación a diferentes porcentajes de agua

V_{SG} (pies /seg)	V_{SL} (pies / seg)				
	0% (H ₂ O)	5% (H ₂ O)	10% (H ₂ O)	15% (H ₂ O)	20% (H ₂ O)
8	1.6467	2.2017	2.4375	2.6838	2.9410
9	1.3016	1.7356	1.9169	2.1054	2.3014
10	1.1012	1.4659	1.6157	1.7720	1.9338
11	0.9732	1.2938	1.4239	1.5599	1.6994
12	0.8857	1.1762	1.2937	1.4154	1.5413
13	0.8229	1.0921	1.2001	1.3119	1.4275
14	0.7761	1.0291	1.1304	1.2350	1.3429
15	0.7401	0.9809	1.0769	1.1759	1.2781
16	0.7117	0.9428	1.0347	1.1294	1.2270
17	0.6889	0.9125	1.0009	1.0922	1.1861
18	0.6704	0.8875	0.9731	1.0616	1.1525
19	0.6549	0.8668	0.9503	1.0364	1.1250
20	0.6419	0.8493	0.9311	1.0151	1.1014
21	0.6309	0.8347	0.9146	0.9971	1.0818
22	0.6215	0.8220	0.9006	0.9815	1.0648
23	0.6133	0.8111	0.8884	0.9681	1.0501
24	0.6062	0.8016	0.8779	0.9566	1.0373
25	0.5999	0.7931	0.8686	0.9462	1.0261
26	0.5944	0.7857	0.8604	0.9372	1.0162
27	0.5895	0.7792	0.8532	0.9293	1.0072
28	0.5851	0.7723	0.8466	0.9219	0.9994
29	0.5812	0.7680	0.8407	0.9155	0.9923
30	0.5776	0.7632	0.8355	0.9096	0.9858

Tabla 7.3 Condiciones de operación a diferentes presiones

V _{SG} (pies/seg)	V _{SL} (pies/seg)			
	14.7 (lb/pg ²)	500 (lb/pg ²)	1000 (lb/pg ²)	2500 (lb/pg ²)
5	14.2577	7.3557	8.7580	10.2058
6	4.1801	2.6491	2.9919	3.3309
7	2.3395	1.6121	1.7788	1.9416
8	1.6467	1.1906	1.3900	1.8900
9	1.3016	0.9711	1.1900	1.8200
10	1.1012	0.8800	1.0780	1.7500
11	0.9732	0.8672	0.9800	1.7100
12	0.8857	0.7990	0.8900	
13	0.8229	0.7495	0.7900	
14	0.7761	0.7123	0.7600	
15	0.7401	0.6836	0.7500	
16	0.7117	0.6609	0.7400	
17	0.6889	0.6426	0.7300	
18	0.6704	0.6277	0.7200	
19	0.6549	0.6151		
20	0.6419	0.6048		
21	0.6309	0.5959		
22	0.6215	0.5883		
23	0.6133	0.5818		
24	0.6062	0.5760		
25	0.5999	0.5710		
26	0.5944	0.5666		
27	0.5895	0.5627		
28	0.5851	0.5591		
29	0.5812	0.5560		
30	0.5776	0.5533		

Tabla 7.4 Comportamiento de la geometría del vórtice

r (cm)	W(pies/seg)					
	V _{sm} =4 pies/seg	V _{sm} =7 pies/seg	V _{sm} =11 pies/seg	V _{sm} =14 pies/seg	V _{sm} =17 pies/seg	V _{sm} =20 pies/seg
1.1	5.2	9.3	14.7	18.8	23.0	27.1
2.3	8.8	15.9	25.5	32.9	40.3	47.7
3.4	11.1	20.4	33.2	43.0	52.9	62.9
4.6	12.6	23.4	38.4	50.0	61.8	73.8
5.7	13.2	25.0	41.6	54.5	67.7	81.1
6.9	13.4	25.8	43.3	57.1	71.2	85.6
8.0	13.2	25.8	43.8	58.1	72.8	87.8
9.1	12.8	25.3	43.5	57.9	72.9	88.2
10.3	12.1	24.4	42.4	56.8	71.8	87.3
11.4	11.4	23.2	40.9	55.1	69.9	85.3

Tabla 7.5 Geometría del hidrociclón.

Diámetro (pg)	Producción		
	Líquidos (BPD)	Gas (MMpies ³)	
		Máximo	Mínimo
3	1000	10.500	0.070
4	1000	19.500	0.150
5	1000	31.500	0.200

7.3 Análisis de resultados

Durante el desarrollo de las corridas para el análisis de sensibilidad, se cambió el contenido de líquido producido en la corriente de gas, la presión, la velocidad de la mezcla y el gasto a manejar por el hidrociclón; los resultados obtenidos son:

