

**“OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL FLUIDO DE
PRODUCCIÓN EN UNA FACILIDAD MEDIANTE LA SIMULACIÓN Y ANÁLISIS
DE LA DISTRIBUCIÓN DE FLUJOS”**

DIANA CAROLINA OSPINO IBÁÑEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**“OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL FLUIDO DE
PRODUCCIÓN EN UNA FACILIDAD MEDIANTE LA SIMULACIÓN Y ANÁLISIS
DE LA DISTRIBUCIÓN DE FLUJOS”**

DIANA CAROLINA OSPINO IBÁÑEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.**

**Director:
Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	14
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	14
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO	16
1.3 GEOLOGÍA	17
1.3.1 Ubicación Geológica.	17
1.3.2 Geología estructural.	17
1.3.3 Estratigrafía.	19
1.3.4 Geología del Petróleo.	21
1.4 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	22
1.4.1 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.	22
1.4.2 Porosidad.	23
1.4.3 Permeabilidad.	24
1.4.4 Saturación de los Fluidos.	24
1.4.5 Propiedades de los Fluidos.	25
2. FLUJO EN TUBERÍAS	27
2.1 REGÍMENES DE FLUJO.	27
2.2 NÚMERO DE REYNOLDS.	27
2.3 ECUACIÓN DE LA ENERGÍA.	28
2.4 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LÍNEAS DE FLUJO.	30
2.4.1 Ecuación de Darcy	30
2.4.2 Factor de fricción	32
2.4.3 Ecuación de Hazen-Williams	38
2.4.4 Pérdidas de presión en válvulas y accesorios	39
3. EMULSIONES	46

3.1 AGENTES EMULSIFICANTES.	47
3.2 ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES.	49
3.2.1 Factores que afectan la estabilidad de la emulsión	50
3.3 DESEMULSIFICACIÓN.	51
3.4 TRATAMIENTO.	52
3.4.1 Tratamiento térmico	52
3.4.2 Tratamiento eléctrico	53
3.4.3 Tratamiento gravitacional	54
3.4.4 Tratamiento químico	58
4. TRATAMIENTO DE FLUIDO DE PRODUCCIÓN EN PF2	62
4.1 SEPARACIÓN GAS-LÍQUIDO.	64
4.1.1 Botas separadoras de gas.	65
4.2 SEPARACIÓN CRUDO-AGUA.	66
4.3 SISTEMA DE CRUDO PRODUCIDO.	69
4.4 SISTEMA DE AGUA PRODUCIDA.	70
4.5 TRATAMIENTO QUÍMICO DE LA FACILIDAD DE PF2.	73
5. SIMULACIÓN DE LÍNEAS DE FLUJO.	75
5.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE.	75
5.1.1 Unidades	75
5.1.2 Especificaciones	77
5.1.3 Fluidos	77
5.1.4 Método de cálculo	78
5.1.5 Plataforma de trabajo	79
5.1.6 Dispositivos de flujo.	79
5.2 TRABAJO DE CAMPO.	83
5.3 UBICACIÓN DE PUNTOS DE INYECCIÓN.	85
5. RESULTADOS	92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
BIBLIOGRAFÍA	97

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Localización del campo Caño Limón	16
Figura 2: Fallas y ubicación de los campos Caño Limón	18
Figura 3: Bloques que conforman el Campo Caño Limón	19
Figura 4: Columna estratigráfica del campo Caño Limón	20
Figura 5: Presión diferencial en una tubería	31
Figura 6: Rugosidad relativa Vs. Diámetro de la tubería	36
Figura 7: Factor de fricción Vs. Número de Reynolds	37
Figura 8: Microfotografías de diferentes tipos de emulsiones	46
Figura 9: Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsificantes presentes en el petróleo crudo	48
Figura 10: Diagrama de un separador electroestático	54
Figura 11: Diagrama Gunbarrel	56
Figura 12: Diagrama del proceso general de tratamiento de fluidos en PF2	63
Figura 13: FWKO típico en laberinto	67
Figura 14: FWKO típico en espiral	68
Figura 15: Sección transversal - Celda de flotación	71
Figura 16: Sistema de tratamiento de agua	73
Figura 17: Especificaciones de tubería tipo Steel Standard A	77
Figura 18: Válvula de compuerta en línea de flujo PF2	80
Figura 19: Codo 90° en línea de flujo PF2	80
Figura 20: A. Diagrama reductor B. Reductor 24X20, línea de flujo PF2	81
Figura 21: Tee en línea de flujo PF2	82
Figura 22: Válvula cheque en línea de flujo PF2	82
Figura 23: Válvula de control en línea de flujo PF2	83
Figura 24: Gráfica barriles de fluido vs tiempo	86

Figura 25: Vista de planta PF2 puntos de inyección a la entrada de tanques de tratamiento	88
Figura 26: Vista de planta PF2, nuevos puntos de inyección	90
Figura 27: Isométrico manifold de entrada	91
Figura 28: gráfica %BSW en tanques vs tiempo	92
Figura 29: gráfica PPM rompedor directo en PF2 vs tiempo	93
Figura 30: gráfica consumo y costo rompedor directo en PF2 vs tiempo	94

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Propiedades petrofísicas de Caño Limón	23
Tabla 2: Porosidades promedio del campo Caño Limón	23
Tabla 3: Saturaciones de aceite promedio en el campo Caño Limón	25
Tabla 4: Propiedades promedias de los fluidos en el campo Caño Limón.	26
Tabla 5: Rugosidad absoluta de algunos materiales	32
Tabla 6: Factor "C" de Hazen- Williams	39
Tabla 7: Coeficientes de resistencia para diferentes accesorios	41
Tabla 8: Longitud equivalente (pies) para válvulas y accesorios	44
Tabla 9: Unidades de medida utilizadas en la simulación	76
Tabla 10: Características del fluido en PF2	78
Tabla 11: Comparación de presiones en válvulas de corte	85
Tabla 12: Caudales líneas de inyección de químicos	89
Tabla 13: Comparación %BSW en tanques Agosto- Diciembre	93

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL FLUIDO DE PRODUCCIÓN EN UNA FACILIDAD MEDIANTE LA SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE FLUJO*

AUTOR: DIANA CAROLINA OSPINO IBÁÑEZ**

PALABRAS CLAVES: Caño Limón, PF2, tratamiento químico, rompedor de emulsión, distribución de flujos, FWKOS.

La facilidad de producción PF2 en el campo Caño Limón trata aproximadamente dos millones cuatrocientos mil barriles de fluido diarios, del cual casi el 97% es agua, para lo cual se emplea tanques, bombas, válvulas, tuberías, etc, que se integran para conformar un solo sistema y lograr la calidad del crudo requerida.

Este trabajo presenta un estudio de la distribución de flujos en la facilidad, desde las diferentes líneas que entran a la facilidad proveniente del sistema de recolección del campo hasta los tanques de separación de agua libre FWKOS, como herramienta para escoger diferentes puntos de inyección de rompedor directo los cuales permitan un mayor tiempo de retención en el fluido y reducción en la dosificación, disminuyendo los costos en el tratamiento y el %BSW del crudo que sale por el rebose de los tanques.

* Proyecto de grado

** Facultad: Físico-Químicas. Escuela: Ingeniería de petróleo
Director: Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF FLUID CHEMICAL TREATMENT IN A PRODUCTION FACILITY THROUGH SIMULATION AND ANALYSIS OF FLOW DISTRIBUTION*

AUTHOR: DIANA CAROLINA OSPINO IBÁÑEZ**

KEY WORDS: Caño Limón, PF2, Chemical treatment, emulsion breaker, flow distribution, FWKOS.

The PF2 facility in Caño Limón field, treats approximately two millions four hundred thousand barrels of fluid per day, and almost 97% are water. In order to accomplish this objective, a great number of tanks, pumps, valves, pipeline are used. These get altogether to form an only system wich main objective is to reach the crude oil quality required.

This project presents a study of facility flow distribution, from the different pipelines that enter to the facility from the field gathering system until the FWKO tanks, like a tool in order to choose new injection points of direct emulsion breaker, which allow more retention time and decrease the dosage and costs in the chemical treatment and less %BSW in the crude.

* Graduate project

** Faculty: Physical and Chemical. School: Petroleum Engineering.
Director: Eng. Olga Patricia Ortíz Cancino.

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo de un campo petrolero, el volumen de fluido aumenta a partir de compañías agresivas por parte de las compañías operadoras y facilidades inicialmente diseñadas se van quedando insuficientes, dando paso a los rediseños con el fin de satisfacer las especificaciones de tratamiento, estos al transcurrir de los años generan incertidumbre a la hora de evaluar problemas operativos, por lo que se hace necesario un conocimiento exacto de la distribución de flujos alrededor de la facilidad utilizando nuevas herramientas para el estudio y análisis de ésta.

La facilidad de PF2 del campo Caño Limón presenta problemas en el tratamiento, aumentando costos debido al poco tiempo de retención de los químicos rompedores de emulsiones en el fluido, lo cual obliga al aumento en la dosificación para la obtención de crudo con las especificaciones de BSW estándares.

Con el objetivo de conocer y analizar el flujo de fluidos en las líneas dentro de la facilidad, se utilizará una herramienta software como punto de partida para escoger nuevas localizaciones de inyección de rompedor directo que permitan que el químico tenga mayor tiempo de retención, sin necesidad de seguir aumentando la dosificación para cumplir con los parámetros de calidad.

En el primer capítulo se presentan las generalidades del campo Caño Limón, objeto de estudio del presente trabajo, los dos siguientes capítulos (2 y 3) exponen las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos y teoría de emulsiones respectivamente, seguido (capítulo 4) de la descripción del proceso de tratamiento en la facilidad de PF2, lo cual le abre paso a la simulación de la distribución de flujos, análisis de caudales y direcciones de flujos que permitieron escoger

distintos puntos de inyección de rompedor directo; por último son presentados los resultados obtenidos mediante la nueva ubicación.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

1.1 RESEÑA HISTÓRICA¹

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. Es una división de la compañía multinacional Occidental Petroleum (OXY) dedicada a la exploración, explotación y producción de recursos energéticos e hidrocarburos en varias partes del mundo, además de la industria química. A finales de la década de los 70's se vincula a Colombia iniciando estudios y exploraciones de posibles áreas perspectivas en la región del Magdalena Medio. A comienzos de la década de los 80's, OXY dirige sus operaciones al hoy departamento de Arauca, localizado en la parte nororiental del país, zona limítrofe con Venezuela. Antes de entrar OXY al área, 61 pozos exploratorios fueron perforados con resultados despreciables (dos yacimientos con reservas totales de 20MMB de crudo liviano y un yacimiento de 90MMB de crudo de 13,6 API, ninguno de ellos fue comercial).

El 1 de julio² de 1980 ECOPEPETROL Y OCCIDENTAL DE COLOMBIA firmaron el contrato de Asociación Cravo Norte para la exploración de petróleo sobre los bloques Cravo Norte, Cinaruco, Rondon, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas, ubicados en el departamento de Arauca, iniciando así uno de los proyectos más ambiciosos de la industria petrolera en Colombia.

El campo Caño Limón fue descubierto el 13 de Julio de 1983 por el pozo direccional Caño Limón 1 produciendo de la formación Mirador Inferior 3.425

¹ Caño Limón "Historia de un gigante" Publicación Occidental de Colombia.

² RIVERO R. T. y DOMINGUEZ J. G. Caño Limon Field Colombia: The Latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE N° 15153, 1988.

barriles de petróleo por día (BOPD); y en julio de ese mismo año se declaró la productividad del yacimiento.

En 1984 la compañía petrolera SHELL adquirió un 25% de la Asociación Cravo Norte. En 1998 SHELL intercambia activos con Occidental, quedando esta compañía como único socio del contrato. La duración del contrato es de 28 años que se dividen en dos periodos: el de la exploración que tiene una duración máxima de 6 años y el segundo de 22 años. Al finalizar este periodo todas las instalaciones, equipos y producción restante pasan a ser propiedad de ECOPETROL sin ningún costo. Las condiciones económicas del Contrato de Asociación Cravo Norte le aseguran al estado Colombiano el 82% de las utilidades netas generadas por el proyecto petrolero. Esta participación mayoritaria la recibe el Estado a través de ECOPETROL en el proyecto.

En 1984 fue declarado campo comercial y a partir de esta fecha ECOPETROL participa en la producción y comparte la inversión en un 50%. El 8 de diciembre de 1985 se inició la producción comercial con 19 pozos perforados con una producción promedio de 8.000 barriles de fluido por día (BFPD).

En los últimos años, se han explorado muchos más kilómetros de áreas cercanas a las comprendidas por el contrato de asociación Cravo Norte, con el objetivo de añadir nuevas reservas. Ejemplo de estas actividades son los campos Pastora, Matanegra Oeste, La Yuca Este, pertenecientes al contrato de asociación Chipirón y otros campos como Caricare, Cosecha pertenecientes al contrato de asociación Rondón y Cosecha respectivamente. Todos ellos pertenecientes a los contratos de Asociación Llanos Norte

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO

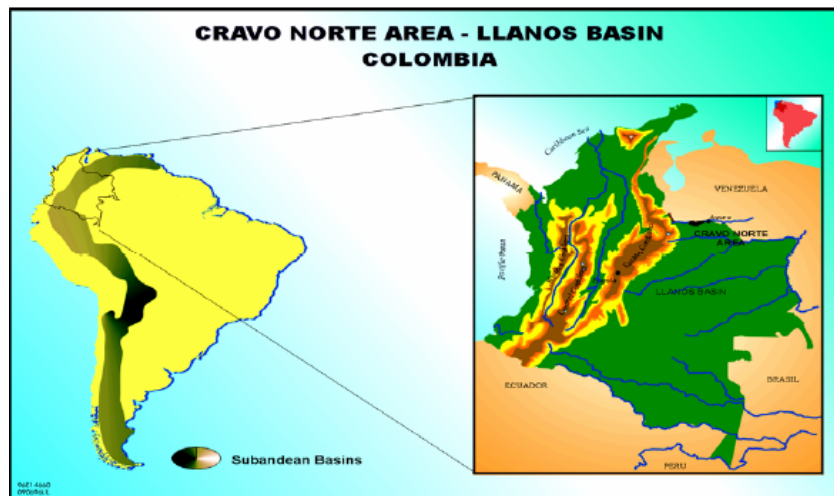
El campo Caño Limón se encuentra ubicado dentro del área del contrato de Asociación Cravo Norte, el cual abarca una extensión de 260.000 hectáreas localizadas en el extremo norte de los Llanos Orientales de Colombia, en el departamento de Arauca entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca.

El campo³ está situado sobre la rívera del Río Arauca, a 50 kilómetros al Sur Occidente de la ciudad de Arauca, capital del departamento de Arauca en el límite de la República de Venezuela. El campo se enmarca dentro de las Coordenadas Gauss con origen 3° Este:

N: 1'256.000 m - 1'264.000 m

E: 992.000 m - 1'004.000 m

Figura 1: Localización del campo Caño Limón



Fuente: Occidental de Colombia Inc.

³ GABELA, Víctor H. Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. En: II SIMPOSIO EXPLORACIÓN DE CUENCAS SUBANDINAS. Ponencias II Simposio Exploración de cuencas Subandinas. Bogotá, Agosto de 1985.

1.3 GEOLOGÍA⁴

Los yacimientos comprenden formaciones rocosas de origen Cretáceo al Oligoceno, son arenas deltaicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7.600 pies (2.315 m). El mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

1.3.1 Ubicación Geológica⁵.

La estructura del campo está situada sobre el arco de Arauca que corresponde a un flanco monoclinal que cabecea en dirección oeste con buzamiento suave, en el flanco norte de la cuenca de los Llanos Orientales. Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela). Al este de los Llanos Orientales se encuentra un escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

1.3.2 Geología estructural.

El Campo comprende tres cierres estructurales, cada uno de ellos asociado a un área productiva, denominados Caño Limón, Matanegra y La Yuca. La formación de estas estructuras se debe al movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noreste a suroeste y al desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca, que delimitan los respectivos bloques estructurales.

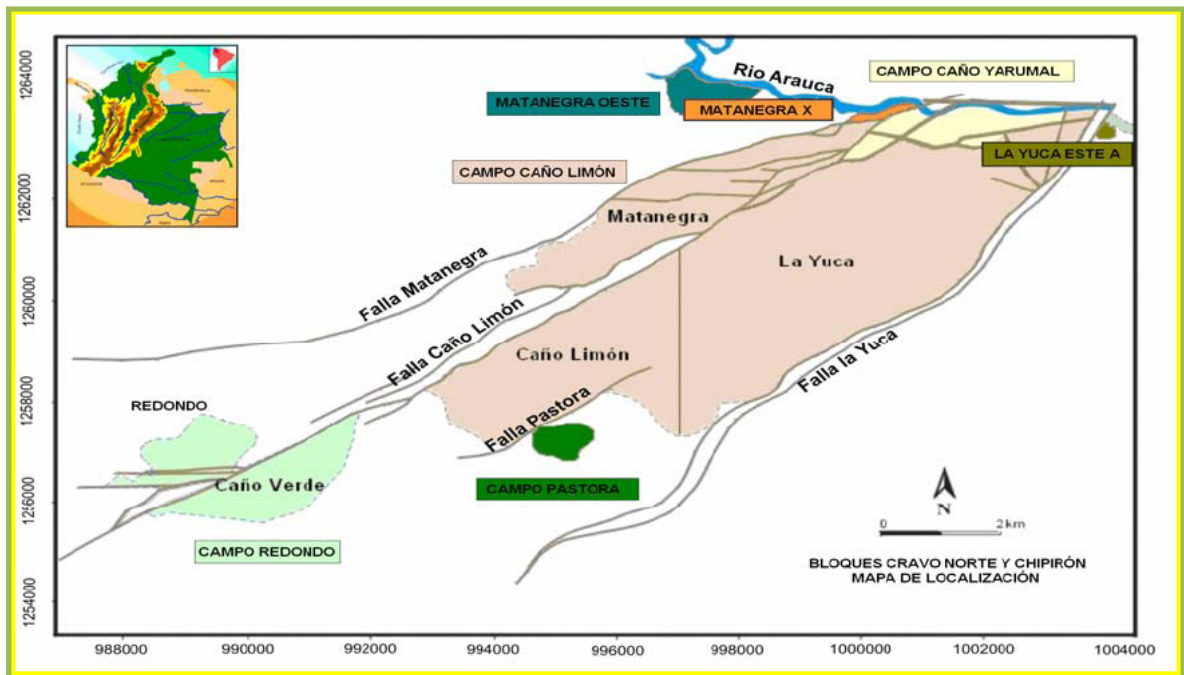
⁴ CLEVELAND, M.N y MOLINA, J. Deltaic Reservoir of the Caño Limon Field, Colombia, South América. Casebook in Easth Science, 1990.

