

**REVISIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE MANEJO DEL CRUDO PRODUCIDO EN
EL CAMPO ESCUELA COLORADO Y DESARROLLO DE LA INGENIERÍA
CONCEPTUAL PARA LAS CONDICIONES FUTURAS**

JORGE ALFONSO MARTÍNEZ LOZANO

DIEGO FERNANDO PINTO PLAZAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**REVISIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE MANEJO DEL CRUDO PRODUCIDO EN
EL CAMPO ESCUELA COLORADO Y DESARROLLO DE LA INGENIERÍA
CONCEPTUAL PARA LAS CONDICIONES FUTURAS**

**JORGE ALFONSO MARTÍNEZ LOZANO
DIEGO FERNANDO PINTO PLAZAS**

Trabajo de Grado para optar al título de Ingenieros de Petróleos

Director

ING. ERIK GIOVANY MONTES PAEZ

Co - Director

ING. EDISON ODILIO GARCIA NAVAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A Dios por darme sabiduría, paciencia y fortaleza para realizar este trabajo.

A mis padre José Alfonso Martínez, Mi madre Elizabeth Lozano y mi hermano José Fernando Martínez por estar siempre pendiente de colaborarme, y colaborarme en todo lo posible.

A mis compañeros de estudio que siempre estuvieron apoyándome y alentándome para que no me estresara ni me desviara del camino al realizar esta tesis.

Jorge Alfonso Martínez Lozano

DEDICATORIA

A Dios por ser la fortaleza constante en mi vida, porque con la confianza que deposite en el me ayudo a salir de los problemas siempre.

A mis abuelos Pablo Antonio Plazas y Rosa María Cornejo, mi tía Amparo Plazas Cornejo pues con sus esfuerzos incansables me dieron todo lo necesario para que me formara como persona y como profesional, por su gran amor, estimación y apoyo que me brindaron.

A mis padres Saúl Pinto Méndez y Jael Plazas Cornejo por darme la vida, todo el amor y apoyo prestado.

A mis hermanos, por estar siempre en las buenas y en las malas. A mi familia por confiar en mí y siempre apoyarme.

A todos mis profesores, mis compañeros y todas las personas que directamente o indirectamente influyeron en mi formación en la universidad y en el diario vivir.

A Susan Katherine Colmenares Salcedo que fue incondicional con migo, por brindarme todo su apoyo, opinión y cariño. Por acompañarme en toda mi formación: colegio y universidad, por ser una persona tolerante en los momentos difíciles y por todos los momentos compartidos.

Diego Fernando Pinto Plazas

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por fomentar un ambiente propicio para la investigación y el desarrollo de aplicaciones útiles a la sociedad.

A la ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS, por aquellos conocimientos brindados a lo largo de nuestra formación profesional.

Ing. Erik Giovany Montes, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por sus aportes, orientación y apoyo incondicional y constante.

Ing. Edison Odilio García, Ingeniero de Petróleos, co-director del proyecto, por su acompañamiento durante todo el transcurso del proyecto.

Ing. Carlos Julio Monsalve, Director del Campo escuela, por estar siempre pendiente de nosotros colaborándonos en todo lo necesario.

Juan José Tovar, Estudiante de Ingeniería Química, por apoyarnos en todo lo correspondiente al área de simulación en HYSYS.

Mario por su apoyo y acompañamiento en las pruebas realizadas en el laboratorio.

A los ingenieros Manuel Cabarcas y Jorge Sachica, calificadores de este trabajo de grado, por la colaboración y apoyo brindado desde el momento que fueron asignados como calificadores.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	20
1.1 EQUIPOS USADOS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	21
1.1.1 Manifold o Serpentin.....	21
1.1.2. Separadores	22
1.2. SEPARADORES BIFÁSICOS	24
1.2.1. Separadores Horizontales	24
1.2. Separadores Verticales	26
1.2.3. Otras Configuraciones	28
1.3 SEPARADORES TRIFÁSICOS.....	29
1.3.1. Separadores Horizontales	30
1.3.2. Separadores Verticales	33
1.4. SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE CRUDO.....	34
1.4.1. Tratamiento de Emulsiones	37
1.4.2. Agente Emulsificante	38
1.4.3. Desemulsificantes.....	39
1.4.4. Pruebas de Botella	40
1.4.5. Separación Gravitacional.....	40
1.4.6. Coalescencia	41
1.4.7. Viscosidad	42
1.4.8. Efectos del Calor	44
1.4.9 Tratadores Térmicos Verticales	47
1.4.10. Tratadores Térmicos Horizontales.....	49
1.4.11. Gun Barrels.....	51
1.4.12. Tratadores Electrostáticos	53

2. GENERALIDADES CAMPO COLORADO.....	57
2.1. ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	59
2.2. ACTUALIDAD DEL CAMPO COLORADO.....	62
2.3. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	64
2.7. EVALUACIÓN DE LA ESTACION DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DEL DE CRUDO DEL CEC	71
3. DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.....	76
3.1. PRUEBAS DE LABORATORIO.....	77
3.2. SIMULACIÓN EN HYSIS	86
3.3. SELECCIÓN DEL DISEÑO PARA LA SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO DEL CAMPO COLORADO	90
3.4. ANALISIS FINANCIERO DEL DISEÑO SELECCIONADO.....	96
CONCLUSIONES	98
RECOMENDACIONES.....	100
BIBLIOGRAFÍA	101
ANEXOS.....	103

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Efecto de la Presión de Separación en el Líquido Recuperado del Tanque.....	24
Figura 2. Esquema de un Separador Bifásico Horizontal	26
Figura 3. Esquema de un Separador Bifásico Vertical.....	28
Figura 4. Esquema de un Separador Trifásico Horizontal	31
Figura 5. Separador Trifásico Horizontal con Balde y Vertedero	32
Figura 6. Esquema de un Separador Vertical Trifásico.....	34
Figura 7. Diferentes Tipos de Emulsiones	37
Figura 8. Variación de la Viscosidad Cinemática con la Temperatura	43
Figura 9. Pérdidas de Volumen Respecto a la Temperatura	45
Figura 10. Pérdidas de Gravedad API Respecto a la Temperatura	46
Figura 11. Cambio en la Gravedad Específica Respecto a la Temperatura	47
Figura 12. Tratador Térmico Vertical	49
Figura 13. Tratador Térmico Horizontal (Vista Horizontal)	51
Figura 14. Tratador Térmico Horizontal (Vista Superior)	51
Figura 15. Gun Barrel	53
Figura 16. Tratador Electrostático.....	55
Figura 17. Ubicación Campo Colorado	58
Figura 18. Distribución de los Pozos en el Campo Colorado.....	61
Figura 19. Generalización de la Columna Estratigráfica del VMM.....	62
Figura 20. Grafica de la Proyección de Producción a 2013	63
Figura 21. Distribución del BSW del Crudo del Campo Colorado	66
Figura 22. Variación Del BSW en los Últimos 9 Meses.	67
Figura 23. Curva de Viscosidad del Campo Colorado	69
Figura 24. Variación de la Concentración De Sal en los Últimos 9 Meses	70
Figura 25. Esquema de la Estación de Recolección y Tratamiento del CEC.....	71

Figura 26. Porcentaje de Separación del Agua por Separación Gravitacional	79
Figura 27. BSW del Crudo Separado.....	80
Figura 28. Prueba de Botella a Temperatura Ambiente.....	82
Figura 29. Prueba de Botella a Temperatura Ambiente en el Laboratorio	83
Figura 30. Prueba de Botella a 140 °F de Temperatura.	84
Figura 31. Prueba de Botella a 140 °F de Temperatura en el Laboratorio.....	85
Figura 32. Simulación HYSYS, Separador Trifásico Horizontal	87
Figura 33. Simulación HYSYS, Tratamiento Térmico.	89
Figura 34. Balance Volumétrico en el Sistema de Separación y Tratamiento del Crudo.....	95
Figura 35. Distribución de Tamaño de Gota de Agua.....	109
Figura 36. Coeficiente β para un Cilindro con la Mitad del Volumen Lleno.....	110

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. OOIP y Reservas Campo Colorado	57
Tabla 2. Información Requerida Campo Colorado - Inventario de la Estación	65
Tabla 3. Caracterización del crudo del Campo Escuela Colorado	68
Tabla 4. Dimensionamiento del Separador bifásico para producción futura	73
Tabla 5. Dimensiones y Capacidades Típicas de Tanques de Almacenamiento...	74
Tabla 6. Cantidad y Porcentaje de Agua Separada a Temperatura Ambiente	78
Tabla 7. Prueba de Botella a Temperatura Ambiente	81
Tabla 8. Prueba de Botella a 140 °F de Temperatura.....	84
Tabla 9. Cantidad de Químico en Galones/día	86
Tabla 10. Resultados de Simulación en HYSYS, Flujo de Materia	88
Tabla 11. Resultados de Simulación en HYSYS, Flujo de Materia en Tratamiento Térmico Y Calor Requerido.....	89
Tabla 12. Datos Utilizados Para el Dimensionamiento del Separador Trifásico Horizontal.....	92
Tabla 13. Dimensionamiento del Separador trifásico Horizontal	94
Tabla 14. Gastos Generales de Inversión del Diseño de la Estación de Recolección y Tratamiento del crudo del CEC en Dólares	96
Tabla 15. Gastos Generales de Inversión del Diseño de la Estación de Recolección y Tratamiento del crudo del CEC en Pesos Colombianos.....	97

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Dimensionamiento del Separador Bifásico Horizontal.....	104
Anexo B. Diseño de las Dimensiones del Separador Bifásico Vertical	107
Anexo C. Dimensionamiento de un separador trifásico horizontal.....	108
Anexo D. Dimensionamiento de un separador trifásico Vertical	112

RESUMEN

TITULO: REVISIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE MANEJO DEL CRUDO PRODUCIDO EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO Y DESARROLLO DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LAS CONDICIONES FUTURAS*

AUTORES:

Jorge Alfonso Martínez Lozano

Diego Fernando Pinto Plazas**

PALABRAS CLAVES: Producción, crudo, explotación, normas legales, ingeniería conceptual, emulsión

DESCRIPCIÓN:

Actualmente el Campo Escuela Colorado tiene una producción promedio de 511,1 barriles de crudo, la estación de recolección y tratamiento consta de un *manifold*, un separador bifásico vertical general y otro de prueba, además de dos tanques de almacenamiento con capacidad de 500 barriles cada uno.

El trabajo de ingeniería se centra en la separación y tratamiento del crudo junto a las normas legales vigentes que se deben tener en cuenta para poder llevarlo a cabo. Actualmente el Campo Escuela Colorado tiene como principal reto alcanzar una producción de más de 1000 barriles de aceite por día (BOPD) para el año 2013 y durante este periodo alcanzar un pico de producción de 1714 BOPD. Este es un hecho que obliga al campo a mejorar sus capacidades de almacenamiento y tratamiento del crudo.

En el presente trabajo se encuentra recopilada la información pertinente y necesaria de los equipos convencionales para el diseño del sistema de separación y tratamiento de crudo, de igual forma se realizó una revisión de las condiciones actuales del sistema de separación y tratamiento del crudo del Campo Escuela Colorado. Finalmente, se plantea un esquema basado en pruebas de laboratorio, análisis con *software* HYSYS, estudios de trabajos anteriores e información de campo, para la separación y tratamiento del crudo para las nuevas condiciones de producción del Campo Escuela Colorado.

* Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Erik Giovany Montes Páez. Codirector: Ing. Edison Odilio García Navas.

ABSTRACT

TITLE:

REVIEW OF CURRENT OILPRODUCED MANAGEMENT IN COLORADO FIELD AND DEVELOPMENT OF ENGINEERING CONCEPT FOR FUTURE CONDITIONS*.

AUTHORS:

Jorge Alfonso Martínez Lozano

Diego Fernando Pinto Plaza**

KEYWORDS: Production, oil, exploitation, legal standards, conceptual engineering, emulsion.

DESCRIPTION:

Colorado Field School currently has an average production of 511,1 barrels of oil per day, collection and treatment station consists of a manifold, a general vertical two-phase separator and a general and other for test, and two storage tanks with capacity of 500 barrels each one.

For this particular case, the engineering work focuses on the separation and treatment of oil along with the legal standards that should be taken into account to carry out. Actually the Colorado Field School main challenge is to reach a production of over 1000barrelsof oil per day (BOPD) in 2013 and during this period reaching a peak production of 1714BOPD. This is a fact that forces the field to improve their capabilities to oil separation and treatment.

In the present work are collected relevant and necessary information about conventional equipment for the design of separation and treatment systems for oil, also we made a revision of the current condition of oil separation and treatment system of Colorado Field. Finally, there is a scheme based on laboratory tests, HYSYS software analysis, studies of previous work and field information, for the oil storage and treatment for new conditions of production of Colorado School Field.

*Degree Project.

**Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering school. Director: Ing. Erik Giovany Montes Paez. Codirector: Ing. Edison Odilio García Navas.

INTRODUCCIÓN

El Campo Escuela Colorado (CEC) es considerado una unidad académica administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, producto de un convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos realizado entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y Ecopetrol S.A.. Este convenio busca que la industria del petróleo a nivel nacional disponga de un laboratorio práctico que permita experimentar y desarrollar nuevas tecnologías orientadas al aumento de la producción del petróleo con prácticas de producción limpia y eficiente en todo el país y de igual forma, busca que la Universidad Industrial de Santander UIS, incorpore componentes académico-prácticos como es la participación de los estudiantes tanto en prácticas como en trabajos de investigación y desarrollo¹.

Con el desarrollo de este trabajo se pretende realizar una revisión de las condiciones actuales de manejo y tratamiento de crudo de la estación recolectora del Campo Colorado para evaluar su funcionamiento y capacidad, compararlo con las condiciones futuras de operación y proponer un diseño de facilidades de separación y tratamiento de crudo, con el que se pueda manejar los volúmenes de aceite pronosticados en el plan de reactivación del Campo Escuela Colorado, el cual se espera sea superior a los 1400 barriles de petróleo por día (BOPD) para el año 2013, incluyendo la producción de los pozos *infill*.

Para poder cumplir con este objetivo, el trabajo cuenta con una recopilación de la información sobre los diseños y tipos de equipos convencionales para sistemas de separación y tratamiento de crudo, de igual manera se encuentra una descripción de las generalidades del Campo Escuela Colorado, junto a la revisión de su sistema actual de separación y tratamiento de crudo, donde se mencionan

¹Convenio Interadministrativo de Colaboración Empresarial con Fines Científicos y Tecnológicos Celebrado entre ECOPETROL S.A. y la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

aquellos “cuellos de botella” que existen en el sistema. Finalmente, en el trabajo se plantea un diseño conceptual para el manejo de los nuevos volúmenes de crudo pronosticados, basado en estudios de trabajos anteriores, información de campo, pruebas de laboratorio y simulación en HYSYS.

1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las facilidades de producción hacen referencia a los procesos, equipos y materiales requeridos en los campos petroleros para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada uno de los fluidos provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas.

En las estaciones de producción o baterías, se separan las corrientes que vienen del pozo en tres componentes o fases (petróleo, gas y agua), y relacionar el proceso de estos componentes en algún producto comercial o disponer de ellos en un medio ambiente de manera aceptable². Los separadores son uno de los principales dispositivos en las facilidades de producción, se encargan de separar la corriente de gas de la corriente del líquido, e igualmente el agua libre (cantidad de agua que se separa en menos de 5 minutos) del petróleo, preparándolos de esta forma para sus correspondientes tratamientos.

El gas que es separado puede ser tratado y comprimido para la venta, venteado a la atmosfera o usado para otros procesos como el recobro mejorado. Por otro lado, el agua producida junto al aceite debe de ser tratada con el fin de eliminar pequeñas cantidades de aceite producido, para después ser dispuesta según los reglamentos ambientales, o utilizarse como inyección de agua en un proyecto de recobro secundario. Igualmente el petróleo producido será tratado para cumplir con los criterios de entrada a la refinería.

En las facilidades de producción se debe de proveer de medición y pruebas de cada pozo para que de esta forma se puedan medir las propiedades de sus fluidos, la cantidad de fluido producido y la realización de estudios pertinentes.

²ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 1

Esto se puede realizar automáticamente por medio de una unidad LACT (*Lease Automatic Custody Transfer*) o por la medición en un tanque calibrado.

1.1 EQUIPOS USADOS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Aun cuando se entiende que las facilidades de producción empiezan desde la cabeza de los pozos que se encuentran en producción, donde se incluye entre los equipos el *choke* y el sistema de levantamiento artificial, en este trabajo se va a realizar todo el análisis de diseño conceptual posterior al *manifold* o serpentín.

1.1.1 Manifold o Serpentín. Es de vital importancia primero que todo hablar acerca del *manifold*, puesto que es un equipo imprescindible en cualquier facilidad de producción. Este equipo funciona como un colector instalado antes de los separadores, este equipo permite desviar la corriente total de la producción de un pozo cualquiera hacia el separador de prueba con el objeto de cuantificar su producción³. Entre los *manifolds* se pueden destacar dos tipos, los portátiles y los permanentes:

- El *Manifold* portátil está conformado por un serpentín al cual se han ligado líneas de flujo de cada pozo y dos separadores, de los cuales uno es para la producción general y el otro para probar los pozos individuales. El *manifold* posee dos cabezales, para que la producción de cada pozo pueda ir al separador de prueba o al separador de producción general, con el manejo de las válvulas.
- El *manifold* permanente es muy similar al portátil. Su principal diferencia es el tamaño y la separación. Los separadores están montados sobre bases de concreto y poseen más espacio para facilitar la operación. En esta clase de *manifold*, todos los pozos son probados en el separador de prueba. El petróleo es separado y conducido a través de un medidor de volumen. Los pozos de

³Ibid., p. 30

alta presión (1500 psi) antes de entrar a la tubería hacia la estación de descarga pasan por una segunda etapa de separación. Los pozos de baja presión (menor a 600 psi) en este *manifold*, fluyen directamente del cabezal del *manifold* al separador⁴.

1.1.2 Separadores. Los fluidos provenientes de los pozos son multifásicos y complejos con diferentes propiedades, los cuales deben ser manejados de la mejor forma para poder separarlos y obtener lo mejor de ellos. El diseño de los separadores es de gran importancia puesto que normalmente se convierte en el proceso principal en una facilidad de producción; un mal diseño podría generar un “cuello de botella” y reducir de esta forma la capacidad de toda la facilidad de producción.

Los separadores se pueden clasificar en separadores bifásicos si estos separan la corriente de entrada en una corriente de gas y otra de líquido y trifásicos si también separan la corriente de líquido en los componentes de petróleo y agua. Otros separadores son llamados “*scrubbers*” cuando la proporción entre la tasa de gas y la tasa de líquido es muy alta.

Entre los factores a tener en cuenta puesto que pueden afectar la separación, están: la tasa de flujo de gas y de líquido (máxima, promedio y mínima), la presión y temperatura de operación, las propiedades de los fluidos, el grado de separación del separador diseñado, la presencia de impurezas (parafinas, arenas, escamas, etc.), la tendencia de espuma y la corrosión del líquido y el gas, entre otras.

Un factor que se tiene que manejar con mucho cuidado en un separador es la presión inicial de separación debido a la naturaleza de los fluidos producidos. Inicialmente, a medida que la presión de separación aumenta, se irá obteniendo más líquido en el separador, sin embargo como estamos hablando de un fluido

⁴Ibid., p. 31

multi-componente, si la presión inicial de separación es muy alta muchos componentes ligeros se van a quedar en la fase líquida y se perderán posteriormente en el tanque de almacenamiento. Por otro lado, si la presión es muy baja no muchos componentes ligeros se estabilizaran en la fase líquida y se perderán en la fase gaseosa. Este proceso en el separador es un fenómeno que depende directamente de la presión parcial de cada componente.

La presión parcial es definida como:

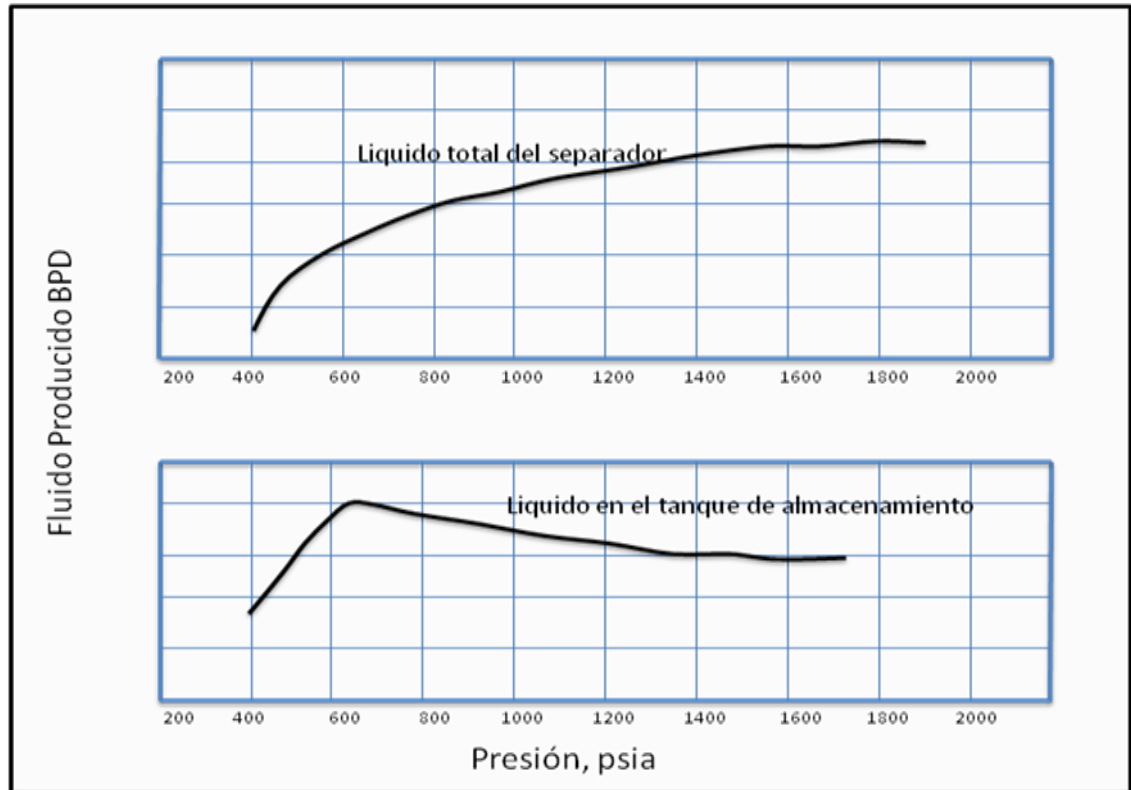
$$P_i = P_t * Y_i \quad (1-1)$$

Donde P_i es la presión parcial, P_t es la presión total en el separador y Y_i es la fracción molar del componente. En la figura 1 se puede observar claramente el fenómeno anteriormente explicado.

Es importante tener en cuenta el número de etapas de separación que se desea usar, puesto que a mayor número de etapas después de la separación inicial, más componentes livianos se van a estabilizar en la fase líquida⁵. La presión más baja por etapa debe estar entre el rango de 25 a 50 psi, donde probablemente el petróleo pueda necesitar una ayuda de presión extra para ser transportado a la sección de tratamiento. La máxima presión de separación no puede ser mayor a la presión de venta del gas, a menos que se esté implementando en el campo un sistema de levantamiento artificial *Gas Lift*.