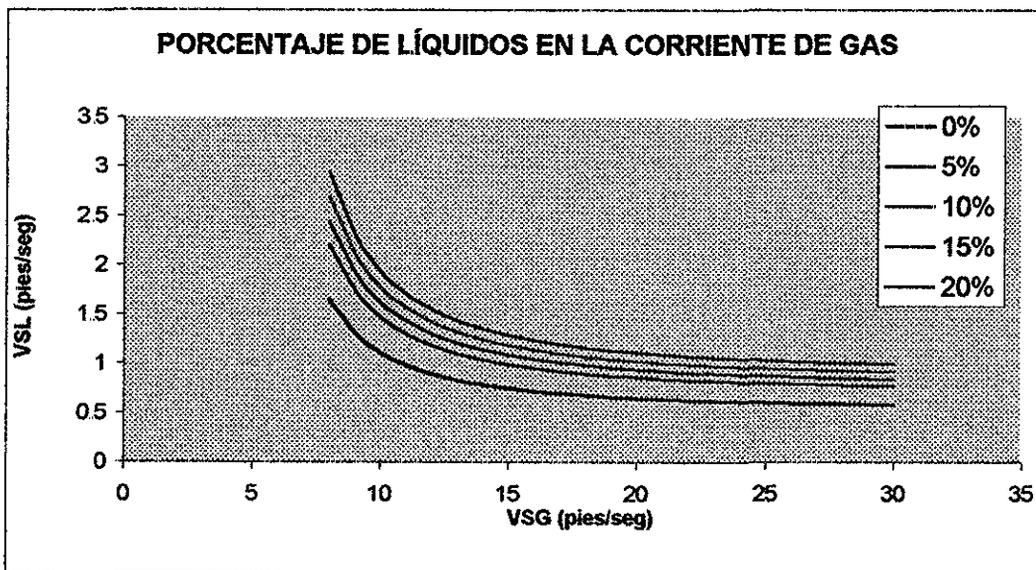
- Para obtener las condiciones de operación, primeramente se efectuó el cálculo de la v_{sl} correspondiente a diferentes v_{sg} (8 a 30 pies/seg) para porcentajes de agua de 0 a 20% en la corriente de gas (Tabla 7.2), posteriormente se calculó la v_{sl} a diferentes presiones, desde 14.7 hasta 2500 lb /pg². (Tabla 7.3)
- Para determinar la geometría del vórtice se efectuaron diferentes cálculos de la velocidad tangencial cambiando la v_{sm} a diferentes radios. (Tabla 7.4)
- Para las condiciones de operación del hidrociclón, con respecto a su geometría, se determinó el volumen máximo y mínimo de gas que puede ser manejado por cada diseño, a un volumen de líquido constante de 1000 BPD y considerando diferentes diámetros. (Tabla 7.5)

A continuación se ilustra el resultado de cada una de las corridas efectuadas para las distintas variaciones realizadas en los parámetros mencionados; esto con el propósito de apreciar el comportamiento de las condiciones de operación y la geometría del hidrociclón.

En las gráficas que se presentan a continuación, se ilustran los parámetros más representativos para definir los efectos causados por el incremento de líquido en la corriente de gas natural a través de un hidrociclón

1.- En la Figura 7.2 se muestra el resultado de los valores obtenidos al variar el porcentaje de líquido presente en la corriente de gas y la v_{sl} correspondiente para cada v_{sg} ; como se aprecia en ésta, al incrementar el volumen de líquido en la corriente de gas a v_{sg} constante, el volumen de líquido puede ser manejado por el hidrociclón incrementando la v_{sl} .

Este análisis es conveniente cuando el estado mecánico del pozo no permite introducir un hidrociclón de mayor diámetro, se puede manejar hasta cierto porcentaje de agua la que puede ser separada en una segunda etapa al instalarse otro(s) hidrociclón(es) en serie.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 7.2 Condiciones de operación a porcentaje de agua variable

2.- En la Figura 7.3 se muestran los resultados de los valores obtenidos a diferentes presiones y la v_{sl} correspondiente para cada v_{sg} ; como se aprecia en la figura, al incrementar la presión para una v_{sg} dada, la v_{sl} se incrementa y el

intervalo de operación de la v_{sg} disminuye, es decir, al aumentar la presión de operación el volumen de gas y líquido que puede ser manejado por el hidrociclón, crece, debido al incremento de la v_{sl} pero en un intervalo cada vez menor en las condiciones de operación.

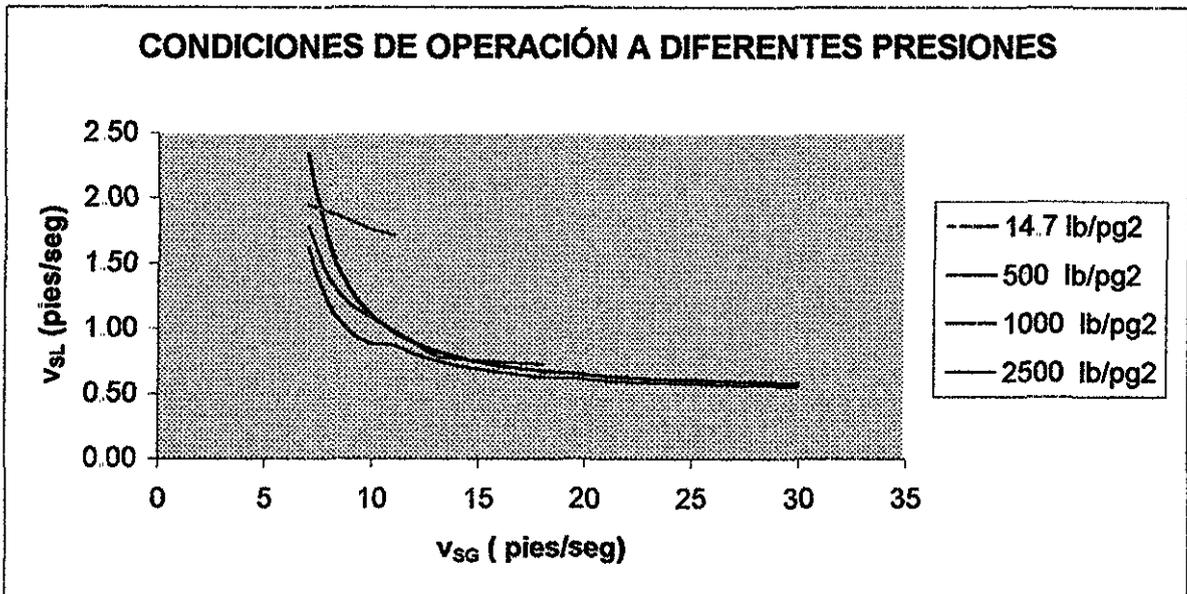


Figura 7.3 Condiciones de operación a diferentes presiones

3.- En la Figura 7.4 se muestra el resultado de los valores obtenidos de la velocidad tangencial a diferentes valores de v_{sm} , y sus posiciones correspondientes en el radio del hidrociclón.