⁵ AMOROCHO, Diana M. Análisis Técnico-Económico del retiro de válvulas de seguridad de fondo y panel OTIS en pozos del Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2006. Trabajo de Grado (Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

El Campo Caño Limón se separa del Campo Caño Yarumal debido a la Falla de Arauca que es de corta extensión, corre paralela al río Arauca y une las fallas de Matanegra y La Yuca en la parte norte del Campo. Adicionalmente los Campos Redondo y Caño Yarumal se encuentran ubicados en la parte suroeste del Bloque Cravo Norte y separados gracias a la falla Caño Limón.

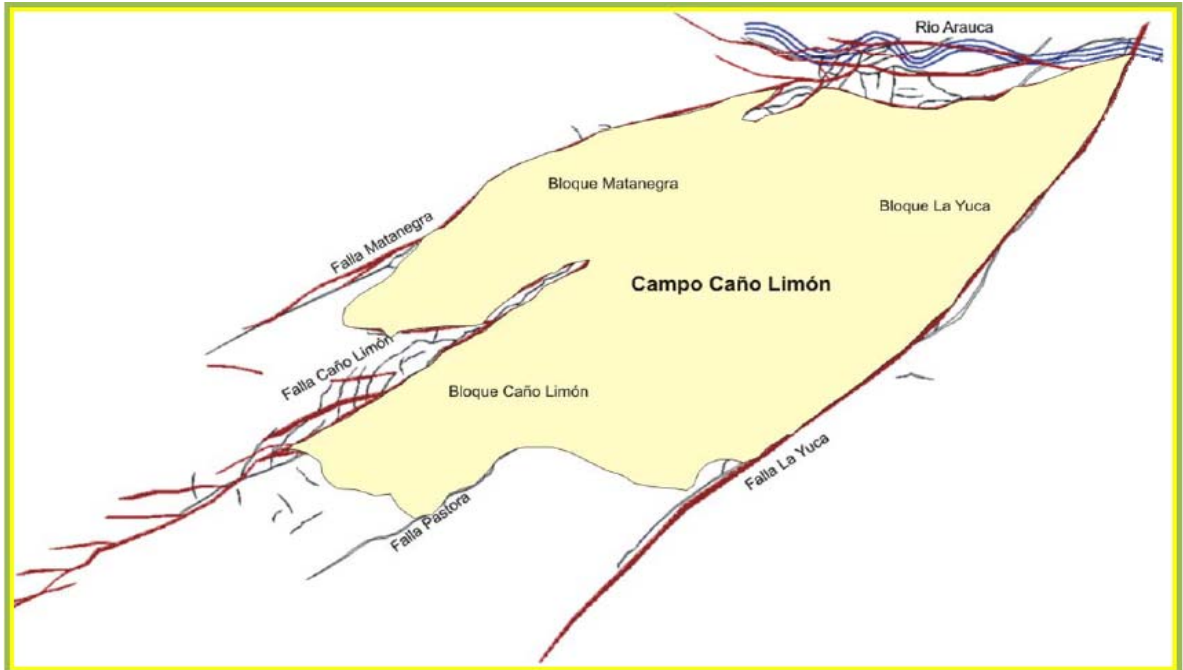
El área productiva se encuentra comprendida por 18 bloques, de los cuales: Tonina, Remana, Redondo Este, Araguato, Pastora, Caño Redondo, Cosecha A, a Yuca Este y Matanegra Oeste contienen sólo un pozo, y Caño Limón, Matanegra, Caño Yarumal, La Yuca, Rondón, Cano Verde, Caricare -Redondo y Jiba contienen varios pozos. Al agrupar estos bloques se forman los 8 campos que son: Caño Limón, Caño Yarumal, Redondo, Tonina, Remana, La Yuca Este, Redondo Este y Caricare - Redondo.

Figura 2: Fallas y ubicación de los campos Caño Limón



Fuente: Occidental de Colombia, Inc

Figura 3: Bloques que conforman el Campo Caño Limón

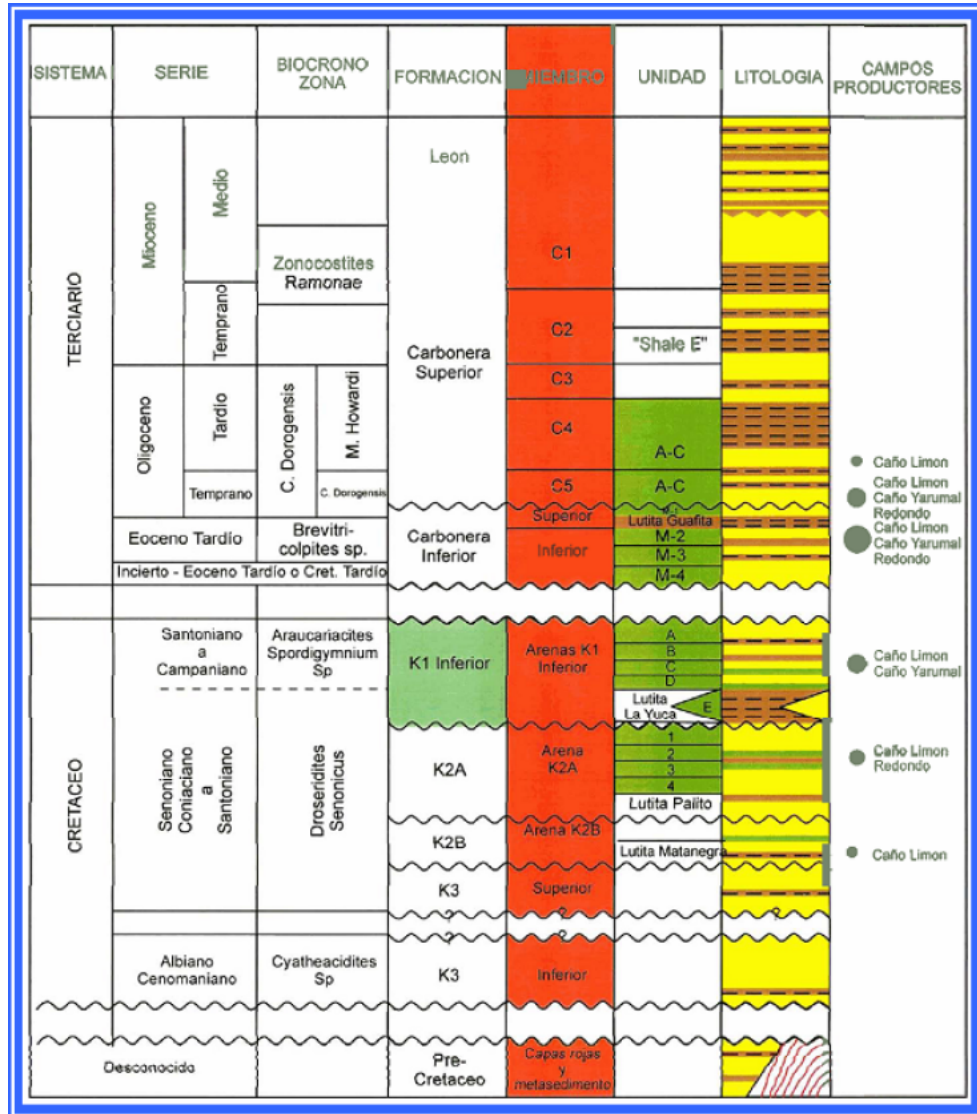


Fuente: Occidental de Colombia, Inc

1.3.3 Estratigrafía.

La sección estratigráfica se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo reciente y comprende 9.200 pies (2.804 metros) de columna sedimentaria. Los estratos productores comprenden cuatro formaciones sedimentarias, la formación Carbonera Inferior/Mirador de edad Eoceno de mayor relevancia en cuanto a producción se refiere debido a que contiene el 80% del petróleo total in situ del Campo, las formaciones K1, K2A de edad cretácea tardía y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno. La Columna Estratigráfica de los Campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo es:

Figura 4: Columna estratigráfica del campo Caño Limón



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

1.3.3.1 Precretáceo.

En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el campo Caño Limón la secuencia

estratigráfica con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y son denominadas cobertura productiva.

1.3.3.2 Cretáceo.

Compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 400 pies (150 metros). Esta edad geológica se ha dividido en el Campo Caño Limón en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias que son la base del K3, K2A, K2B y K1.

1.3.3.3 Terciario.

Esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcólicas, cuarcíticas, por arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7.600 pies.

1.3.4 Geología del Petróleo.

Dentro de la geología del petróleo podemos definir:

1.3.4.1 Roca Generadora.

Análisis geoquímicos realizados en muestras de petróleo del Campo Caño Limón indican que esta proviene principalmente de sedimentos marinos ricos en materia orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca. La fuente de generación de los aceites producidos en el área de Caño Limón se cree que son los sedimentos profundos

hacia el oeste de la cuenca (Piedemonte Llanero) o de las cuencas vecinas de Venezuela.

1.3.4.2 Roca Almacenadora.

Las unidades K1 y K2 del cretáceo y Carbonera Inferior/Mirador y superior del terciario son en general las rocas almacenadoras en el Campo.

1.3.4.3 Roca Sello.

El sello del Campo está conformado por las arcillas de la formación Carbonera Superior y por las diferentes fallas que se encuentran en esta región.

1.3.4.4 Tipo de Trampa.

Las acumulaciones de aceite en el área de Caño Limón son de tipo estructural, definiéndose algunos entrampamientos sedimentarios siempre controlados por las fallas.

1.4 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO⁶

1.4.1 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento⁷.

La evaluación de las propiedades petrofísicas del Campo se ha llevado a cabo con un minucioso análisis de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos,

⁶ AHUMADA, R y BERNAL, M. Plan Integral para manejo y control de los yacimientos en Cravo Norte. Sexto Congreso Colombiano del Petróleo, memorias, tomo II.

⁷ GABELA, Víctor H, Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá Agosto de 1985.

pruebas de rutina a los corazones disponibles para obtener porosidad y permeabilidad de las arenas y análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento, en la figura se presentan algunas de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento.

Tabla 1: Propiedades petrofísicas de Caño Limón

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA	
Profundidad promedio	7.600 pies
Área	8.900 acres
Espesor neto petrolífero	150 pies
Presión inicial @ 7.100 pies, BNM	3.213 psi
Temperatura @ 7.100 pies, BNM	207 °F
Porosidad	25%
Permeabilidad	5.000mD
Saturación de agua inicial	25%

Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

1.4.2 Porosidad.

Los valores de porosidad se han determinado a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos. Las porosidades de las áreas productivas del Campo Caño Limón son altas observándose los mayores valores en la formación Carbonera Inferior, seguida de las arenas C5 de la Carbonera Superior y el miembro cretáceo K2.

Tabla 2: Porosidades promedio del campo Caño Limón

ÁREA	FORMACIÓN	POROSIDAD
CAÑO LIMÓN	Carbonera Superior	20,6
	Carbonera Inferior/Mirador	23,8
LA YUCA	Carbonera Superior	21,3
	Carbonera Inferior/Mirador	23,8
	K1 (Cretáceo)	19,9
MATANEGRA	Carbonera Superior	25,1
	Carbonera Inferior/Mirador	26,8
	K1 (Cretáceo)	19,9
	K2 (Cretáceo)	24,6

Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

1.4.3 Permeabilidad.

Los valores de permeabilidad se han determinado basándose en análisis de presiones hechos en pruebas a la formación, pruebas de producción y análisis de corazones. Las permeabilidades más altas corresponden a las arenas de la Formación Carbonera Inferior, las cuales tienen un valor promedio de 5 darcys. Para las arenas K1 los valores promedio de permeabilidad son de 1 darcy, y para las arenas del K2 de 2 darcys.

1.4.4 Saturación de los Fluidos.

Las formaciones petrolíferas de Caño Limón se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja (50 psi) y por tal razón no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva, sino que únicamente contendrá petróleo y agua. La saturación de fluidos se determina con base en la evaluación de registros eléctricos, en la utilización de programas que incorporan parámetros de porosidad y arcillosidad de los yacimientos y con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje, obteniendo los siguientes datos de saturaciones promedias.

Tabla 3: Saturaciones de aceite promedio en el campo Caño Limón

ÁREA	FORMACIÓN	% ACEITE
CAÑO LIMÓN	Carbonera Superior	67
	Carbonera Inferior/Mirador	76,9
LA YUCA	Carbonera Superior	74,9
	Carbonera Inferior/Mirador	76,9
	K1 (Cretáceo)	37,3
MATANEGRA	Carbonera Superior	50
	Carbonera Inferior/Mirador	70,4
	K1 (Cretáceo)	37,3
	K2 (Cretáceo)	73,2

Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

1.4.5 Propiedades de los Fluidos.

El análisis PVT muestra que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación, lo que indica la presencia solo de fases líquidas en la producción; por lo cual el Campo Caño Limón se clasifica como un yacimiento subsaturado. El gas en solución medido en el laboratorio (Rs) es inferior a 15 SCF/STB. El bajo contenido de gas contribuye a la baja compresibilidad del petróleo por lo cual se espera un mínimo aporte de energía al yacimiento por expansión del petróleo. La siguiente tabla muestra el resumen de las principales características del crudo de Caño Limón.

Tabla 4: Propiedades promedias de los fluidos en el campo Caño Limón.

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	
Gravedad API del petróleo	29°API
Factor volumétrico @ 207°F y 3.200 psi	1,05 Bl/STB
Viscosidad del petróleo @ 270°F y 3.200 psi	4 cp
Presión de Burbuja	50 psi
Relación Gas-Aceite (GOR)	8 SCF/STB

Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

2. FLUJO EN TUBERÍAS

2.1 REGÍMENES DE FLUJO.

Los regímenes de flujo describen la naturaleza del flujo de fluido. Existen dos regímenes de flujo básicos para un fluido monofásico: flujo laminar y turbulento, cuya distinción fue demostrada por el científico Reynolds con uno de sus experimentos.

En el flujo laminar las moléculas de un fluido avanzan en forma de capas paralelas en la dirección del flujo, es caracterizado por poca mezcla del fluido fluyendo y un perfil de velocidad de flujo parabólico. En el flujo turbulento las moléculas avanzan en corrientes cruzadas y remolinos además en direcciones diferentes que las del flujo principal; involucra una mezcla completa del fluido y un perfil de velocidad más uniforme.

2.2 NÚMERO DE REYNOLDS.

El número de Reynolds es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas inerciales con las viscosas, nace de las investigaciones de Osborne Reynolds las cuales demostraron que el régimen de flujo en tuberías depende del diámetro de la tubería, de la densidad, la viscosidad del fluido y la velocidad del flujo.

Es expresado por la siguiente ecuación general:

$$Re = \frac{\rho DV}{\mu'} \quad (1)$$

Donde: Re= Número de Reynolds
 ρ = Densidad, lb/ft³
D= Diámetro interno de la tubería, ft
V= Velocidad de flujo, ft/seg
 μ' = viscosidad, lb/ft-seg

En unidades de campo:

$$Re = 92,1 \frac{(S.G)Q_l}{d\mu} \quad (2)$$

Donde: μ = viscosidad, cp
d= Diámetro interno de la tubería, pulg
V= Velocidad, ft/seg
S.G= Gravedad específica del líquido relativa al agua
 Q_l = Tasa de flujo de líquido, bpd.

El régimen de flujo en tuberías se considera como laminar si el número de Reynolds es menor que 2000 y turbulento si el número de Reynolds es superior a 4000. A números de Reynolds entre 2000 y 4000 es una zona de transición, donde el flujo puede ser laminar o turbulento.

2.3 ECUACIÓN DE LA ENERGÍA.

La ecuación de la energía se obtiene al aplicar el principio de conservación de la energía al flujo de fluidos. La energía que posee un fluido en movimiento está integrada por la energía interna y las energías debidas a la presión, a la velocidad

y a su posición en el espacio. En la dirección del flujo, el principio de la energía se traduce en la siguiente ecuación, al hacer el balance de la misma⁸:

$$\text{Energía en la sección 1} + \text{Energía añadida} - \text{Energía perdida} - \text{Energía extraída} \\ = \text{Energía en la sección 2}$$

Esta ecuación, en los flujos permanentes de fluidos incompresibles, con variaciones en su energía interna despreciables, se reduce a

$$\left(\frac{p_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 \right) + H_A - H_L - H_E = \left(\frac{p_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 \right) \quad (3)$$

Donde: p = Presión, lb/ft².
 γ = Peso específico, lb/ft³.
 v = Velocidad media, ft/seg.
 g = Aceleración de la gravedad, 32,2 ft/seg².
 z = Elevación, ft.
 H = Carga total, ft.

La ecuación anterior se conoce con el nombre de *teorema de Bernoulli*. La unidad utilizada en cada término es el metro.

⁸ GILES, Rand; EVETT, Jack; LIU, Cheng. MECÁNICA DE LOS FLUIDOS E HIDRÁULICA SCHAUM. 3Ed. Mc Graw Hill. Pag 122-123.

2.4 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LÍNEAS DE FLUJO.

La pérdida de presión en una tubería, es la pérdida de energía dinámica del fluido debido a la fricción de las partículas del fluido entre sí y contra las paredes de la tubería que las contiene; pueden ser a lo largo de conductos regulares o localizadas debido a circunstancias particulares, como cambio de dirección y válvulas.