⁵Ibid., p. 35

Figura 1. Efecto de la Presión de Separación en el Líquido Recuperado del Tanque



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 33. Modificado

1.2 SEPARADORES BIFÁSICOS

La separación física de las fases líquido – gas es una de las operaciones básicas en la producción, procesamiento y tratamiento del petróleo y el gas. La separación que se emplea en el diseño de separación es una separación mecánica a una temperatura y presión dada.

1.2.1 Separadores Horizontales. El fluido proveniente del *manifold* entra y golpea con un desviador de entrada creando un cambio brusco, este cambio genera la

separación inicial del fluido de entrada. La fuerza de gravedad lleva a que el líquido se separe del gas y caiga al fondo del separador, donde es almacenado (sección de retención) y permita que el gas atrapado suba a la fase vapor. El líquido sale del separador por una válvula de descarga que depende del controlador de nivel⁶.

Por otra parte, el gas fluye sobre el desviador de entrada en forma horizontal; a medida que el gas fluye por la sección de asentamiento gravitacional, pequeñas gotas arrastradas por el gas caen por gravedad a la interface gas-líquido pero algunas de estas gotas tienen un diámetro tan pequeño que no pueden ser separadas fácilmente por gravedad, por lo cual no son separadas y pasan al separado de niebla (sección de coalescencia) donde gracias a placas o mayas estas gotas de pequeño diámetro pueden ser separadas.

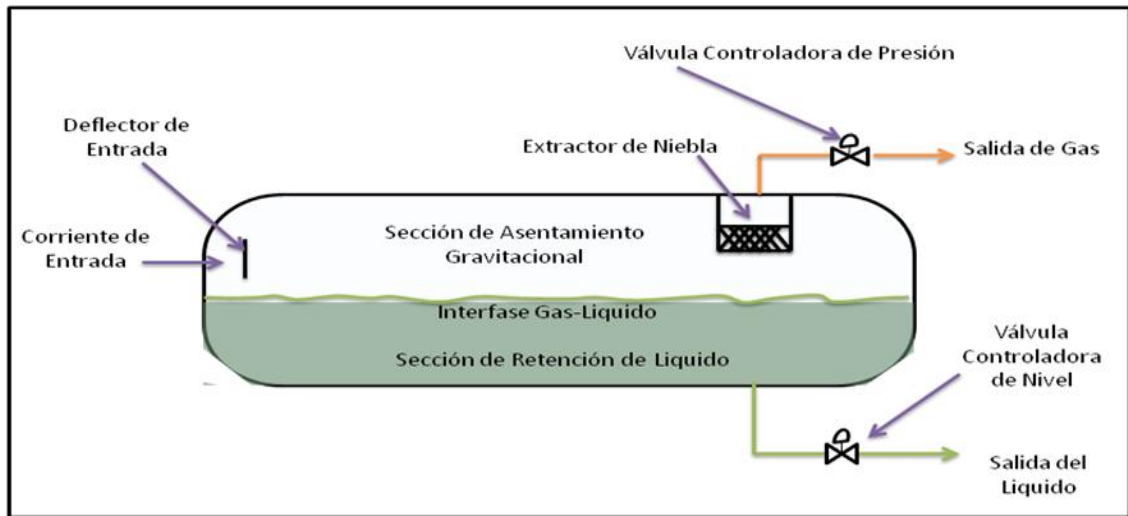
La presión en el separador se mantiene controlando la tasa de gas que sale de este por medio de un controlador de presión. Normalmente los separadores horizontales funcionan con la mitad del volumen lleno de líquido para maximizar el área de la interface gas- líquido. (Ver figura 2)

Entre las principales ventajas del separador horizontal se encuentran que estos son más pequeños y menos costosos que los separadores verticales, igualmente en la sección de asentamiento el líquido caen perpendicularmente al flujo de gas haciendo más fácil su separación. De igual manera al tener una gran superficie de interface las burbujas de gas salen más fácilmente del líquido cuando este alcanza el equilibrio. Finalmente el separador horizontal proporciona gran capacidad de líquido⁷.

⁶Ibid., p.103

⁷Ibid., p. 105

Figura 2. Esquema de un Separador Bifásico Horizontal



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 102. Modificado.

Las desventajas que posee la utilización de esta configuración, es que estos separadores no son muy buenos en el manejo de sólidos puesto que necesitan de varios drenajes con un ángulo entre 45° y 60° colocados junto a los chorros de arena a lo largo del separador, lo cual aumenta su costo. Igualmente, los separadores horizontales necesitan de gran espacio plano para su ubicación.

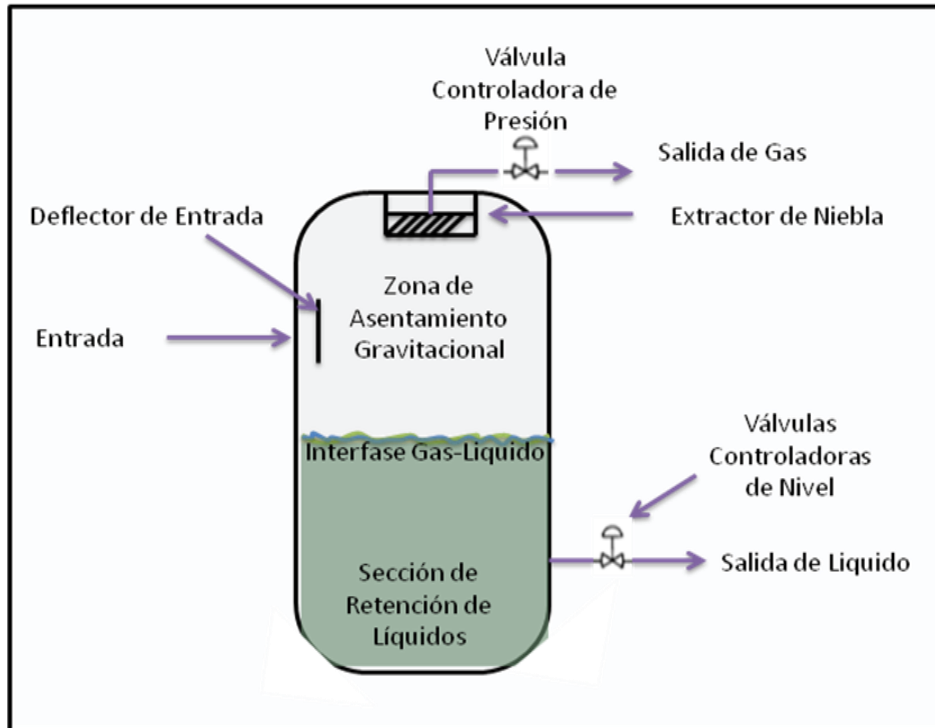
1.2 SEPARADORES VERTICALES

Al igual que en los separadores horizontales, en los separadores verticales, la corriente entra por un lado y choca con el desviador de entrada que genera la primera separación. El líquido cae al fondo y a medida que alcanza el equilibrio, burbujas de gas fluyen en dirección contraria a la zona de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga funcionan igual que en los horizontales.

El gas, de igual forma que en el separador horizontal, después del desviador de entrada, sube a la zona de asentamiento mientras que las gotas de líquido caen en dirección contraria. Finalmente, pasa por el extractor de niebla antes de salir del separador. El control de la presión se da de igual forma que en el separador horizontal. (Ver figura 3)

Entre las ventajas que tienen los separadores verticales se encuentra el poco espacio que necesita para su funcionamiento y el buen manejo que presta para el control de sólidos ya que al caer el líquido, los sólidos pueden depositarse en el centro del fondo del separador y ser eliminados periódicamente por un desagüe. La desventaja es que estos separadores son más costosos, el uso de válvulas y controles es más difícil de manejar por su ubicación y el transporte de estos se hace muy delicado debido a las restricciones de altura para el transporte de carga por carretera.

Figura 3. Esquema de un Separador Bifásico Vertical



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p.105. Modificado.

1.2.3 Otras Configuraciones. Existen diferentes configuraciones de separadores además de las dos mencionadas anteriormente; entre ellas están los separadores esféricos que son muy eficientes al contener la presión, pero limitan mucho la capacidad de movimiento del líquido y su fabricación es muy complicada. Los separadores de ciclón que funcionan por fuerza centrífuga, son más pequeños y se usan de una mejor forma para corrientes de gas limpio, no son comúnmente usados porque requiere una mayor caída de presión y es más sensible a los cambios de tasa.

El separador de dos barriles tiene un uso común cuando hay tasas muy bajas de líquido. Es muy similar al separador horizontal pero el líquido cae por un tubo al barril inferior separándose de la corriente de gas, evitando que el gas entre de nuevo en él. No es comúnmente usado porque su costo adicional no justifica la inversión generalmente. Este es el separador de filtro, que es usado en alto flujo de gas y bajo flujo de líquido, este puede remover 100% de partículas mayores a 2 micrones y 99% de partículas cerca a los 0.5 micrones. Normalmente es usado en compresores y torres contactoras de glicol.

Finalmente el *Scrubber* es un separador diseñado para recuperar líquido del gas saliente de los separadores de producción o capturar líquido por condensación o caída de presión. La cantidad de líquido recuperados en los *scrubber* es mucho menor que en los separadores. Sus aplicación está en usarlos posterior a un separador bifásico o trifásico donde ya se han removido líquidos o antes del venteo del gas. Los *scrubber* verticales son los más usados.

1.3 SEPARADORES TRIFÁSICOS

Es importante aclarar que los conceptos de separación del gas mencionados anteriormente en la separación bifásica (Gas-Líquido) sirven igualmente para los separadores trifásicos o cualquier otro dispositivo en donde el gas sea separado de la fase líquida.

Cuando el petróleo y el agua se mezclan intensamente y luego pasan por un periodo de asentamiento, el agua relativamente limpia empieza a quedar en el fondo del separador. La cantidad obtenida de esta agua en un periodo máximo de 5 minutos se denomina “Agua Libre”, después de los 5 minutos la separación se considera insignificante. Es muy beneficioso separar el agua libre antes de iniciar el tratamiento del petróleo y emulsiones.

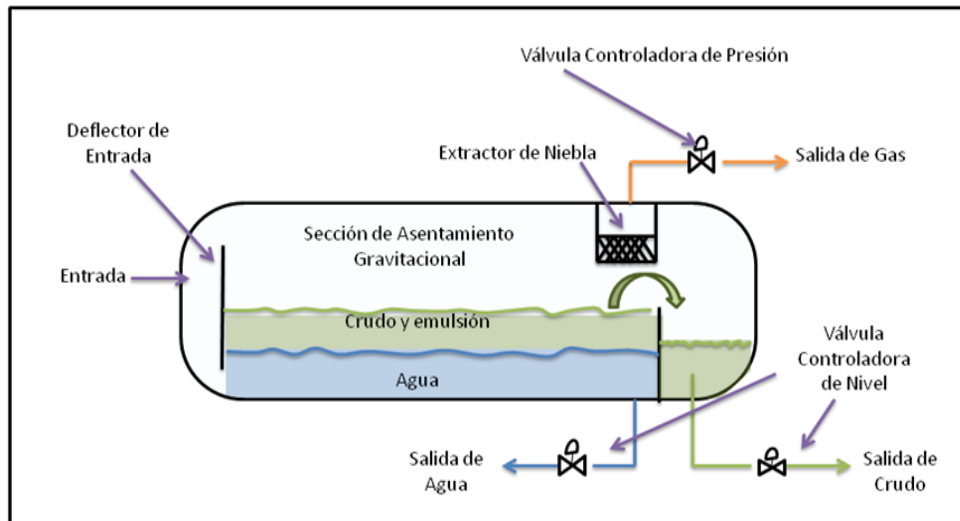
Los separadores que son diseñados para separar el gas del líquido y de igual forma separar y remover el agua libre son reconocidos como Separadores Trifásicos o “*Free Water Knockout*” (FWKO). EL FWKO es normalmente usado cuando la cantidad de gas es relativamente pequeña con la cantidad de agua y petróleo.

1.3.1 Separadores Horizontales. El fluido entra al separador y choca con el desviador de entrada donde se genera la primera separación de líquido y gas como se mencionó anteriormente. Normalmente el desviador de entrada posee una bajante que lleva el fluido debajo de la interface petróleo/agua obligando a que la corriente líquida de entrada se mezcle con la fase continua de agua en el fondo y suba a través de la interface petróleo/agua. Este proceso es llamado “lavado de agua”. El lavado de agua promueve la coalescencia de las gotas de agua en la fase continua del petróleo. A continuación se puede observar un separador horizontal trifásico⁸. (Ver figura 4)

De igual forma un controlador de nivel de interfase detecta la altura de la interfase y manda una señal para descargar cierta cantidad de agua, así la interfase petróleo/agua se mantendrá a la altura deseada. El gas fluye horizontalmente y pasa a través del extractor de niebla, ahí una válvula controla la salida del separador manteniendo la presión constante en él, como se explicó anteriormente.

⁸Ibid., p. 140

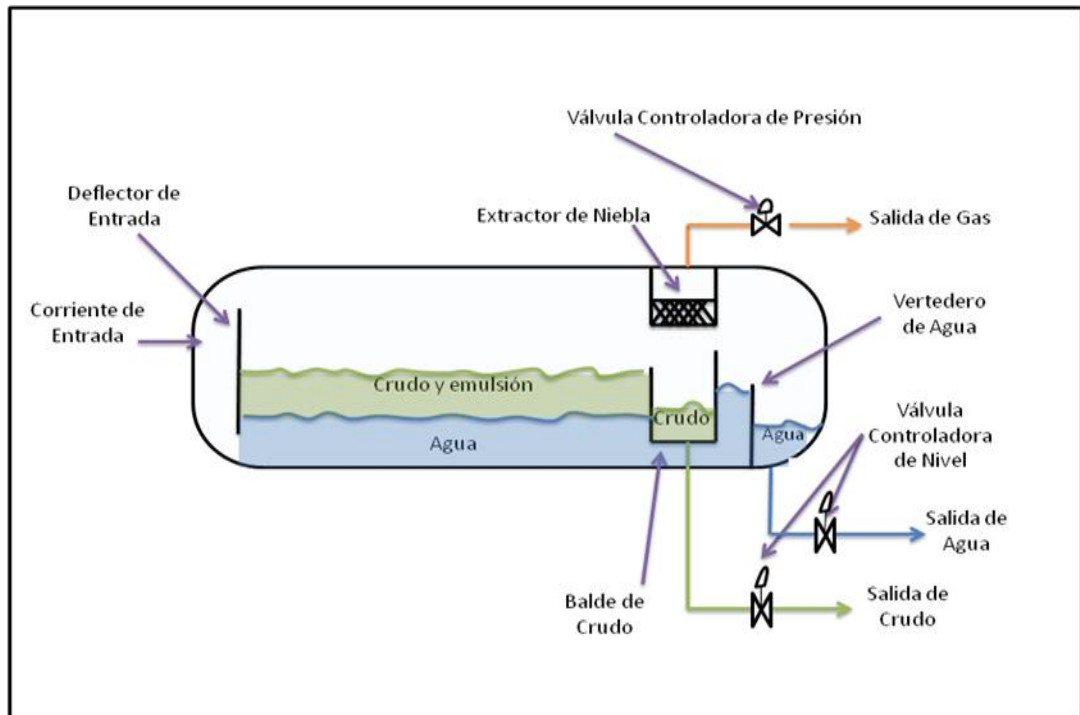
Figura 4. Esquema de un Separador Trifásico Horizontal



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 137, Modificado.

Los separadores horizontales trifásicos poseen configuraciones alternas, como es el diseño de “balde y vertedero”. Este diseño evita el uso de controlador de nivel de interfase. Tanto el petróleo como el agua pasan a través de vertederos donde el nivel es controlado por un flotador. El petróleo pasa el vertedero y cae en un balde donde un controlador de nivel maneja la descarga, por otra parte el agua pasa por debajo del balde y pasa por otro vertedero donde otro controlador va a operar su válvula de descarga. En la figura 5 se observa este tipo de configuración.

Figura 5. Separador Trifásico Horizontal con Balde y Vertedero



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 138. Modificado

La altura del vertedero de petróleo es la encargada de mantener el nivel de líquido en el separador y la diferencia de altura entre este y el vertedero de agua controla el espesor de la emulsión debido a la diferencia de densidades. Es muy importante que el vertedero de agua se encuentre suficientemente abajo del de aceite para que haya el tiempo de retención necesario en la emulsión. Sin embargo si el vertedero de agua es muy bajo y el espesor de la emulsión muy alto, puede que esta se pase por debajo del balde y se vaya con la corriente de agua libre generando problemas. La altura del vertedero de agua la cual controla la altura de la emulsión puede ser calculada de la siguiente manera:

$$\Delta h = h_o \left[1 - \left(\frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \right] \quad (1-2)$$

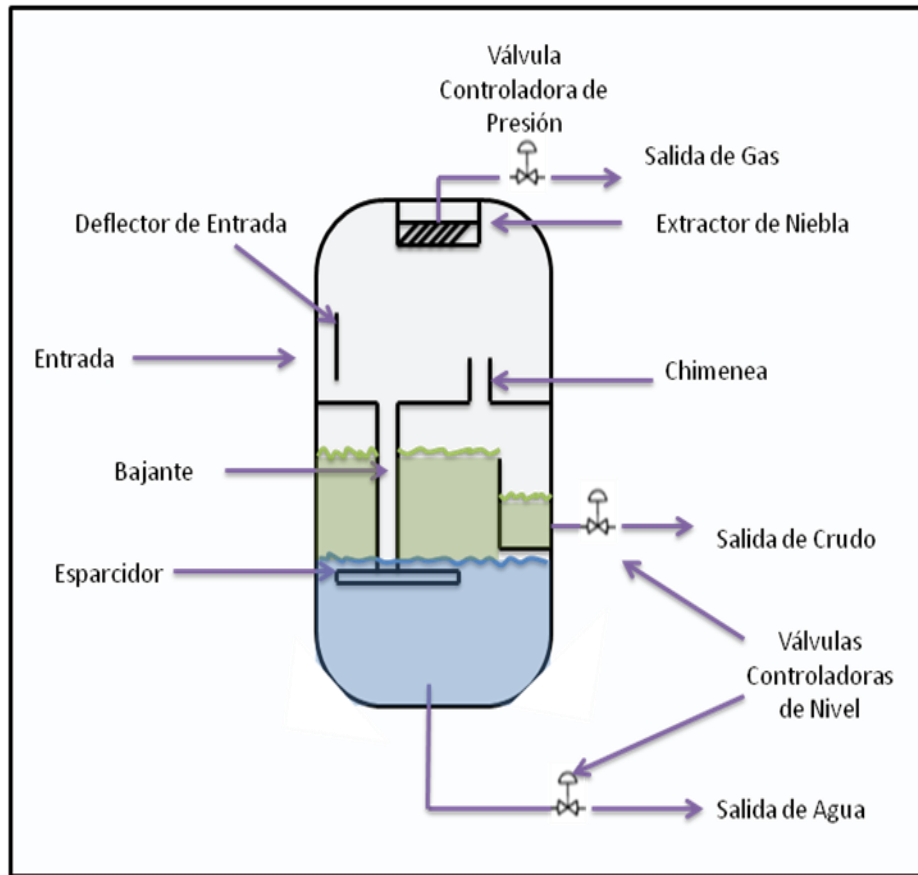
Donde Δh es la distancia debajo del vertedero de aceite en pulgadas, h_o es la altura de la emulsión deseada en pulgadas y ρ_o y ρ_w son las densidades del aceite y del agua medidas en lb/ft^3 .

Esta ecuación presenta una vista de los niveles cuando no hay flujo en el separador. Un alto flujo de petróleo generaría que se incremente el tope de la emulsión, su espesor aumente generando que el balde sea más profundo para evitar derrames. Igualmente un alto flujo de agua generará que el agua supere su vertedero y de esta forma la emulsión pasará por encima. Por esta razón normalmente los vertederos tanto de aceite como de agua son ajustables, así pueden ser acomodados a cambios en la gravedad específica del agua y el petróleo o tasas de flujo de los mismos.

1.3.2 Separadores Verticales. El fluido entra al separador por un costado al igual que en los separadores horizontales y el fluido choca con el desviador de entrada. Una bajante es necesaria para transmitir el líquido a través de la interfase gas/petróleo y no perturbar el desnatado del petróleo. Igualmente es necesaria la utilización de una chimenea que iguale la presión del gas entre la parte inferior y la sección de gas. La bajante llega a la interfase petróleo/agua y el agua fluye hacia abajo y las gotas de petróleo atrapadas en la fase acusa tienden a subir contrario al flujo de agua. En la figura 6 se observa el esquema un separador vertical trifásico.

Muchas veces se usa un cono en la parte inferior del separador si se anticipa una producción de arena considerable. El cono normalmente posee un ángulo entre 45° y 60° aunque la arena tiende a adherirse al acero de 45° . El cono se puede instalar dentro del cilindro siempre y cuando se tenga un gas que asegure que el vapor atrás del cono, mantenga siempre la presión de equilibrio con el espacio de vapor.

Figura 6. Esquema de un Separador Vertical Trifásico



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 141, Modificado

1.4 SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE CRUDO

Eliminar el agua del crudo a menudo requiere un proceso adicional de la separación gravitacional. En la selección de los sistemas de tratamiento, existen factores que deben ser analizados para determinar los métodos más convenientes de tratamiento de crudo que lleven al cumplimiento de las normas de comercialización. Algunos de estos factores son:

- Gravedad específica del crudo.
- Corrosión generada por el crudo.
- Cantidad de líquido a tratar y porcentaje de agua.
- Tendencias a la formación de parafinas del crudo.
- Presiones deseables en la operación de equipos.
- Disponibilidad en un punto de venta y valor del gas producido en cabeza de pozo.

Un método común para la separación de emulsiones ‘agua en aceite’ es calentándola, generando una disminución en el viscosidad, lo cual facilita la coalescencia. El proceso de coalescencia requiere que las gotas de agua tengan tiempo suficiente para contactarse entre sí. También se supone que las gotas de agua que se unieron son las suficientes para que estas caigan y se depositen en el fondo del recipiente de tratamiento. Las consideraciones del diseño deben tener en cuenta temperatura, tiempo, propiedades viscosas del petróleo que inhiben la solución, dimensiones físicas del recipiente, y determinar la velocidad a la que la solución debe ocurrir.

Para obtener una emulsión se necesita la presencia de dos líquidos inmiscibles, un agente emulsionante, y agitación suficiente para dispersar la fase discontinua en la continua. En la producción de petróleo, el aceite y agua son los líquidos inmiscibles que están casi siempre presentes en los fluidos de formación, y la agitación siempre está presente en la cara del pozo, en el recorrido por la tubería de producción, y en las válvulas o estranguladores.

La dificultad para separar el agua emulsionada del aceite depende de la ‘estabilidad’ de la emulsión. La estabilidad de una emulsión depende de varios factores:

- Diferencia entre las densidades del agua y la fase aceite.

- Tamaño de las partículas dispersas de agua.
- Viscosidad.
- Tensión interfacial.
- Presencia y concentración de agentes emulsionantes.

La diferencia en las densidades es uno de los factores que determina la velocidad a la que caen las gotas de agua a través de la fase continua de aceite. Cuanto mayor sea la diferencia de densidad con mayor rapidez se precipitarán las gotas de agua al fondo del recipiente donde se trata la emulsión.

