

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DE TECNOLOGÍA SELEX
ASP PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE TRANSPORTE DEL
CRUDO CASTILLA POR UN TRAMO DEL OLEDUCTO APIAY – PORVENIR.**

DIEGO GALINDO MONROY

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DE TECNOLOGÍA SELEX
ASP PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE TRANSPORTE DEL
CRUDO CASTILLA POR UN TRAMO DEL OLEDUCTO APIAY – PORVENIR.**

DIEGO GALINDO MONROY

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**ORIENTADOR
HENRY CASADIEGO VILLALOBOS
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2017**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ingeniero Henry Casadiego V.
Presidente del jurado

Ingeniero Julio Montenegro C.
Jurado

Ingeniero Nadim Escaño
Jurado

Bogotá, 16 de agosto del 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DIAZ.

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCA-PEÑA.

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA.

Decano Facultad de Ingenierías:

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.

Director Programa de Ingeniería de Petróleos:

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIA

A ti Carol González R, esposa mía, por tantos años de amor, comprensión y sacrificio.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, a mis hijos Juan Diego y Juana Daniela por ser mi motor durante el resto de mi vida. A mi familia, al ingeniero Benjamín Garavito por la oportunidad de aplicar mis conocimientos, al ingeniero Sergio Poveda por el impulso, al ingeniero Carlos Urán y a Juan C. Chaves por todo el conocimiento ofrecido, al Ingeniero Alexander López por su motivación, a Sergio, mi hermano, por el tiempo brindado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
OBJETIVOS	32
1. GENERALIDADES DEL CRUDO CASTILLA	33
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	33
1.2 LOCALIZACIÓN	34
1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	36
1.3.1 Método de producción	37
1.3.2 Tiempo de producción	37
1.3.3 Número de pozos	37
1.4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	38
1.4.1 Estratigrafía	38
1.4.2 Formación Une	40
1.4.3 Formación Gachetá	40
1.4.4 Formación Guadalupe	40
1.5 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LAS FORMACIONES DE PRODUCCIÓN	41
2. MARCO TEÓRICO	42
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	42
2.1.1 Gravedad Api (American Petroleum Institute)	42
2.1.2 Gravedad Específica del petróleo (Ge)	43
2.1.3 Densidad API	43
2.1.4 Contenido de Azufre	44
2.1.5 Composición química	44
2.1.5.1 Hidrocarburos alifáticos o parafínicos	44
2.1.5.2 Hidrocarburos cíclicos o nafténicos	45
2.1.5.3 Hidrocarburos aromáticos	45
2.1.5.4 Hidrocarburos mixtos	45
2.1.5.5 Hidrocarburos asfalténicos	46
2.1.6 Contenido de agua	46
2.1.7 Salinidad del crudo	46
2.1.8 Flash point y fire point	46
3. GENERALIDADES EN LOS PROCESOS DE DILUCIÓN CON NAFTA UTILIZADO ACTUALMENTE EN COLOMBIA	48
3.1 DEFINICIÓN DE LOS PROCESOS CON NAFTA	48
3.1.1 Dilución	49
3.1.1.1 Proceso de dilución con nafta virgen	50
3.1.2 Descripción y tipos de procesos utilizados en Colombia	50
3.1.2.1 Calentamiento	51