2.4.1 Ecuación de Darcy

La ecuación general de pérdida de presión es la fórmula de Darcy, la cual es llamada también ecuación de Darcy-Weisbach, la cual establece que las pérdidas de presión por fricción entre dos puntos en una sección circular de tubería es proporcional a la velocidad y la longitud de la tubería e inversamente proporcional al diámetro de la tubería:

$$H_f = \frac{fLV^2}{D2g} \quad (4)$$

Donde: L= longitud de la tubería, ft.
 D= diámetro de la tubería, ft.
 f= factor de proporcionalidad.
 g= Aceleración de la gravedad, 32,2 ft/seg².
 v= Velocidad de flujo, ft/seg.

Esta ecuación puede ser utilizada para calcular la presión en cualquier punto de un sistema de tuberías, si la presión, la velocidad de flujo, diámetro de la tubería y elevación son conocidas en cualquier punto. Si la presión, el diámetro de la tubería

y la elevación son conocidas en dos puntos del sistema es posible calcular la velocidad.

En muchos sistemas de tuberías en facilidades, la diferencia de presión debido a los cambios de elevación y velocidad entre dos puntos, pueden ser omitidos. Y la ecuación se reduce a⁹:

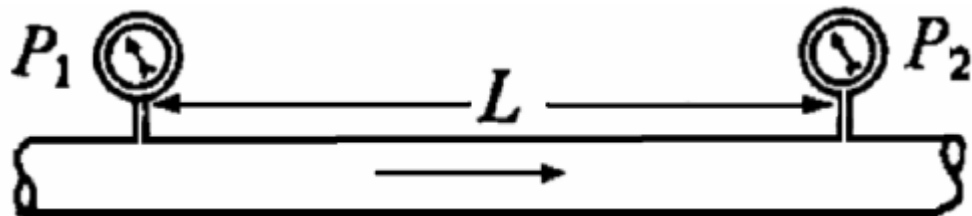
$$P_1 - P_2 = \Delta P = \frac{\rho}{144} H_f \quad (5)$$

Donde: ΔP = pérdidas de presión entre los puntos 1 y 2, psi.

H_f = Pérdida por fricción, ft.

ρ = Densidad, lb/ft³.

Figura 5: Presión diferencial en una tubería



Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities

$$\Delta P = \frac{efLV^2}{144D^2g} \quad (6)$$

Sustituyendo $D=d/12$, donde d = diámetro de la tubería, pulgadas

⁹ ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company, Houston Texas. 1986. Pag 248-249

$$\Delta P = \frac{\rho f L V^2 (12)}{(144)(2)(32.2)d} = 0,0013 \frac{f \rho L V^2}{d} \quad (7)$$

2.4.2 Factor de fricción

El factor de fricción para condiciones de flujo laminar ($Re < 2000$) es función sólo del número de Reynolds; mientras que para el flujo turbulento ($Re > 4000$) es también función del tipo de pared de la tubería.

Si el flujo es laminar, el factor de fricción puede determinarse a partir de la ecuación:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (8)$$

Cuando el flujo es turbulento ($Re > 4000$) el factor de fricción depende no sólo del número de Reynolds, sino también de la rugosidad relativa de las paredes de la tubería, ϵ/d , es decir, la rugosidad de las paredes de la tubería (ϵ) comparada con el diámetro de la tubería (d).

Tabla 5: Rugosidad absoluta de algunos materiales

RUGOSIDAD ABSOLUTA DE MATERIALES			
MATERIAL	ϵ (mm)	MATERIAL	ϵ (mm)
Plástico (PE, PVC)	0,0015	Fundición asfaltada	0,06-0,18
Poliéster reforzado con fibra de vidrio	0,01	Fundición	0,12-0,60
Tubos estirados de acero	0,0024	Acero comercial soldado	0,03-0,09
Tubos de latón o cobre	0,0015	Hierro forjado	0,03-0,09
Fundición revestida de cemento	0,0024	Hierro galvanizado	0,06-0,24
Fundición con revestimiento bituminoso	0,0024	Madera	0,18-0,90
Fundición centrifugada	0,003	Hormigón	0,3-3,0

Fuente: www.miliarium.com/Medioambiente/Aguas/perdidadecarga.htm

Para flujo turbulento, muchos ingenieros hidráulicos e investigadores se han esforzado en el cálculo de f , tanto a partir de sus propios resultados como de los resultados obtenidos por otros investigadores.

1. Para flujo turbulento en tuberías rugosas y lisas las leyes de resistencia universales pueden deducirse a partir de:

$$f = \frac{8\tau_0}{\rho V^2} = 8V_*^2/V^2 \quad (9)$$

Donde: V_* = Velocidad de corte.
 τ_0 = Esfuerzo de corte.
 ρ = Densidad.

2. Para tuberías lisas, Blasius ha sugerido, con el número de Reynolds comprendido entre 3.000 y 100.000

$$f = 0,316/Re^{0,25} \quad (10)$$

Para valores de Re hasta 3.000.000, aproximadamente, la ecuación de Von Karman, modificada por Prandtl, es:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log(Re\sqrt{f}) - 0,8 \quad (11)$$

3. Para tuberías rugosas

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \left(\frac{r_0}{\varepsilon} \right) + 1,74 \quad (12)$$

Donde: r_0 = Radio de la tubería.

ε = Rugosidad.

4. Para todas las tuberías, el Hydraulic Institute de los Estados Unidos de Norteamérica y la mayoría de los ingenieros consideran la ecuación de Colebrook¹⁰ como la más aceptable para calcular f . La ecuación es

$$\frac{1}{f} = -2 \log \left[\frac{\varepsilon}{3,7d} + \frac{2,51}{Re \sqrt{f}} \right] \quad (13)$$

Se disponen de diagramas que dan las relaciones existentes entre el coeficiente de fricción f , el número de Reynolds Re y la rugosidad relativa ε/d .

Para tuberías muy lisas, como las de latón extraído o vidrio, el factor de fricción disminuye más rápidamente con el aumento del número de Reynolds, que para tuberías con paredes más rugosas.

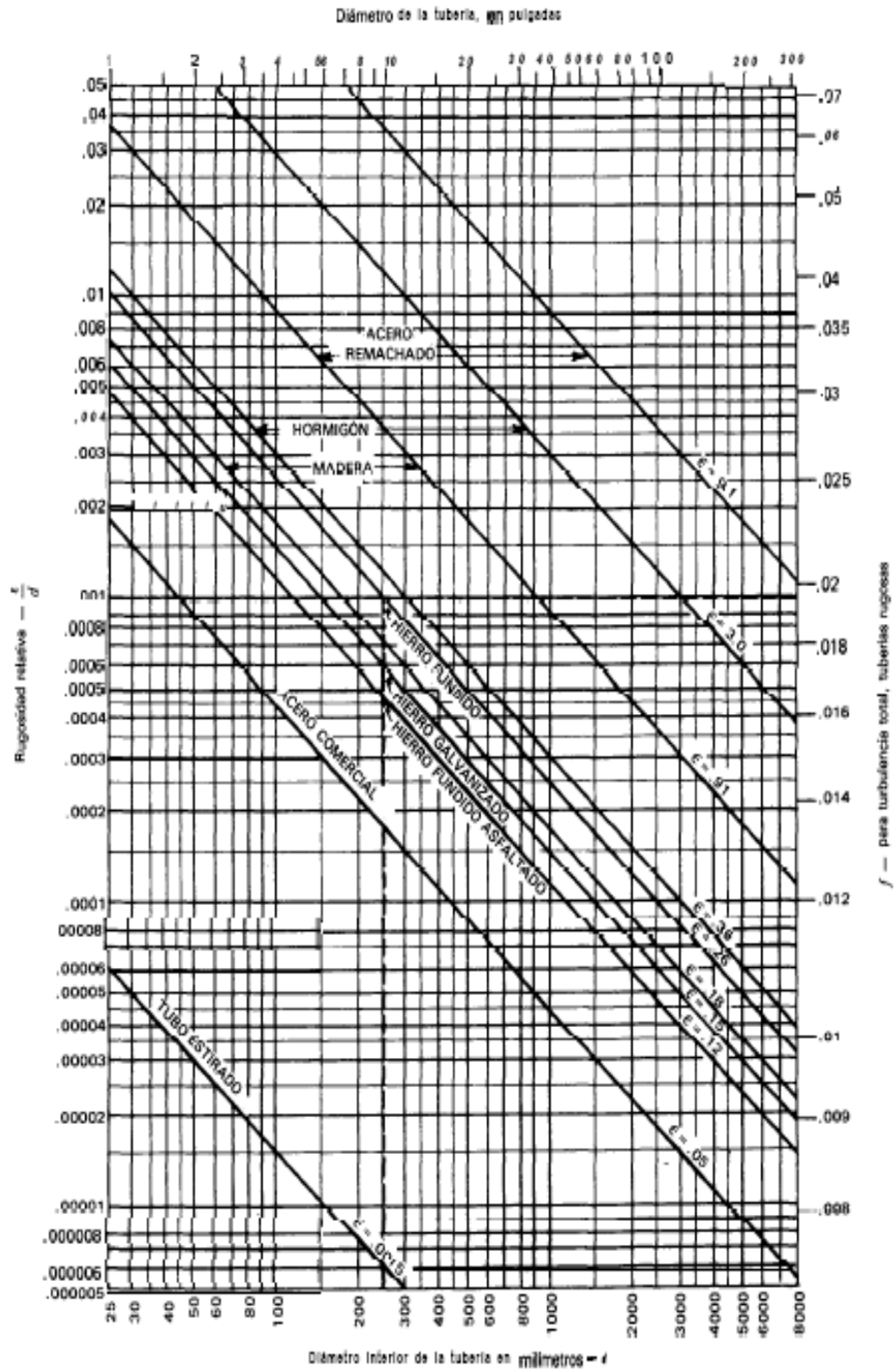
Se observa que para tuberías lisas, en las que el valor de ε/d es muy pequeño, puede desprejarse el primer término entre corchetes de la ecuación (13); en este caso la ecuación (13) y (11) son análogas. Del mismo modo para números de Reynolds muy elevados, el segundo término entre corchetes de la ecuación (13) es desprejiable; en tales casos la viscosidad no influye prácticamente y f depende

¹⁰ GILES, Ranld; EVETT, Jack; LIU, Cheng. MECÁNICA DE LOS FLUIDOS E HIDRÁULICA SCHAUM. 3Ed. Mc Graw Hill. Pag 164-165.

tan sólo de la rugosidad relativa de la tubería.

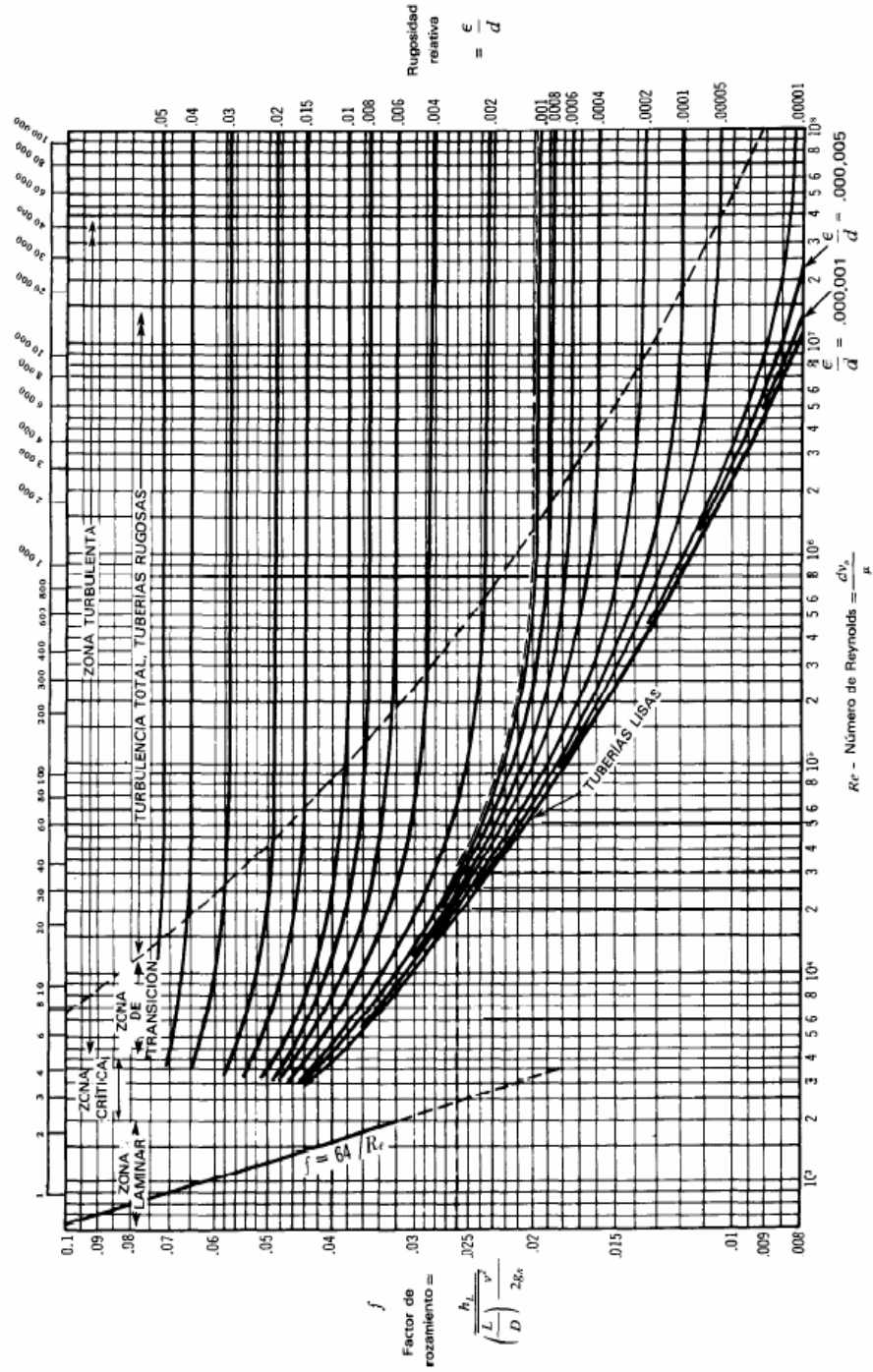
Debido a que el tipo de la superficie interna de la tubería comercial es prácticamente independiente del diámetro, la rugosidad de las paredes tiene mayor efecto en el factor de fricción para diámetros pequeños. En consecuencia las tuberías de pequeño diámetro se acercan a la condición de gran rugosidad y en general tienen mayores factores de fricción que tuberías del mismo material pero de mayores diámetros. El valor f se determina en la figura 3 por la proyección horizontal de la intersección de la curva ϵ/d (calculado de la figura 2) y el número de Reynolds.

Figura 6: Rugosidad relativa Vs. Diámetro de la tubería



Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities

Figura 7: Factor de fricción Vs. Número de Reynolds



Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities

2.4.3 Ecuación de Hazen-Williams

Para resolver aproximadamente los problemas de corrientes de flujos se dispone de varias fórmulas empíricas. Una de ellas ampliamente utilizada es la fórmula de Hazen- Williams:

$$H_f = 0,015 \frac{Q_f^{1,85} L}{d^{4,87} C^{1,85}} \quad (14)$$

Donde: H_f = pérdidas por fricción, ft
 L = Longitud, ft.
 C = constante de factor de fricción, adimensional.
 d = diámetro interno de la tubería, pulg.
 gpm = tasa de flujo de líquido, galones/min.
 Q_f = tasa de flujo de líquido, bpd.

La ecuación está basada en flujo de agua bajo condiciones de flujo turbulento con una viscosidad de 1,13 centipoise, el cual es el caso del agua a 60°F. Mientras la viscosidad del agua varíe apreciablemente de 32°F a 212°F, el factor de fricción puede aumentar o disminuir un 40% entre los extremos de temperatura.

La ecuación de Hazen- Williams es usada frecuentemente para calcular pérdidas de presión y capacidades de líneas en servicio de agua. El coeficiente de descarga “C” debe ser escogido cuidadosamente para reflejar la viscosidad del fluido y la rugosidad de la tubería a las condiciones específicas. Un factor “C” de 90-100 en steel pipe es común para la mayoría de los problemas de líquidos producidos. En la tabla 1 se muestran factores “C” para diferentes tipos de tuberías.

Tabla 6: Factor “C” de Hazen- Williams

COEFICIENTE DE HAZEN-WILLIAMS PARA AGLUNOS MATERIALES			
MATERIAL	C	MATERIAL	C
Asbesto cemento	140	Hierro galvanizado	120
Latón	130-140	Vidrio	140
Ladrillo de saneamiento	100	Plomo	130-140
Hierro fundido, nuevo	130	Plástico (PE, PVC)	140-150
Hierro fundido, 10 años de edad	107-113	Tubería lisa nueva	140
Hierro fundido, 20 años de edad	89-100	Acero nuevo	140-150
Hierro fundido, 30 años de edad	75-90	Acero	130
Hierro fundido, 40 años de edad	64-83	Acero rolado	110
Concreto	120-140	Lata	130
Cobre	130-140	Madera	120
Hierro dúctil	120	Hormigón	120-140

Fuente: www.miliarium.com/Medioambiente/Aguas/perdidadecarga.htm

2.4.4 Pérdidas de presión en válvulas y accesorios

Cuando un fluido se desplaza uniformemente por una tubería recta, larga y de diámetro constante, la configuración del flujo indicada por la distribución de la velocidad sobre el diámetro de la tubería adopta una forma característica. Cualquier obstáculo en la tubería cambia la dirección de la corriente en forma total o parcial, altera la configuración característica de flujo y ocasiona turbulencia, causando una pérdida de energía mayor de la que normalmente se produce en un flujo por una tubería recta. Debido a que las válvulas y accesorios en una línea de tuberías alteran la configuración de flujo, producen una pérdida de presión adicional.

Las tres maneras más comunes de manejar estas caídas de presión adicionales, son mediante el uso de los coeficientes de resistencia, coeficientes de flujo y longitudes equivalentes.