Como se aprecia en esta figura, al disminuir la v_{sm} para una cierta posición del radio, la velocidad tangencial disminuye hasta un cierto valor (8 pies/seg), para valores menores, la forma del vórtice se vuelve plana no llevándose acabo la separación de los fluidos.

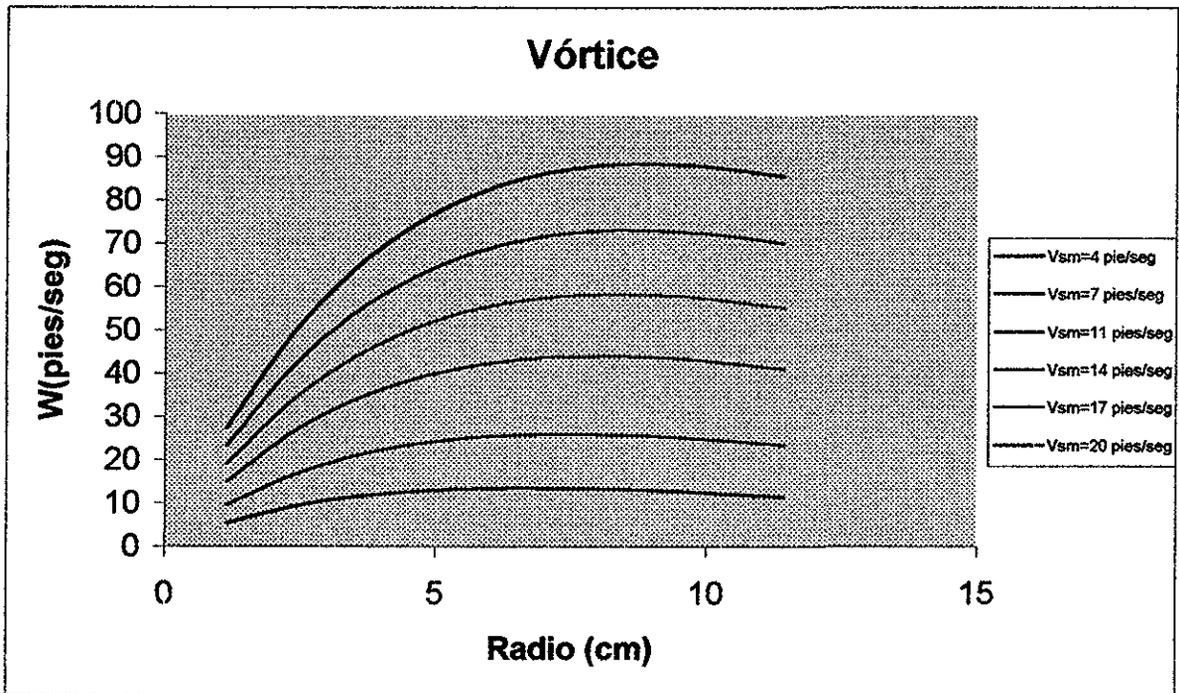


Figura 7.4 Comportamiento del vórtice

La información utilizada para este análisis, corresponde a los datos mostrados en la sección 6.4, en la cual se describe el programa de cómputo.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Conclusiones y Recomendaciones

8.1 Conclusiones.

- Se desarrolló un modelo capaz de predecir el comportamiento hidrodinámico de un hidrociclón, incluyendo la geometría del mismo, el colgamiento de líquido y la distribución de velocidades, la forma de la interfase gas líquido, el nivel de líquido en equilibrio y la caída de presión total. La geometría del hidrociclón incluye la determinación de los diámetros de las boquillas de salida y de entrada, el diámetro y longitud del hidrociclón. El modelo matemático considera el cambio en el porcentaje de agua arrastrado por la corriente de gas y la presión de operación.
- Se elaboró un programa en Visual Basic TM versión 6, para efectuar un análisis de sensibilidad de los parámetros involucrados y establecer el rango de aplicación en cada uno de ellos. Se presenta el listado completo del programa a fin de que éste pueda ser empleado, modificado o integrado a otros paquetes de cómputo para lograr un mejor aprovechamiento y utilización.
- El hidrociclón deberá operarse a una v_{sg} de 8 a 15 pies/seg, para una buena separación de los líquidos del gas, la v_{sm} mínima tolerada en el hidrociclón es de 4 pies/seg, antes de la ésta la forma del vórtice tiende a distorsionarse.

- El hidrociclón puede operar a cualquier presión, esto dependerá del material de fabricación, pero en función de las condiciones de operación, la presión máxima con un buen intervalo de v_{sg} es 1500 lb/pg^2
- Como beneficios adicionales, serían la reducción de los costos de producción y recuperación de gas, de productos químicos para el tratamiento del agua y protección contra corrosión, manejo de agua en superficie y la reducción del riesgo de impacto ambiental.

8.2 Recomendaciones

Los resultados mostrados en este trabajo son para condiciones de operación específicas; por lo tanto, es recomendable analizar otros casos; particulares con la finalidad de obtener las condiciones de operación del hidrociclón para diferentes instalaciones

Cuando no sea posible lograr una buena separación del líquido de la corriente de gas natural con el uso de un hidrociclón, se recomienda instalar en línea (serie) varios hidrociclones para la eliminación total del líquido.