3.1.2.2 Emulsificación	51
3.1.2.3 Flujo anular	52
3.1.2.4 Mejoramiento	52
4. DESCRIPCIÓN EN LOS PROCESOS CON NAFTA Y LÍNEAS DE FLUJO	54
4.1 DEFINICIÓN Y TIPOS DE ASFALTENOS PRESENTES EN EL CRUDO	54
4.1.1 Teorías sobre el comportamiento de los asfaltenos en el Crudo	54
4.1.1.1 Teoría molecular	55
4.1.1.2 Teoría coloidal	55
4.1.2 Factores que producen la precipitación de asfaltenos	55
4.1.2.1 Temperatura	55
4.1.2.2 Presión	55
4.1.2.3 Factores cinéticos	55
4.1.2.4 Factores de segregación gravitacional	55
4.1.2.5 Factores químicos	55
4.1.2.6 Inyección de dióxido de carbono (Co ₂)	56
4.1.2.7 Inyección de gases ricos	56
4.1.2.8 Procesos de estimulación	56
4.1.2.9 Factores mecánicos	56
4.1.2.10 Otros factores	56
4.1.3 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE LOS ASFALTENOS.	56
4.1.3.1 Efecto de dispersión mixta	56
4.1.3.2 Efecto coloidal	56
4.1.3.3 Efecto de agregación	56
4.1.3.4 Efecto electrocinético	57
4.1.4 Tratamientos y procesos para la disminución del daño ocasionado por Asfaltenos	57
4.1.4.1 Métodos correctivos	59
4.1.4.2 Métodos preventivos	60
4.2 GENERALIDADES DE LOS OLEODUCTOS	60
4.2.1 Ruta de evacuación el Crudo Castilla	61
4.2.1.1 Oleoducto Castilla – Apiay	61
4.2.1.2 Estación Castilla 1	61
4.2.1.3 Estación de bombeo Apiay (EBA)	62
4.2.1.4 Oleoducto Apiay – El Porvenir	62
4.2.1.5 Poliducto Andino	63
4.2.1.6 Estación Sutamarchan	63
4.2.1.7 Estación Miraflores	63
4.2.1.8 Estación Monterrey	63
4.2.1.9 Oleoducto central de Los Llanos (Ocensa)	64
4.3 DEFINICIÓN DEL TRAMO DE ESTUDIO	65
5. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA UP GRADE (ELEVACIÓN DE LA GRAVEDAD API) Y SUS POSIBLES APLICACIONES EN EL CRUDO CASTILLA	66

5.1 DEFINICIÓN DE LA TECNOLOGÍA UP GRADE	66
5.2 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA UP GRADE SELEX ASP	66
5.2.1 Descripción y características del proceso	67
5.2.2 Diferencias del proceso de extracción	68
5.2.3 Parámetros operacionales	69
5.3 APOORTE PARA EL MEJORAMIENTO EN LA GRAVEDAD API EN EL CRUDO CASTILLA	69
6. DESCRIPCIÓN PARA LA SIMULACIÓN DE TRES VARIABLES A CONDICIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE TRANSPORTE	71
6.1 MARCO CONCEPTUAL DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS, QUÍMICAS Y TERMODINÁMICAS DEL SISTEMA	71
6.1.1 Fluido	72
6.1.1.1 Fluido Newtoniano	72
6.1.1.2 Fluido no Newtoniano	72
6.1.2 Definición de la viscosidad	72
6.1.2.1 Viscosidad dinámica (μ)	73
6.1.2.2 Viscosidad cinemática (N)	74
6.1.2.3 Viscosidad saybolt universal (SSU)	76
6.1.2.4 Relación entre viscosidad y temperatura de los crudos pesados	76
6.2 CRUDOS DE ESTUDIO	77
6.2.1 Gravedad API	77
6.2.1.1 Corrección de la gravedad API	78
6.2.2 Gravedad específica	78
6.2.3 Viscosidad	80
6.2.4 Corrección de la viscosidad por temperatura	81
6.2.5 Cálculo de los cambios en las propiedades	86
6.3 CÁLCULO DEL CAMBIO EN LAS PROPIEDADES DEL CRUDO CASTILLA	89
6.3.1 Propiedades físicas	89
6.3.1.1 Contenido de agua	89
6.3.1.2 Gravedad API	89
6.4 DIÁMETROS DE ESTUDIO	90
6.5 TIPO DE FLUJO	91
6.5.1 Flujo laminar	92
6.5.2 Flujo de transición	92
6.5.3 Flujo turbulento	92
6.6 RUGOSIDAD DE LA TUBERÍA	93
6.6.1 Factor de fricción (F)	94
6.6.1.1 Factor de fricción para flujo laminar	94
6.6.1.2 Factor de fricción para flujo de transición	96
6.6.1.3 Factor de fricción para flujo turbulento	96
6.7 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DEL SISTEMA	97
6.7.1 Propiedades termodinámicas del Crudo Castilla Selex	97