2.4.4.1 Coeficientes de resistencia

La ecuación de Darcy puede ser reescrita así:

$$H_L = K_r \frac{V^2}{2g} \quad (15)$$

Donde: K_r = Coeficiente de flujo, adimensional.
 V = Velocidad de flujo, ft/seg
 g = Aceleración de la gravedad, ft/seg².

$$K_r = \frac{f \cdot L}{D} \quad (16)$$

Donde: L = Longitud de la tubería, f.
 D = Diámetro interno de la tubería, ft.

Aunque, K_r depende del número de Reynolds y la rugosidad de la superficie, así como de la geometría del codo o coupling, esta dependencia usualmente no se tiene en cuenta. Valores aproximados de K_r para diferentes tipos de accesorios son presentados en la tabla 2.

Tabla 7: Coeficientes de resistencia para diferentes accesorios

Accesorio	Kr
Válvula Globo, abierta	10
Válvula Angular, abierta	5
Válvula de compuerta, abierta	0,2
Válvula de compuerta, mitad abierta	5,6
Curvatura	2,2
Tee	1,8
Codo 90°	0,9
Codo 45°	0,4

Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities

La pérdida total para todo el sistema puede ser determinado por la siguiente ecuación:

$$H_L = \sum K_r \frac{V^2}{2g} \quad (17)$$

2.4.4.2 Coeficiente de flujo

Las características de caída de presión de válvulas de control es usualmente expresada en términos de C_v , el coeficiente de flujo. El coeficiente de flujo es medido experimentalmente para cada válvula o accesorio y es igual al flujo de agua, en gpm a 60°F para una caída de presión de 1psi. Por la ecuación de Darcy se puede mostrar el coeficiente de flujo medido de la siguiente manera:

$$C_v = \frac{29,9d^2}{\left(\frac{L}{D}\right)^{1/2}} \quad (18)$$

Donde: D= Diámetro interno equivalente del accesorio, ft.
d= Diámetro interno equivalente del accesorio, pulg.
L= longitud equivalente del accesorio, ft.
f= Factor de fricción, adimensional.
C_v= Coeficiente de flujo, gpm.

La caída de presión para cualquier válvula donde se conozca C_v es:

$$\Delta P = 8,5 * 10^{-4} \left[\frac{Q_l}{C_v} \right]^2 (S.G.) \quad (19)$$

Donde: Q_l= tasa de flujo de líquido, BPD.
S.G.= gravedad específica del líquido relativa al agua.
C_v= Coeficiente de flujo, gpm.

2.4.4.3 Longitud equivalente

Frecuentemente es más simple manejar las válvulas y accesorios en términos de sus longitudes equivalentes. La longitud equivalente de una válvula o accesorio es la longitud de una sección equivalente de tubería del mismo diámetro que dé la misma pérdida¹¹. La caída de presión es determinada sumando todas las

¹¹ ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Desing of Oil Handling Systemas and Facilities. Gulf Publishing Company. Houstin Texas. 1986. Pag 274-278

longitudes equivalentes a la longitud de la tubería. La longitud equivalente, L_e puede ser determinada de K_r o C_v así:

$$L_e = \frac{K_r D}{f} = \frac{K_r d}{12f} = \frac{74.5d^5}{f C_v^2} \quad (20)$$

Donde:

K_r = Coeficiente de resistencia.

D = Diámetro interno de la tubería, ft.

d = Diámetro interno de la tubería, pulg.

C_v = Coeficiente de flujo, gpm.

f = Factor de fricción, adimensional.

En la tabla 8 se presentan longitudes equivalentes para diferentes válvulas y accesorios.

Las longitudes equivalentes que son usualmente publicadas en tablas son para flujo turbulento. La siguiente ecuación es utilizada cuando el flujo es laminar, cuando el número de Reynolds es menor de 1000.

$$L_{elaminar} = \frac{Re}{1000} L_e \quad (21)$$

Donde: $L_{elaminar}$ = longitud equivalente usada en cálculos de caídas de presión.

L_e = Longitud equivalente de la válvula o accesorio si el flujo es turbulento

3. EMULSIONES

El aceite crudo generalmente viene combinado con agua en su producción, lo cual genera problemas operacionales a lo largo del proceso; el agua producida puede estar como agua libre o en forma de emulsión.

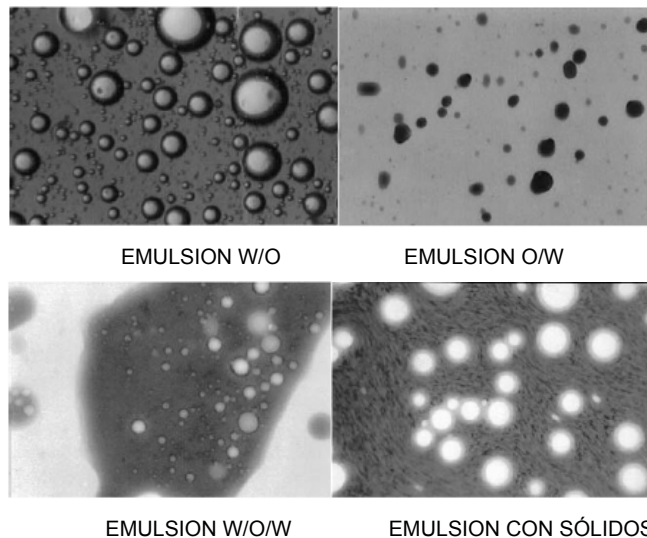
Una emulsión es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en finas gotas en el otro. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. En los campos petroleros las emulsiones se clasifican en tres grupos:

Emulsión de agua en aceite (W/O) o emulsión directa.

Emulsión de aceite en agua (O/W) o emulsiones inversas.

Emulsiones múltiples o complejas (o/W/O ó w/O/W).

Figura 8: Microfotografías de diferentes tipos de emulsiones



Fuente: KOKAL, Sunil. SPE paper 77497. Crude oil emulsions: A state of art review, Saudi Aranco. 2005.

Los requisitos principales para que se formen son:

Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite.

Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro.

Un agente emulsificante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua.

Durante las operaciones de extracción del petróleo, las emulsiones se forman al pasar por todo el sistema de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo.

3.1 AGENTES EMULSIFICANTES¹².

Una parte de la molécula de surfactante es hidrofílica o soluble en agua y la otra es lipofílica o soluble en aceite. Los surfactantes estabilizan las emulsiones por migración a la interfase aceite-agua y forman una película interfacial alrededor de las gotas, sus moléculas se alinean en la interfase polar hidrofílica en la fase acuosa y en la no polar hidrofóbica en la fase aceite.

Esta película estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

Reduce las fuerzas de tensión superficial que se requiere para la coalescencia de las gotas.

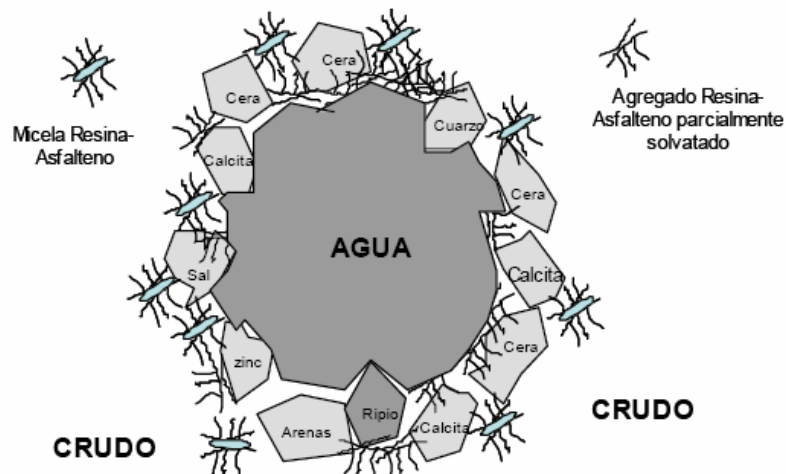
¹² ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986. Pag 161-170.

Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas.

Si el surfactante es polar, alineado en la superficie de las gotas de agua, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsificantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsificantes, las partículas sólidas deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro y la arcilla. En la figura 9 se muestra la adsorción de diferentes partículas emulsionantes en una gota de agua.

Figura 9: Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsificantes presentes en el petróleo crudo



Fuente: KOKAL, Sunil. SPE paper 77497. Crude oil emulsions: A state of art review, Saudi Aranco. 2005.

Los agentes emulsificantes pueden ser clasificados de la siguiente manera:

Compuestos naturales de superficie activa tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de sulfuro, fenoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.

Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, compuestos de corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados.

Químicos añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocida, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

3.2 ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES¹³.

Una emulsión es un sistema inestable, debido a que existe una tendencia natural para un sistema líquido/líquido a separar y reducir su área y energía interfacial. Sin embargo, la mayoría de las emulsiones son estables en un período de tiempo. Las emulsiones producidas en campos petroleros son clasificadas a partir de su grado de estabilidad cinética de la siguiente manera:

Emulsiones suaves: Son separadas en pocos minutos. El agua separada es llamada como agua libre.

Emulsiones medias: Se separan en 10 minutos o más.

Emulsiones duras: Se separan (algunas veces sólo parcialmente) en un lapso de horas, incluso de días.

¹³KOKAL, Sunil. SPE paper 77497. Crude oil emulsions: A state of art review, Saudi Aranco. 2005.

Las emulsiones son consideradas como dispersión coloidal especial líquido en líquido. Su estabilidad cinética es consecuencia del pequeño tamaño de las gotas y la presencia de una película interfacial alrededor de las gotas de agua.

3.2.1 Factores que afectan la estabilidad de la emulsión

Película interfacial: Las películas interfaciales estabilizan la emulsión debido a que generan una barrera mecánica que impida la coalescencia de las gotas dispersas.

Las películas son clasificadas dependiendo de su movilidad como rígidas o sólidas, las cuales son como una piel insoluble sobre las gotas de agua con una alta viscosidad interfacial; y las películas móviles o líquidas que se caracterizan por viscosidades interfaciales bajas, algunas de éstas son formadas cuando un desemulsificante es añadido a una emulsión, son menos estables.

Tipo de crudo: EL tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsificantes naturales. Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables; ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos también influyen en la estabilidad de la emulsión.

Temperatura: La temperatura puede afectar la estabilidad de la emulsión significativamente, ya que afecta las propiedades físicas del aceite, del agua, de las películas interfaciales y las solubilidades de los surfactantes en las fases aceite y agua. El aumento en la temperatura disminuye la viscosidad de la emulsión, aumenta la frecuencia de colisión de las gotas, reduce la película interfacial; ocasionando la desestabilización de la emulsión.

Tamaño de gota: el rango del tamaño de gota de las emulsiones va desde 1 μm a más de 50 μms . Generalmente las emulsiones que tienen tamaño de gota pequeños son más estables, tardarían mas en separarse las fases al no haber gotas más grandes que las atraigan. Una gran distribución de tamaño de gotas produce una emulsión menos estable que una distribución uniforme.

pH: La adición de ácidos inorgánicos y bases influye en la ionización de ácidos orgánicos y bases, asfaltenos y sólidos presentes en la película, lo cual cambia radicalmente las propiedades físicas de ésta. Por otro lado a bajo pH (ácido), generalmente se produce emulsiones W/O, y alto pH (básico) produce emulsiones O/W.

Viscosidad de la fase continua: Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión.

Tiempo: El tiempo incrementa la estabilidad de la emulsión permitiendo que los surfactantes migren a la interfase de la gota, haciéndola más gruesa y fuerte.

Diferencia de densidades: Entre mayor sea la diferencia de densidades entre los dos fluidos, la fuerza neta de gravedad que actúa en una gota ayuda a la separación de las fases.

3.3 DESEMULSIFICACIÓN.

La desemulsificación es el rompimiento de la emulsión, la cual es un proceso que implica tres etapas.

1. Floculación o agregación. Durante la floculación las gotas se agrupan formando agregados o “flocs”, sin perder su identidad.
2. Coalescencia: Durante la coalescencia las gotas originales pierden sus identidades y se funden en gotas más grandes reduciendo el área de interfase total.
3. Sedimentación: Esta etapa se refiere a la caída de las gotas de agua en el aceite crudo.

3.4 TRATAMIENTO.

En la industria, las emulsiones deben ser separadas casi completamente antes que el aceite sea transportado y procesado, y cumplir de ésta manera con especificaciones de calidad, buscando una tasa rápida de separación y valores bajos de agua contenida en aceite. El tratamiento de las emulsiones busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, destruyendo la película interfacial o venciendo las fuerzas repulsivas que impiden la unión de las gotas dispersas.

Existen diferentes métodos para el logro de los objetivos antes mencionados:

3.4.1 Tratamiento térmico

Calentando la emulsión se optimiza su rompimiento y separación. Se reduce la viscosidad del aceite, aumenta la tasa de asentamiento del agua y la frecuencia de coalescencia entre las gotas dispersas, desestabiliza la película interfacial.

Sin embargo tiene efectos negativos, como el alto costo, y la pérdida de componentes livianos del crudo, reduciendo la gravedad API.

3.4.2 Tratamiento eléctrico

Se basa en aplicar un campo eléctrico a alto voltaje, lo cual causa los siguientes fenómenos:

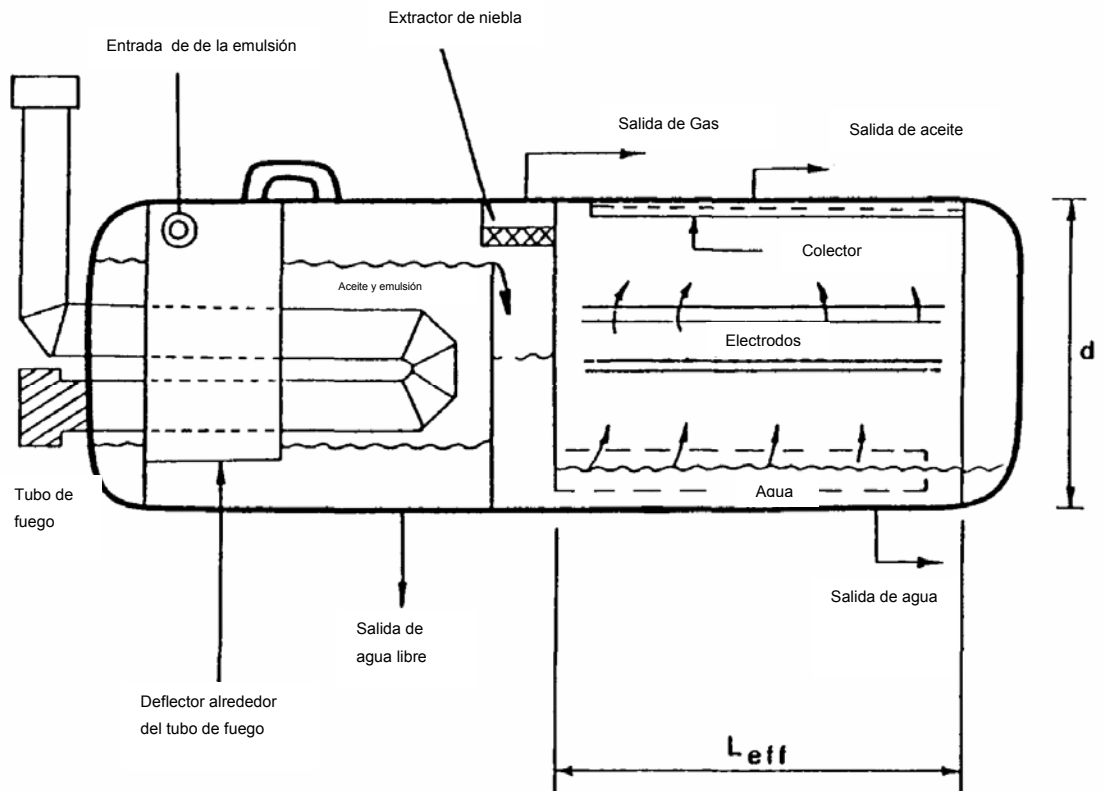
Las gotas se polarizan y tienden a alinearse entre ellas con las líneas de la fuerza eléctrica. La atracción eléctrica atrae a las gotas causando la coalescencia.

El campo eléctrico tiende a distorsionar la película interfacial alrededor de las gotas de agua.

El campo eléctrico causa el rápido movimiento de las gotas en diferentes direcciones, lo cual ayuda a que colisionen entre ellas, permitiendo que ocurra la coalescencia.

Un sistema eléctrico consiste en un transformador y electrodos que proveen corriente alterna a alto voltaje. Los electrodos son colocados de tal manera que proveen un campo eléctrico perpendicular a la dirección del flujo. La distancia entre los electrodos en algunos diseños es ajustable para que el voltaje pueda variar para cumplir con los requisitos de la emulsión a ser tratada. En la figura 10 se muestra el diseño típico de un tratador electroestático.

Figura 10: Diagrama de un separador electroestático



Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations Desing of Oil Handling Systems and

Experiencias de campo indican que los tratadores electroestáticos son eficientes para reducir el contenido de agua en el crudo por debajo de 0,5 a 1.0 % de BSW. La deshidratación raramente es usada sola como método de rompimiento de emulsión, generalmente es usada en conjunto con requisitos químicos y de calor.

3.4.3 Tratamiento gravitacional

Muchos de los equipos dependen de la gravedad para separar las fases de agua y crudo, la ley de Stokes describe el proceso.

$$V_t = \frac{1.78 \cdot 10^{-4} (\Delta S.G) d_m^2}{\mu} \quad (22)$$

Donde: V_t = Velocidad de asentamiento de las gotas de agua relativa a la fase continua de aceite, pies/seg
 d_m = Diámetro de la gota de agua, micrón
 $\Delta S.G.$ = Diferencia de gravedad específica entre el aceite y el agua.
 μ = Viscosidad dinámica de la fase continua de aceite, cp.

Entre mayor sea el tamaño de gota, mayor será el cuadrado de su diámetro, y mayor la velocidad de asentamiento, lo que indica que entre más grande sean las gotas, menos tiempo tomará el asentamiento a la base del tanque y más fácil el tratamiento del aceite.

Entre mayor sea la diferencia de densidades entre las gotas de agua y la fase de aceite, será mayor la velocidad de asentamiento. Entre más liviano sea el crudo, será más fácil tratarlo.