Al incrementarse el volumen de agua aportado por el yacimiento y que sobrepase el intervalo de operación del hidrociclón, el porcentaje de líquidos en la corriente de gas se incrementará, siendo necesarios el diseño e instalación de un nuevo separador para las nuevas condiciones; mientras tanto se recomienda estrangular la descarga del pozo para disminuir la producción de líquidos

Cuando la presión de descarga de líquido no sea suficiente para inyectarlo en la formación, se recomienda acoplar una bomba para tal fin, especificada en función de los resultados de pruebas de inyectabilidad

Nomenclatura

Cd	=	Coefficiente de arrastre (Adim)
C	=	Contenido de agua (%)
D	=	Diámetro (pies)
f	=	Factor de fricción (Adim)
Fp	=	Factor de corrección por alta presión. (Adim)
g	=	Aceleración de la gravedad (pies/seg)
gc	=	Factor de conversión para unidades constantes (32.2 lb _m /pie/lb _f seg ²)
H	=	Colgamiento de líquido (Adim)
h	=	Eficiencia de separación (%)
K	=	Coefficiente de descarga (Adim)
L	=	Longitud (pies)
P	=	Presión (lb/pg ²)
q	=	Gasto volumétrico (pie ³ /seg)
T	=	Temperatura (°F)
r	=	Radio (pg)
Re	=	Número de Reynolds (Adim)
V	=	Velocidad (pies/seg)
W	=	Velocidad tangencial (pies/seg)
z	=	Resistencia total del hidrociclón (Adim)
Z	=	Factor de compresibilidad (Adim)

Letras Griegas:

Δ	=	Diferencia
δ	=	Espesor de la película (pies)
γ	=	Peso específica del gas (lb/pie ³)
λ	=	Colgamiento sin resbalamiento (Adim)
π	=	3.1416
μ	=	Viscosidad (cp)
ρ	=	Densidad (lb _m /pie ³)
σ	=	Tensión superficial (lb _f /pie)
ϕ	=	% de agua en la corriente de gas

Subíndices:

bo	=	Flujo en la salida de gas
ct	=	Crítica
d	=	Gota
eq	=	Equilibrio
g	=	Gas
l	=	Líquido
m	=	Mezcla
s	=	Superficial
TR	=	Tubería de revestimiento
TP	=	Tubería de producción
R	=	Relativa
wh	=	Cabeza del pozo

Superíndice:

.	=	Condición anterior al comienzo del arrastre del líquido
---	---	---

Referencias:

- 1 -Arzate, C., C Stern y Czitrom, S.P.R.: "Sistema electromecánico para el estudio de vórtices inducidos por flujos oscilantes", Póster presentado en IV congreso de la División de Dinámica de Fluidos de la Sociedad Mexicana de Física San Luis Potosí México, (1998)
- 2 -Stern, C.C. Czitrom, S.P.R., Prado, E. y Godoy, R.: "Supresión de vórtices en un flujo oscilante", Revista Mexicana de Física, (2000)
- 3 -Stern, C.C. Czitrom, S.P.R., E. y Godoy, R.: "Oscillating Flow Through a Funnel", Gallery of Fluids Motion, Physics of Fluids, (1999), Vol II, No 9
- 4 -Streeter, V. L. y Wylie, E.B.: "Mecánica de los Fluidos", Mc Graw Hill. (1988).
- 5 -Martín, J.L. y Mc Cutcheon, S.C.: "Hydrodynamics and transport for water quality modeling", Lewis Publisher, (1999)
- 6 -Barr D.: "Explicit Working for Turbulent Pipe Flow Problem", Journal of Hydraulics Division, Proceedings of the American Society of Civil Engineers, Vol 102, No HY5, Mayo, (1976)
- 7 -Christensen, B. Discussion about: "Flow Velocities in Pipelines", Journal of Hydraulics Engineering, Vol 110, (1984)
- 8 -Luis E. G., Ram. S. M. y Ovadia S.: "State-of-the-Art Simulator for Field Applications of Gas-Liquid Cylindrical Cyclone Separators", SPE International 56581, (1994)
- 9 -Inta A. A., Ashutosh R. J. y Ovadia S. y Gene E. K.: "Hydrodynamics of Two Phases Flow in Gas-Liquid Cylindrical Cyclone Separators", SPE Journal 30683, Diciembre, (1996)
- 10 - SRH, México.: "Uso del agua y manejo del agua residual en la industria", Subsecretaría de Planeación, (1976.)
- 11.- George S. O.: "Mud Equipment Manual", Handbook 6: Hidrociclones, Gulf Publishing Company, Mayo, (1982)
12. - Degremont, : "Manual Técnico del Agua", Artes Gráficas Grijelmo S. A., (1979)
- 13 - Paul N. C.: "Handbook of Water and Wastewater Treatment Technology", New Jersey Institute of Technology Newark, New Jersey,(1995), pp 339-372.
- 14 - Ting V.C.: "Effects of Orifice Meter Orientation on Wet Gas Flow Measurement Accuracy", SPE 26158, (1993), pp 211-216