6.7.1.1 Calor específico de los líquidos (Co)	97
6.7.1.2 Tasa de flujo	98
6.7.1.3 Conductividad térmica de los líquidos (K)	98
6.7.1.4 Número de Nusselt (Nu)	99
6.7.1.5 Coeficiente convectivo (Ho)	99
6.7.2 Propiedades termodinámicas de la tubería	100
6.7.2.1 Conductividad térmica de los aceros al carbono (Λ)	100
6.7.3 Propiedades termodinámicas del aire	100
6.7.3.1 Densidad	101
6.7.3.2 Calor específico a presión constante (Cp)	101
6.7.3.3 Viscosidad dinámica (μ)	102
6.7.3.4 Viscosidad cinemática (N)	102
6.7.3.5 Conductividad térmica (K)	103
6.7.3.6 Difusividad térmica (A)	103
6.7.3.7 Número de Prandtl (Pr)	103
6.7.3.8 Coeficiente de expansión volumétrica (B)	104
6.7.3.9 Numero de Grashof (Gr)	104
6.7.3.10 Temperatura ambiente (T^∞)	105
6.7.3.11 Número de Rayleigh (Ra)	105
6.7.3.12 Coeficiente convectivo (Ha)	106
6.8 CÁLCULO DEL PERFIL DE TEMPERATURA	107
6.8.1 Teoría del cálculo	107
6.8.1.1 Calor	108
6.8.1.2 Temperatura	108
6.8.1.3 Transferencia de calor por conducción	108
6.8.1.4 Analogía eléctrica de la conducción	108
6.8.1.5 Trasferencia de calor por convección	110
6.8.1.6 Transferencia de calor natural	110
6.8.1.7 Coeficiente global de transferencia de calor U	111
6.8.1.8 Transferencia de calor y principio de la conservación de la energía	112
6.8.2 Metodología del cálculo	112
6.9 CÁLCULO DEL PERFIL DE PRESIÓN	116
6.9.1 Teoría del perfil de presión	116
6.9.1.1 Ecuación de continuidad para cualquier fluido	116
6.9.1.2 Ecuación general de la energía	118
7. GENERALIDADES PARA LA FORMULACIÓN DE UNA MATRIZ DE DECISIÓN	120
7.1 DETERMINAR LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	120
7.2 ESTABLECER LOS VALORES DE CADA UNA DE LAS VARIABLES	120
7.2.1 Temperatura	120
7.2.2 Viscosidad	120
7.2.3 Diámetro interno	120
7.2.4 Diámetro exterior	121

7.2.5 Presión máxima de servicio	121
7.2.6 Accesorios	121
7.3 SIMULACIÓN Y RESULTADOS	121
7.3.1 Gravedad API	121
7.3.2 Gravedad específica	122
7.3.3 Densidad	122
7.3.4 Viscosidad cinemática	123
7.3.5 Viscosidad dinámica	123
7.3.6 Número de Reynolds	124
7.3.7 Factor de fricción	125
7.3.8 Calor específico	126
7.3.9 Conductividad térmica	126
7.3.10 Coeficiente convectivo	127
7.3.11 Perfil de viscosidad y temperatura	127
7.3.11.1 Datos de entrada 1	128
7.3.11.2 Datos de entrada 2	128
7.3.11.3 Datos de entrada 3	129
8. ANÁLISIS FINANCIERO	131
8.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	132
8.1.1 Escenario A (Adición de nafta como diluyente)	133
8.1.2 Escenario B (Separación de asfaltenos)	133
8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	134
8.2.1 Volumen anual Crudo Castilla (Bbl/Año)	134
8.2.2 Costo anual Crudo Castilla	134
8.2.3 Escenario A	134
8.2.3.1 Cálculo volumen nafta	134
8.2.3.2 Costo anual nafta	135
8.2.3.3 Costo anual transporte nafta	135
8.2.3.4 Costo anual de personal	135
8.2.3.5 Resumen costos anuales de operación	136
8.2.4 Escenario B	136
8.2.4.1 Costo anual crudo consumo tecnología Selex Asp	137
8.2.4.2 Costo anual de mantenimiento	137
8.2.4.3 Costo anual de personal	137
8.2.4.4 Resumen costos anuales de operación	138
8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	138
8.3.1 Precio de venta Crudo Castilla Blend y Crudo Castilla Selex	139
8.3.2 Ingresos “Escenario A”	139
8.3.2.1 Ingresos anuales venta Crudo Castilla Blend 400	140
8.3.3 Escenario B	140
8.3.3.1 Volumen anual a transportar Crudo Castilla Selex	140
8.3.3.2 Ingresos anuales venta Crudo Castilla Selex	141
8.3.3.3 Volumen anual asfaltenos referencia (60 - 70)	141
8.3.3.4 Ingresos anuales venta asfalto	141