A mayor temperatura, menor viscosidad del aceite y mayor velocidad de asentamiento.

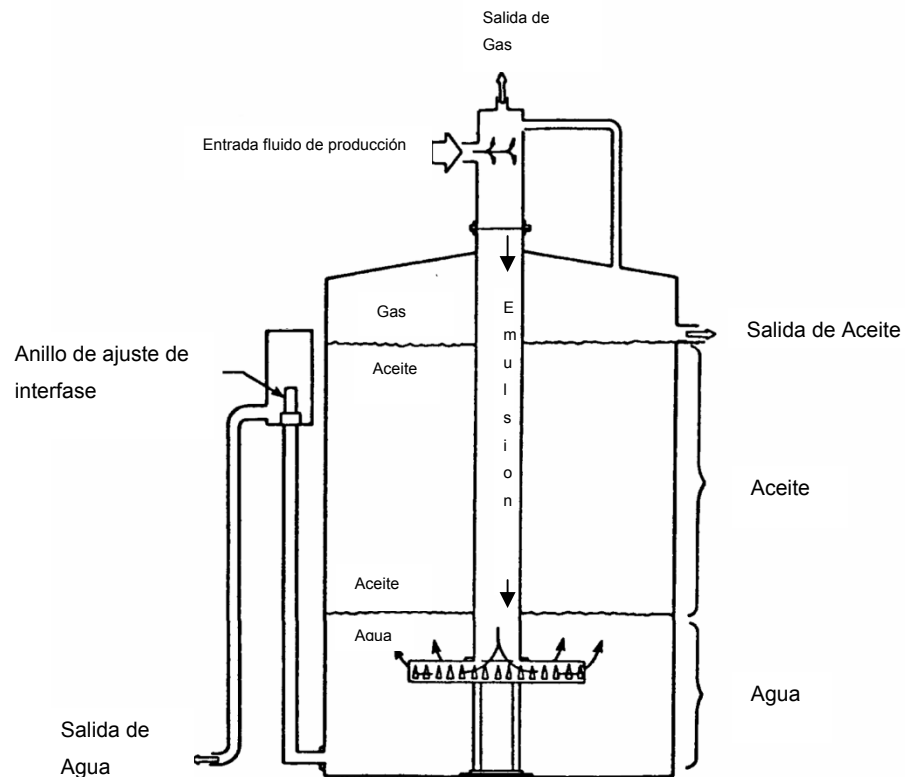
El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gun barrels” y eliminadores de agua libre o freewater knockout (FWKOS).

3.4.3.1 Gun barrels

Son tratadores verticales en un tanque atmosférico. Generalmente, los gunbarrels tienen un separador o bota de gas en el tope donde el gas es separado y venteado. Debido a que los gunbarrels tienden a ser de mayor diámetro que los tratadores verticales, muchos han elaborado un sistema que crea un flujo

ascendente uniforme; estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y contenido de agua. En la figura 11 se muestra un diseño típico de un Gunbarrel.

Figura 11: Diagrama Gunbarrel



Fuente: ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and

3.4.3.2 Free water knockout

Los Free Water Knockout son generalmente separadores trifásicos que actúan mediante los principios de separación física, es decir, mediante la influencia de las fuerzas de gravedad debidas al diferencial de densidades entre el hidrocarburo, el agua y el gas. Estos tanques son utilizados para remover el agua masiva de una corriente de flujo de corte alto en agua de manera que el petróleo se pueda deshidratar económicamente a especificaciones aceptables para la venta y descargar agua al medio ambiente con los requisitos mínimos exigidos para esto. Internamente el tanque de lavado (Free Water knockout) está dividido por unas paredes o “baffles” (láminas de un determinado espesor) que conforman un camino tortuoso obligado al paso del fluido.

Adicionalmente dentro del tanque, se encuentran unos difusores (láminas perforadas con huecos circulares pequeños cuya función es debilitar la película que envuelve la gota de agua en la emulsión, favoreciendo la destrucción de ésta). Estas láminas perforadas van colocadas perpendicularmente a los “baffles” a partir de una determinada altura y contra la dirección de flujo del fluido.

Los FWKOS son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es agua producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 10-20 minutos.

El crudo de salida de un FWKO todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada.

3.4.4 Tratamiento químico

El tratamiento químico consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas desemulsificantes, las cuales atacan la sustancia emulsificante y neutralizan su efecto para promover la neutralización de la emulsión.

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

1. Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
2. Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
3. Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

Las teorías de cómo actúan los desemulsificantes están incompletas y fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas. Primero, los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales. Segundo, usados como emulsificadores, los desemulsificantes tienden a producir emulsiones inversas.

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desemulsificantes, afirma que “neutralizan” a los agentes emulsificadores; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones O/W. Otra

explicación sería que los desemulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.

Los productos químicos desemulsificantes pueden caracterizarse así:

Esteres, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobredosificarse provocan emulsiones inversas.

Di-epóxicos, son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.

Uretanos, buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua.

Resinas, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.

Polialquilenos, pobres deshidratadores, lento asentamiento de las gotas de agua glicoles, requiere mezclarse con otros para aplicarse.

Sulfonatos, buenos humectantes de sólidos y tiene capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, al sobredosificarse no causa emulsiones inversas, pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.

Poliesteraminas, agentes de superficie activa violentos, deshidratan en bajas dosificaciones, al sobredosificarse producen emulsiones inversas

Oxialquilados, buenos agentes humectantes, son usados en mezclas.

Poliaminas, son lentos en el asentamiento de las gotas de agua.

Alcanolaminas, son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua.

Un solo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas nombradas anteriormente, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30-60 %) más la adición de solventes

adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada. Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua.

Por el contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite).

Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo.

La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba. La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con

el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida.

Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte y una ciencia. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, cuyo procedimiento específico es descrito en el método API MPMS 10.4 (1988).

4. TRATAMIENTO DE FLUIDO DE PRODUCCIÓN EN PF2¹⁴

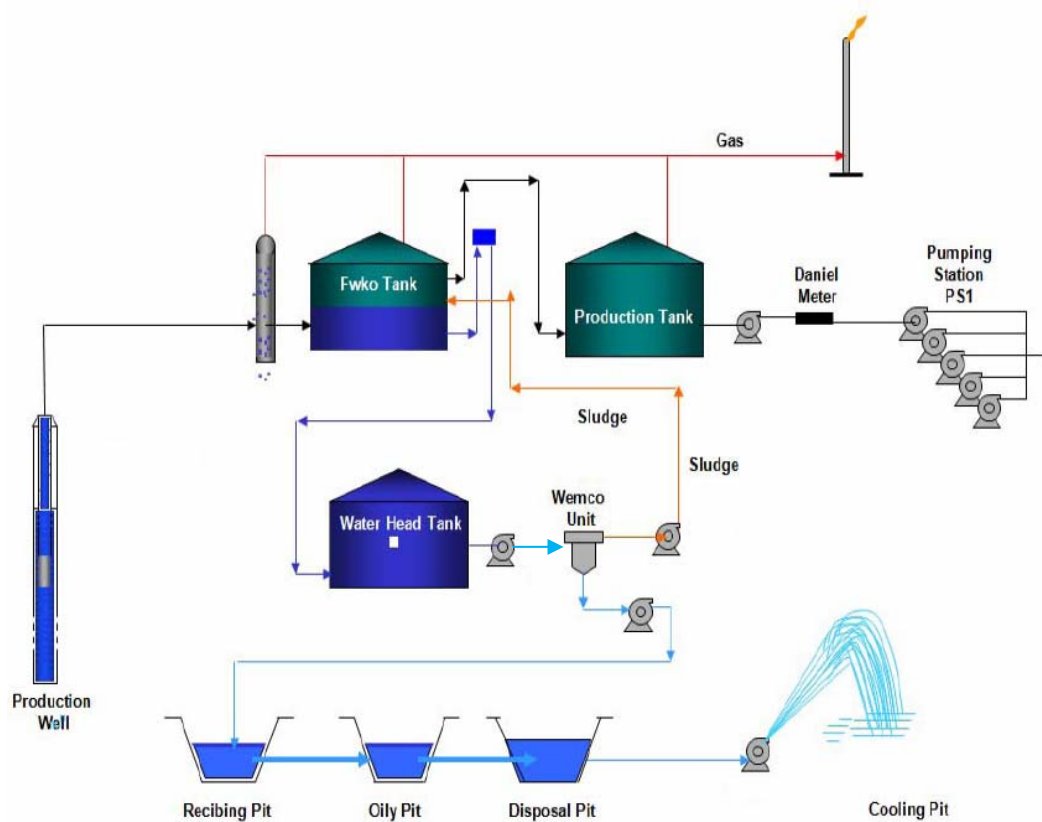
Las facilidades de producción en el campo Caño Limón tratan miles de barriles de crudo y millones de barriles de agua cada día. Para ello emplean un gran número de tanques, bombas, tubos, válvulas de control etc., que se integran entre sí para conformar uno solo sistema cuyo único objetivo es lograr la calidad del crudo requerida dentro de los estándares exigidos.

El agua que se produce junto con el petróleo debe someterse a un riguroso tratamiento de purificación y descontaminación, antes de ser vertida a la naturaleza o dejarla en condiciones para ser inyectada al yacimiento. En la operación del Campo Caño Limón se realizan diferentes tratamientos químicos para el crudo, el agua y el gas. Estos químicos adicionados con la ayuda de ciertos efectos mecánicos permiten obtener un producto con los parámetros de calidad deseados.

El objeto de este estudio es la Facilidad de Producción PF2, donde se tratan diariamente aproximadamente dos millones cuatrocientos barriles de fluido, de los cuales casi el 97% es agua.

¹⁴ Occidental de Colombia, Inc. Manual de Operaciones PF2. 2008

Figura 12: Diagrama del proceso general de tratamiento de fluidos en PF2



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

El crudo llega a la facilidad PF2 por las líneas de recolección (Gathering System) proveniente de los pozos. La producción de los pozos fluye a la Facilidad de Producción PF-2 a través de 8 líneas troncales de recolección provenientes de ramales del campo Caño Limón.

El fluido transportado por las troncales está compuesto de crudo, agua y gas disuelto. Con el fin de separar el gas se cuenta con Botas separadoras, y con unidades FWKOS para separar el agua, del crudo.

4.1 SEPARACIÓN GAS-LÍQUIDO.

Antes de ingresar al sistema de separación de fases, el flujo de fluidos es regulado por una válvula de control que opera automáticamente y que está localizada antes de la bota de gas. La función de esta válvula es la de regular el flujo en caso de que éste varíe para obtener el flujo deseado o establecido. Después de pasar por la válvula de control de flujo, los fluidos entran a las botas de gas de los tanques de separación de agua libre (FWKO), donde el gas es separado de la corriente de líquido. Para separar el gas residual, el líquido entra a las botas de gas a través de un desviador de entrada empaquetado, pasando luego por una serie de bandejas en cascada que tienden a espaciar el fluido en capas delgadas. El recorrido zigzagueante ayuda a una remoción adicional del gas en solución dentro del fluido. El nivel en la bota de gas está determinado por el nivel total del fluido del FWKO, el diferencial de densidad entre el crudo y el agua, y la caída de presión creada por el movimiento del flujo de fluidos al pasar de la bota de gas al tanque de separación de agua libre.

Los gases liberados compuestos principalmente por vapor de agua e hidrocarburos livianos salen por la parte superior de la bota de gas. Todo el gas liberado en la facilidad de producción a través de los diferentes equipos es recolectado ya sea por una línea de gas de alta o de baja presión. La línea de gas de alta presión recolecta el gas que sale por la parte superior de la bota de gas, a una temperatura de 193 a 197°F y una presión máxima de 4.5 Psig, de allí es enviado hasta la entrada de un enfriador. En este punto, por intercambio de calor con el medio ambiente algunos de los hidrocarburos pesados (más de 100 lb/mol) y vapor de agua se han condensado, formando un promedio de 194 BPD de condensado de los cuales unos 14 BPD son de hidrocarburo de 60 °API en promedio y el resto es agua. La temperatura del gas a la entrada del condensador se ha reducido a unos 165°F. La presión a la salida del enfriador es de 0.35 psig.

Los condensados que alcanzan a ser arrastrados por la corriente de gas entran luego en trampas de condensado, el gas que sigue el curso de la tubería entra al sistema atrapa llamas para luego ser dirigido hacia la tea de gas de alta presión. El gas de baja presión es recolectado por una línea, desde los tanques de separación de agua libre, tanques de producción y tanques de aceite combustible (fuel oil), hacia la tea de baja presión.

4.1.1 Botas separadoras de gas.

Las botas de gas son separadores bifásicos verticales, diseñados para dejar pasar únicamente partículas menores de 100 micrones. Los separadores de petróleo y gas son recipientes cerrados utilizados para separar mecánicamente líquido y gas de una corriente combinada de estos fluidos a determinada presión y temperatura. Los fluidos provenientes del pozo están compuestos por petróleo, vapor de agua, condensado, niebla, gas libre y parte de este flujo que cambia de líquido a gas debido a la continua reducción de presión y temperatura que experimentan los fluidos desde que salen del yacimiento, ascienden por el pozo y son conducidos a través de líneas en superficie.

El proceso de separación puede variar desde la remoción de gas que contiene la fase líquida hasta la deshidratación del gas ya que el líquido lleva burbujas de gas y este lleva gotas de líquido. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas en producción, procesamiento y tratamiento de crudo. Esta se hace más fácil entre mayor sea la diferencia de gravedad específica o densidad que existe entre los fluidos.

En este tipo de separadores, sirve para trabajar con fluidos con gran contenido líquido y un bajo volumen de gas, también son utilizados cuando el fluido contiene grandes cantidades de lodo y arena. Su facilidad de limpieza y drenaje lo hacen

útil en éstas situaciones. La parte inferior del separador contiene los líquidos y la parte superior es para el gas. El fluido proveniente de los pozos de petróleo entra por la parte media del tanque. Los deflectores de entrada cambian la dirección y velocidad del flujo.

Cuando esto ocurre, se disminuye la marcha del mismo, y los gases tienden a moverse en dirección de la deflexión y hacia arriba. En vista de que los líquidos no cambian de dirección tan fácilmente como los gases, éstos caen al fondo del tanque debido a la fuerza de gravedad.

Al subir los gases, muchas gotas son retenidas por la malla del extractor. Estas gotas se hacen cada vez más grandes, hasta que su peso hace que ellas caigan nuevamente a la sección de acumulación. El gas sale del tanque por un orificio de escape localizado en la parte superior del mismo.

Los líquidos son acumulados en la parte inferior del tanque. La arena, el lodo y los escombros sólidos se sedimentan en el fondo, donde son periódicamente drenados. Al aumentar el nivel del líquido, en la parte inferior del tanque, se abre la válvula que lo retiene, permitiendo su drenaje por un orificio de salida.

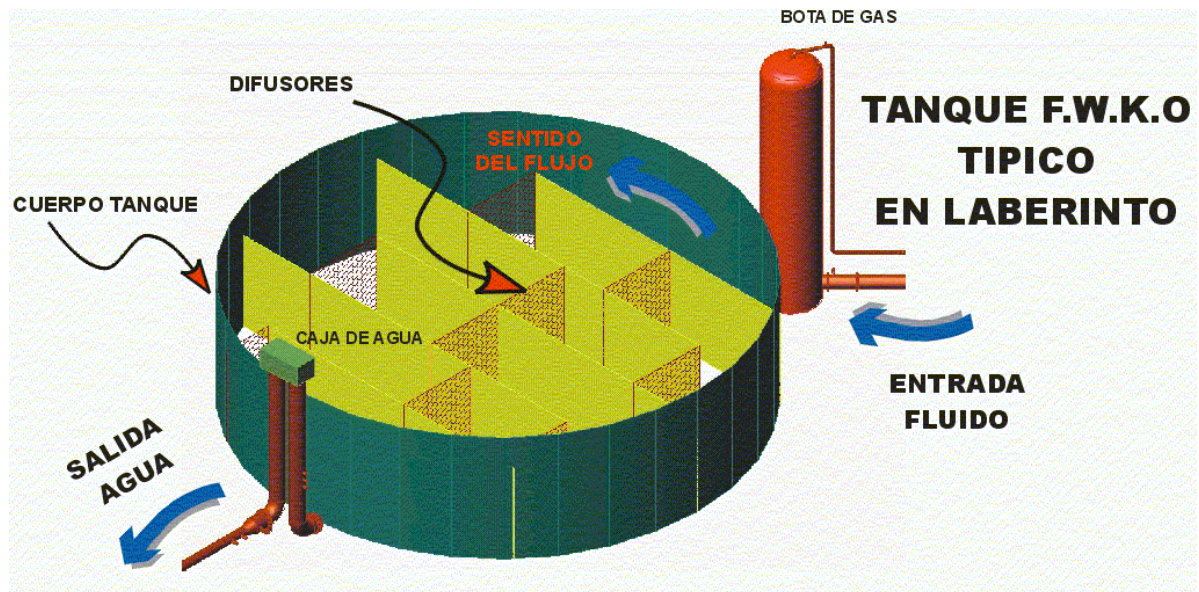
4.2 SEPARACIÓN CRUDO-AGUA.

La separación crudo-agua se lleva a cabo en los tanques de separación de agua libre o FWKOS (Free Water Knock Out), en los cuales los dos fluidos pueden ser retirados individualmente.

En la facilidad de producción PF2 se tienen dos clases de FWKOS:

Uno con un arreglo interno de pantallas (Baffles) deflectoras y láminas coalescedoras. Las pantallas están acomodadas de tal forma que el flujo de crudo y agua debe zigzaguear de un lado a otro durante su trayecto por el tanque, desde la entrada hasta la salida, evitando así el deslizamiento entre capas de fluido.