- 15 - Shen J.J.: "Diagnostics and Improvement of Wellhead: A Case Study", SPE 35610, pp 241-247, 28 abril - 1 de mayo, (1996).
- 16.- Arnold K.E , Ferguson P.L.: "Designing Tomorrow's Compact Separation Train", SPE 56644, pp 63, 3-6 octubre, (1999)
- 17.- Suarez S., Sayed A. A.: "Feasibility of Downhole Oil/Water Separation and Reinjection in the GOM ", SPE 57285, pp 261-267, 25-26 octubre, (1999)
- 18 - Bowers B. E , Brownlee R F , Schrenkel P. J.: "Development of a Downhole Oil/Water Separation and Reinjection System for Offshore Application", SPE 63014, pp 115-122, 30 abril- 2 mayo , (2000)
- 19 - Stuebinger L. A. : "Multipurpose Wells: Downhole oil/water Separation in the Future", SPE 65071, pp 191-195, (Agosto de 2000)
- 20.- Kermit. E. B.: "The Technology of Artificial Lift Methods", Volumen 2a, pp 9-94, Penn Well Publishing Company Tulsa, Oklahoma, (1980)
- 21.- Reydon, R.F. y Gauvin, W.H. : "Theoretical and Experimental Studies of Confined Vortex Flow," The Canadian Journal of Chemical Engineering, vol 59, (Febrero 1981), pp 14-23
- 22 - Millington, B.C y Thew, M. T : "LDA Study of Component Velocities in Air-Water Models of Steam-Water Cyclone Separators" Proceden de 3rd Conferencia Internacional sobre Flujo Multifasico, The Hague, The Netherlands, Mayo 18, (1987), pp. 115-125
- 23.- Farchi, D : "A Study of Mixers and Separators for Two-phases Flow in M H D Energy Conversion Systems," Universidad de Ben-Gurion, Israel, (1990).
- 24.- Kurokawa, J y Ohtak, T : "Gas-Liquid Flow Characteristics and Gas-Separation Efficiency in a Cyclone Separator," ASME FED- volumen 224, Gas Liquid Flows, (1995), pp 51-57
- 25.- Wolbert, D , Ma, B. F , Aurelle, Y y Seureau, J.: "Efficiency Estimation of Liquid-Liquid Hydrocyclones Using Trajectory Analysis," AIChE Journal, vol. 41, No. 6. (Junio 1995), pp 1395-1402
- 26.- Arpandi, I.A., Joshi A.R , Shoham, O , Shirazi, S y Kouba, G.E : "Hydrodynamics of Two-Phase Flow in Gas-Liquid Cylindrical Cyclones Separators," SPE 30683, presentado en la SPE 70th Annual Meeting, Dallas, Octubre 22-26, (1995), SPEJ, (Diciembre 1996), pp. 427-436
- 27.- Marti, S., Erdal, F., Shoham, O , Shirazi, S y Kouba, G : "Análisis of Gas Carry-Under in Gas-Liquid Cylindrical Ciclonos," Presentado en el "Hidrociclones 1996" International Meeting, St. John College, Cambridge, Inglaterra, abril 2-4, (1996)
- 28 - Movafaghian, S : "The Effects of Geometry, Fluid Properties and Pressure on the Flow Hydrodynamics in Gas-Liquid Cylindrical Cyclone Separators," Universidad de Tulsa, (1997)

29.-Wang S., Mohan, R., Shoham, O. y Kouba, G.: "Dynamic Simulation and Control System Design of Gas-Liquid Cylindrical Cyclone Separators", SPE 49175, presented at the SPE 73rd Annual Meeting, New Orleans, Septiembre 27-30, (1998).

30 -Mantila, I., Shirazi, S. y Shoham, O.: "Flow Field Prediction and Bubble Trajectory Model in GLCC Separators," presentado en la ASME Energy Resources Technology Conference and Exhibition, ETCE, Houston Texas, Febrero 1-2, (1999)

31.-Gomez, L., Mohan, R., Shoham, O., Marrelli, J., y Kouba, G.: "State-of-the-art Simulator and Field Applications of Gas-Liquid Cylindrical Cyclone Separators," SPE 56581, Presentado en la SPE 74th Annual Meeting, Houston, Octubre 3-6, (1999).

32 -Wichert, E. y Aziz, K.: "Calculate Z's for Sour Gases", Hydrocarbon Processing, Mayo, (1972)

33 -Lee, A. L., et al.: "The viscosity of Natural Gases", Trans AIME, pp 197, (1942)

Apéndice A

Programa de Cómputo para el Diseño del Hidrociclón

```
Private Sub Command1_Click()

' CÁLCULO DEL VOLUMEN MÍNIMO Y GASTO MÍNIMO DE GAS PARA LA ELIMINACIÓN
' DE AGUA Y/O CONDENSADOS (MÁXIMO 130 BPS)

geom.Visible = False
vdrctice3.Visible = False
condop.Visible = False

py = Form2.Text3.Text
ty = Form2.Text4.Text
dtp = Form2.Text5.Text
DIR = Form2.Text6.Text
z = Round(Form2.Text10.Text, 4)
pwh = Form2.Text11.Text
twh = Form2.Text12.Text
twh = twh + 460

v1 = ((31.5 * (67 - (0.0031 * pwh)) ^ 0.5) / (0.0031 * pwh)) ^ 0.5
q1 = (3.06 * pwh * v1 * (dtp / 24) ^ 2 * 3.1416) / (z * twh)
v2 = ((16.2 * (45 - (0.0031 * pwh)) ^ 0.5) / (0.0031 * pwh)) ^ 0.5
q2 = (3.06 * pwh * v2 * (dtp / 24) ^ 2 * 3.1416) / (z * twh)

Label12 = py
Label13 = ty
Label14 = dtp
Label15 = z
Label16 = Round(v1, 2)
Label17 = Round(q1, 2)
Label18 = Round(v2, 2)
Label19 = Round(q2, 2)
velyvol.Visible = True

End Sub
```

```
Private Sub Command2_Click()
```