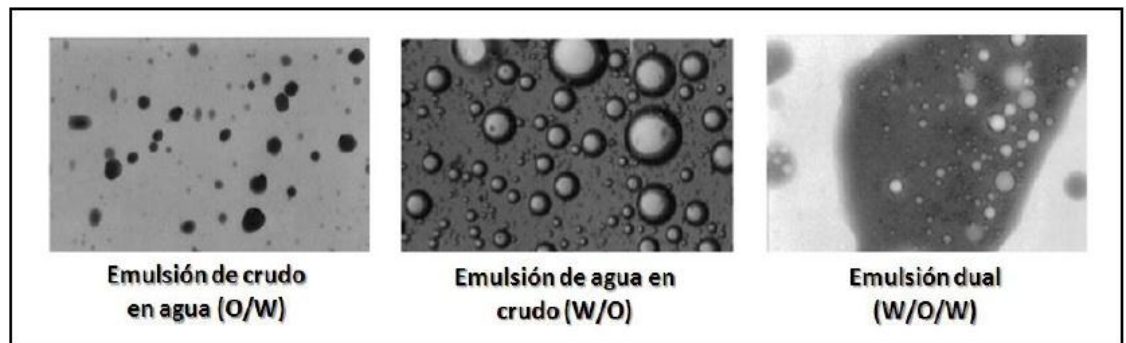
La viscosidad juega dos papeles importantes. Primero, cuando aumenta la viscosidad, mayor agitación es requerida para dispersar las gotas de agua con un tamaño de partícula pequeño en la fase aceite. Segundo, si aumenta la viscosidad, la velocidad con la cual se mueven las partículas de agua a través de la fase aceite disminuye, lo que resulta una baja coalescencia y aumento en la dificultad del tratamiento.

Cuando no está presente el emulsionante, la tensión interfacial entre el aceite y el agua es alta. Cuando la tensión interfacial es alta, las partículas de agua coalescen fácilmente sobre el contacto.

Los factores anteriores determinan la 'estabilidad' de las emulsiones. Algunas emulsiones estables pueden durar semanas o meses en separarse si se quedan solas en un tanque sin tratar. Otras emulsiones de aceite relativamente limpio y agua pueden separarse en tan solo cuestión de minutos. Las emulsiones normales consisten en una fase continua de aceite y una fase dispersa. En algunos casos, donde hay altos cortes de agua, es posible formarse una emulsión inversa con el agua como fase continua y el aceite como fase dispersa.

En la figura 7 se muestra una emulsión normal (derecha), donde las pequeñas gotas de agua están dentro de la fase continua de aceite. Una emulsión inversa (medio), gotas de aceite dentro de la fase continúa de agua. Y finalmente una emulsión compleja o dual (izquierda) siendo el agua la fase continua y la fase dispersa el aceite con partículas internas de agua.

Figura 7. Diferentes Tipos de Emulsiones



Fuente: KOKAL, Sunil. AL-JURAIID, Jamal. Quantification of various factors affecting emulsion stability: Watercut, temperatura, shear, asphaltene content, demulsifier, dosage and mixing different crudes. Houston: SaudiAramco – Society of PetroleumEngineers, 1999. Modificado

1.4.1 Tratamiento de Emulsiones. En términos generales el tratamiento de las emulsiones consiste en el procedimiento que permitirá separar las materias extrañas al crudo, como: agua, arena, sedimentos e impurezas. Esto pueden incluir los siguientes procedimientos: Dar tiempo para el asentamiento y drenar el agua que se separa, aplicación de calor, aplicación de compuestos químicos y adición de diluyentes.

Antes de describir los principales tratamientos que se le pueden dar al crudo es importante tener muy claro cómo se forman las emulsiones, en qué consisten y que tipos de emulsiones hay.

1.4.2 Agente Emulsificante. Al pensar en la estabilidad de la emulsión, puede ser útil tener en cuenta que una mezcla de aceite puro y agua pura sin un agente emulsionante y ninguna cantidad de agitación creará una emulsión. El agente emulsionante facilita la dispersión de la fase no continua en la fase continua.

La acción del emulsificante se puede entender por medio de las siguientes características:

- Disminuye la tensión interfacial de la gota de agua, causando que gotas más pequeñas se formen.
- Forma una capa viscosa sobre las gotas, lo cual impide la coalescencia de las gotas más grandes cuando chocan.
- Los emulsificantes pueden ser moléculas polares que se ordenan de tal manera que ocasionan una carga eléctrica en la superficie de las gotas.

Hay que tener en cuenta, que los materiales de origen natural que normalmente se encuentran en el crudo, como agentes emulsionantes son: parafinas, ácidos orgánicos, sales metálicas, limos, arcillas coloidales, y asfáltenos. Los fluidos de *Workover* y lodos de perforación son también fuentes de agentes emulsionantes.

El tipo y la cantidad de agente emulsificante, tienen un efecto inmediato en la estabilidad de la emulsión. La velocidad de migración del agente emulsificante a la interfase de agua/petróleo y la fuerza de unión que exista en la interface son factores igualmente importantes.

Una emulsión vieja puede ser difícil de tratar debido a que el agente emulsificante ha migrado hacia la interface, por el contrario una emulsión tratada inmediatamente después de la agitación o de la creación de parafinas y asfáltenos puede ser más fácil de manejar. Por lo general, entre más baja sea la viscosidad

del crudo y más liviano sea el crudo, más rápido será el proceso de envejecimiento de la emulsión.

1.4.3 Desemulsificantes. Son de gran utilidad en la disolución de emulsiones. Los desemulsificantes actúan para neutralizar el efecto del agente emulsionante; el uso excesivo de desemulsificantes puede aumentar la tensión superficial de las gotas de agua y crear emulsiones más estables.

Hay tres acciones importantes que requiere un desemulsificante:

- Debe desplazar y neutralizar a los agentes emulsificantes presentes en la película de interfase.
- Neutralizar las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
- Permitir que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes y que tengan suficiente peso para asentarse.

Cuando estas acciones están presentes, el desemulsificante promueve la separación de crudo y agua. Los desemulsificantes deben tener una atracción por las gotas similares, de esta manera puede formar grupos grandes de gotitas reunidas (*clusters*). Si el emulsificante es débil, la fuerza de floculación puede ser suficiente para causar la coalescencia. El desemulsificante debe promover la ruptura de la película de la interfase de la gota para lograr la coalescencia. La manera en que el desemulsificante neutraliza al agente emulsificante depende del tipo de emulsificante.

La determinación del tratamiento del crudo a seguirse establece inicialmente en pruebas de laboratorio, llamadas pruebas de botella, donde se selecciona el tipo

de rompedor más eficiente, así como su correspondiente dosificación; el procedimiento específico esta descrito en el método API MPMS 10.4 (1988).

La selección del tipo de desemulsificante debe coincidir con el tipo de recipiente de tratamiento de la emulsión; los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta, y por otro lado, los tratadores térmicos y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos), requieren desemulsificantes de acción muy rápida⁹.

1.4.4 Pruebas de Botella. Esta prueba de laboratorio consiste en dosificar varios frascos que contienen una misma muestra de emulsión, con cantidades exactas de un producto desemulsificante diluido y favorecer además el proceso de separación mediante la aplicación de calor.

En las pruebas de botella la dosis de los desemulsificantes pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Sin embargo en algunos laboratorios, como el laboratorio de fluidos de la Escuela de ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander se utilizan concentraciones de 25, 50, 100 y 150 ppm.

1.4.5 Separación Gravitacional. La mayoría de los equipos de tratamiento de crudo dependen de la gravedad para que las gotas de agua se separen de la fase continua de aceite debido a la diferencia de densidad entre el crudo y el agua. La gravedad causa una fuerza de arrastre entre las gotas de agua que descienden y la fase de crudo que continua; cuando las fuerzas de arrastre y el peso de la gota de agua son iguales se alcanza un descenso a velocidad constante de la gota de agua que puede ser calculado a partir de la ley de Stokes como:

$$V_t = \frac{1.78 \cdot 10^{-6} (\Delta S.G)(d_m)^2}{\mu} \quad (1 - 3)$$

⁹Ibíd., p 165.

Dónde:

V_t = Velocidad de descenso de la gota de agua con respecto a la fase continua de crudo, (ft/s).

d_m = Diámetro de la gota de agua, (micrones).

$\Delta S.G$ = Diferencia de gravedad específica entre el aceite y el agua.

μ = Viscosidad dinámica de la fase continua de crudo, (cp).

La ley de Stokes tiene como condición un fluido con flujo laminar y bajo número de Reynolds

Conclusiones de la ley de Stokes:

- Cuanto mayor sea el tamaño de la gota menor tiempo se tardará en depositarse en el fondo del recipiente donde se trata la emulsión.
- Cuanto mayor sea la diferencia de densidad entre la gota de agua y la fase continua de crudo, mayor es la velocidad de caída.
- A mayor temperatura, menor es la viscosidad del aceite, y por lo tanto mayor será la velocidad de descenso de la gota de agua.

1.4.6 Coalescencia. El proceso de coalescencia en los sistemas de tratamiento de crudo depende del tiempo. Los experimentos indican que el tiempo que tarda una gota en aumentar su tamaño debido a la coalescencia puede estimarse por la siguiente ecuación:

$$t = \frac{\pi}{6} \left(\frac{d^j - (d_o)^j}{\phi K_s} \right) \quad (1 - 4)$$

Dónde:

d_o = Tamaño inicial de la gota, (micras).

d = Tamaño final de la gota, (micras).

ϕ = Fracción de volumen de la fase dispersa.

K_s = Parámetro empírico para un sistema en particular.

j = Parámetro empírico, siempre mayor que 3, y dependen de la probabilidad que las gotas 'Reboten', antes que la coalescencia ocurra.

t = Tiempo requerido para que las gotas crezcan hasta un tamaño d , (minutos).

Cuando la energía de las oscilaciones es muy baja para que el 'rebote' de las gotas se aproxime a cero, j se acerca a 3. Suponiendo un valor de 4, el tiempo mínimo requerido para obtener un tamaño de partícula deseado puede expresarse como:

$$t = \frac{\pi}{6} \left(\frac{d^4 - (d_o)^4}{\phi K_s} \right) \quad (1 - 5)$$

Asumiendo d_o relativamente pequeño con respecto al tamaño de gota que se desea 'aumentar' mediante la coalescencia, se puede aproximar a:

$$t = \frac{d^4}{2\phi K_s} \quad (1 - 6)$$

De la anterior relación se pueden deducir las siguientes conclusiones:

- Al duplicar el tiempo de residencia aumentará el tamaño máximo de la gota en menos del 19%.
- Entre más diluida este la fase dispersa, mayor es el tiempo de residencia necesario para 'aumentar' un determinado tamaño de partícula.

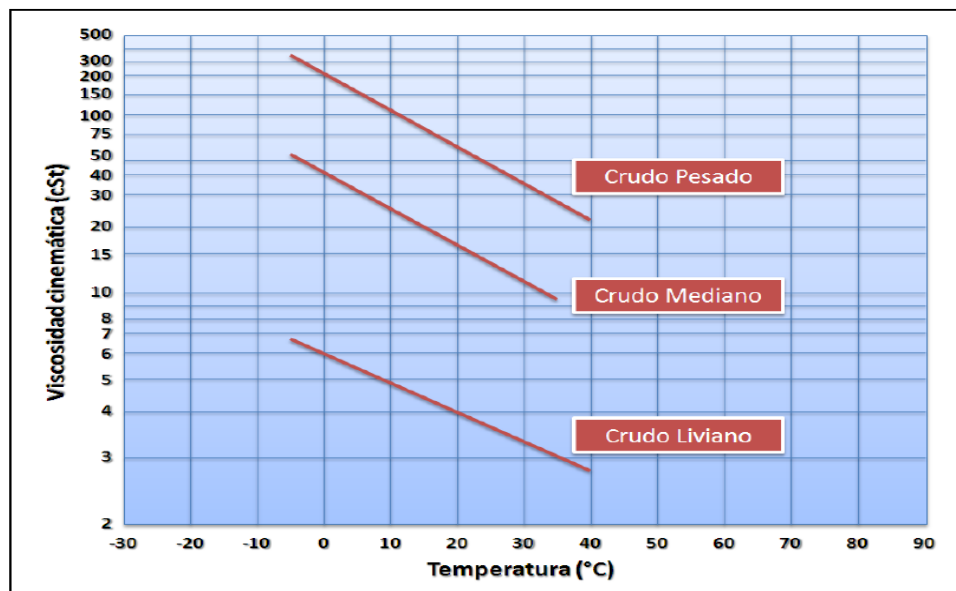
1.4.7 Viscosidad. La norma ASTM D 341 muestra un procedimiento en el cual se mide a temperaturas diferentes la viscosidad, y luego por medio de un cálculo o

gráfico de papel especial, se puede obtener la viscosidad en cualquier otra temperatura¹⁰.

El grafico ASTM de la viscosidad contra la temperatura es útil para predecir la formación de parafina o punto de nube del crudo. Esta figura también permite establecer la temperatura mínima del proceso de tratamiento. (Ver figura 8)

En ausencia de datos de laboratorio, lo expuesto en la figura 8 puede usarse para estimar las viscosidades del crudo; no es posible olvidar que la viscosidad no depende estrictamente de la gravedad API sino que también depende de la composición, por esta razón, dos crudos con igual gravedad API pueden tener valores de viscosidad diferente para la misma temperatura.

Figura 8. Variación de la Viscosidad Cinemática con la Temperatura



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 169, Modificado

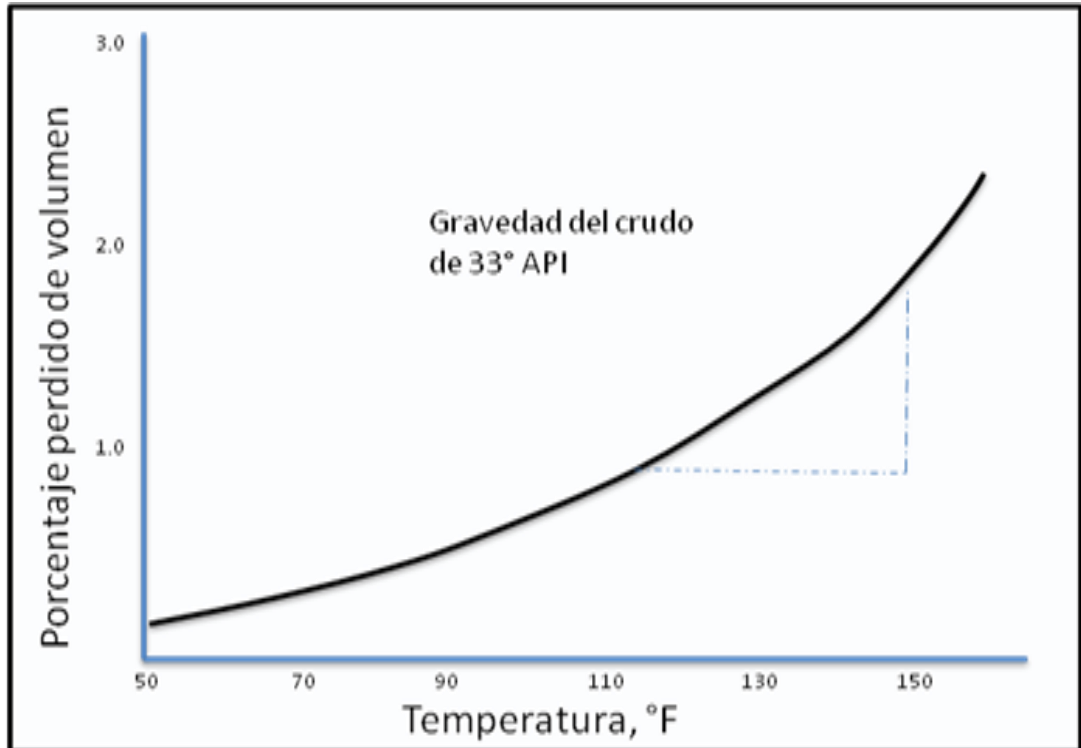
¹⁰Ibíd., p. 169

1.4.8 Efectos del Calor. La adición de calor reduce la viscosidad de la fase continua de crudo, lo que a su vez permite que las gotas de agua dispersas se asienten a velocidades mayores de acuerdo con la Ley de Stokes. Las temperaturas de tratamiento de emulsiones normalmente varían entre 100°F a 160°F. En el tratamiento de crudos pesados la temperatura puede ser tan alta como 300°F.

Adicionar calor puede causar una pérdida significativa de los hidrocarburos con punto de ebullición más bajos (los más livianos). Esto produce una disminución de crudo, o pérdida de volumen. Las moléculas que dejan la fase de crudo pueden ser usadas como combustible o comprimirse y venderse con gas.

La figura 9 muestra la pérdida que puede esperarse para un crudo de 33 °API. El aumento de la temperatura a la que se hace el tratamiento también tiene la desventaja de convertir el petróleo crudo que se recupera en el tanque de almacenamiento más pesado y por lo tanto disminuir su valor.

Figura 9. Pérdidas de Volumen Respecto a la Temperatura



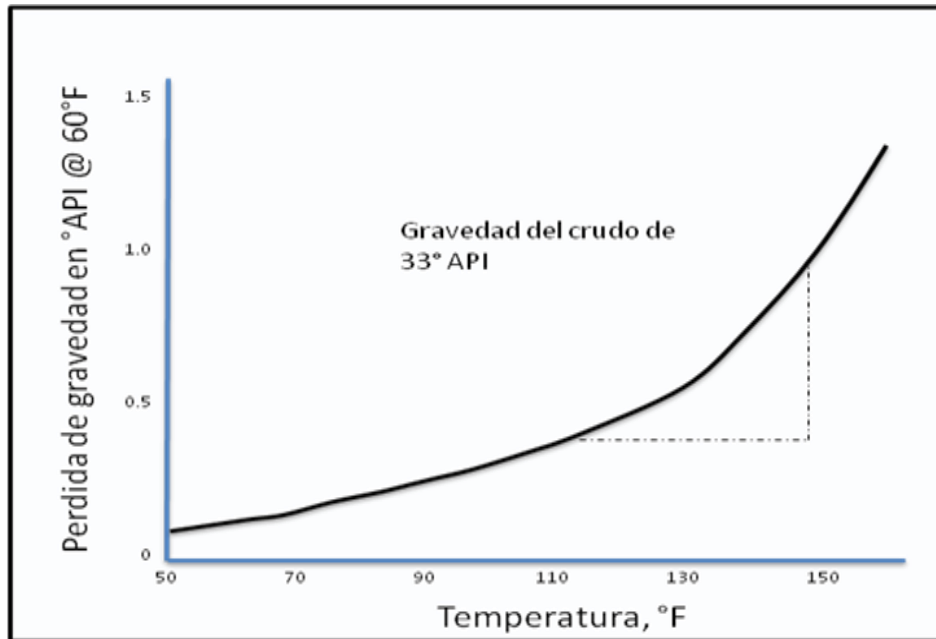
Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 171, Modificado

Por otro lado, la figura 10 muestra la pérdida de gravedad °API como función de la temperatura para un crudo de 33 °API.

El aumento de temperatura dependiendo de las propiedades del crudo puede aumentar o disminuir la diferencia de la gravedad específica, como se muestra en la figura 11. En la mayoría de los casos, si la temperatura de tratamiento es inferior a 200 °F, la diferencia entre las gravedades específicas del crudo y del agua es constante y pueden ignorarse.

Por último, se requiere de combustible para proporcionar calor. El costo del combustible debe ser considerado en el análisis económico del tratamiento de la emulsión en particular, siempre se debe usar el mínimo calor posible.

Figura10. Pérdidas de Gravedad API Respecto a la Temperatura



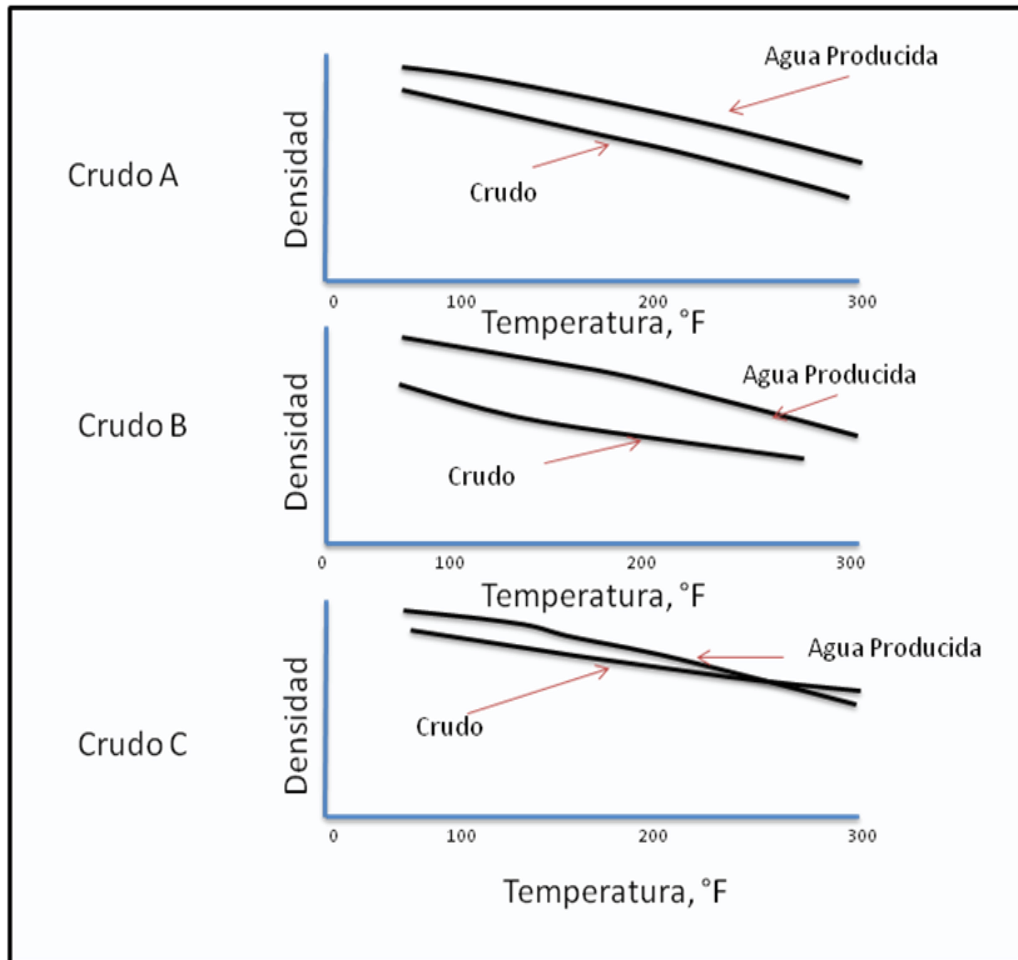
Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 171, Modificado

El gas liberado cuando el crudo se calienta puede crear un problema en el equipo de tratamiento si este no está diseñado correctamente. En los tratadores verticales y *Gunbarrels* el gas sube a través de la sección de coalescencia. Si mucho gas se libera, puede crear suficiente turbulencia y perturbación para inhibir la coalescencia.

En los campos petroleros los tratadores horizontales tienden a superar los problemas que se presentan con la liberación de gas llegando a un equilibrio en la sección de calentamiento antes de la introducción de la emulsión en la sección de asentamiento-coalescencia. Algunos sistemas grandes de procesamiento de crudo usan un fluido condensado, a través de un sistema de bombeo que mantiene el crudo muy por encima del punto de burbuja. Sin embargo si una tasa satisfactoria de remoción de agua puede lograrse a la temperatura mínima en un proceso, no

hay razón para asumir los gastos económicos asociados con la adición de calor innecesario.