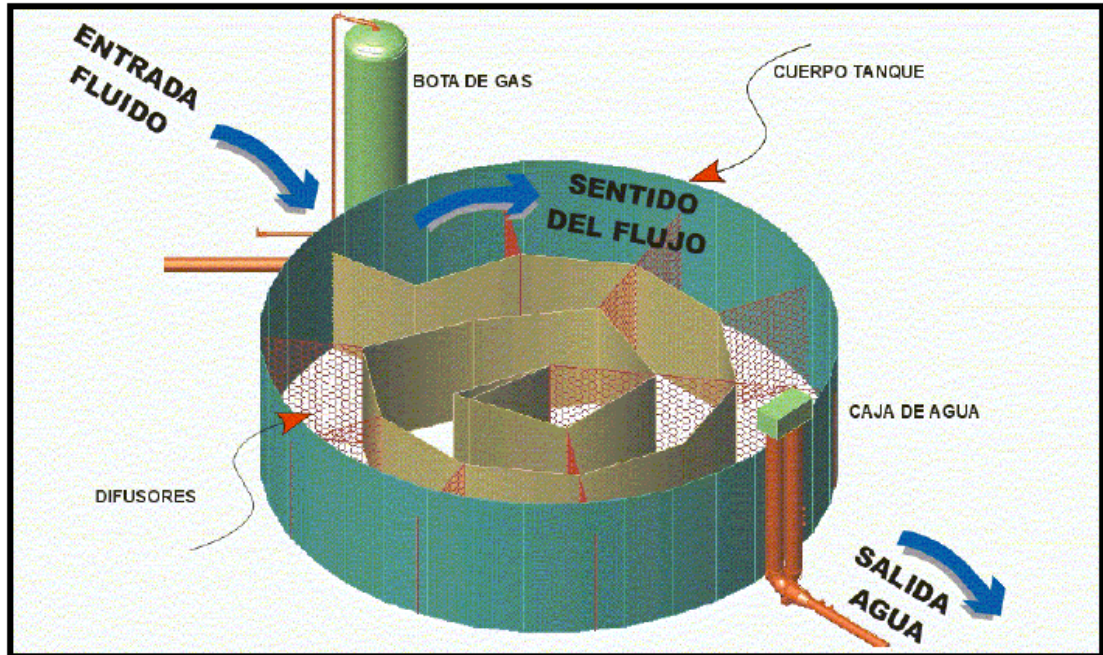
Figura 13: FWKO típico en laberinto



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

El otro es de tipo VORTEX, en donde el fluido no va a zigzaguear sino a seguir una trayectoria helicoidal hasta su salida a la pierna de agua, este tipo de tanque tiene los mismos arreglos de láminas coalescentes que el otro tipo de separador de agua libre.

Figura 14: FWKO típico en espiral



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

El proceso de separación agua-aceite se lleva a cabo por el principio de gravedad diferencial, siendo el aspecto más importante para tener en cuenta a la salida del agua de producción con la mínima cantidad de aceite. Esto se realiza cuando la mezcla soporta un lavado muy efectivo a través del paso obligado que le imprimen los “baffles” al fluido. El aceite se dirige, entonces, hacia arriba atravesando los difusores y el agua permanece en el fondo del tanque.

Independientemente del diseño y tamaño, el agua libre sale del FWKO por una línea localizada cerca del fondo del tanque denominada “pierna de agua” y entra a un sistema llamado “caja de agua” en donde el agua se eleva hasta una altura predeterminada por un anillo móvil, controlando el nivel del colchón de agua en el tanque. Esta distancia determinará la altura de la interfase crudo/agua dentro del cuerpo del tanque. La altura del nivel del agua depende del tiempo que se requiera

dejarla en reposo de modo que las gotas de aceiten puedan ascender y también del tiempo que se requiera dejar en reposo el aceite para que las gotas de agua puedan descender.

El crudo sale por rebose del FWKO a través de una línea localizada cerca del tope del tanque y es trasportado por el flujo gravitacional a los tanques de producción.

4.3 SISTEMA DE CRUDO PRODUCIDO.

Luego de la separación del crudo y del agua en los tanques de separación de agua, éste es sometido a dos procesos adicionales que son: almacenamiento y despacho.

El almacenamiento se lleva a cabo en los tanques de producción, después de que el crudo sale de los FWKO, y es llevado a estos por flujo gravitacional ingresando por la parte inferior. Su función es suministrar un volumen de almacenamiento, además de servir como tanques de alimento para las bombas de trasferencia de crudo. De los tanques de producción el crudo es succionado por las bombas de transferencia de crudo, pasando por la unidad ACT (“Automatic Custody Transfer”), donde se determina el crudo entregado por la facilidad al pasar este a través de un medidor de turbina (“DANIEL”), el cual adicionalmente tiene instalado un monitor en línea de BS&W calibrado a un valor máximo de 1%. En caso de sobrepasarse este valor, se para automáticamente la trasferencia de crudo. La unidad ACT no es fiscalizadora, sino únicamente tenida en cuenta como referencia. Luego de haber pasado por dicha unidad el crudo es trasferido a la estación de bombeo (PS-1), donde es fiscalizado y bombeado a través del oleoducto Caño Limón - Coveñas.

4.4 SISTEMA DE AGUA PRODUCIDA.

El agua que sale de los tanques de separación de fluidos después de haber pasado por la pierna de agua fluye por gravedad hasta los tanques cabeza de agua.

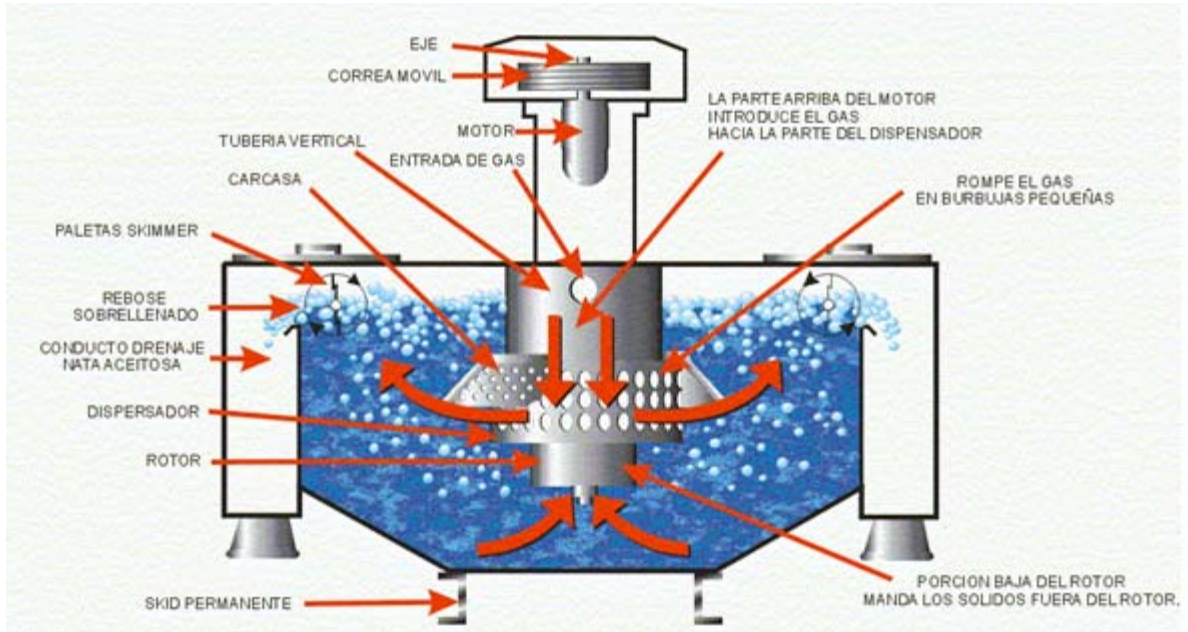
Estos tanques cabeza de agua tienen como función principal suministrar la cabeza hidrostática de succión que requieren las bombas de transferencia de agua para su óptimo funcionamiento, y servir de amortiguador a las fluctuaciones de producción de agua para un mejor tratamiento en las celdas de flotación. Aquí se realiza una separación inicial agua-aceite (nata) que es drenada por medio de un sistema de bombas que retornan la nata al proceso. Esta separación se debe al asentamiento por gravedad que ocurre en la vasija, pero este fenómeno no corresponde a su función principal, sino que se presenta como un efecto secundario.

El sistema de funcionamiento de las celdas de flotación consiste en un mecanismo de flotación de gas (aire atmosférico) inducido mecánicamente por un rotor.

Las celdas de flotación que se encuentran en la facilidad PF2 consisten de cuatro celdas conectadas en serie que tienen un efecto en la reducción del flujo, mejorando la eficiencia en la remoción de sustancias contaminantes.

El agua contaminada de producción entra por la caja de alimentación a la primera celda, para pasar de celda a celda por flujo bajo los baffles. El aceite y los contaminantes suspendidos continuarán flotando hasta la superficie de descarga de la caja, donde el “skimmer” o desnatador provee un mecanismo para la remoción del aceite que flota.

Figura 15: Sección transversal - Celda de flotación



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

El agua se dirige a las piscinas de tratamiento. Se tienen en la facilidad PF2 tres tipos de piscinas que son en su orden:

Piscina de recibo: Toda el agua producida llega a la piscina de recibo, donde se le permite una separación gravitacional adicional con el fin de separar las porciones de crudo que pudieran haber pasado de las celdas de flotación, formándose una película de aceite en la superficie, que por rebose pasa a la piscina aceitosa por medio de una tubería que las comunica. Esta nata de crudo es removida por medio de una desnatadora (skimmer) la cual lo envía a la entrada de los tanques de separación de agua libre para reprocesamiento. El agua limpia del fondo pasa por medio de una tubería a la piscina de entrega.

Piscina aceitosa: A esta piscina llega la nata de aceite de la piscina de recibo, donde por gravedad se separa aun mas aceite, aquí se hacen frecuentes

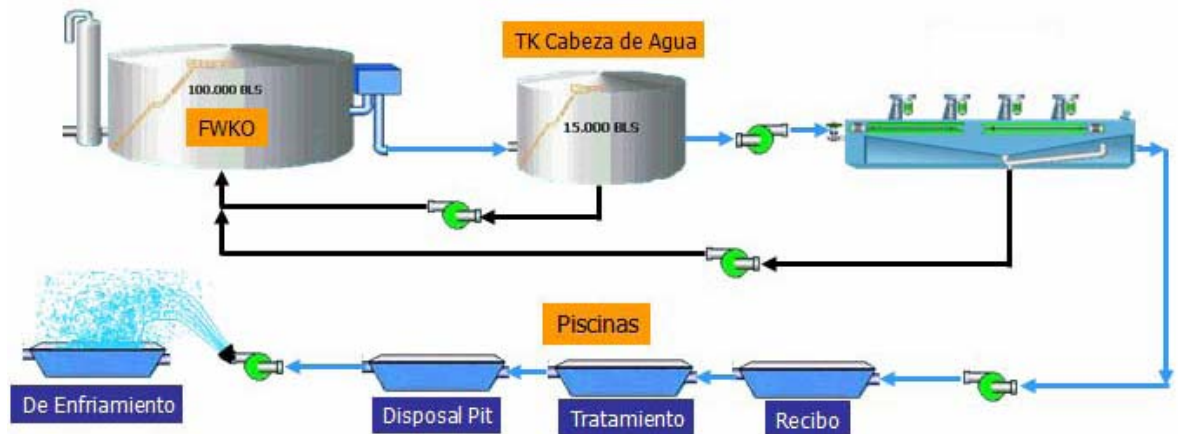
limpiezas con barreras y un “skimmer”. Por el fondo de la piscina una tubería lleva el agua limpia a la piscina de entrega.

Piscina de entrega: Aquí llega el agua limpia que viene de los fondos de las piscinas de recibo y aceitosa. En esta piscina se encuentra la succión de las bombas que son las encargadas de llevar el agua limpia hacia el sistema de enfriamiento (aspersores), pasando luego a una piscina de enfriamiento antes de llegar a las lagunas de estabilización.

Lagunas de estabilización: El sistema de tratamiento de aguas residuales mediante lagunas de estabilización ha sido sin duda alguna, una alternativa de tratamiento atractiva para la industria del petróleo por los bajos costos de operación y mantenimiento, por la disponibilidad de terrenos en extensión para este sistema, por encontrarse en general en climas muy cálidos donde la temperatura es un factor favorable a la ocurrencia de los procesos naturales de autodepuración y, en general una estructura simple. Las lagunas de estabilización pueden estar ubicadas en serie o en paralelo, pero con las lagunas en serie se ha logrado una importante mejoría en la calidad del efluente final demostrando que varias lagunas en serie son mucho más eficientes que una sola laguna; esto se puede evidencia en PF2, donde a la salida de las lagunas de enfriamiento se tienen cuatro lagunas de estabilización en serie, sistema con el que se logra una alta calidad del efluente final. La comunicación de las primeras dos lagunas se hace por medio de tres canales en donde se han dispuesto barrera y un “skimmer” para retener la nata de aceite que pueda haberse formado y que es recogida por un camión de vacío A continuación sigue la laguna No. 3 que es una laguna intermedia, en su inicio es anaerobia y luego pasa a ser facultativa. En una laguna anaeróbica los organismos anaeróbicos toman el oxígeno necesario para sus actividades

de compuestos como sulfatos y nitratos, produciendo CO_2 . Este tipo de lagunas puede aceptar altas cargas contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto disponible y operar sin procesos de fotosíntesis. Son lagunas que presentan olores y mala apariencia. Luego el agua pasa a la laguna No. 4 que es facultativa y está rodeando la facilidad. Posee al inicio una serie de aireadores que oxigenan el agua. Por medio de un canal, el agua es llevada a la laguna la Draga, fuente natural que recibe el efluente final de óptima calidad.

Figura 16: Sistema de tratamiento de agua



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

4.5 TRATAMIENTO QUÍMICO DE LA FACILIDAD DE PF2.

El tratamiento que se le debe dar a los fluidos en la facilidad requiere de la adición de ciertos químicos que permiten que la separación sea más eficiente y de una alta calidad. En PF2 se inyecta rompedor directo e inverso de emulsión (a la entrada de los tanques FWKO), así como también clarificador (en la línea de entrada de las unidades de flotación). La inyección de químicos se realiza en dos equipos, FWKO's y en las unidades de flotación. Así:

Rompedor Directo: Línea de entrada a cada uno de los FWKO's.

Rompedor Inverso: Solución a la línea de entrada a cada uno de los FWKO's.

Clarificador: Línea de entrada y salida de cada uno de los tanques cabeza de agua y entrada a todas las celdas de flotación.

5. SIMULACIÓN DE LÍNEAS DE FLUJO

5.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE.

El software PIPE-FLO utilizado en el presente trabajo para el análisis de la distribución de flujos en la facilidad de PF2 es una herramienta que permite simular líneas de flujo analizando las presiones y volúmenes para establecer un correcto comportamiento del fluido a través de un sistema de tuberías.

Con el simulador se puede:

Dibujar, ver y analizar el sistema de tubería.

Calcular las tasas de flujo balanceadas y las presiones a través del sistema.

Seleccionar bombas y válvulas de control.

Seleccionar componentes como filtros e intercambiadores de calor.

Establecer alternativas del sistema bajo condiciones de operación.

5.1.1 Unidades

Antes de iniciar un modelo es necesario escoger las unidades de medida para cada una de las diferentes variables en el proceso:

Tubería:

- Diámetro de la tubería

- Longitud de la tubería

Propiedades del fluido

- Temperatura
- Presión

Sistema:

- Volumen
- Tasa de flujo

Las unidades de medida escogidas se encuentran en la tabla 9.

Tabla 9: Unidades de medida utilizadas en la simulación

Tubería	Diámetro	Pulgadas
	Longitud	Pies
Propiedades del fluido	Temperatura	°F
	Presión	Psi
	Densidad	lb/pies ³
	Viscosidad	Cp
Sistema	Volumen	pies ³
	Tasa de flujo	BPD

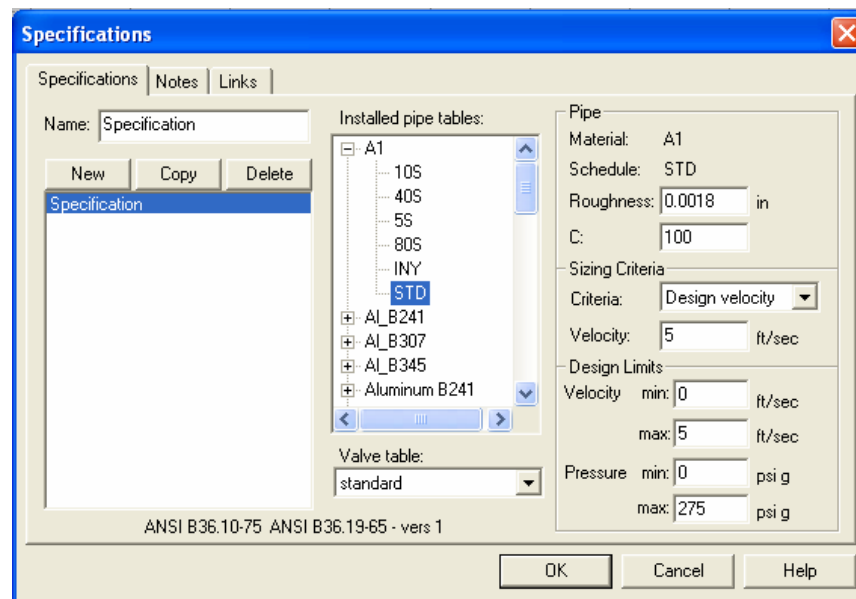
Fuente: OSPINO, D.C

5.1.2 Especificaciones

Las especificaciones de diseño de la tubería es otro de los datos de entrada al software.

En las facilidades de PF2, las tuberías tienen especificaciones Steel Standard A, la figura se muestran las diferentes características de diseño de este tipo de tubería.

Figura 17: Especificaciones de tubería tipo Steel Standard A



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Manual Software PIPE FLOW.2007

5.1.3 Fluidos

En la creación del modelo se especifica el tipo de fluido con el que se va a trabajar.

El fluido que entra a la facilidad de PF2 es una mezcla de crudo y agua, el crudo llega con un porcentaje de agua de un 97%. El tipo de fluido especificado en el programa se encuentra detallado en la tabla.