' CÁLCULO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN (VSG Y VSL)

geom.Visible = False
vortice3.Visible = False
velyvoi.Visible = False

Dim velgas(30) As String
Dim velliq(30) As String

' CÁLCULO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

vsg = 5
angulo = 20

For i = 5 To 15

gl = Form2.Text1.Text
gg = Form2.Text2.Text
py = Form2.Text3.Text
ty = Form2.Text4.Text
dtp = Form2.Text5.Text
DTR = Form2.Text6.Text
dg = Form2.Text7.Text
dw = Form2.Text8.Text
vis = Form2.Text9.Text
z = Round(Form2.Text10.Text, 4)
pwh = Form2.Text11.Text
twh = Form2.Text12.Text

' DIÁMETRO DEL HIDROCICLÓN

DS = DTR - 2

' DIÁMETRO DE LA BOQUILLA DE ENTRADA

dbe = 0.14 * DS
abe = 3.1416 * dbe ^ 2

' GASTO MÁXICO DE GAS (ft/seg)

gmg = 11.574 * gg / (28.97 * dg)

'GASTO MÁSIICO DE LÍQUIDO (pies/seg)

$$gml = 0.000064881 * gl / (62.4 * dw)$$

'VELOCIDAD SUPERFICIAL DE LA MEZCLA

$$vsm = (gmg + gml) / abe$$

$$lg1 = (0.47 * DS) / 24$$

$$fi = 0$$

'CÁLCULO DEL COLGAMIENTO

If py > 146.5 Then

$$fp = 3.7176 * py ^{-0.2633}$$

Else

$$fp = 1$$

End If

$$vgo = 1.15 * vsg + 0.35 * (32.2 * (DS / 12) * ((dw * 62.4 - dg * 28.97) / (dw * 62.4))) ^{0.5}$$

If ty > 506.56 Then

$$\sigma = 0$$

Else

$$\sigma = (-0.2667 * (141.5 / dg - 131.5) + 39.3 - 0.053125 * (ty - 68)) * 0.00068072$$

End If

$$ld = 1 / (64.4 / vsg ^ 2 - 0.015556 * ((dg * vsg) ^ 2 / (dw * \sigma)))$$

$$hl = (1 - vsg / vgo) * (1 - ld / lg1) * fp * (1 - fi / 100)$$

'If hl <= 0.2 Then

$$vsg2 = 0.2 / ((1 - ld / lg1) * fp * (1 + fi / 100))$$

$$hl = 0.2 * (vsg - vgo) / (vsg2 - vgo)$$

'End If

$$dm = dw * 62.4 * hl + dg * 28.97 * (1 - hl)$$

$$dgo = DS / 12 * (1 - hl) ^{0.5}$$

$$\text{deltapgl} = -2.057 * dg * vsm ^ 2 * (lg1 - ld) / dgo - 24.68 * dg * vsg ^ 2 * ld / DS - 32.2 *$$

'CÁLCULO DE LA VELOCIDAD SUPERFICIAL DEL LÍQUIDO

$$vsl = 1$$

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

tol = 0.01

Do While tol > 0.001

dbw = (0.071 * (vsl / (dw * gml)) ^ 0.5) / 12

lin = lg1 + (DS / 12 - dbw) / (24 * Tan(angulo * 3.1416 / 180))

vct = 1.145 * ((sigma * (62.4 * dw - 28.97 * dg) / (62.4 * dw ^ 2)) ^ 0.25

vbo = (21.67 / dg) * (dw * sigma) ^ 0.25

If ld >= lg1 Then

leq = lin - lin * ((vsg - vbo) / (vct - vbo))

Else

leq = lin + hl * (lg1 - ld)

End If

deltapl = 137.28 * (leq - lin / 2) + 932.834 * (lin - leq) - 35.63 * dw * vsl / dbw

tol = Abs(deltapgl - deltapl)

vsl = (-dbw / (35.63 * dw)) * (deltapgl - 137.28 * (leq - lin / 2) - 932.834 * (lin - leq)

Loop

velgas(i) = vsg

velliq(i) = vsl * 10

vsg = vsg + 1

Next i

condop.Visible = True

Label158 = Round(velliq(6), 3)

Label157 = Round(velliq(9), 3)

Label156 = Round(velliq(12), 3)

Label155 = Round(velliq(15), 3)

Label154 = 0

Label149 = velgas(6)

Label150 = velgas(9)

Label151 = velgas(12)

Label152 = velgas(15)

End Sub

Private Sub Command3_Click()

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

' CÁLCULO DE LA GEOMETRÍA DEL HIDROCICLÓN

```
vortice3.Visible = False
condop.Visible = False
volyoi.Visible = False
    angulo = 20
    gl = Form2.Text1.Text
    gg = Form2.Text2.Text
    py = Form2.Text3.Text
    ty = Form2.Text4.Text
    dtp = Form2.Text5.Text
    DIR = Form2.Text6.Text
    dg = Form2.Text7.Text
    dw = Form2.Text8.Text
vis = Form2.Text9.Text
z = Round(Form2.Text10.Text, 4)
pwh = Form2.Text11.Text
twh = Form2.Text12.Text
```