Figura 11. Cambio en la Gravedad Específica Respecto a la Temperatura



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 172, Modificado

1.4.9 Tratadores Térmicos Verticales. Son los más utilizados para tratar corrientes de pozos individuales. El aceite proveniente de los separadores de prueba y/o producción llega a esta unidad donde se agrega calor para ayudar a separar más agua del aceite. Como resultado del calor y de la baja presión, una

cantidad adicional de gas es también separada del aceite. El gas luego sale por el tope del tratador donde es evacuado hacia el quemador pasando por la válvula de contra-presión del tratador (PCV) que mantiene la presión del equipo normalmente en 30 PSI¹¹.

El aceite fluye en la sección superior a la parte inferior del tratador a través de un conducto o tubo descendente dentro del recipiente. En el extremo inferior del tubo descendente, el aceite fluye a través del propagador que esparce el fluido que sale a medida que éste comienza a subir. El agua libre se separa del aceite y la emulsión.

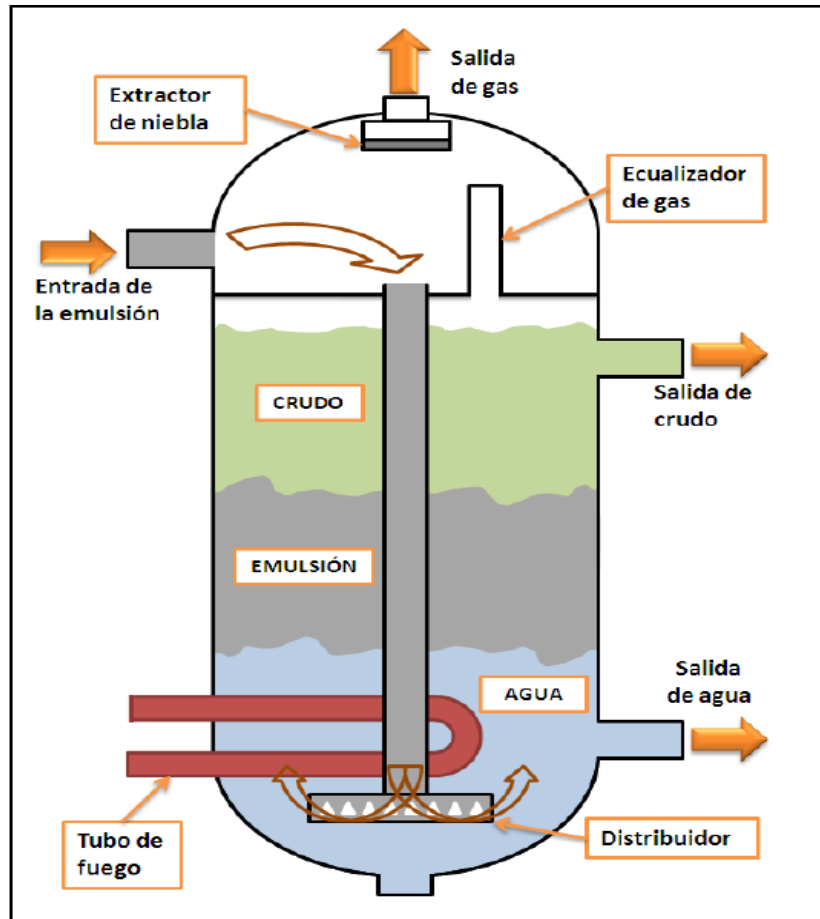
Luego de retirada el agua libre de la mezcla, el aceite y la emulsión flotan hacia arriba pasando por los piro-tubos y por el colchón de agua presente en los mismos. Este proceso ocurre en la sección de calentamiento y lavado. El calor agregado en esta sección, hace que el agua y el aceite se separen aún más; similarmente el calor hará que se separe una cantidad adicional de gas. Los tubos que producen el calentamiento siempre deben estar sumergidos en agua.

Luego de la zona de calentamiento, la mezcla pasa finalmente a una zona de coalescencia y asentamiento, donde permanece un determinado tiempo en reposo para permitir que se separen las fases. El aceite en el tratador sale por una boquilla superior a un lado del recipiente, hacia otra tubería vertical que conduce a la válvula de control de nivel de aceite.

El agua sale por el fondo del recipiente por una tubería interior en el tubo vertical exterior y es empujada hacia la tubería interior por el peso del agua y el aceite en el tratador. La altura de esta tubería o vertedero puede ajustarse. En la figura 12 se observa más claramente el proceso anteriormente mencionado.

¹¹GRANADOS, Paola. GUTIERREZ, Nidia. Trazo: Definición de Estándares Operativos para Tratadores Térmicos y Termo electrostáticos en Facilidades de producción. Bucaramanga. 2007, 67 h. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos,

Figura 12. Tratador Térmico Vertical



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 177, Modificado

1.4.10 Tratadores Térmicos Horizontales. La emulsión entra por la parte superior del equipo y se encuentra contra el final del piro-tubo, puede ser uno o dos dependiendo de que tanto se requiera calentar la emulsión. Posterior a esto el crudo pasa a la sección de asentamiento por intermedio de una ranura ubicada en la parte media del *Baffle* que separa la sección de calentamiento de la sección de asentamiento. El agua libre que es separada en la sección de calentamiento se decanta, fluye hacia la parte inferior del equipo y entra a un tubo que posee perforaciones que permiten la comunicación del agua decantada en el piro-tubo

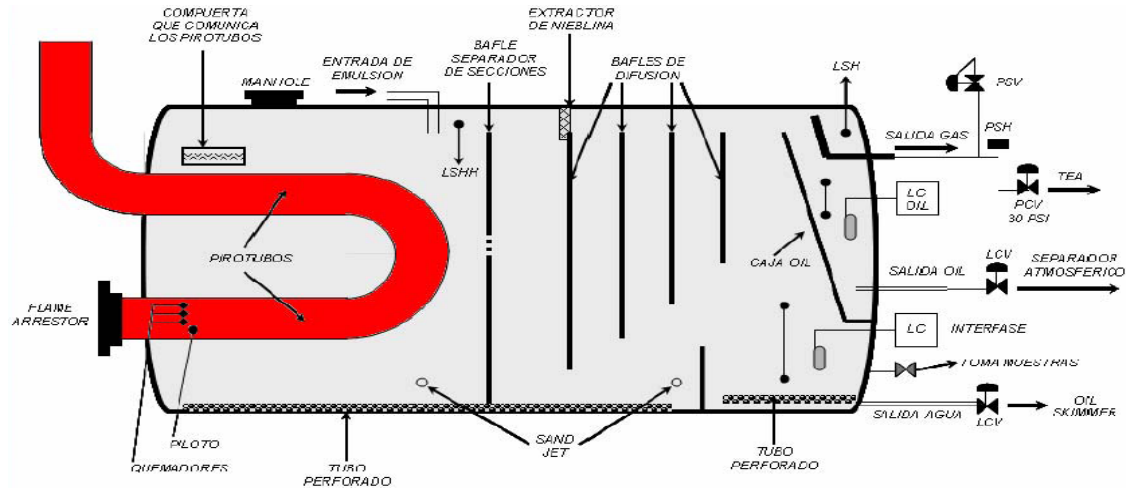
con la sección de asentamiento. El gas que se separa en esta sección busca el tope del equipo y pasa a la sección de asentamiento.

Una vez la emulsión sea calentada, esta debe superar una serie de Baffles (Por lo general son 3 o 4) los cuales promueven la coalescencia de las gotas de agua. Posteriormente el crudo rebosa a una caja recolectora ubicada en la parte final del equipo y cuyo nivel es mantenido por intermedio de un desplazador que da señal a un controlador y este a su vez gobierna una válvula controladora de nivel que permite la salida del crudo limpio hacia donde se requiera.

El agua proveniente de la sección de calentamiento debe vencer un Baffle ubicado en la parte inferior del tubo que cumple la función de retener arena y reducir la turbulencia dentro del equipo. En la sección de asentamiento el agua que se separa del crudo se une con el agua libre proveniente de la sección de calentamiento y sale por la parte inferior del equipo.

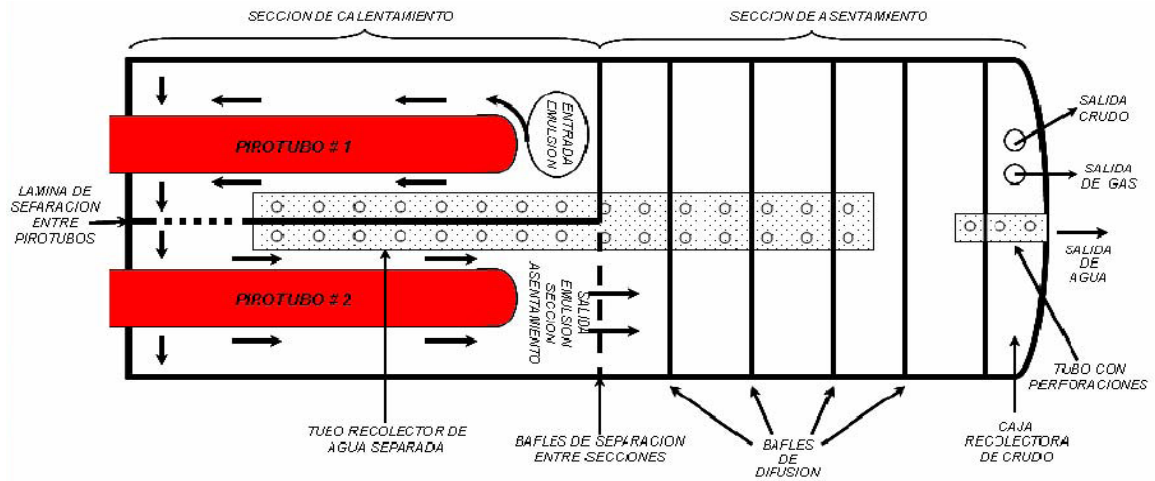
El gas proveniente de la sección de calentamiento y el gas separado antes del primer *Baffle* de la sección de asentamiento pasan a través de un extractor de niebla en el cual son condensados los líquidos que puedan haber sido arrastrados. Posteriormente todo el gas que logre salir de la solución buscará la parte superior del equipo y saldrá por un tubo cuya punta está muy cerca al tope del equipo y el gas evacuado de este equipo es finalmente quemado por lo general en una Tea. En la figura 13 y 14 se observa el equipo junto con sus componentes de una forma más detallada desde una vista horizontal y otra superior.

Figura 13. Tratador Térmico Horizontal (Vista Horizontal)



Fuente: Perenco Colombia Limited.

Figura 14. Tratador Térmico Horizontal (Vista Superior)



Fuente: Perenco Colombia Limited.

1.4.11 GunBarrels. Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte lo cubre el petróleo. Su funcionamiento

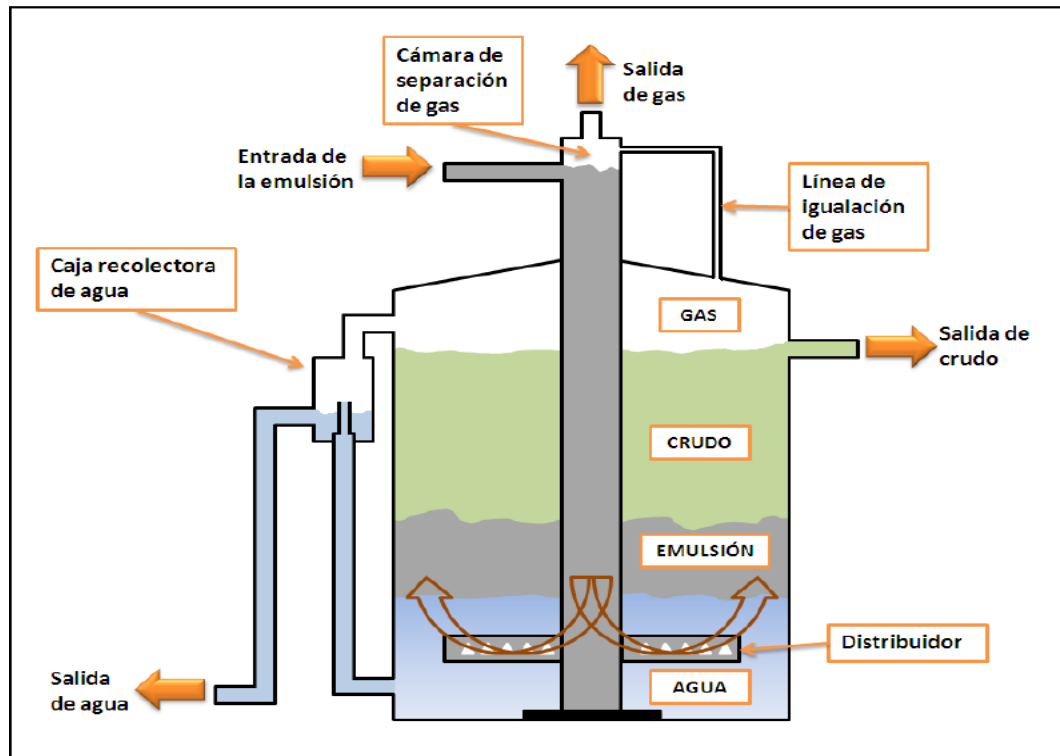
consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

Posteriormente, la fase líquida desciende por el tubo desgasificador y entra a la zona de agua de lavado a través de un distribuidor que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión. De esta forma se favorece la coalescencia de las partículas de agua. La emulsión fluye a través del agua en el interior del tanque de lavado siguiendo la trayectoria forzada por *Baffles* internos que permiten incrementar el tiempo de residencia.

Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas variables. Tienen un tiempo de residencia entre 3 a 36 horas. Entre los equipos más utilizados por la industria petrolera se mencionan los tanques de lavado de tipo helicoidal, los de tipo rasurado, concéntrico o araña. A continuación en la figura 15 se puede observar las partes más importantes de un *GunBarrel*¹².

¹²ARNOLD, Op.cit., p 178

Figura 15. Gun Barrel



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 179, Modificado

1.4.12 Tratadores Electroestáticos. La coalescencia de las pequeñas gotas de agua dispersas en el crudo se puede alcanzar sometiendo la emulsión de agua en crudo a un campo eléctrico. Cuando un líquido no conductor (crudo) contiene un líquido conductor disperso (agua) es sometido a un campo electrostático, las partículas conductoras o gotas se combinan mediante uno de estos tres fenómenos físicos:

- Las gotas se polarizan y tienden a alinearse con las líneas de la fuerza eléctrica.

- Las gotas son atraídas por un electrodo debido a una carga inducida.
- El campo eléctrico tiende a cambiar y a debilitar la película del agente emulsificante que rodea las gotas de agua.

Sea cual sea el mecanismo real, el campo eléctrico hace que las gotas se desplacen rápidamente en direcciones aleatorias, lo que aumenta enormemente la posibilidad de colisión contra otra gota. Cuando las gotas chocan con la velocidad apropiada, se produce la coalescencia¹³.

La atracción entre las gotas de agua en un campo eléctrico está dado por:

$$F = \frac{K_s \varepsilon^2 (d_m)^6}{S^4} \text{ con } (S \geq d_m) \quad (1 - 7)$$

Dónde:

F = Fuerza de atracción entre las gotas.

K_s = Constante del sistema.

ε = Gradiente de voltaje.

d_m = Diámetro de las gotas, (micras).

S = Distancias entre las gotas.

Esta ecuación indica que entre mayor sea el gradiente de voltaje mayor serán las fuerzas que causan las coalescencia. Sin embargo, algunos datos experimentales muestran que con algunos gradientes las gotas de agua pueden separarse pero también se puede desarrollar una emulsión fuerte. Por esta razón los tratadores electrostáticos están normalmente equipados con un mecanismo para ajustar el gradiente en el campo¹⁴.

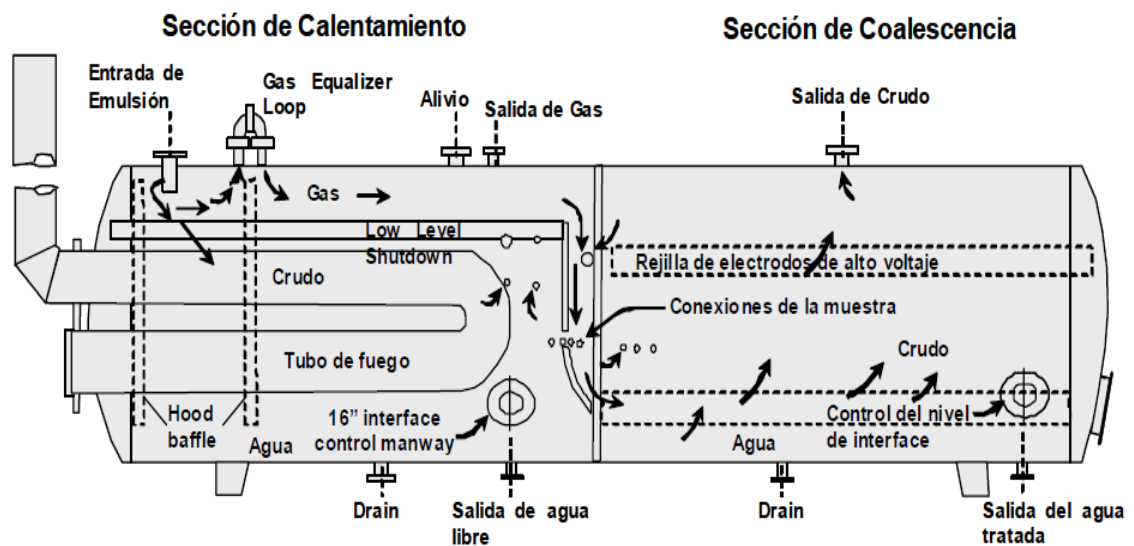
Un deshidratador electrostático está dividido en tres secciones, la primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y se llama 'Sección de

¹³Ibíd., p 183

¹⁴ GRANADOS, Op.cit., p 62-64

Calentamiento'. La segunda sección se llama 'Sección central o Control de Nivel' y está ocupada por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada 'Sección de Asentamiento'. En la figura 16 se puede observar el tratador electrostático, con las secciones y componentes que la conforman.

Figura 16. Tratador Electrostático



Fuente: CUADERNO FIRP S853-PP, MODULO DE ENSEÑANZA EN FENOMENOS INTERFACIALES, DESHIDRATACION DE CRUDO, Shirley Marfisi y Jean Louis Salager.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias: Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costosa., cuando la perdida de gravedad API es económicamente importante o cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Las ventajas más sobresalientes del tratamiento electrostático son: que la emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores calentadores, debido a que sus recipientes son mucho más pequeños, son ideales para plataformas petroleras marinas, de igual forma pueden mover mayor cantidad de agua que otros tratadores y finalmente las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

Por otro lado entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están: El requerimiento de supervisión constante en su operación, la instalación de sistemas de control son más sofisticados, lo que incide en los costos, los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación y finalmente y tal vez la más importante que el nivel de agua libre con un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo¹⁵.

¹⁵Ibíd., p. 136

2 GENERALIDADES CAMPO COLORADO

El Campo Escuela Colorado (CEC) es el producto de un convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos realizado entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y Ecopetrol S.A. Esta institución busca en general, que la industria del petróleo a nivel nacional disponga de la articulación academia-industria que permitan experimentar y desarrollar nuevas tecnologías orientadas al aumento de la producción del petróleo de forma limpia y eficiente, en todo el país¹⁶.

Tabla 1. OOIP y Reservas Campo Colorado

FASE ACEITE	OOIP (MMBb) - ECOPETROL 2003 (VOLUMETRICO)	121
	PRODUCCION ACUMULADA (MMBb)	8,59
	RESERVAS REMANENTES (MMBb) - CURVA DE DECLINACION	9,31

Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 91 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

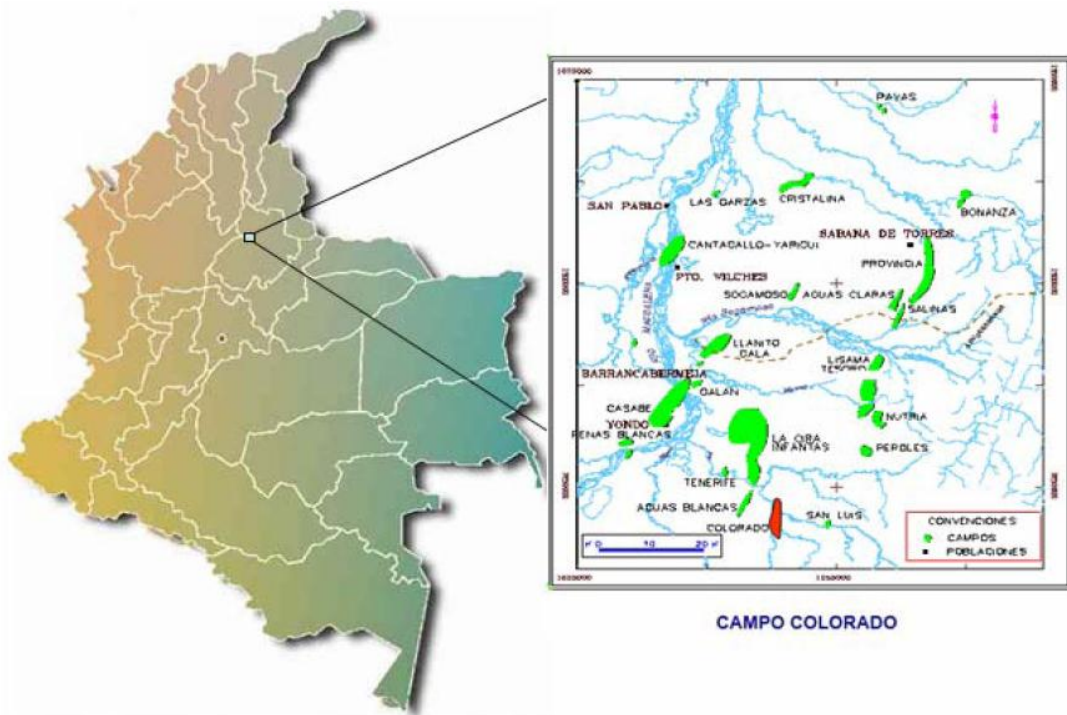
El yacimiento del Campo Escuela Colorado, posee acumulaciones de aceite liviano y gas con gravedades de 36 a 42 °API con un empuje por gas en solución como mecanismo de producción primaria. El *Original Oil In Place* (OOIP) es de 121 MMbbls según el estimado del último reporte conocido por Ecopetrol S.A. y las

¹⁶ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 91 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

reservas primarias producidas son de 8.582 MMbls con un factor de recobro del 15% a 2003. (Ver tabla 1)

El Campo-Escuela Colorado se encuentra ubicado en el Departamento de Santander, más específicamente en el municipio de San Vicente de Chucurí, en el corregimiento de Yarima, al sur del Campo La Cira–Infantas. El campo Colorado hace parte de la antigua concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). (Ver figura 17)

Figura 17. Ubicación Campo Colorado



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 90 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

La exploración del Campo Escuela Colorado se realizó entre los años de 1923 y 1932, donde se perforaron 7 pozos. Posterior a esto en el año de 1945 se

realizaron pruebas con resultados satisfactorios, alentando a la *Tropical Oil Company* (TROCO) a perforar 8 pozos más entre los años de 1945 y 1946.

El Campo Colorado fue desarrollado por completo entre los años de 1953 y 1964 en donde se perforaron la mayoría de los pozos, que fueron de 60 a 75 pozos perforados. Para el año de 1961 El campo Colorado alcanzó su máxima producción llegando a los 1771 BOPD, la cual fue declinando de manera acelerada con el transcurso de los años debido a la pérdida de pozos por problemas mecánicos y taponamientos por precipitación de parafinas. Aunque se trató de mantener la producción, en 1976 se empezó a ver una declinación más pronunciada, pasando de 692 BOPD a 47 BOPD en 1989¹⁷.