Tabla 10: Características del fluido en PF2

Crudo	Presión	36,5 psig	3%
	Temperatura	200 °F	
	Densidad	51,04 lb/pies ³	
	Viscosidad	3,28 cp	
Agua	Presión	36,5	97%
	Temperatura	200 °F	
	Densidad	60,19 lb/pies ³	
	Viscosidad	0,2916 cp	

Fuente: OSPINO, D.C

5.1.4 Método de cálculo

El software permite escoger entre dos métodos de solución para el cálculo de las pérdidas de presión.

Método de Hazen Williams.

Método de Darcy-Weishbach.

El método escogido fue el de Darcy-Weishbach, ya que éste tiene en cuenta la viscosidad del fluido y la rugosidad de la tubería mientras que el método de Hazen- Williams es válido sólo para fluidos que tienen un comportamiento similar al agua a 60°F.

5.1.5 Plataforma de trabajo

La plataforma de trabajo consiste en un diagrama de flujo, en el cual se agregan los diferentes componentes del sistema.



NODO: Representa un punto en el sistema para unir o conectar dos o más tuberías, además se puede definir como una fuente en la cual se conoce el flujo o presión.



Línea de flujo: Cada línea de flujo consiste de una tubería dentro de la cual se definen los accesorios existentes, tales como válvulas, codos, tees, reducciones y expansiones, los cuales se caracterizan por su estructura y caída de presión generada dentro del sistema.

5.1.6 Dispositivos de flujo.

Tubería: Permite el flujo de fluidos de un punto a otro, dentro de la herramienta se debe especificar diámetro, longitud y cambio de elevación (si los tiene).

Válvulas: Restringen o permiten el paso del fluido a través de una tubería. Se debe especificar diámetro y tipo de válvula.

Figura 18: Válvula de compuerta en línea de flujo PF2



Fuente: Occidental De Colombia, Inc

Codos: Permiten cambiar la dirección de flujo del fluido. Debe especificarse la geometría

Figura 19: Codo 90° en línea de flujo PF2



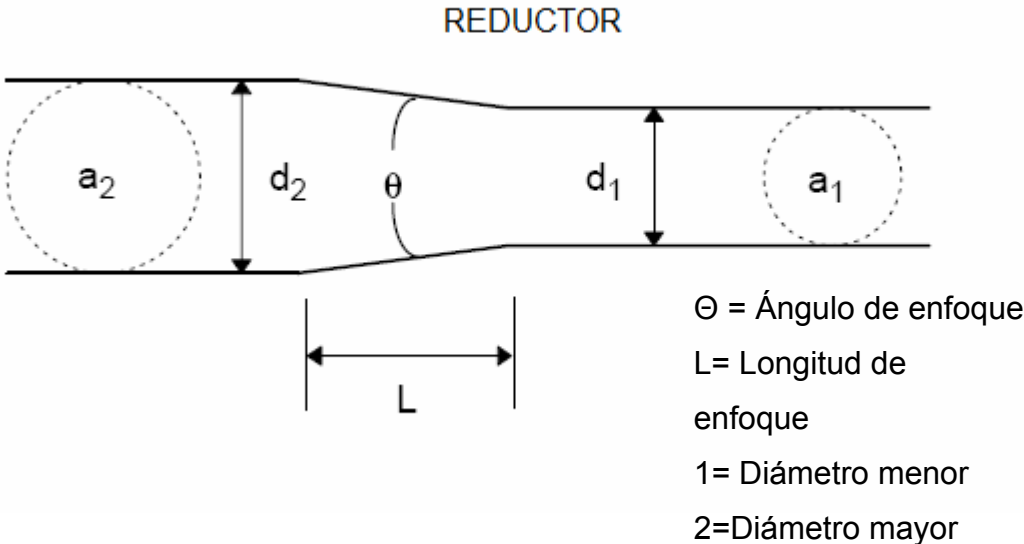
Fuente: Occidental De Colombia, Inc

Expansiones: Como su nombre lo indica permite la expansión del diámetro de la tubería. Se debe especificar el diámetro de entrada y de salida, así como la longitud de enfoque; la figura detalla en qué consiste esta longitud.

Reducciones: Permiten la reducción del diámetro de la tubería. Se debe especificar el diámetro de salida y el diámetro de entrada, así como la longitud de enfoque; la figura detalla en qué consiste esta longitud.

Figura 20: A. Diagrama reductor B. Reductor 24X20, línea de flujo PF2

A.



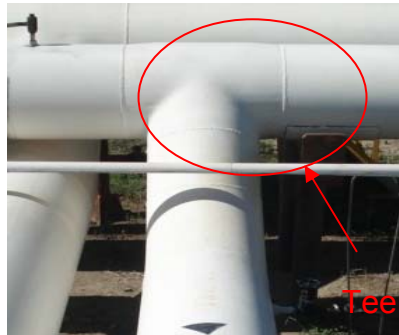
B.



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

Tees: Permiten dividir el flujo en dos direcciones o unir dos flujos en uno solo. Se debe especificar diámetro y dirección de flujo.

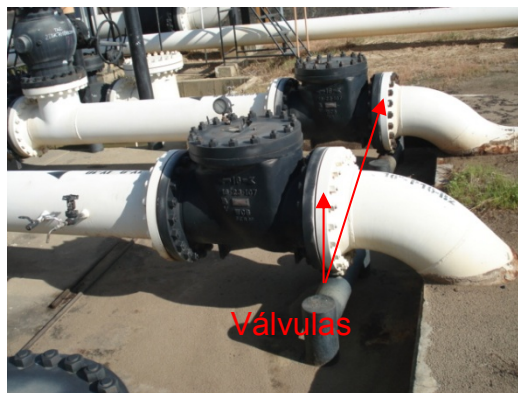
Figura 21: Tee en línea de flujo PF2



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

Válvula cheque: Previene el contraflujo en una línea de flujo. Se debe especificar el tipo y diámetro.

Figura 22: Válvula cheque en línea de flujo PF2



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

Tanque: Se inserta al final de una línea de flujo, permite el tratamiento y almacenamiento del fluido. Se debe especificar la geometría, dimensiones,

elevación (dependiendo de la tubería de entrada/salida) y nivel del fluido dentro del tanque.

Válvula de control: regula el flujo en caso de que éste varíe para obtener el flujo deseado o establecido, por lo que se debe especificar el flujo a través de este dispositivo.

Figura 23: Válvula de control en línea de flujo PF2



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

5.2 TRABAJO DE CAMPO.

Para llevar a cabo el presente trabajo se hizo necesario evaluar las líneas de flujo desde la entrada a la facilidad hasta la entrada de los FWKOS, para lo cual se realizó un estudio de las condiciones de operación del sistema de tuberías.

Dicho estudio consistió en:

Reconocimiento de las líneas de flujo a partir de planos.

Recolección de información de históricos de presiones y producción del sistema de recolección.

Recolección de información de especificaciones de tuberías, propiedades del fluido de producción.

Observación detallada de dispositivos y accesorios tales como válvulas, cheques, codos, tees, reducciones, contracciones.

Observación de diámetros de las líneas de flujo a partir de planos (as built)

Registro fotográfico de los componentes del sistema.

Luego de tener definido el diagrama de flujo, e identificados todos los dispositivos, válvulas y accesorios del sistema, se creó el modelo dentro de la herramienta, partiendo de la simulación del gathering system que proporcionó los datos de caudal y presión en las líneas que entran a la facilidad, por otro lado, los datos de presiones y niveles de los tanques de tratamiento se poseen en tiempo real, y son incluidos dentro del modelo.

Los datos de caudales fueron tomados como valores fijos permitiendo a la herramienta calcular las presiones en los distintos puntos del sistema, las cuales se compararon con los datos reales de válvulas de corte ubicadas en las líneas.

La tabla 11 muestra los datos de presión escogidos para la comparación con datos reales.

Tabla 11: Comparación de presiones en válvulas de corte

VÁLVULA DE CORTE	PRESIÓN SIM	PRESIÓN REAL	DIF. DE PRESION	% ERROR
1	37,65	42	4,35	10,357
1ª	38,06	45	6,94	15,422
1B	37,26	35	2,26	6,457
1C	32,92	30	2,92	9,733
1E	38,29	47	8,71	18,532
1F	33,59	32	1,59	4,969
1G	38,36	40	1,64	4,1
1D	37,68	36	1,68	4,667

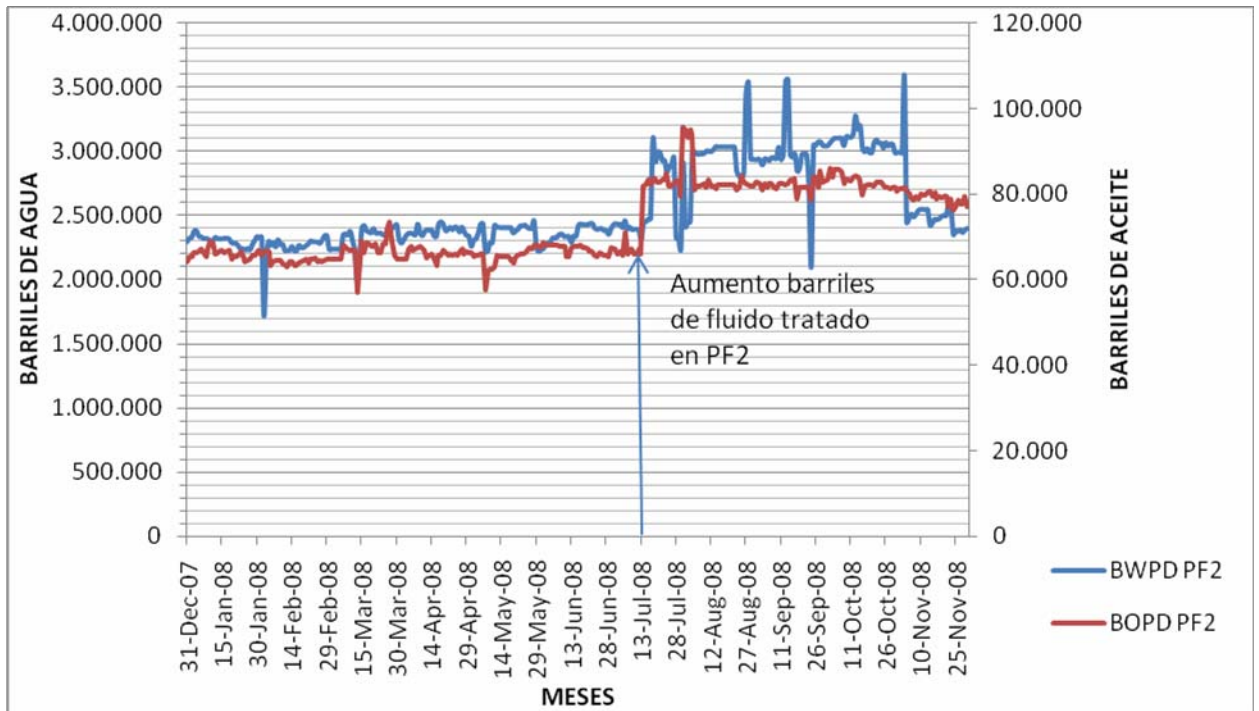
Fuente: OSPINO, D.C.

Teniendo en cuenta el bajo porcentaje de error en la mayoría de los puntos, se parte de esta corrida para escoger los puntos nuevos de inyección.

5.3 UBICACIÓN DE PUNTOS DE INYECCIÓN.

A partir de mediados de Julio del 2008, la cantidad de fluido que llega a la facilidad de PF2 aumentó producto de una campaña agresiva de trabajos de workover y perforación de pozos en el campo, esto unido al mantenimiento del tanque 2C produjo un desequilibrio en el %BSW del crudo en los tanques de tratamiento; teniendo en cuenta la ubicación de los puntos de inyección de rompedor directo justo antes de la entrada a los FWKOS, la cual no permite un tiempo de inyección óptimo para obtener las especificaciones de %BSW requeridos; tres propuestas fueron presentadas para solucionar el problema de tratamiento en la facilidad:

Figura 24: Gráfica barriles de fluido vs tiempo



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

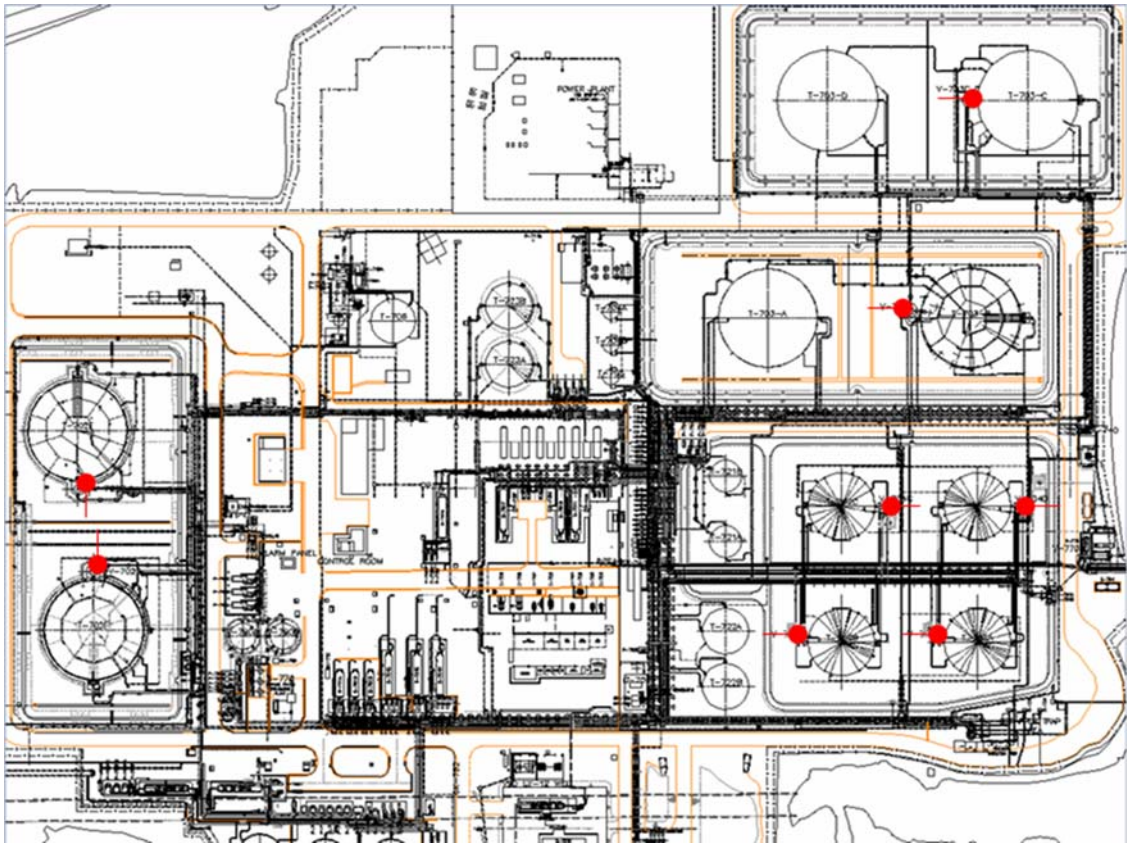
Inyectar el químico directamente en las troncales fue la primera propuesta, colocando un punto de inyección en una de las troncales que lleva el fluido con mayor problema de emulsión de los pozos, sin embargo no se obtuvieron buenos resultados debido a la distribución de las líneas del gathering que no permitían un control en los tanques FWKOS, obteniendo buenos resultados en algunos y en otros aumentaban el %BSW.

Inyectar en las líneas que entran a la facilidad como segunda opción no sería viable debido a que tendrían que aumentar el número de skid de químicos aumentando costos y dosificación.

Conocer la distribución de flujos para plantear nuevos puntos de inyección, debido a la gran incertidumbre de las direcciones de flujo y caudales en las líneas del manifold principal de entrada.

A partir de la simulación de los flujos se escogen las líneas de entrada número 1, 2, 3, 4, (ver anexos) en las cuales se tiene control sobre el fluido que entra a los tanques 2E, 2F y 3C, mientras que en el manifold principal de entrada donde llegan las entradas 5,6,7 y 8, se escogen dos líneas con mayor caudal, de las cuatro líneas que salen de éste punto del sistema, las líneas escogidas para la inyección se dirigen hacia los tanques 2 A-B-C-D Y 3-B, permitiendo un mayor tiempo de retención al químico en un gran volumen de fluido para garantizar una buena separación de fases y buenos resultados de %BSW a la salida de los tanques; en la tabla se muestran los caudales de las líneas de entrada escogidas para la inyección.