' DIÁMETRO DEL HIDROCICLÓN

DS = DTR - 2

' DIÁMETRO DE LA BOQUILLA DE ENTRADA

dbe = 0.14 * DS
abe = 3.1416 * dbe ^ 2

' GASTO MÁSSICO DE GAS (pies/seg)

gmg = 0.3995 * gg / dg

' GASTO MÁSSICO DE LÍQUIDO (pies/seg)

gml = 0.00000103975 * gl / dw

' VELOCIDAD SUPERFICIAL DE LA MEZCLA

vsm = (gmg + gml) / abe
vsg = vsm
lg1 = 0.47 * DS / 24
fi = 0

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

'CÁLCULO DEL COLGAMIENTO

```
If py > 146.5 Then
    fp = 3.7176 * py ^ -0.2633
Else
    fp = 1
End If
vgo = 1.15 * vsg + 0.35 * (32.2 * (DS / 12) * ((dw * 62.4 - dg * 28.97) / (dw * 62.4))) ^ 0.5
If ty > 506.56 Then
    sigma = 0
Else
    sigma = (-0.2667 * (141.5 / dg - 131.5) + 39.3 - 0.053125 * (ty - 68)) * 0.00068072
End If

ld = 1 / (64.4 / vsg ^ 2 - 0.015556 * ((dg * vsg) ^ 2 / (dw * sigma)))
hl = (1 - vsg / vgo) * (1 - ld / lg1) * fp * (1 - fi / 100)
If hl <= 0.2 Then
    vsg2 = 0.2 / ((1 - ld / lg1) * fp * (1 + fi / 100))
    hl = 0.2 * (vsg - vgo) / (vsg2 - vgo)
End If
dm = dw * 62.4 * hl + dg * 28.97 * (1 - hl)
dgo = DS / 12 * (1 - hl) ^ 0.5
deltapg1 = -2.057 * dg * vsm ^ 2 * (lg1 - ld) / dgo - 24.68 * dg * vsg ^ 2 * ld / DS - 32.2 *
```

'CÁLCULO DE LA VELOCIDAD SUPERFICIAL DEL LÍQUIDO

```
vsl = 1
tol = 1
Do While tol > 0.001
    dbw = (0.071 * (vsl / (dw * gml)) ^ 0.5) / 12
    lin = lg1 + (DS - dbw) / (24 * Tan(angulo * 3.1416 / 180))
    vct = 1.145 * ((sigma * (62.4 * dw - 28.97 * dg) / (62.4 * dw) ^ 2)) ^ 0.25
    vbo = (21.67 / dg) * (dw * sigma) ^ 0.25
    If ld >= lg1 Then
        leq = lin - lin * ((vsg - vbo) / (vct - vbo))
    Else
        leq = lin + hl * (lg1 - ld)
    End If
    tol = 1 - tol
```

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

```

deltapl = 137.28 * (leq - lin / 2) + 932.834 * (lin - leq) - 35.63 * dw * vs1 / dbw
tol = Abs(deltapg1 - deltapl)
vs1 = {-dbw / (35.63 * dw)} * (deltapg1 - 137.28 * (leq - lin / 2) - 932.834 * (lin - leq))

```

Loop

```

deltap = 0.45 * vsg ^ 2 * dg * (0.195 * vsg + vsg ^ 2 / (64.4 * dbe) - 0.852)

```

'DIÁMETRO DE LA SALIDA DE GAS

```

dbg = (1.128 * (gmg / vsg) ^ 0.5) * dg

```

'DIÁMETRO DE LA SALIDA DE LÍQUIDOS

```

dbl = (0.491 * (gml / vs1) ^ 0.5) * dw

```

```

'dbe = 0.8849 * ((gmg + gml) / (deltap / dm) ^ 0.5) ^ 0.5 - 1

```

```

l2 = 24 * lg1

```

```

l1 = ((DS - dbl) / 2) / Tan(angulo * 3.1416 / 180)

```

```

Label20.Caption = Round(l2, 2)

```

```

Label21.Caption = Round(dbe, 2)

```

```

Label22 = Round(DS, 2)

```

```

Label23 = Round(dbg, 2)

```

```

Label24.Caption = Round(l1, 2)

```

```

Label25.Caption = Round(dbl, 2)

```

```

Label26.Caption = Round(angulo, 2)

```

```

Label34.Caption = Round(py, 2)

```

```

Label35.Caption = Round(gml + gmg, 2)

```

```

Label36.Caption = Round(py - deltap - 40 * lg1 * dg, 2)

```

```

Label37.Caption = Round(gmg, 2)

```

```

Label38.Caption = Round(py - deltap - 8 * dw / 2, 2)

```

```

Label39.Caption = Round(gml, 4)

```

```

geom.Visible = True

```

End Sub

```

Private Sub Command4_Click()

```

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

'GEOMETRÍA DEL VÓRTICE

geom.Visible = False
condop.Visible = False
velvol.Visible = False

vsl = 5
vsg = 15
angulo = 20
deltap = 2
g1 = Form2.Iext1.Text
gg = Form2.Text2.Text
py = Form2.Text3.Text
ty = Form2.Text4.Text
dtp = Form2.Text5.Text
DTR = Form2.Text6.Text
dg = Form2.Text7.Text
dw = Form2.Text8.Text
vis = Form2.Text9.Text

DS = DIR - 2

'DIÁMETRO DE LA ENTRADA DE LA MEZCLA

dbe = 0.3 * DTR
abe = 3.1416 * dbe ^ 2

'GASIO MÁSIKO DEL GAS (ft/seg)

gmg = gg * 1000000 / (86400 * 24)

'GASTO MÁSIKO DE LÍQUIDOS (ft/seg)

gml = g1 * 35.26 / (86400 * 6.29 * 24)

'VELOCIDAD SUPERFICIAL DE LA MEZCLA

vsm = (gmg / (28.97 * dg) + gml / (62.4 * dw)) / abe
vo = vsm
r = 0
w = (1.35 * r * Exp(-0.153 * vo ^ (-0.17) * r)) * vo