En la actualidad según el informe de mayo de 2011 el Campo Colorado cuenta con 75 pozos perforados, de los cuales 23 se encuentran activos con una producción de 412.5 BOPD.

2.1 ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

La estructura del Campo Escuela definida principalmente a partir de correlaciones de registros de pozos tomados y archivados en el Campo Escuela, se encuentra conformada por un anticlinal asimétrico cuyo flanco extenso buza al oriente y dividido en siete bloques por fallas satélites SW -NE

El yacimiento se caracteriza porque presenta poca continuidad lateral, al igual que una baja energía del yacimiento y arenas delgadas. En el momento se maneja un modelo geológico donde el campo está compartimentalizado. El yacimiento se divide en 7 fallas que a su vez forman 6 bloques como se muestra en la figura 18.

El petróleo en el Campo Colorado es extraído principalmente de la Formación Mugrosa (Zona B y C) y Esmeralda (Zona D) depositadas en un sistema fluvial

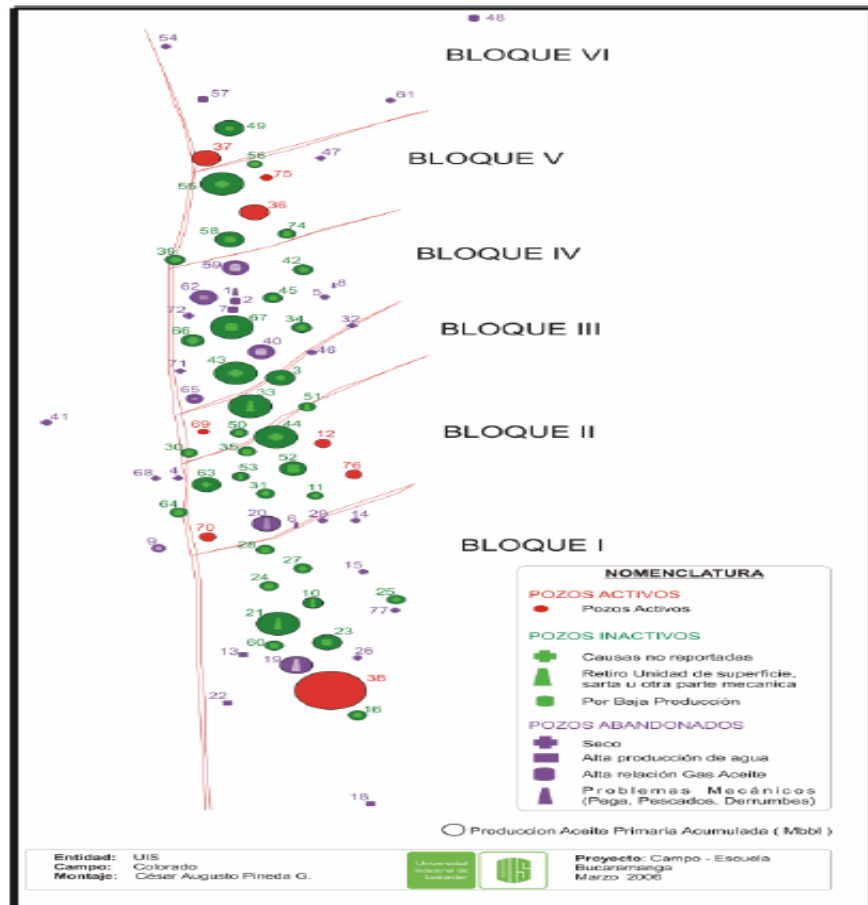
¹⁷Ibíd., p. 94.

meandrico. Las areniscas que se encuentran en la Formación Mugrosa se pueden dividir en cuatro zonas: la Zona B1 con porosidad promedio de 12.9% y espesor promedio de 21.8 *ft*, la Zona B2 13.5 % de porosidad y 23.8 *ft* de espesor, la zona C1 15.7% y 24.9 *ft* y finalmente la zona C2 con 19.6% y 42.3 *ft* siendo la que posee mejor porosidad promedio y mayor espesor¹⁸.

El Campo Colorado en su comportamiento Histórico reporta una muy baja producción de agua, inferior al 2%, lo que corrobora junto a otros estudios del campo que posee una influencia mínima o nula de algún acuífero.

¹⁸JAIMES, Diana. PICO, María. Trazo: Diseño de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales y de Producción Evaluando las Diferentes Alternativas Nacionales y Extranjeras – Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2009, 160 h. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

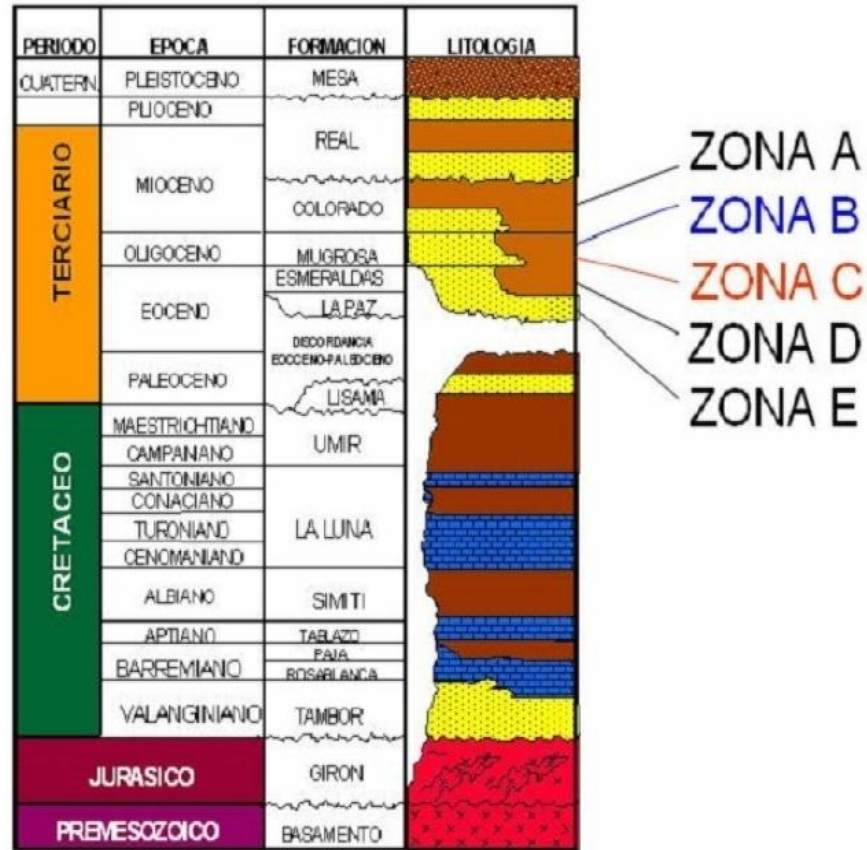
Figura 18. Distribución de los Pozos en el Campo Colorado



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 93 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

En cuanto a la estratigrafía, es importante observar que desde la formación base a la formación tope productora se encuentra las formaciones: La Paz, Esmeralda; Mugrosa y Colorado, las cuales tienen como característica general que poseen constantes intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales, como se muestra en la figura 1.

Figura 19. Generalización de la Columna Estratigráfica del VMM



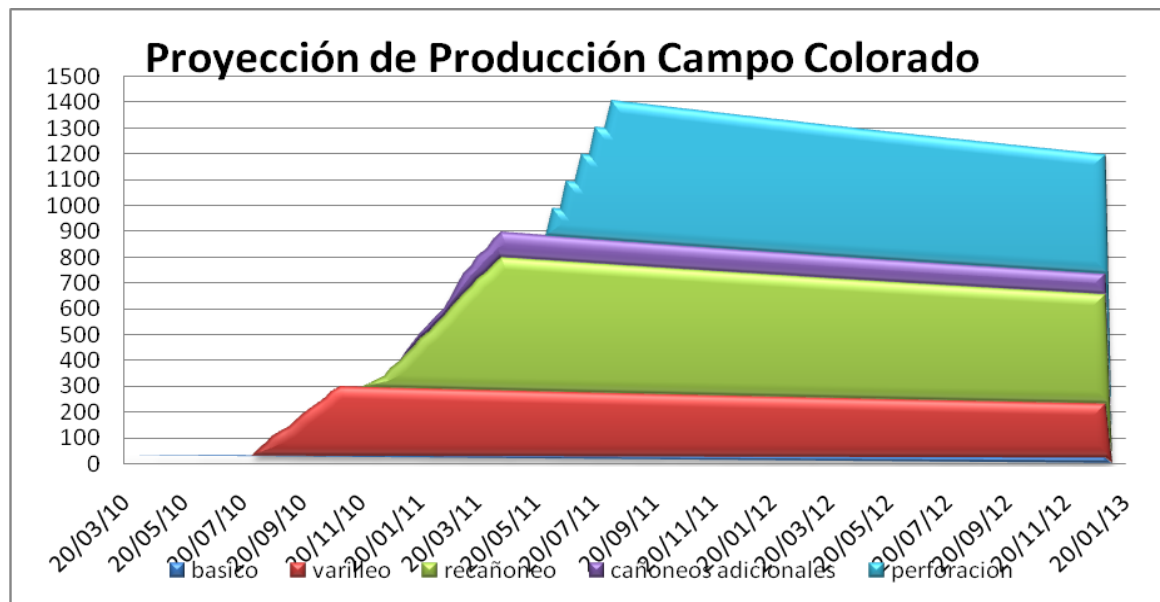
Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 94 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

2.2 ACTUALIDAD DEL CAMPO COLORADO

El Campo Escuela Colorado mantiene una producción de 412.5 BOPD a Mayo de 2011 según el reporte producción del campo, con sistemas de producción de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico. Durante los últimos años ha presentado un incremento notable en su producción debido a las operaciones de varilleo y reactivación de pozos, lo cual se ha observado claramente en los reportes e informes de producción que se muestran mensualmente en el Campo Escuela. Se espera que continúe el aumento de producción de crudo en un futuro

cercano de una forma más acelerada con un pico de producción de 1406 BOPD en el 2011, llegando a los 1000 BOPD en el 2013. Esta proyección es producto de los trabajos que están siendo realizados por medio de trabajos de varilleo y las fases adicionales de reactivación del campo que aún no han iniciado, como son los trabajos de *Workover* y el Programa de Perforación *Infill* que consiste en la localización de pozos interespaciados colocados estratégicamente para permitir un completo drenaje de la zona que lleva a su vez a un aumento del recobro del crudo. Estas dos últimas fases se desean implementar después de un estudio del yacimiento con sísmica 3D para un mayor conocimiento del yacimiento lo cual ayudará a tomar las decisiones acertadas.

Figura 20. Grafica de la Proyección de Producción a 2013



Fuente: Área de producción y operaciones. Campo Escuela Colorado. Bucaramanga. 2011

La figura 20 es creada basada en los pronósticos de producción elaborado por los ingenieros del Campo Escuela Colorado. En esta figura se ve claramente el aporte de producción por cada operación. Se observa que la campaña de

perforación y re cañoneo son las operaciones que van a presentar un mayor aporte a la producción con un promedio de 500 barriles por día (Bpd) cada una.

El Campo Escuela Colorado espera un incremento de la producción de agua y gas asociada al aumento de producción de crudo, lo cual genera una necesidad del manejo, tratamiento y disposición. Para el caso específico del agua asociada a la producción, el Campo no cuenta con sistemas de tratamiento ni disposición, por tal motivo es obligado a enviar la producción de agua a las instalaciones de la estación 07 de La Cira de Ecopetrol.

Según el inventario del Campo Escuela Colorado (tabla 2) y análisis realizados por ingenieros del Campo Escuela, este no se encuentra con los equipos adecuados en su estación de recolección y tratamiento para manejar el incremento de producción que vienen un futuro cercano. Por eso es necesario considerar un diseño nuevo para la estación de recolección y tratamiento que cumpla con los requerimientos de producción propuestos, y que de igual manera se encuentre preparada para nuevos incrementos en la producción de fluidos en un futuro no lejano. En el momento la estación del Campo Escuela Colorado cuenta con los equipos que se pueden observar en la tabla 2.

2.3 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Los fluidos de producción del Campo Escuela Colorado, están compuestos por: el Crudo, que como ya se mencionó anteriormente es un crudo liviano, el agua asociada a la producción y el gas que es rico hidrocarburos como propano y butano. En la tabla 3 se observa claramente la caracterización del crudo producido en el campo.

Tabla 2. Información Requerida Campo Colorado - Inventario de la Estación

INFORMACIÓN REQUERIDA CAMPO COLORADO - INVENTARIO ESTACIÓN				
ESTACIÓN		OBSERVACIONES		
Tanques		2 Tanques de 500 Barriles cada uno, lamina soldada, 4 años en servicio		
Bomba de Envío (tipo de bomba, características, capacidad máx., etc.)		1 Bomba GARDNER-DENVER FXG 172		
Separadores		2 Separadores Generales (uno es auxiliar)		
		1 separador de medida de pozos		
		1 separador de línea de gas		
Válvulas de la Estación		2 válvulas de 6" flanchadas 150 PSI		
		1 válvula de 6" flanchada 300 PSI		
		20 válvulas de 4" flanchadas 150 PSI		
		3 válvulas de 2" flanchadas 150 PSI		
		12 válvulas de 2" roscadas 300 PSI		
Cheques		4 cheques de 4" flanchados 150 PSI		
		1 cheque de 2" flanchado 150 PSI		
		1 cheque de 2" roscado 800 PSI		
Repuestos en Stock		No hay		
Instrumentación que hace falta para mejorar la operación de la Estación		mantenimiento a la instrumentación que hay, y reparar el medidor de pozos		
Elementos de contraincendios		1 extintor de 150 libras polvo químico		
		1 extintor de 20 libras polvo químico		
Líneas de venteo		No Hay		
Condiciones de la Tea		1 tea improvisada, hay que mejorarla		
Estado de los Muros de Contención de la Estación		en muy mal estado totalmente deteriorado		
ALMACENAMIENTO		OBSERVACIONES		
Cajas de Empaques		no hay en stock		
Chekes		no hay en stock		
Guayas o Cintas		2 cintas métricas de 10 metros cada una para medir los tanques		
Herramientas		1 llave para tubo de 36", 2 llaves para tubo de 24", 2 llaves expansivas de 15",		
		1 llave para tubo de 12", 1 llave expansiva 10" y algunos empaques		
LINEAS DE TRANSPORTE DE FLUIDOS		LONGITUD	DIAMETRO	OBSERVACIONES
Oleoducto		17 km	4"	Línea nueva, fue cambiada recientemente
Gasoducto		17 km	6"	Línea en mal estado muy vieja y esta tapado
Colector Norte Línea General		1 km	2 7/8"	En buen estado
Colector Norte Línea de Medida		1 km	2 7/8"	En buen estado
Colector Sur Línea General		1.5 km	4"	En regular estado
Colector Sur Línea de Medida		1.5 km	3"	En buen estado, nueva

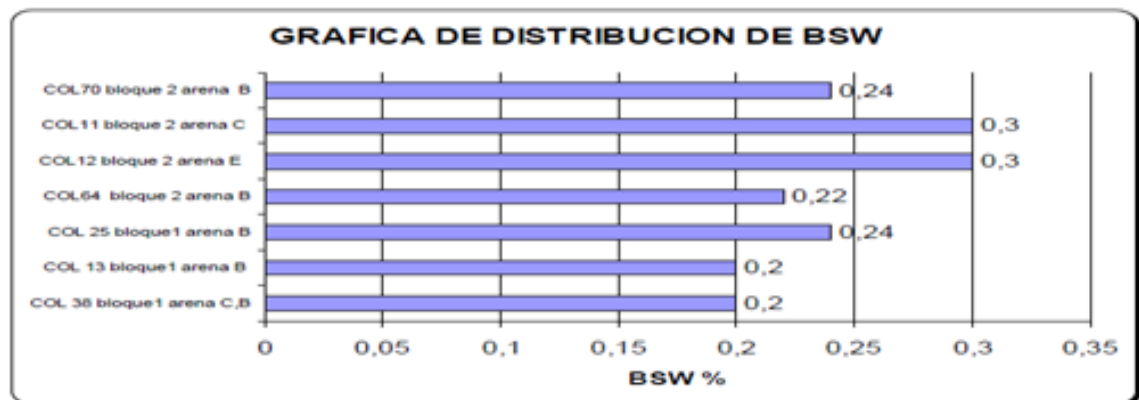
Fuente: Área de producción y operaciones. Campo Escuela Colorado. Bucaramanga 2011

Gran parte de la caracterización del crudo es obtenida de la tesis “Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado” realizada por los estudiantes Jorge Luís Herrera y Juan Carlos Patiño de la Universidad Industrial de Santander, en el 2009.

En la tabla 3 se muestra la caracterización del crudo del pozo 25 y se toma como caracterización del crudo del campo, se observa el alto porcentaje de parafinas que posee el crudo (C30+) y la alta concentración de livianos. De igual forma el crudo del Campo Escuela Colorado posee muy bajo o casi insignificante contenido de CO₂, H₂S.¹⁹

Igualmente es importante resaltar que es un crudo que no posee problemas de BSW como se observa en la figura 21 donde hay un promedio de algunos pozos del campo.

Figura 21. Distribución del BSW del Crudo del Campo Colorado

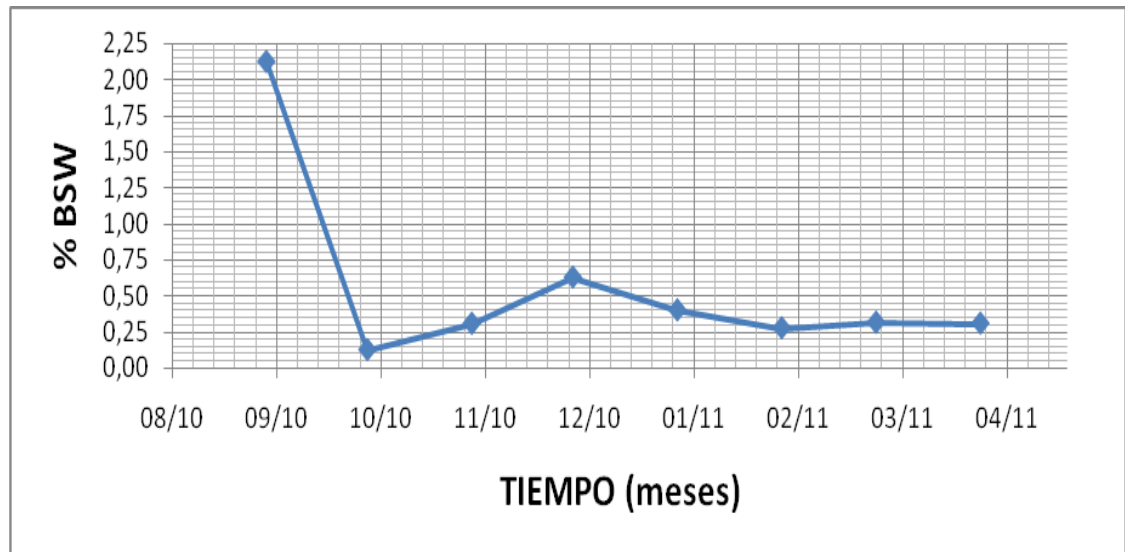


Fuente: CRISTANCHO, Diana. HOYOS, Jorge. Trazo: Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008 123 h. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

¹⁹ HERRERA, Jorge. Patiño, Juan. Trazo: Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado. Bucaramanga, 2009, 87 h. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

La figura 22 que muestra el comportamiento del BSW en los últimos 9 meses el cual ha disminuido notablemente de un 2.13% a un valor aceptado de 0.31% para las condiciones de entrega de refinería.

Figura 22. Variación Del BSW en los Últimos 9 Meses.



Fuente: Modificado. Área de producción y operaciones. Campo Escuela Colorado. 2011

Tabla 3. Caracterización del crudo del Campo Escuela Colorado

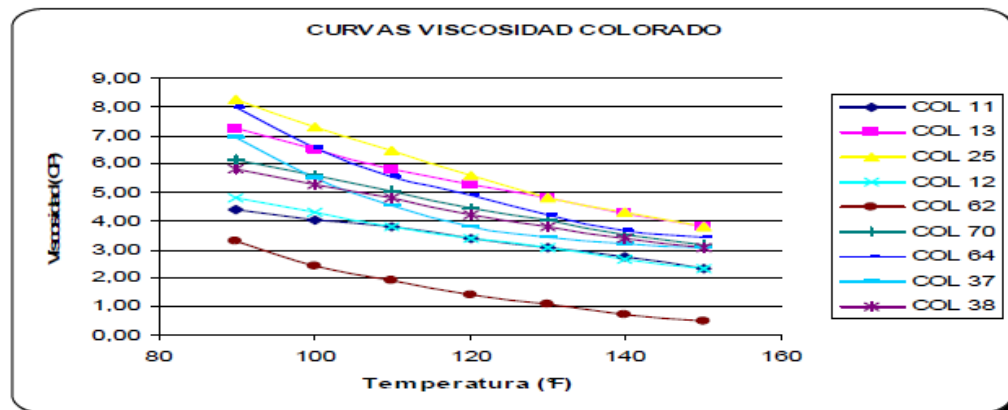
COMPONENTES	Wt %	MOL%	MW	Densidad a 60°F (gr/cc)
NITROGENO	0,0016	0,09	28,01	0,808
CO2	0,0012	0,0043	44,01	0,827
C1	1,7747	17,2441	16,04	0,3
C2	1,1674	6,0508	30,07	0,356
C3	1,7405	6,1511	44,1	0,508
i-C4	1,5664	1,5189	58,12	0,563
n-C4	1,2945	3,4715	58,12	0,584
i-C5	0,8187	1,7685	72,15	0,625
n-C5	0,9925	2,1439	75,15	0,631
C6	1,8278	3,3914	84	0,685
C7	3,0044	4,8778	96	0,722
C8	3,8181	5,5615	107	0,745
C9	3,9235	5,0538	121	0,764
C10	3,6783	4,2784	134	0,778
C11	3,2389	3,4341	147	0,789
C12	2,9591	2,8646	161	0,8
C13	3,298	2,9372	175	0,811
C14	2,971	2,4372	190	0,822
C15	3,0575	2,3133	206	0,832
C16	2,7161	1,9069	222	0,839
C17	2,5292	1,6633	237	0,847
C18	2,5866	1,6061	251	0,852
C19	2,5317	1,5004	263	0,857
C20	2,276	1,2899	275	0,862
C21	2,0542	1,1002	291	0,867
C22	2,0287	1,0367	305	0,872
C23	1,9195	0,9408	318	0,877
C24	1,723	0,8113	331	0,881
C25	1,6576	0,7488	345	0,885
C26	1,5971	0,6934	359	0,889
C27	1,5932	0,6939	374	0,893
C28	1,5524	0,6236	388	0,896
C29	1,3167	0,5105	402	0,899
C30+	31,2126	8,3885	580	1,059
BENCENO	0,1445	0,2884	78,1	0,884
TOLUENO	0,4235	0,716	92,2	0,872
PROPIEDADES DE LAS FRACCIONES PESADAS				
FRACCION PLUS	WT%	MOL%	MW	DENSIDAD A 60°F (gr/cc)
C7+	89,815	58,246	362,237	0,9547
C10+	78,501	41,749	371,155	0,9574
C20+	48,934	16,808	472,551	0,9982
C30+	31,216	8,3885	580	1,0591
PESO MOLECULAR DE LA MUESTRA 155.86 g/mol				

Fuente: HERRERA, Jorge. Patiño, Juan. Trazo: Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado. Bucaramanga, 2009. 91 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

El crudo producido en el Campo Escuela Colorado posee un porcentaje en peso de ceniza de 0.0086²⁰ el cual es permitido por la ley para la comercialización de crudo.