Figura 25: Vista de planta PF2 puntos de inyección a la entrada de tanques de tratamiento



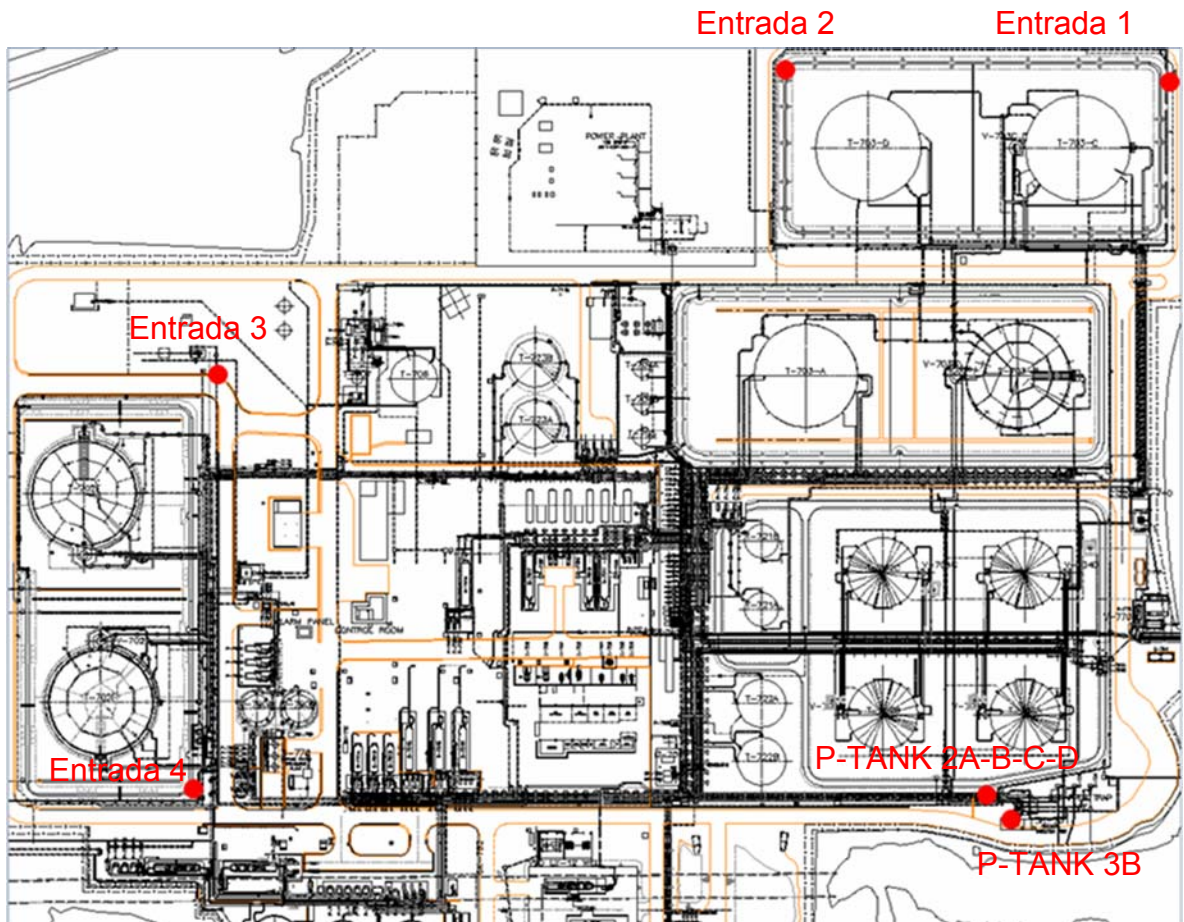
Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

Tabla 12: Caudales líneas de inyección de químicos

LÍNEA	CAUDAL (BL)
ENTRADA 1	278.000
ENTRADA 2	350.500
ENTRADA 3	360.800
ENTRADA 4	185.900
ENTRADA 5	881.250
ENTRADA 6	113.000
ENTRADA 7	215.550
ENTRADA 8	130.000
P-TANK 2A-B-C-D	353.300
P-TANK 3B	460.000
P-UV 1D	260.500
P-UV 1E	195.300

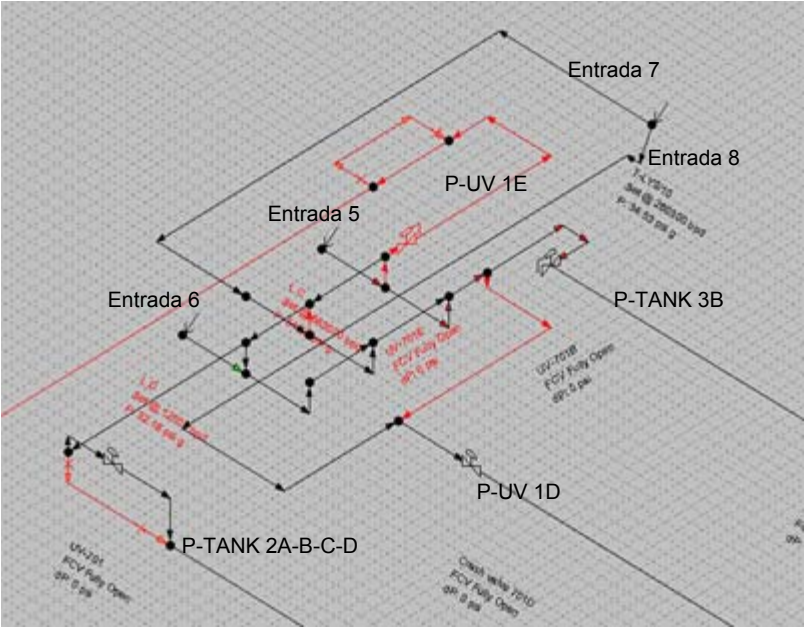
Fuente: OSPINO, D.C

Figura 26: Vista de planta PF2, nuevos puntos de inyección



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

Figura 27: Isométrico manifold de entrada

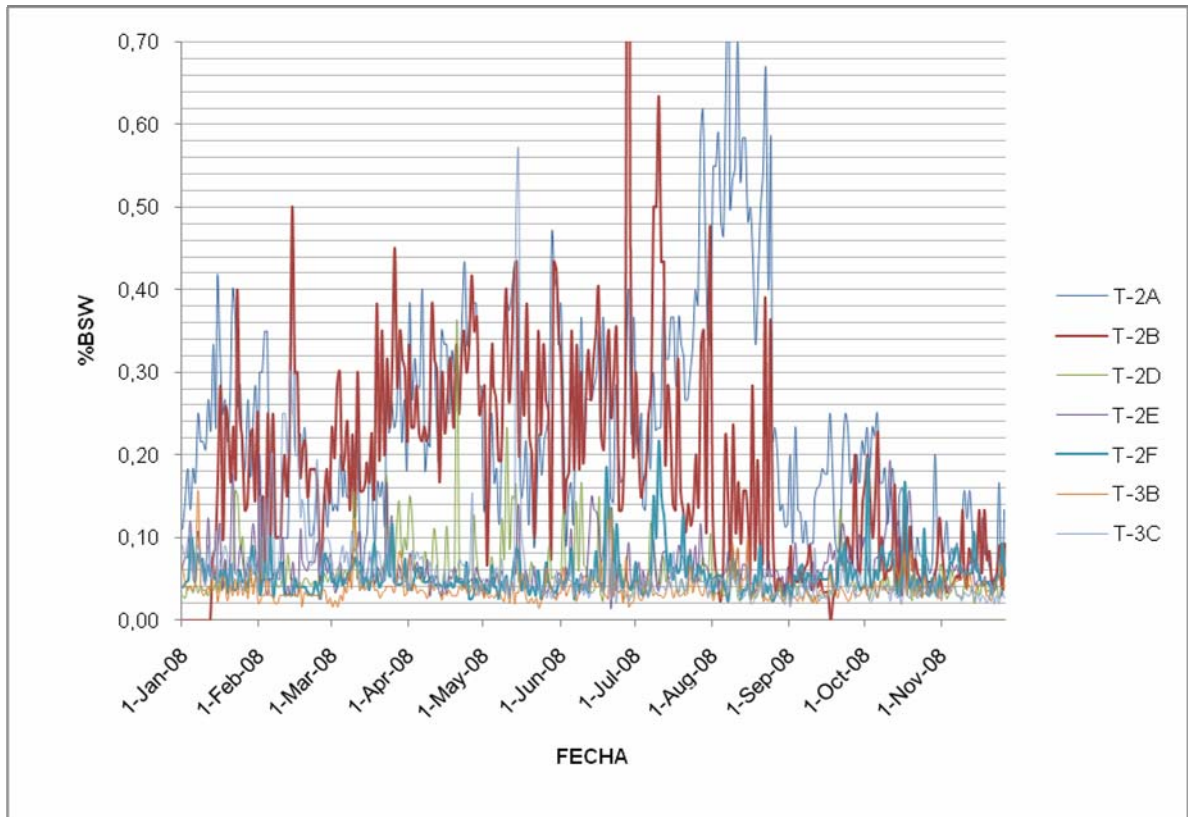


Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

5. RESULTADOS

El comportamiento a partir de los cambios de localización de puntos de inyección en la facilidad de PF2, se encuentra representado en las siguientes gráficas

Figura 28: gráfica %BSW en tanques vs tiempo



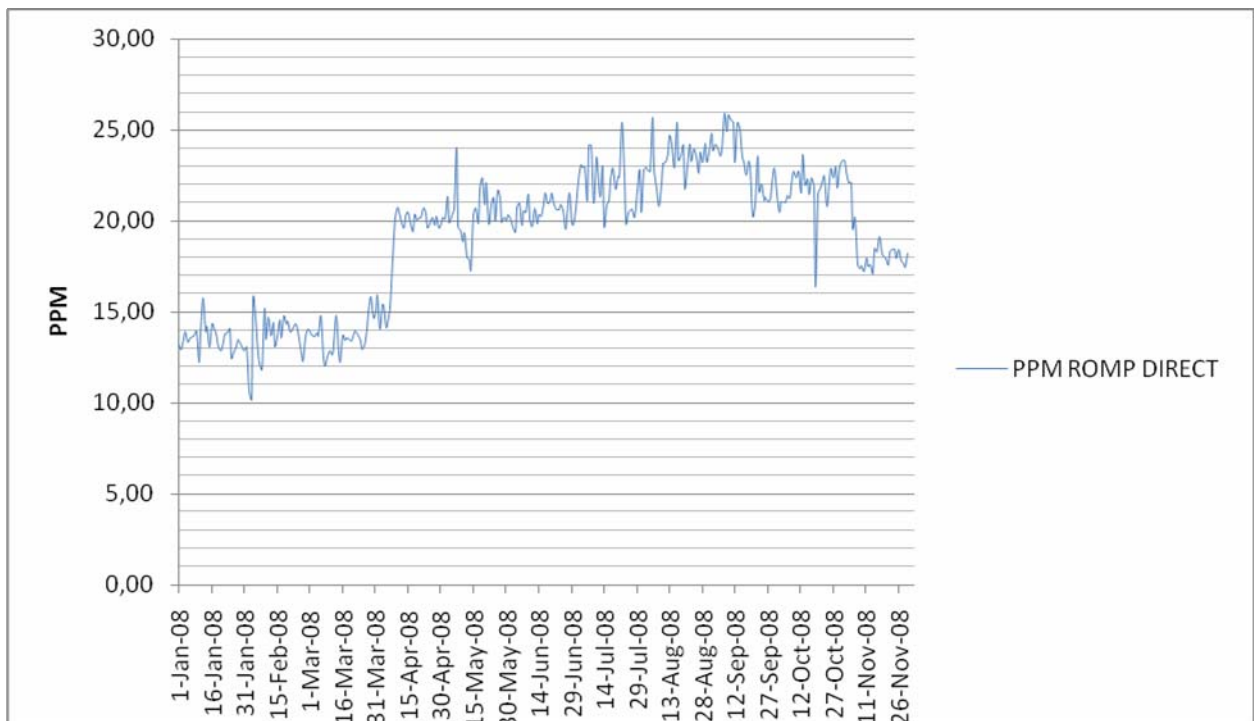
Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

Tabla 13: Comparación %BSW en tanques Agosto- Diciembre

TANQUE	%BSW AGOSTO 14	%BSW DICIEMBRE 1
T-2A	0.70	0.09
T-2B	0.17	0.07
T-2C	**	***
T-2D	0.03	0.04
T-2E	0.09	0.05
T-2F	0.06	0.07
T-3B	0.09	0.05
T-3C	0.05	0.05

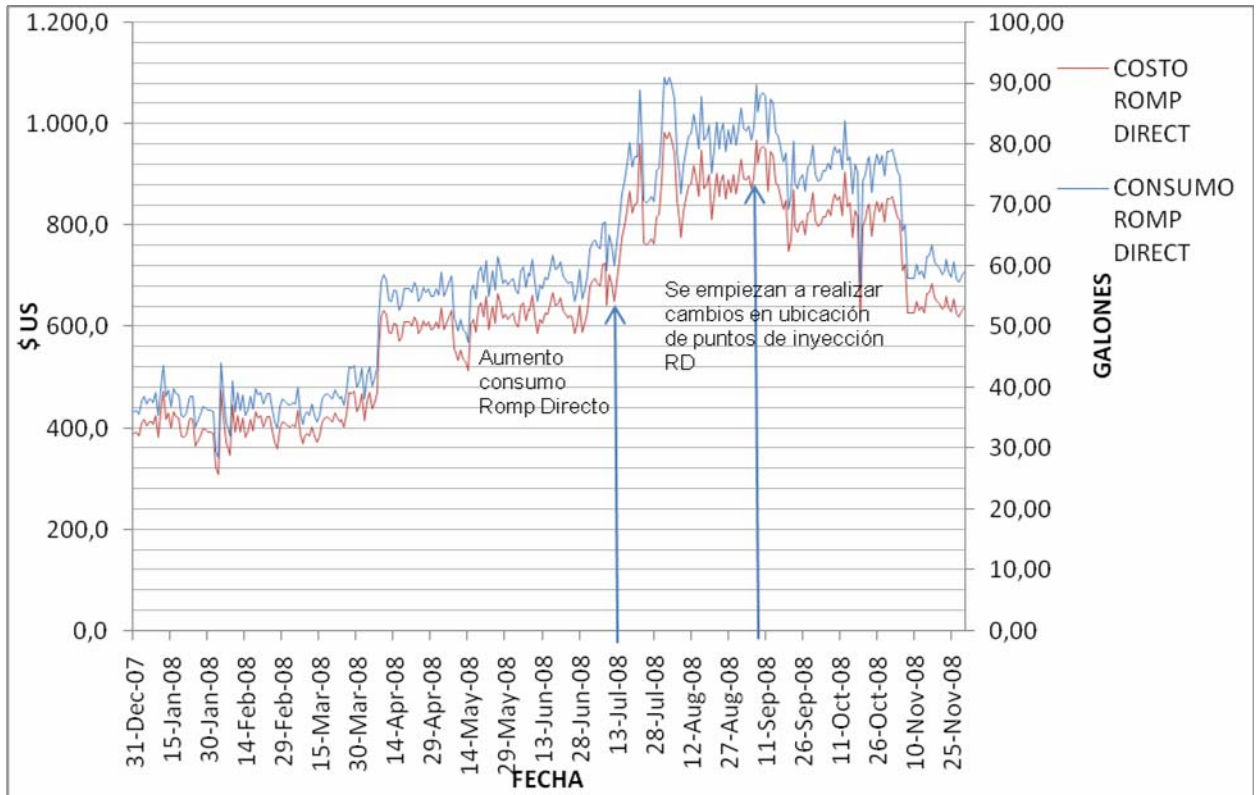
Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

Figura 29: gráfica PPM rompedor directo en PF2 vs tiempo



Fuente: Occidental De Colombia, Inc.

Figura 30: gráfica consumo y costo rompedor directo en PF2 vs tiempo



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

EL balance luego del análisis de los resultados, indica:

El crudo con mayor %BSW se encontraba en los tanques 2Ay 2B, logrando una disminución de 0,61 y 0,1 % respectivamente.

Disminución en la dosificación del rompedor directo, obteniendo un crudo con especificaciones dentro de lo permitido por políticas de la compañía (%BSw por debajo de 0,2).

Reducción de costos de tratamiento de un promedio \$ US 894 diarios en el mes de agosto a \$ US 645 diarios aproximadamente en el mes de noviembre (\$ US 7.480 mensuales)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conocer la distribución de flujos en la facilidad de PF2 es un factor importante a la hora de tomar decisiones operativas; con la aplicación del software PIPE-FLO se pueden analizar diferentes escenarios de operación, permitiendo al ingeniero escoger y aplicar a nivel experimental la opción que satisfaga las necesidades del sistema.

El cambio en la localización del punto de inyección de químico en PF2 permite un adecuado tiempo de retención, evitando caer en un exceso de dosificación de desemulsificante que traduce aumento de costos de tratamiento, los cuales disminuyeron en un promedio de \$US 7.480 mensuales como consecuencia de la reducción en el consumo de rompedor directo.

La adecuada separación de fases crudo-agua en la facilidad de PF2, no sólo garantiza un crudo de calidad, sino también un mejor tratamiento de aguas de producción, siendo éste el punto de partida para contar con un agua que cumpla las especificaciones ambientales de vertimiento y/o inyección.

Contar con datos confiables de propiedades del fluido, especificaciones de diseño de tuberías y condiciones de operación es clave para obtener buenos resultados que garanticen la situación actual de la distribución de flujos dentro de la facilidad.

A partir de la puesta en funcionamiento del tanque 2C, se recomienda una nueva corrida del modelo a las condiciones de operación para evaluar las direcciones de flujos y caudales en las líneas del manifold principal de entrada; teniendo en cuenta que el mayor caudal de fluido que entra a la facilidad

procede de la entrada 5, éste se convierte un punto clave a la hora de la inyección, puesto que el fluido tiene el mayor porcentaje de agua permitiendo la estabilización de la emulsión. Se propone inyectar directo en la entrada 5, combinando las ppm de químicos entre éste y la entrada 7 hasta encontrar la proporción adecuada en conjunto, para suprimir la inyección en la línea que va directo hacia el tanque 3B.

BIBLIOGRAFÍA

Caño Limón “Historia de un gigante” Publicación Occidental de Colombia.

RIVERO R. T. y DOMINGUEZ J. G. Caño Limon Field Colombia: The Latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE N° 15153, 1988.

GABELA, Victor H. Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. En: II SIMPOSIO EXPLORACIÓN DE CUENCAS SUBANDINAS. Ponencias II Simposio Exploración de cuencas Subandinas. Bogotá, Agosto de 1985.

CLEVELAND, M.N y MOLINA, J. Deltaic Reservoir of the Caño Limon Field, Colombia, South América. Casebook in Easth Science, 1990.

AMOROCHO, Diana M. Análisis Técnico-Económico del retiro de válvulas de seguridad de fondo y panel OTIS en pozos del Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2006. Trabajo de Grado (Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

GILES, Ranld; EVETT, Jack; LIU, Cheng. MECÁNICA DE LOS FLUIDOS E HIDRÁULICA SCHAUM. 3Ed. Mc Graw Hill.

ARNOLD, Ken, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Desing of Oil Handling Systemas and Facilities. Gulf Publishing Company. Houstin Texas. 1986.

KOKAL, Sunil. SPE paper 77497. Crude oil emulsions: A state of art review, Saudi Aranco. 2005.

División de Ingeniería de CRANE. Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías. McGraw Hill.

Occidental de Colombia, Inc. Manual de Operaciones PF2. 2008

Occidental de Colombia, Inc. Manual Software PIPE FLOW.2007