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

```
Label46.Caption = Round(w, 2)
r = r + (DS / 8)
w = (1.35 * r * Exp(-0.153 * vo ^ (-0.17) * r)) * vo
```

```
Label43.Caption = Round(w, 3)
r = r + (DS / 8)
w = (135 * r * Exp(-0.153 * vo ^ (-0.17) * r)) * vo
Label47.Caption = Round(r, 2)
Label45.Caption = Round(r, 2)
```

```
Label42.Caption = Round(w, 3)
r = r + (DS / 8)
w = (135 * r * Exp(-0.153 * vo ^ (-0.17) * r)) * vo
```

```
Label41.Caption = Round(w, 3)
r = r + (DS / 8)
w = (135 * r * Exp(-0.153 * vo ^ (-0.17) * r)) * vo
```

```
Label48.Caption = Round(r, 2)
Label44.Caption = Round(r, 2)
Label40.Caption = Round(w, 3)
vortice3.Visible = True
```

End Sub

```
Private Sub Command6_Click()
    On Error Resume Next

    With dlgCommonDialog
        .DialogTitle = "Imprimir"
        .CancelError = True
        .Flags = cd1PDReturnDC + cd1PDNoPageNums
        If ActiveForm.rtfText.Sellength = 0 Then
            .Flags = .Flags + cd1PDAllPages
        Else
            .Flags = .Flags + cd1PDSelection
        End If
        .ShowPrinter
    End With
End Sub
```

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

```
Form1.PrintForm  
Printer.EndDoc
```

```
End With  
End Sub
```

```
Private Sub Command7_Click()  
End  
End Sub
```

```
Private Sub Command8_Click()  
Unload Me  
Form2.Visible = True  
End Sub
```

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

```
Private Sub Command1_Click()  
Form2.Hide  
Form1.Visible = True  
End Sub
```

```
Private Sub Command2_Click()  
On Error Resume Next  
  
With dlgCommonDialog  
    .DialogTitle = "Imprimir"  
    .CancelError = True  
    .Flags = cd1PDReturnDC + cd1PDNoPageNums  
    If ActiveForm.rtfText.SelLength = 0 Then  
        .Flags = .Flags + cd1PDAllPages  
    Else  
        .Flags = .Flags + cd1PDSelection  
    End If  
    .ShowPrinter  
    Form2.PrintForm  
    Printer.EndDoc  
  
End With  
End Sub
```

```
Private Sub Command3_Click()  
End  
End Sub
```

```
Private Sub Command4_Click()
```

```
' CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z.
```

```
Tipo_ac = 1
```

```
Dens_rei_g = Text7.Text
```

```
If Tipo_ac = 1 Then
```

```
    Tpc = 167 + (316.67 * Dens_rei_g)
```

```

    Ppc = 702.5 - (50 * Dens_rel_g)
Else
    Tpc = 238 + (210 * Dens_rel_g)
    Ppc = 740 - (100 * Dens_rel_g)
End If

tpr = (Iext4 + 460) / Tpc
ppr = Iext3 / Ppc

If Text3 < 4000 Then

z = 1
conv = 10
Do Until (conv < 0.00001)
Ror = 0.27 * ppr / (z * tpr)
    A1 = 0.31506
    A2 = -1.0467
    A3 = -0.5783
    A4 = 0.5353
    A5 = -0.6123
    A6 = -0.10489
    A7 = 0.68157
    A8 = 0.68446
Z1 = 1 + (A1 + A2 / tpr + A3 / tpr ^ 3) * Ror + (A4 + A5 / tpr) * Ror ^ 2 + (A5 * A6 * Ror ^ 5 / tpr) + (A7
conv = Abs(z - Z1)
z = Z1
Loop

Else
ah = 10
z = 1
rors = 1
Do While (Abs(ah) > 0.0001)
T = 1 / tpr
aa = -(0.06125 * T * Exp(-1.2 * (1 - T) ^ 2))
ab = 14.76 * T - 9.76 * T ^ 2 + 4.58 * T ^ 3

```

```

ac = 90.7 * I - 242.2 * T ^ 2 + 42.4 * T ^ 3
ad = 29.52 * T - 19.52 * T ^ 2 + 9.16 * T ^ 3
ae = 2.18 + 2.82 * T
ag = 1.18 + 2.82 * I

```

```

ah = ppr * aa + (rors + rors ^ 2 + rors ^ 3 - rors ^ 4) / (1 + rors) ^ 3 - (ab * rors ^ 2 + ac * rors ^ ae)
al = (1 + 4 * rors ^ 2 + 4 * rors ^ 3 + rors ^ 4) / (1 + rors) ^ 4 - ad * rors + ae * ac * rors ^ ag
rorc = rors + ah / al
rors = (rorc)

```

```

cont = cont + 1

```

```

Loop

```

```

z = 0.06125 * ppr * Exp(-1.2 * (1 - I) ^ 2) / rors

```

```

End If

```

```

Text10.Text = z

```

```

End Sub

```

```

Private Sub Command5_Click()

```

```

' CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD (cp) DEL GAS CON LA CORRELACIÓN DE LEE

```

```

Dens_rel_g = Text7.Text

```

```

T = Text4.Text

```

```

dg = Text7.Text * 28.97

```

```

x = 3.5 + 986 / (T + 460) + 0.2897 * Dens_rel_g

```

```

y = 2.4 - 0.2 * x

```

```

k = ((9.4 + 0.5794 * Dens_rel_g) * (I + 460) ^ 1.5) / (209 + 550.4 * Dens_rel_g + (I + 460))

```

```

visc = 0.0001 * k * Exp(x * (dg / 62.428) ^ y)

```

```

Text9.Text = visc

```

```

End Sub

```