En la figura 23 se puede observar el comportamiento de la viscosidad con respecto a la variación de temperatura en diferentes pozos del Campo Escuela Colorado. Al analizar los datos que se encuentran en esta figura se puede deducir que es un crudo con una viscosidad relativamente baja y que el cambio de la viscosidad del crudo no es muy significativo con el incremento de temperatura, es decir que con un incremento de temperatura de más de 50 °F la viscosidad no se reduce en más de 4cP, dato importante para tener en cuenta a la hora de realizar el diseño para el tratamiento del crudo.

Figura 23. Curva de Viscosidad del Campo Colorado



Fuente: CRISTANCHO, Diana. HOYOS, Jorge. Trazo: Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008 132 h. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

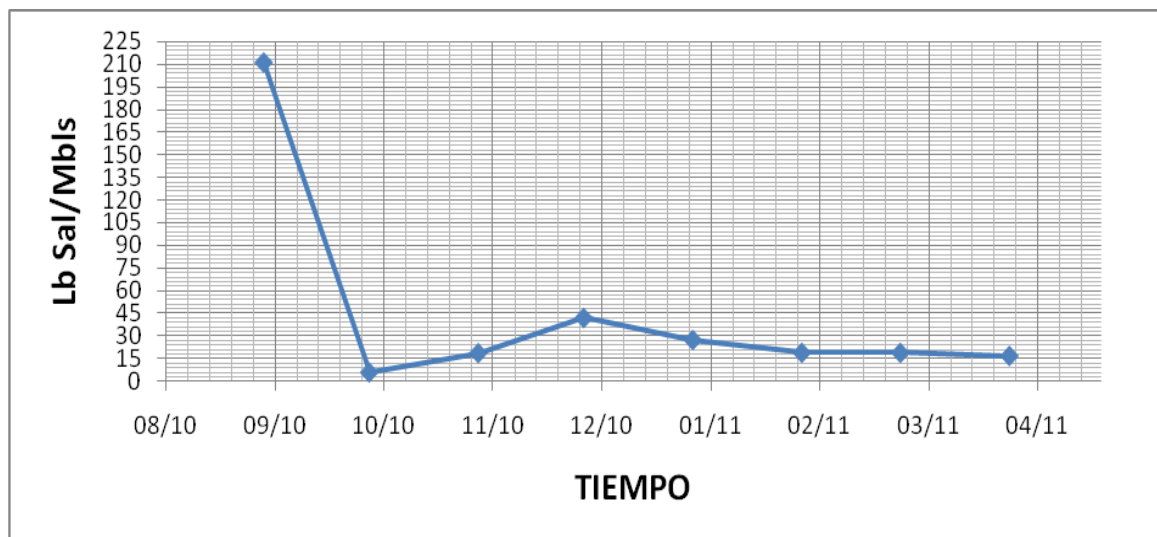
Finalmente un parámetro de gran importancia para considerar en la producción de crudo de cualquier campo es la concentración de sal que posee el crudo, esta es medida en lb de sal / Mbls. En la figura 24 se observa el comportamiento de los

²⁰Ibíd., p.92

últimos nueve meses de la concentración de sal en el crudo del Campo Escuela Colorado. La concentración de sal en el crudo ha bajado de forma considerable después de la reactivación de los pozos, muy similar con el comportamiento de BSW, manteniendo sus proporciones. Antes de la reactivación de los pozos, se realizaron trabajos de varilleo donde se utilizó como fluido de control salmuera que fue tomada por algunas de las formaciones de los pozos reactivados, en el momento en que empiecen a producir estos pozos retribuyen estos fluidos.

En la figura 24 se ve claramente una tendencia de la concentración de sal a disminuir llegando desde el mes de febrero de 2011 a los valores aceptados para la entrega de crudo a refinería. Se espera que esta tendencia continúe a tiempos futuros.

Figura 24. Variación de la Concentración De Sal en los Últimos 9 Meses

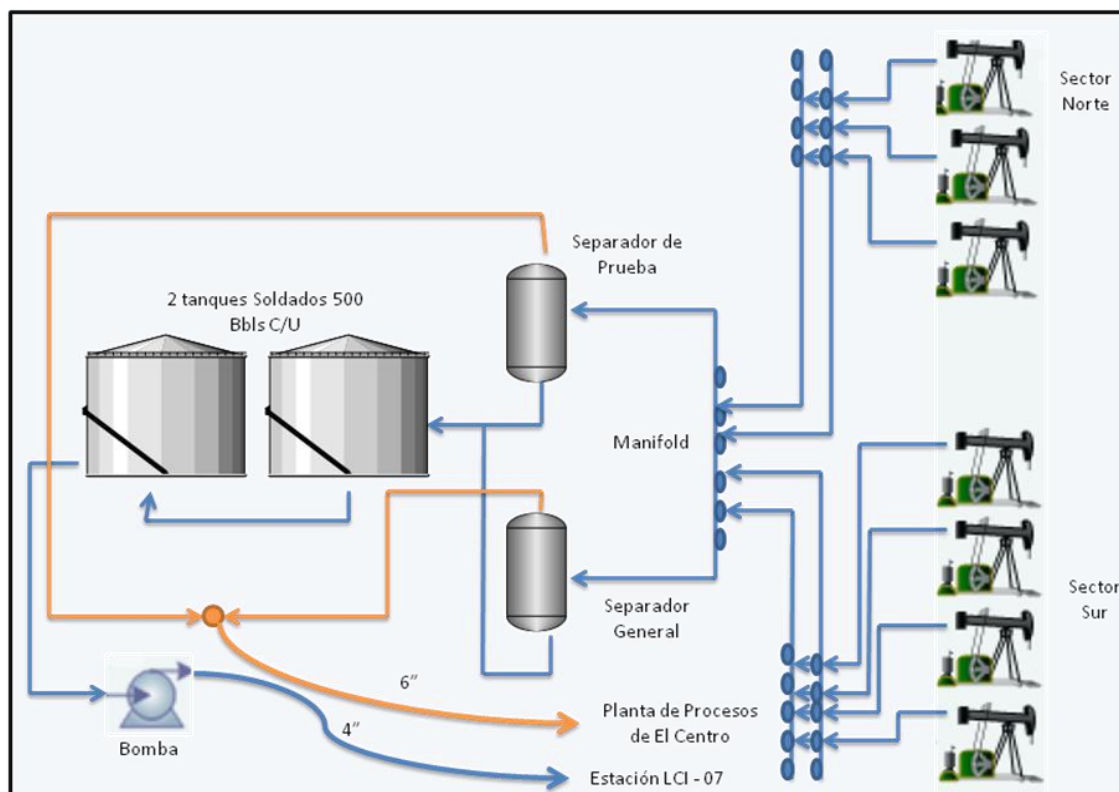


Fuente: Modificado. Área de producción y operaciones. Campo Escuela Colorado. 2011

2.7 EVALUACIÓN DE LA ESTACION DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DEL DE CRUDO DEL CEC

En la figura 25 se presenta un esquema de las facilidades de producción que actualmente se encuentran en el Campo Escuela Colorado, junto a los equipos que se encuentran en funcionamiento.

Figura 25. Esquema de la Estación de Recolección y Tratamiento del CEC



Fuente: ARAMENDIZ, José Jorge. VELASQUEZ, Miguel. Trazo: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 95 h. trabajo de grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

La estación cuenta con dos colectores principales para los sectores sur y norte los cuales se dirigen al *manifold* principal a la entrada de la estación. Posterior a esto, se encuentra un separador bifásico vertical general y uno de prueba para realizar las mediciones de los pozos. Las dimensiones actuales del separador son: diámetro de 48 pulgadas y longitud de 10 pies, si se observa la tabla 4 de dimensionamiento de un separador bifásico vertical (anexo B) diseñada para satisfacer el pronóstico de producción futuro, según sus dimensiones se puede comparar con un separador bifásico de diámetro 48 pulgadas y 10 pies de longitud, el cual es muy similar y el cual posee un la relación de *Slenderness* de 2,48 para un tiempo de retención de 7 minutos, lo que quiere decir que está sobredimensionado para las condiciones futuras de operación y aun mas con las condiciones actuales.

Se sugiere que un separador ocupe el 50% de su volumen con la fase líquida; para un separador bifásico y un crudo con gravedad mayor a 35°API se recomienda tiempo entre 0.5 y 1 minutos²¹; el separador actual que opera en el Campo Escuela Colorado soporta como máximo 62.83 pies cúbicos (50% de su volumen); para un tiempo de retención de un minuto se alcanza a acumular 7.7487 pies cúbicos lo que confirma el sobredimensionamiento.

Posterior a esto, el crudo es dirigido a dos tanques de almacenamiento de láminas soldadas, cada uno con una capacidad de 500 barriles, mientras el gas por problemas operacionales actualmente es conducido por un compresor a una tea donde es quemado en su totalidad.

²¹ GRANADOS, Op.cit., p. 137

Tabla 4. Dimensionamiento del Separador bifásico para producción futura

Separador vertical				
Tr(mn)	d(inch)	h(inch)	Lss (ft)	12Lss/d
1	16	65,10416667	11,7586806	8,81901042
	20	41,66666667	9,80555556	5,88333333
	24	28,93518519	8,74459877	4,37229938
	30	18,51851852	7,87654321	3,15061728
	36	12,8600823	7,40500686	2,46833562
	42	9,448223734	7,12068531	2,03448152
	48	7,233796296	6,93614969	1,73403742
2	48	14,46759259	7,53896605	1,88474151
3	48	21,70138889	8,14178241	2,0354456
4	48	28,93518519	8,74459877	2,18614969
5	48	36,16898148	9,34741512	2,33685378
6	48	43,40277778	9,95023148	2,48755787
7	48	50,63657407	10,5530478	2,63826196
8	48	57,87037037	11,1558642	2,78896605
9	48	65,10416667	11,7586806	2,93967014
10	48	72,33796296	12,3614969	3,09037423

Para determinar si estos tanques cumplen para la producción esperada o pueden ser considerados como “cuello de botella”, es importante analizar el Volumen neto (V_n), el caudal de producción del campo y el tiempo de retención en el tanque (t_{r*}).

$$V_n = \frac{Q * t_{r*}}{2} \quad (1 - 9)$$

Dependiendo del caudal que produzca el campo y del tiempo de retención en el tanque que se desee, se va a obtener el volumen neto, el cual se va a comparar en la tabla 5. Si este es inferior a la capacidad neta que se tiene en la tabla, quiere decir que necesita dos tanques de esa capacidad bruta.

Para el caso del Campo Escuela Colorado, la producción que se espera es de 2000 Bls y en el momento se maneja un tiempo de retención de 8 horas en el

tanque. Para lo cual nos daría un volumen neto de 333.33 Bls, lo cual excede la capacidad neta de los tanques de 500 Bls que se encuentran en el momento.

$$v_n = \frac{2000 \text{ (bls)} * \frac{8}{24} \text{ (días)}}{2} = 333,33 \text{ (bls)} \quad (1 - 10)$$

Tabla 5. Dimensiones y Capacidades Típicas de Tanques de Almacenamiento

Diámetro (ft)	Altura (ft)	Capacidad Bruta (Bls)	Capacidad neta (Bls)
15	18	500	325
20	18	1000	650
25	24	2000	1300
30	40	5000	3250
42,5	40	10000	6500
60	36,5	20000	13000
70	45	25000	16250
80	45	40000	26000
90	40	50000	32825
120	40	80000	52000
134	40	100000	65000

Fuente: ARIAS M, Gustavo. RANGEL G, Orlando; Trazo: Dimensionamiento de una Batería de Recolección de Crudos Mediante un Programa de Computador. Bucaramanga, 1993, 57 h. Trabajo de Grado (ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Escuela Ingeniería de Petróleos.

Respecto a la corriente de agua asociada a la producción es llevada junto al crudo a los tanques de almacenamiento, por medio de separación gravitacional es dirigida a las instalaciones de la estación 07 de La Cira de Ecopetrol para su posterior tratamiento.

Para finalizar este capítulo es importante resaltar que el Campo Colorado aún cuando posee ventajas tales como tener un crudo de tan alta gravedad API y con tan pocos problemas y un gas rico en hidrocarburos medianos lo cual aumenta su valor comercial, es un campo que se ve deteriorado por el abandono que tuvo en su historia, igualmente es un campo que tiene los equipos mínimos necesarios para la separación de crudo. Cumpliendo con las normas actuales, pero ineficientes a condiciones futuras de producción.

3 DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

Teniendo en cuenta el análisis que se hizo sobre lo expuesto en el marco conceptual presentado en el primer capítulo, donde se registran los conocimientos que consideramos necesarios y útiles para la realización del diseño; de igual manera la información básica del Campo Escuela Colorado y la evaluación de sus facilidades de producción que se presentan en el segundo capítulo, se procede a plantear la mejor alternativa de diseño que satisfaga las necesidades de producción a futuro del campo, siendo técnica y económicamente viable.

Para la elaboración del diseño de la estación de separación y tratamiento del crudo aplicando ingeniería conceptual, se analizaron las características del crudo, las cuales se observan en el capítulo 2, y aun cuando en el momento el crudo no posee problema alguno en los porcentajes de salinidad, ceniza, BSW y otros componentes. De acuerdo con información de yacimientos, se considera que con el aumento de producción, lo más posible es que haya un aumento de producción de agua y por ende un aumento en el BSW inicial. Es por esto que se tomó el BSW como el principal factor a tener en cuenta para el diseño.

Para poder ver el comportamiento de la separación del agua en el crudo se realizaron distintas pruebas de laboratorio y simulación en HYSYS que envuelven 4 métodos de tratamiento del crudo: Tratamiento químico, tratamiento térmico, la unión de los dos anteriores y la separación gravitacional. El tratamiento termo electro-estático no se tuvo en cuenta puesto que el crudo del Campo Escuela Colorado es un crudo muy liviano como se muestra en el capítulo 2, con emulsiones débiles las cuales no necesitan de este proceso.

3.1 PRUEBAS DE LABORATORIO

El trabajo realizado en el laboratorio, se desarrolló para comparar las eficiencias de separación entre el aceite y el agua para los diferentes métodos de separación y de esta forma poder seleccionar el método que le convendría más al Campo Escuela Colorado para el manejo del crudo producido. Las pruebas de laboratorio se efectuaron en el laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander.

Se decide realizar una prueba detallada y sin químico al crudo del Campo Escuela Colorado, para observar la separación del crudo a temperatura ambiente durante un tiempo prolongado y observar al final si el BSW con el cual queda la muestra de crudo, cumple con los requisitos obligados por la ley.

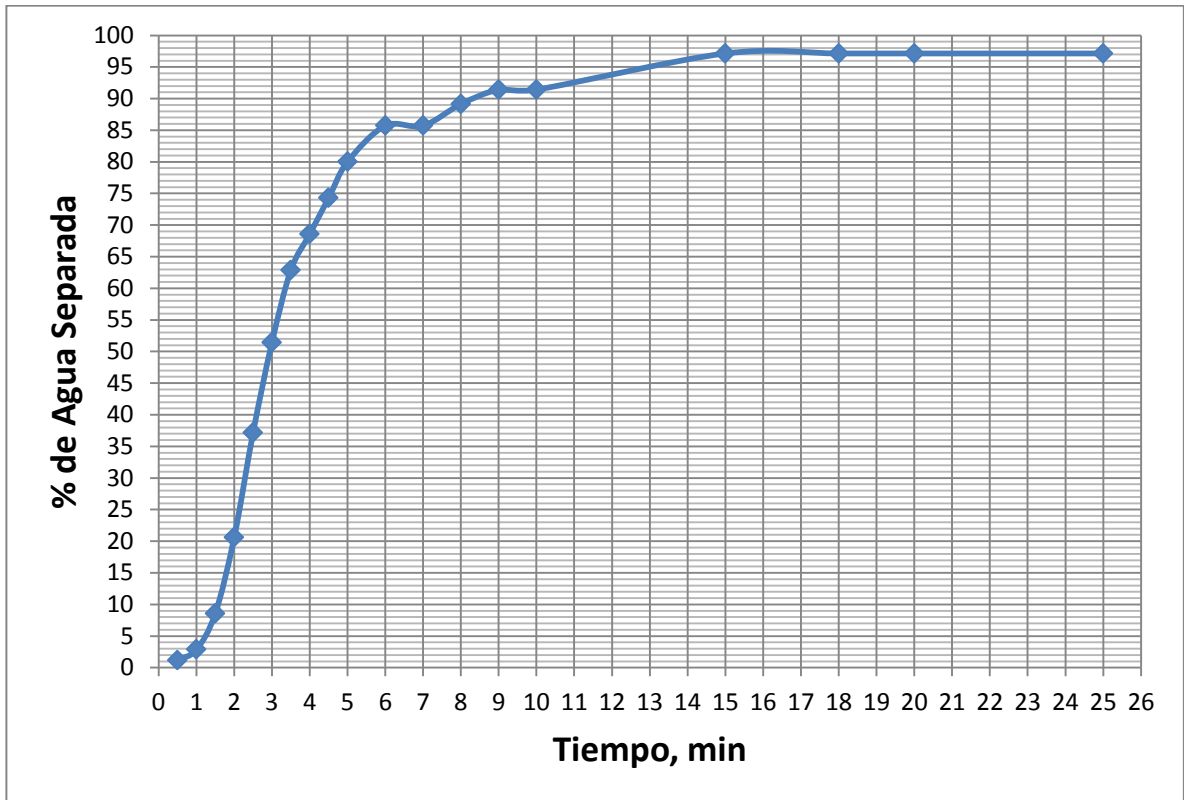
La prueba consistió en ir tomando datos de tiempo vs el porcentaje de separación de agua, en una muestra sin químico. Primero se determina el BSW inicial, el cual dio como resultado 17,5%. Posteriormente se observó y se tomó datos del porcentaje de separación del agua a medida que pasaba el tiempo, hasta que se estabilizara la separación. En nuestro caso se esperó 240 minutos (4 Horas). Y Finalmente al crudo separado por gravedad, se le tomó la prueba de BSW. En la tabla 6 se muestran los datos correspondientes a la prueba realizada en el embase para centrífuga, con el fin de obtener datos detallados de la separación gravitacional de agua y crudo.

Tabla 6. Cantidad y Porcentaje de Agua Separada a Temperatura Ambiente

t (min)	Mililitros de Agua separada	% Agua separada
0,5	0,2	1,14
1	0,5	2,86
1,5	1,5	8,57
2	3,6	20,57
2,5	6,5	37,14
3	9	51,43
3,5	11	62,86
4	12	68,57
4,5	13	74,28
5	14	80
6	15	85,71
7	15	85,71
8	15,6	89,14
9	16	91,42
10	16	91,42
15	17	97,14
18	17	97,14
20	17	97,14
25	17	97,14
30	17	97,14
35	17	97,14
40	17	97,14
60	17	97,14
90	17	97,14
240	17	97,14

Gracias a los datos obtenidos en la prueba de laboratorio, se puede proceder a realizar una grafica donde se muestre claramente el porcentaje de agua que se separó del crudo a traves del tiempo. (Ver figura 26)

Figura 26. Porcentaje de Separación del Agua por Separación Gravitacional



Al observar la figura 26. Se puede ver claramente que el crudo del Campo Colorado posee gran cantidad de agua libre ya que al tiempo de 5 minutos se separa 14 % del agua en el crudo (> 80% del total), posterior a esto se alcanza una máxima separación desde los 15 minutos de 17 %. A los 240 minutos de realizada la prueba, se procede a tomar el BSW del crudo separado, el cual da como resultado 0,38%. Lo cual se encuentra entre los parámetros adecuados para entrega a refinería. (Ver figura 27)

Figura 27. BSW del Crudo Separado



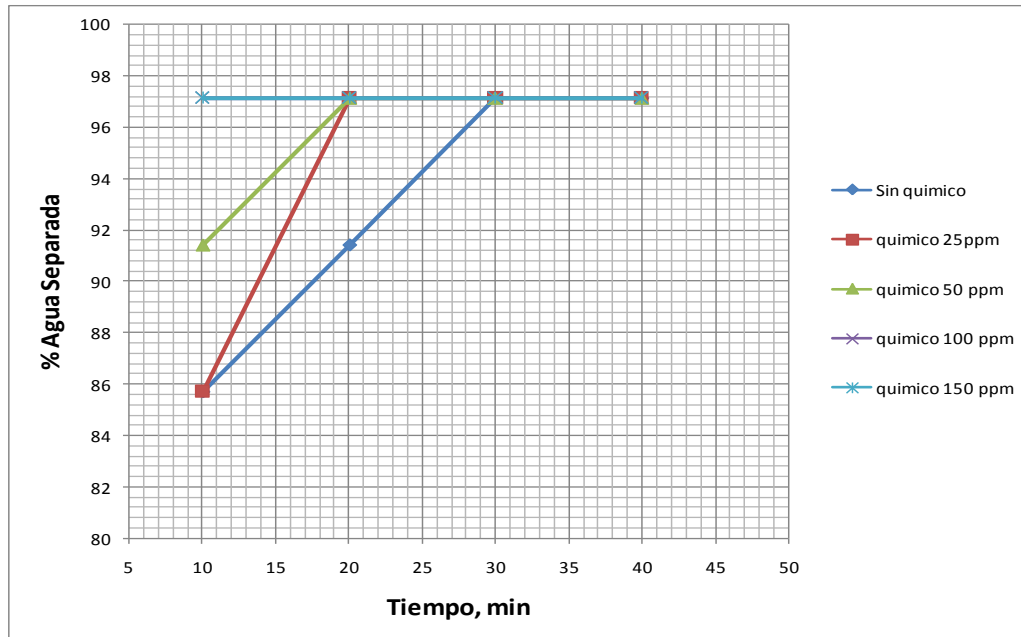
Posterior a la anterior prueba, se realizaron pruebas de botella a temperatura ambiente que permitieron probar las diferentes concentraciones del rompedor de emulsiones y de igual forma la separación gravitacional. Para esta prueba se utilizó un químico rompedor de emulsiones tipo A, proporcionado por el laboratorio de fluidos, el cual fue diluido 10% en volumen mediante el uso de varsol. Se

realizaron mediciones con concentraciones de 0, 25, 50, 100 y 150 ppm. Los resultados se encuentran en la tabla 7.

Tabla 7. Prueba de Botella a Temperatura Ambiente

Prueba de Laboratorio a Temperatura Ambiente				
Muestra	Tiempo	Mililitros de Agua separada	% Agua Separada	Descripción
Sin químico	10	15	85,71	Agua turbia, interface nod efinida
	20	16	91,43	Claridad del agua media, interface medio
	30	17	97,14	Agua clara, Interface media
	40	17	97,14	Agua clara, interface clara
Rompedor de emulsiones (25ppm)	10	15	85,71	Agua turbia, Interfase media
	20	17	97,14	Agua clara, interface clara
	30	17	97,14	Agua clara, interface clara
	40	17	97,14	Agua clara, interface clara
Rompedor de emulsiones (50ppm)	10	16	91,43	Agua medio turbia, interface definida
	20	17	97,14	Agua clara, interface clara
	30	17	97,14	Agua clara, interface clara
	40	17	97,14	Agua clara, interface clara
Rompedor de emulsiones (100ppm)	10	17	97,14	Agua medio turbia, interface definida
	20	17	97,14	Agua clara, interface clara
	30	17	97,14	Agua clara, interface clara
	40	17	97,14	Agua clara, interface clara
Rompedor de emulsiones (150ppm)	10	17	97,14	Agua medio turbia, interface definida
	20	17	97,14	Agua clara, interface clara
	30	17	97,14	Agua clara, interface clara
	40	17	97,14	Agua clara, interface clara

Figura 28. Prueba de Botella a Temperatura Ambiente



En la figura 28 se observa una gráfica donde se ve de forma más clara la influencia de la concentración del rompedor en la separación del agua y el crudo. Es claro que la influencia de los químicos para la separación del agua y crudo en el caso del Campo Escuela Colorado no es muy relevante, puesto que sin químico se alcanza la máxima separación en media hora y los tiempos de retención que maneja el campo son superiores a una hora, lo cual no justifica la inversión.

Igualmente se observa en la figura 29 una imagen en el laboratorio de fluidos de las muestras al finalizar la prueba de botella a temperatura ambiente.

Figura 29. Prueba de Botella a Temperatura Ambiente en el Laboratorio



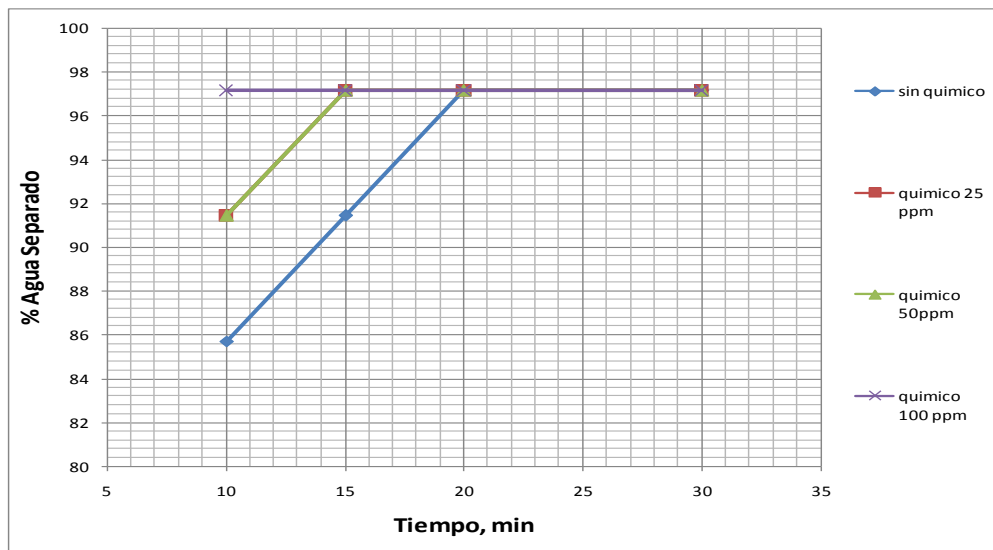
Por otro lado se realizó en el laboratorio una prueba de botella similar a la anterior prueba, con 0, 25, 50 y 100 ppm de concentración de rompedor; pero con la diferencia que se aplicó una temperatura de 140 °F por medio de un baño maría para ver los efectos que hacia la temperatura en la separación de los fluidos (Crudo y Agua) y de esta forma analizar la posibilidad del uso de tratamiento térmico para el crudo producido en el Campo Colorado. Al finalizar la prueba se pudieron obtener los siguientes resultados: (Ver tabla 8)

Tabla 8. Prueba de Botella a 140 °F de Temperatura

Prueba de Laboratorio a temperatura de 140 ° F (temperatura tratador termico)				
Muestra	Tiempo	Mililitros de Agua separada	% Agua Separada	Descripción
Sin químico	10	15	85,71	Agua turbia, interface nod efinida
	15	16	91,43	Claridad del agua media, interface medio
	20	17	97,14	Agua clara, Interface media
	30	17	97,14	Agua clara, interface clara
Rompedor de emulsiones (25ppm)	10	16	91,43	Agua turbia, Interfase media
	15	17	97,14	Agua clara, interface clara
	20	17	97,14	Agua clara, interface clara
	30	17	97,14	Agua clara, interface clara
Rompedor de emulsiones (50ppm)	10	17	91,43	Agua medio turbia, interface definida
	15	17	97,14	Agua clara, interface clara
	20	17	97,14	Agua clara, interface clara
	30	17	97,14	Agua clara, interface clara
Rompedor de emulsiones (100ppm)	10	17	97,14	Agua medio turbia, interface definida
	15	17	97,14	Agua clara, interface clara
	20	17	97,14	Agua clara, interface clara
	30	17	97,14	Agua clara, interface clara

Con los valores de la tabla 8, se procede a hacer una figura donde se muestre más claramente la separación. (Ver Figura 30)

Figura 30. Prueba de Botella a 140 °F de Temperatura



En la Figura 30 se observa la influencia no solo del químico sino también del calor en la separación de crudo y agua. Se observan resultados muy similares a los obtenidos sin el aumento de temperatura, pero algunos se dan en tiempos más cortos, como es el caso de la muestra con concentración de 25 ppm que desde los 10 minutos llega a un porcentaje de separación de agua de 16% igualando a la que se obtiene con 50 ppm sin temperatura a los 10 minutos. Igualmente los resultados no muestran diferencias significativas para justificar la utilización de un tratamiento térmico. Estos resultados se pueden ver a continuación en la figura 31.

Figura 31. Prueba de Botella a 140 °F de Temperatura en el Laboratorio



De las anteriores dos pruebas se puede hacer un análisis estimativo de la cantidad de químico que se gastaría para una producción de 2000 Bbls dependiendo de la concentración. (Ver tabla 9).

Tabla 9. Cantidad de Químico en Galones/día

Concentración en ppm	Cantidad de químico en gal/día
25	21
50	42
100	84
150	126

Como se puede apreciar, la cantidad a utilizar es alta y el tiempo de diferencia entre la separación con químico y sin químico no es mucho, ya que sin químico se alcanza la misma separación que con química entre 20 y 30 minutos para temperatura ambiente y para temperatura de 140°F se alcanza entre 15 y 20 minutos. Como se alcanzan los mismos resultados en un lapso de tiempo mínimo decidimos descartar el tratamiento químico ya que la inversión económica es alta.

3.2 SIMULACIÓN EN HYSYS

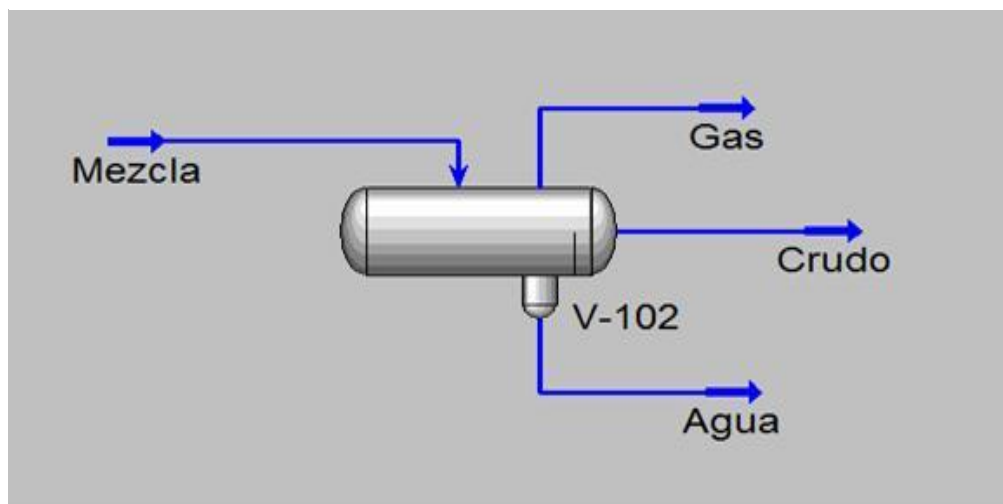
Como se mencionó al comienzo de este capítulo, además de las pruebas de laboratorio se hizo necesaria la utilización del simulador de procesos HYSYS, para observar la cantidad de gas que se separa de la mezcla de entrada al pasar por un separador trifásico horizontal.

Después de haber realizado las pruebas de laboratorio y de observar sus resultados, se decidió implementar en HYSYS la simulación con las características del crudo del Campo Escuela Colorado, la caracterización de este crudo se

encuentra registrada en la tabla 3 en el capítulo 2. Igualmente se optó por colocar un BSW inicial para la mezcla de 34%, con el fin de simular las condiciones futuras de producción del Campo Colorado, puesto que al aumentar la producción de crudo, viene asociada un alza en la producción de agua.

El fluido de entrada va a un separador trifásico ajustado a las condiciones actuales de operación del separador del campo, en la figura 32 se puede observar una imagen de la simulación realizada.

Figura 32. Simulación HYSYS, Separador Trifásico Horizontal



Fuente: ASPEN, Hysys 7.2

En la tabla 10 se observan los resultados de la simulación en HYSIS basándose en un balance de másico, utilizando como masa de entrada 75580 lb/hr y un 34% de BSW.

En los resultados se pueden observar las corrientes de salidas con sus respectivos porcentajes. Si se dividen las libras por hora de cada corriente de salida con respecto a la corriente de entrada se puede obtener el porcentaje de masa que va a salir, los cuales siempre se van a conservar. Para el caso nuestro,

los porcentajes máscicos de separación son: para el gas 62.75%, para el crudo 23.02% y para el agua 14.23%. De igual forma con el flujo máscico que sale por cada corriente y su densidad podemos encontrar el volumen que se separará, esto se ver en la figura 34.

Tabla 10. Resultados de Simulación en HYSYS, Flujo de Materia

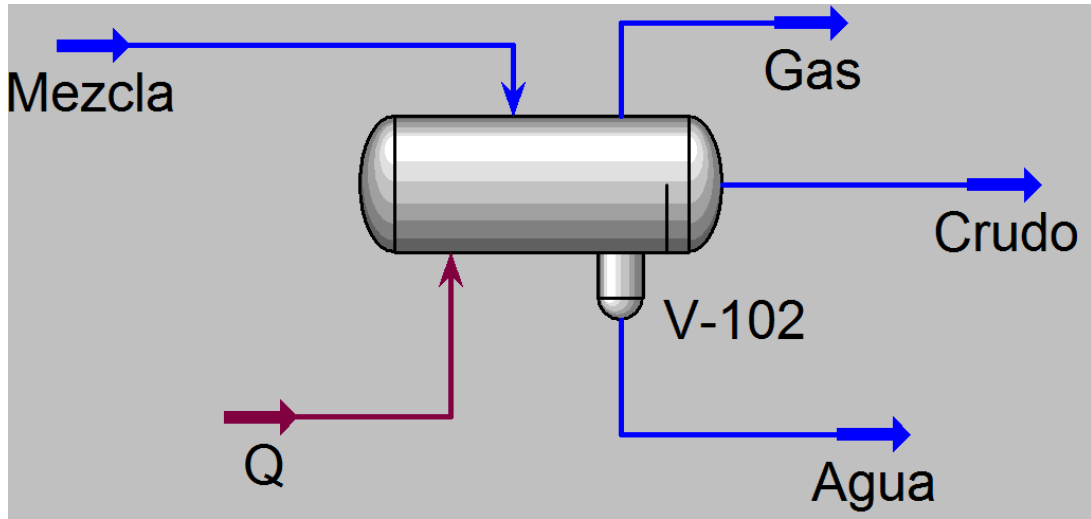
FLUJO DE MATERIA					
		Mezcla	Gas	Crudo	Agua
Fracción de Vapor		0,7771	1	0	0
Temperatura	°F	90	90	90	90
Presión	psia	21	21	21	21
Flujo Molar	lbmol/hr	2993	2326	70,55	596,4
Flujo Máscico	lb/hr	75580	47430	17400	10740
Flujo de Volumen Liquido	barril/día	11610	9343	1525	737,2
Flujo de Calor	Btu/hr	-1,72E+08	-8,42E+07	-1,47E+07	-7,33E+07

Fuente: ASPEN, Hysys 7.2. Modificado

De igual forma, se realizó una simulación en HYSYS aplicando tratamiento térmico, dónde se logró simular una temperatura de 140°F, como se puede observar en una imagen tomada de la simulación. (Ver figura 33).

En la tabla 11 se observa detalladamente la separación de la corriente de entrada producto del tratamiento térmico aplicado. Se aprecia que aumenta el porcentaje máscico de separación del gas de un 62.75% a un 71.19% lo cual indica que se perderá una mayor cantidad de componentes livianos, disminuyendo de esta forma la gravedad API del crudo.

Figura 33. Simulación HYSYS, Tratamiento Térmico



Fuente: ASPEN, Hysys 7.2

Tabla 11. Resultados de Simulación en HYSYS, Flujo de Materia en Tratamiento Térmico Y Calor Requerido

FLUJO DE MATERIA					
		Mezcla	Gas	Crudo	Agua
Fración de Vapor		0,7771	1	0	0
Temperatura	°F	90	140	140	140
Presión	psia	21	21	21	21
Flujo Molar	lbmol/hr	2993	2620	59,82	312,9
Flujo Másico	lb/hr	75580	53810	16100	5637
Flujo de Volumen Liquido	barril/día	11610	9817	1403	386,7
Flujo de Calor	Btu/hr	-1,72E+08	-1,13E+08	-1,31E+07	-3,81E+07
FLUJO CALOR					
				Q	
Flujo de Calor	Btu/hr			7,62E+06	

Fuente: ASPEN, Hysys 7.2. Modificado

Finalmente es importante recordar que el simulador HYSIS no tiene en cuenta el tiempo como variable.

3.3 SELECCIÓN DEL DISEÑO PARA LA SEPARACIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO DEL CAMPO COLORADO

Después de haber evaluado la estación de recolección y tratamiento del crudo del campo escuela colorado, información registrada en el capítulo 2, y de realizar las debidas pruebas de laboratorio y simulación que se mostraron anteriormente, se pudo tomar con certeza la decisión del diseño para el tratamiento y separación del crudo del Campo Escuela Colorado, la cual se expresa a continuación.

En el capítulo 2 se determinó que el separador actual, siendo un equipo sobredimensionado es apto para los pronósticos de producción del campo. Sin embargo, se considera mejor la utilización de un separador trifásico puesto que más del 75% del agua en el crudo es agua libre, por lo tanto es más conveniente poder ir separando el agua libre para manejar menos volúmenes en los tanques de almacenamiento. Se recomienda que el agua de la corriente de salida del separador sea conducida a un tanque para su almacenamiento y posterior uso en actividades del campo, ya que el campo no posee un permiso para captación de agua, en estos momentos para realizar cualquier operación en el campo es necesario traer agua de otros campos.

Para hallar el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de agua libre, se debe tener en cuenta el caudal de agua de 629,87 Bls/día y un tiempo de retención de 4 días de almacenamiento por norma de seguridad. De acuerdo a esto se necesita un tanque que tenga un volumen neto de 1259,74Bl. Citando la tabla 5, el volumen neto aproximado es de 1300 Bls, lo cual indica que se necesitan dos tanques de 2000 Bls de capacidad bruta.

Conociendo que el contenido de sólidos es mínimo o casi cero según pruebas de laboratorio ya que en el tubo de centrífuga o 'zanahoria' no aparecieron residuos sólidos e igualmente teniendo en cuenta que en el campo colorado no hay

problemas de espaciamento; se descarta la utilización de un separador trifásico vertical.

El diseño del dimensionamiento del separador trifásico Horizontal es sacado del Anexo C, (Dimensionamiento de un separador trifásico horizontal). Tomando datos de la tesis: “Análisis Integrado de Fluidos para el Campo Colorado” de la Universidad Industrial de Santander realizada en el 2009 por los estudiantes Jorge Luís Herrera y Juan Carlos Patiño, y de pronósticos de producción del Campo Escuela Colorado. Los datos utilizados son: Ver tabla 12.

La tabla 13 muestra los diferentes tiempos de retención y sus respectivos diámetros y longitudes. Igualmente se encuentran señaladas las mejores opciones para cada tiempo de retención, entre los que se recomienda usar tiempos entre 5 y 7.5 minutos y coeficientes de *Slenderness* que se encuentren en el rango de 3 y 5 para crudos que posean una gravedad entre 30 y 40 °API²². (Ver tabla 13)

Las dimensiones seleccionadas para el separador trifásico horizontal que se va a usar en el campo Colorado son de 42 Pulgadas de diámetro y 15 Pies de longitud. En la tabla 13 se observa que este dimensionamiento para un tiempo de retención de 7 minutos da como resultado un coeficiente de *Slenderness* de 4.2932, el cual se encuentra entre el rango sugerido.

²²Ibíd., p. 147

Tabla 12. Datos Utilizados Para el Dimensionamiento del Separador Trifásico Horizontal

Datos Para El Dimensionamiento		
dm Agua	300	Micrones
ρ gas	0,146614	Lb /ft3
ρ Líquido	51,48455	Lb /ft3
dm	100	Micrones
μ Gas	0,009028	cP
Temperatura	550	°R
Presión	20	Psia
Caudal Gas	7	MMscfd
Caudal Líquido	2000	Bpd
Factor Compresibilidad. (Z)	0,9754	
Y gas	1,3872	
Y Aceite	0,825073	
°API	40	
μ Crudo	8	cp
Qw	600	Bpd
Qo	1400	Bpd

En la figura 34 se presenta un balance volumétrico del sistema de separación y tratamiento del crudo, donde se puede observar que la corriente de entrada sufre una separación flash y parte de los hidrocarburos de la fase líquida, principalmente los livianos, se van por la fase gaseosa.

Tomando como base la información obtenida en las pruebas de laboratorio realizadas para un tiempo de retención de 7 minutos en el separador trifásico horizontal, del total de agua se separa un 85% por la corriente de agua del separador.

Al eliminar esta cantidad de agua de la corriente de entrada, se pierde a su vez una gran cantidad de caudal, por esta razón y por los resultados de laboratorio y simulación se decide que se debe continuar con el proceso de tratamiento del crudo a los tanques donde se va a terminar la separación del agua y el crudo por medio de la separación gravitacional para lograr un BSW final de 0,38%, el cual cumple con la norma para ser entregado a refinería.

Ahora, aun cuando un menor caudal de fluidos llegue a los tanques de almacenamiento, puesto que parte se fue por la corriente de agua en el separador, se debe tener en cuenta que los tanques de almacenamiento deben tener por seguridad la capacidad necesaria para retener 4 días de producción. Conociendo esto podemos determinar el volumen que deben tener los tanques de almacenamiento basándonos en la ecuación 1-9.

$$V_n = \frac{1557.50 \text{ (Bbl)} * 4 \text{ (días)}}{2} = 3115 \quad (1 - 11)$$

Los 1557.50 barriles son la suma de 1446.12 barriles de crudo que salen del separador más 15% del volumen del agua total que aun sale por la corriente de crudo en el separador después de los 7 minutos de tiempo de retención.

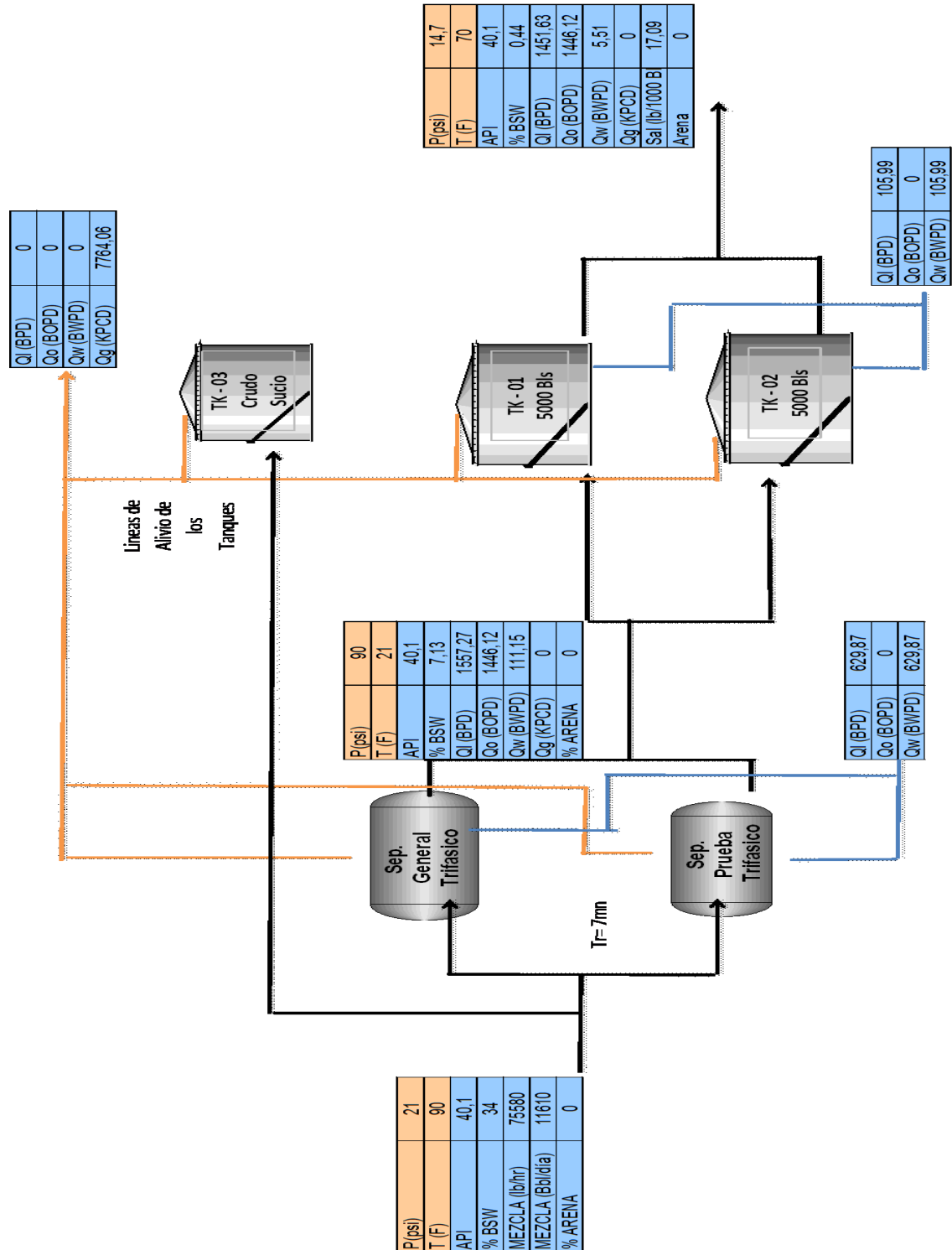
Si se compara este dato con la tabla 5 del capítulo 2, que hace referencia a los volúmenes netos y brutos de los tanques de almacenamiento, se observa que el volumen neto hace necesaria la utilización de 2 tanques de almacenamiento de 5000 Bbls brutos. De igual forma se considera necesaria la compra de un tanque para crudo sucio, el cual debe ser utilizado para depositar ahí todo el crudo que viene contaminado después de operaciones que se vayan a realizar en el campo.

La figura 34 muestra un esquema con un balance volumétrico en los equipos seleccionados para satisfacer la producción de crudo del Campo Escuela Colorado.

Tabla 13. Dimensionamiento del Separador trifásico Horizontal

Dimensionamiento Separado Trifasico Horizontal						
		gas	liquido	gas	liquido	
Tiempo de retención	d	Leff	Leff	Lss	Lss	SR
5	30	20,6536872	15,7777778	23,1536872	21,037037	8,41481481
	36	17,211406	10,9567901	20,211406	14,6090535	4,8696845
	42	14,7526337	8,04988662	18,2526337	10,7331822	3,06662347
	48	12,9085545	6,16319444	16,9085545	8,21759259	2,05439815
	60	10,3268436	3,94444444	15,3268436	5,25925926	1,05185185
	72	8,60570302	2,73919753	14,605703	3,65226337	0,60871056
	84	7,37631687	2,01247166	14,3763169	2,68329554	0,38332793
	96	6,45427726	1,54079861	14,4542773	2,05439815	0,25679977
6	30	20,6536872	18,9333333	23,1536872	25,2444444	10,0977778
	36	17,211406	13,1481481	20,211406	17,5308642	5,8436214
	42	14,7526337	9,65986395	18,2526337	12,8798186	3,67994817
	48	12,9085545	7,39583333	16,9085545	9,86111111	2,46527778
	60	10,3268436	4,73333333	15,3268436	6,31111111	1,26222222
	72	8,60570302	3,28703704	14,605703	4,38271605	0,73045267
	84	7,37631687	2,41496599	14,3763169	3,21995465	0,45999352
	96	6,45427726	1,84895833	14,4542773	2,46527778	0,30815972
7	30	20,6536872	22,0888889	23,1536872	29,4518519	11,7807407
	36	17,211406	15,3395062	20,211406	20,4526749	6,8175583
	42	14,7526337	11,2698413	18,2526337	15,026455	4,29327286
	48	12,9085545	8,62847222	16,9085545	11,5046296	2,87615741
	60	10,3268436	5,52222222	15,3268436	7,36296296	1,47259259
	72	8,60570302	3,83487654	14,605703	5,11316872	0,85219479
	84	7,37631687	2,81746032	14,3763169	3,75661376	0,53665911
	96	6,45427726	2,15711806	14,4542773	2,87615741	0,35951968
8	36	17,211406	17,5308642	20,211406	23,3744856	7,7914952
	42	14,7526337	12,8798186	18,2526337	17,1730915	4,90659756
	48	12,9085545	9,86111111	16,9085545	13,1481481	3,28703704
	60	10,3268436	6,31111111	15,3268436	8,41481481	1,68296296
	72	8,60570302	4,38271605	14,605703	5,8436214	0,9739369
	84	7,37631687	3,21995465	14,3763169	4,29327286	0,61332469
	96	6,45427726	2,46527778	14,4542773	3,28703704	0,41087963
	36	17,211406	19,7222222	20,211406	26,2962963	8,7654321
9	42	14,7526337	14,4897959	18,2526337	19,3197279	5,51992225
	48	12,9085545	11,09375	16,9085545	14,7916667	3,69791667
	60	10,3268436	7,1	15,3268436	9,46666667	1,89333333
	72	8,60570302	4,93055556	14,605703	6,57407407	1,09567901
	84	7,37631687	3,62244898	14,3763169	4,82993197	0,68999028
	96	6,45427726	2,7734375	14,4542773	3,69791667	0,46223958

Figura 34. Balance Volumétrico en el Sistema de Separación y Tratamiento del Crudo.



3.4 ANÁLISIS FINANCIERO DEL DISEÑO SELECCIONADO

Después de haber seleccionado los equipos necesarios para modificar la estación de separación y tratamiento del Campo Escuela Colorado, se procedió a realizar un análisis financiero. Lo primero que se hizo fue encontrar los costos en dólares de cada uno de los equipos que se vayan a utilizar. (Ver tabla 14)

Tabla 14. Gastos Generales de Inversión del Diseño de la Estación de Recolección y Tratamiento del crudo del CEC en Dólares

COSTOS GENERALES DE INVERSIÓN DEL DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO; CEC			
EQUIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO (US\$)	VALOR TOTAL (US\$)
Separador trifásico	2	75.000 USD	150.000 USD
Tanque almacenamiento (2000 bls)	2	41.807 USD	83.615 USD
Tanque almacenamiento crudo sucio	1	20.000 USD	20.000 USD
Tanque almacenamiento (5000 bls)	2	125.000 USD	250.000 USD
Diseño			18.000 USD
otros			20.000 USD
TOTAL			541.615 USD

Fuente: Water Tanks. Fuel and Pressure Tanks.(en línea). <http://www.watertanks.com/category/162/>. (Citado en 29 de junio del 2011)

El precio del dólar el cual es tomado del promedio de los últimos 6 meses es de 1837.49²³. Conociendo el comportamiento del dólar podemos sacar un costo de inversión estimativo en pesos colombianos. (Ver tabla 15)

²³Banco de la Republica de Colombia. (en línea). <http://www.dolar.wilkinsonpc.com.co/dolar-historico-2011.html>. (citado en 29 de junio del 2011)

Tabla 15. Gastos Generales de Inversión del Diseño de la Estación de Recolección y Tratamiento del crudo del CEC en Pesos Colombianos

COSTOS GENERALES DE INVERSIÓN DEL DISEÑO DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO; CEC			
EQUIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO (\$)	VALOR TOTAL (\$)
Separador trifásico	2	137.811.750,00 COP	275.623.500,00 COP
Tanque almacenamiento (2000 bls)	2	76.820.605,93 COP	153.641.211,85 COP
Tanque almacenamiento crudo sucio	1	36.749.800,00 COP	36.749.800,00 COP
Tanque almacenamiento (5000 bls)	2	229.686.250,00 COP	459.372.500,00 COP
Diseño			33.074.820,00 COP
otros			36.749.800,00 COP
TOTAL			995.211.631,85 COP

CONCLUSIONES

Los separadores bifásicos verticales que se encuentran actualmente en el Campo Colorado están sobredimensionados para la producción actual del campo, pero de igual forma pueden manejar el aumento de producción que se espera para un futuro cercano.

Los tanques de almacenamiento que se encuentran actualmente en el Campo Colorado no tienen la capacidad suficiente para manejar el aumento de producción que se espera a un futuro cercano.

Se comprobó de manera experimental que ni el tratamiento térmico ni el tratamiento químico tienen una influencia significativa en el tratamiento del crudo del Campo Colorado, lo cual llevó a que estos dos factores no se incluyeran en el diseño de las facilidades.

Con el tratamiento térmico aplicado al crudo del Campo Colorado, aumentará el porcentaje de masa que sale por la corriente de gas 8,44% generando una disminución en la salida de crudo.

Para los nuevos volúmenes de crudo se propone la utilización de un separador trifásico de 42 pulgadas de diámetro y 15 pies de longitud para un tiempo de retención de 7 minutos, donde el 85% de agua total va a ser separada y conducida a un tanque de almacenamiento para su posterior uso en operaciones. Esto disminuirá los costos de transporte y disposición del agua, ya que en el momento el campo no tiene permiso de captación de agua, obligándolo a traerla de otros campos.

Se necesita el uso de un tanque de almacenamiento de crudo sucio proveniente de los pozos que recientemente hayan sido reactivados después de alguna operación realizada, para evitar que afecte la calidad del crudo que se va a entregar a refinería, se recomienda que este crudo sea transportado por carro

tanques para evitar que se alteren las propiedades de entrega a refinería del crudo.

RECOMENDACIONES

Realizar un diseño de ingeniería conceptual para los sistemas de tratamiento del gas y del agua asociada, para satisfacer las condiciones futuras de producción del Campo Colorado.

Con base en este estudio continuar el diseño de ingeniería básica e ingeniería detallada para el sistema de separación y tratamiento del crudo producido en el Campo Colorado.

Desarrollar este estudio con un análisis PVT del crudo tomado del colector o *manifold* principal de la estación de recolección y tratamiento del Campo Colorado.

Se recomienda realizar un estudio del dimensionamiento del oleoducto que sale del Campo Colorado a la estación 07 de la Cira Ecopetrol, con el fin de verificar si soporta los volúmenes contemplados en los pronósticos de producción de crudo.

BIBLIOGRAFÍA

ARAMENDIZ PACHECO, José Jorge. VELASQUEZ OSMA, Miguel Alberto. Tesis: Consideraciones y Procedimientos Para el Análisis PVT del Crudo de Campos Maduros. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2008. Universidad Industrial de Santander UIS. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ARIAS M, Gustavo, RANGEL G, Orlando; Tesis: Dimensionamiento de una Batería de Recolección de Crudos Mediante un Programa de Computador..Bucaramanga, 1993. Universidad Industrial de Santander UIS. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1.Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999

Banco de la Republica de Colombia. (en Línea). <<http://www.dolar.wilkinsonpc.com.co/dolar-historico-2011.html>>. (citado en 29 de junio de 2011).

DE LA CRUZ, Luís. Producción de petróleo. Centro de ingenieros del estado Carabobo (CEIDEC). Valencia, 2003. Ing. Geólogo.

GRANADOS, Paola. GUTIERREZ, Nidia. Tesis: Definición de estándares Operativos para Tratadores Térmicos y Termo electrostáticos en Facilidades de Producción. Bucaramanga, 2007. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

JAIMES, Diana. PICO, maría. Tesis: Diseño de la planta de Tratamiento de Aguas Residuales y Producción Evaluando los Diferentes Alternativas Nacionales y Extranjeras – Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2009. Universidad

Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

KOKAL, Sunil. AL-JURAIID, Jamal. Quantification of various factors affecting emulsion stability: Watercut, temperatura, shear, asphaltene content, demulsifier, dosage and mixing different crudes. Houston: Saudi Aramco – Society of Petroleum Engineers, 1999

MARFISI, Shirley. SALAGER, Jean. CUADERNO FIRP S853-PP, MODULO DE ENSEÑANZA EN FENOMENOS INTERFACIALES, DESHIDRATACION DE CRUDO.

MONTES PAEZ, Erik Giovany. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. 2010

WaterTanks. Fuel and Pressure Tanks.(enlínea).
<http://www.watertanks.com/category/162/>.(Citado en 29 de junio del 2011)

ANEXOS

Anexo A. Dimensionamiento del Separador Bifásico Horizontal

Lo primero que se necesita para el dimensionamiento de cualquier separador es determinar el Coeficiente de arrastre (C_D), el número de *Reynolds* (Re) y la velocidad terminal de sedimentación de la gota (V_t). A continuación se pueden observar las ecuaciones necesarias para determinar estos coeficientes:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34 \quad (1 - 12)$$

$$V_t = 0,0119 * \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) * \frac{dm}{C_d} \right]^{1/2} \quad (1 - 13)$$

$$Re = \frac{0.0049 * \rho_g * dm * V_t}{\mu} \quad (1 - 14)$$

Siendo: ρ_l = Densidad del Líquido, $\frac{lb}{ft^3}$

ρ_g = Densidad del Gas a temperatura y presión del separador, $\frac{lb}{ft^3}$

dm = Diámetro de la gota., Micrones

μ = Viscosidad del gas, cP

Para resolver este conjunto de ecuaciones es importante conocer ciertas propiedades de los fluidos y del separador, las cuales son: dm (micrones), μ Del gas a presión y temperatura del separador (cP), Temperatura del Separador (°R), Presión del Separador (Psia), Factor de Compresibilidad del gas a condiciones de separador, Gravedad Específica del Gas (γ_g) y °API del crudo

Con la gravedad específica del gas y la °API del crudo se procede a obtener las densidades.

$$\rho_g = 2.70 * \frac{\gamma_g * P}{T * Z} = 0,20425008 \frac{lb}{ft^3} \quad (1 - 15)$$

$$\rho_l = 62,4 * \left[\frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \right] = 51,4845481 \frac{lb}{ft^3} \quad (1 - 16)$$

Con estos datos se puede empezar a iterar el conjunto de ecuaciones 1-12, 1-13 y 1-14, empezando con un valor de $C_D = 0,34$, hasta obtener un error del grado de 10^{-10} .

Después de realizar las iteraciones y encontrar los valores correctos se puede proseguir a encontrar las dimensiones precisas de los separadores. Para el caso de un separador bifásico horizontal, se puede lograr con la aplicación de una serie de ecuaciones e iteraciones que se verán a continuación.

Limitaciones de la Capacidad del Gas:

$$d * L_{eff} = 420 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) * \frac{C_D}{dm} \right]^{1/2} \quad (1 - 17)$$

Limitaciones de la Capacidad del Líquido:

$$d^2 * L_{eff} = \frac{t_r * Q_l}{0,7} \quad (1 - 18)$$

Siendo: d = Diámetro Interno Del Separado, Pulgadas

L_{eff} = Longitud Efectiva Del Separador, Pies

Q_g = Caudal De Gas, MMscfd

Q_l = Caudal De Líquido, Bpd

t_r = Tiempo De Retención Deseado Para El Líquido, Minutos

Longitud de Costura a Costra.

$$L_{SS} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad \text{Para Capacidad de Gas (1 – 19)}$$

$$L_{SS} = \frac{4}{3} * L_{eff} \quad \text{Para Capacidad de Líquido (1 – 20)}$$

Finalmente después de iterar con estas ecuaciones se procederá a escoger la mejor opción, basándose en el tiempo de retención y las dimensiones adecuadas.

Anexo B. Diseño de las Dimensiones del Separador Bifásico Vertical

Al igual que en el separador Bifásico Horizontal se necesita hallar el Coeficiente de arrastre (C_D), el número de *Reynolds* (Re) y la velocidad terminal de sedimentación de la gota (V_t). Con estos resultados se procede a realizar las debidas ecuaciones e iteraciones, de forma semejante al separador horizontal. Con la diferencia que para el separador vertical se siguen las siguientes ecuaciones:

Limitaciones en la Capacidad del Gas:

$$d^2 = 5,040 * \left[\frac{T * Z * Q_g}{P} \right] * \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) * \frac{C_D}{dm} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1 - 21)$$

Limitaciones Capacidad del Líquido:

$$d^2 * h = \frac{t_r * Q_l}{0,12} \quad (1 - 22)$$

Longitud de Costura a Costura:

$$L_{ss} = \frac{h+76}{12} \quad (1 - 23)$$

$$L_{ss} = \frac{h+d+40}{12} \quad (1 - 24)$$

De igual forma que con el separador bifásico horizontal se debe de escoger la mejor opción, basándose en el tiempo de retención y las dimensiones adecuadas.

Anexo C. Dimensionamiento de un separador trifásico horizontal

Al igual que en los separadores Bifásicos es necesario determinar el Coeficiente de arrastre (C_D), el número de Reynolds (Re) y la velocidad terminal de sedimentación de la gota (V_t). Con la diferencia que la velocidad terminal de sedimentación de la gota varia, como se muestra a continuación:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} * (\Delta S.G.) * dm^2}{\mu} \quad (1 - 25)$$

Dónde: ($\Delta S.G.$) = Diferencia en gravedad específica entre la fase aceite y la fase agua

dm = Tamaño de la gota, Micrones

μ = Viscosidad de la fase continua, cP

La figura 35 nos sirve para poder escoger el tamaño de gota de agua adecuado para el diseño.

(t_{ro}). Después de decidir estos valores se prosigue a calcular el (h_o)_{max}

$$(h_o)_{max} = 1.28 \times 10^{-3} * \frac{t_{ro} * (\Delta S.G.) * dm^2}{\mu} \quad (1 - 26)$$

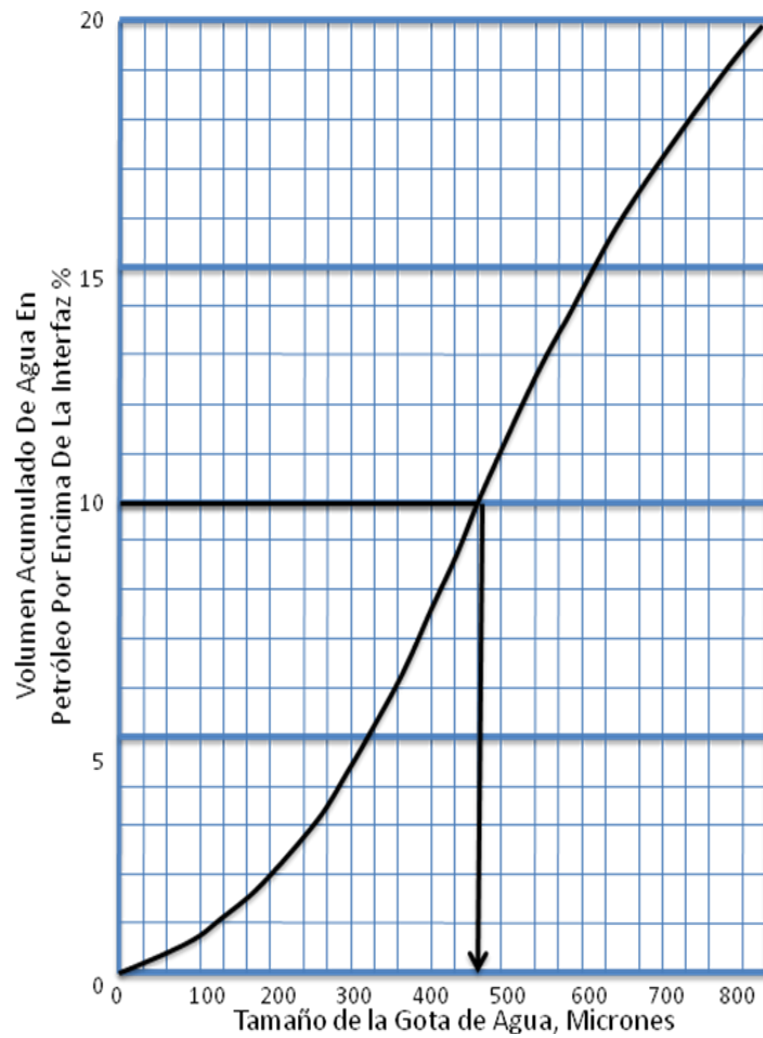
Se calcula la fracción transversal ocupada por el agua:

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 * \frac{Q_w * t_{rw}}{t_{ro} * Q_o + t_{rw} * Q_w} \quad (1 - 27)$$

Teniendo $\frac{A_w}{A}$ se obtiene el $\frac{h_o}{d}$ dependiendo de que figura posea el separador, aunque en el mayor de los casos es un cilindro. Estos se observa en la figura 36.

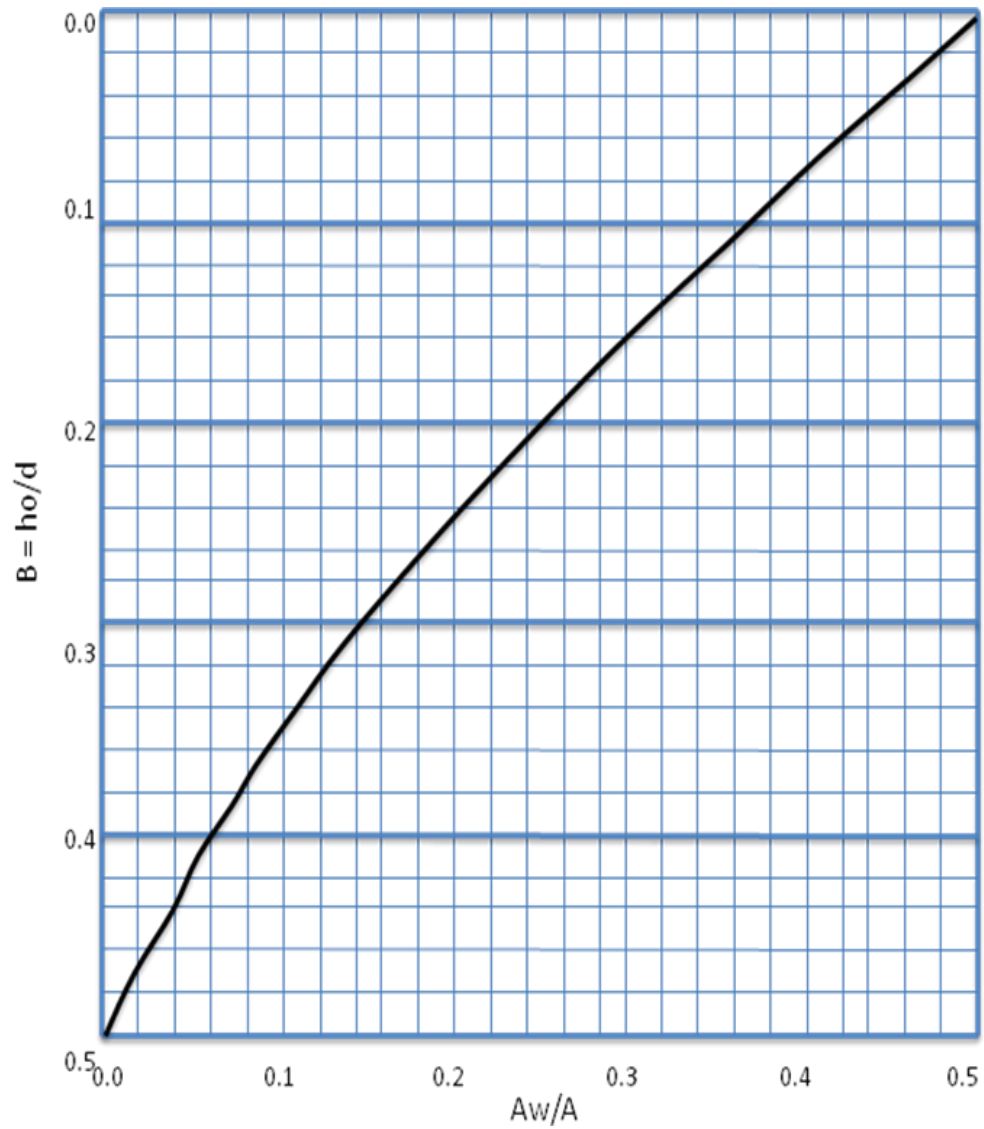
Es necesario seleccionar un tiempo de retención para el agua (t_{rw}) y para el crudo

Figura 35. Distribución de Tamaño de Gota de Agua.



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 264, Modificado

Figura 36. Coeficiente β para un Cilindro con la Mitad del Volumen Lleno



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999. p. 272, Modificado

Ahora es necesario calcular el diámetro máximo del equipo

$$d_{\max} = \frac{(h_o)_{\max}}{\frac{h_o}{d}} \quad (1 - 28)$$

De forma posterior se procede a realizar combinaciones de diámetros menores al diámetro máximo y L_{eff} de la ecuación (1- 17), usando 100 micrones como diámetro de la gota. Igualmente se realizan combinaciones que satisfagan el tiempo de retención del agua y aceite.

$$d^2 * L_{eff} = 1.42 * [t_{ro} * Q_o + t_{rw} * Q_w] \quad (1 - 29)$$

Finalmente se calculan las medidas de costura a costura por medio de las ecuaciones (1 – 19) y (1 – 20). Es importante seleccionar un dimensionamiento donde la relación *Slenderness* se encuentre entre 3 y 5.

Anexo D. Dimensionamiento de un separador trifásico Vertical

Primero se debe calcular el diámetro mínimo para que las gotas de agua caigan y las gotas de aceite suban. Se usa 500 micrones como diámetro de gota si no hay más información.

$$d^2 = 6.690 * \frac{Q_o * \mu}{(\Delta S.G.) * dm^2} \quad (1 - 30)$$

De igual forma hay que calcular el diámetro mínimo requerido para que la gota de aceite que pase caiga de la fase gas con la ecuación (1 - 28). Se usa 100 micrones como diámetro de gota si no se tiene otra información. Se escoge el diámetro mayor entre las dos ecuaciones anteriores como diámetro mínimo. Ahora se seleccionan diferentes tiempos de retención para el agua (t_{rw}) y el crudo (t_{ro}) y obtenemos:

$$h_o + h_w = \frac{t_{ro} * Q_o + t_{rw} * Q_w}{0.12 * d^2} \quad (1 - 31)$$

Hay que iterar con diferentes diámetros, para finalmente encontrar las medidas de costura a costura. La relación *Slenderness* normalmente se encuentra entre 1.5 y 3

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + 76}{12} \quad (1 - 32)$$

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + d + 40}{12} \quad (1 - 33)$$