8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	142
8.4.1 Valor Presente Neto	142
8.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	1455
9. CONCLUSIONES	14646
10. RECOMENDACIONES	14848
BIBLIOGRAFÍA	149
ANEXOS	151

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características físicas de las Formaciones K1 y K2 del Campo Castilla	41
Tabla 2. Clasificación de los Crudos según su gravedad API.	43
Tabla 3. Cambios de altitud del tramo de estudio.	65
Tabla 4. Requerimientos mínimos de calidad de productos para recibo en Estación	65
Tabla 5. Gravedad API de Crudos de estudio.	78
Tabla 6. Gravedad API corregida de Crudos Castilla, Castilla + nafta 70 API y Castilla	78
Tabla 7. Viscosidad cinemática conocida de los crudos de estudio.	81
Tabla 8. Viscosidad dinámica de los crudos de estudio.	82
Tabla 9. Parámetros de la correlación de Alomair.	83
Tabla 10. Comparación de la viscosidad del Crudo Castilla	84
Tabla 11. Características químicas iniciales de los crudos de estudio.	85
Tabla 12. Resultado de las viscosidades en los	87
Tabla 13. Contenido de agua del Crudo Castilla.	89
Tabla 14. Salinidad del Crudo Castilla.	89
Tabla 15. Diámetros de estudio de la tubería.	91
Tabla 16. Temperatura ambiente promedio por nodo.	105
Tabla 17. Resultado 1.	128
Tabla 18. Resultado 3.	130
Tabla 19. Resumen costos de inversión.	133
Tabla 20. Total costos de inversión.	133
Tabla 21. Volumen anual Crudo Castilla	134
Tabla 22. Costo anual Crudo Castilla	134
Tabla 23. Volumen anual de nafta.	135
Tabla 24. Costo anual nafta.	135
Tabla 25. Costo anual transporte nafta.	135
Tabla 26. Costo anual de personal.	136
Tabla 27. Costos de operación.	136
Tabla 28. Costos anuales de operación.	136
Tabla 29. Consumo tecnología Selex Asp.	137
Tabla 30. Costo anual Crudo consumo tecnología Selex ASP.	137
Tabla 31. Costo anual de mantenimiento.	137
Tabla 32. Costo anual de personal.	138
Tabla 33. Costos de operación.	138

Tabla 34. Costos anuales de operación.	138
Tabla 35. Transporte Crudo Estación Apiay - puerto Coveñas	139
Tabla 36. Precio de venta.	139
Tabla 37. Ingresos “Escenario A”.	140
Tabla 38. Ingresos anuales venta Castilla Blend 400.	140
Tabla 39. Ingresos anuales.	140
Tabla 40. Volumen anual a transportar Crudo Castilla Selex.	140
Tabla 41. Ingresos anuales venta Crudo Castilla Selex.	141
Tabla 42. Volumen anual asfaltenos referencia (60 – 70).	141
Tabla 43. Ingresos anuales venta asfalto.	141
Tabla 44. Resumen ingresos anuales “escenario B”.	141
Tabla 45. Ingresos anuales.	142

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este	37
Gráfica 2. Comportamiento de la gravedad API respecto a la temperatura de los Crudos de estudio	80
Gráfica 3. Comparación de correlaciones para el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto	83
Gráfica 4. Correlación de Alomair aplicada a una muestra de Crudo Castilla	84
Gráfica 5. Características químicas iniciales de los crudos de estudio	85
Gráfica 6. Gravedad API de una muestra del Crudo Athabasca después de aplicada la tecnología Selex	87
Gráfica 7. Gravedad API de una muestra del Crudo Orinoco después de aplicada la tecnología Selex Asp	87
Gráfica 8. Variación de la viscosidad para los Crudos Athabasca y Orinoco después de aplicada la tecnología Selex Asp	88
Gráfica 9. Comportamiento de la viscosidad del Crudo Castilla y el Crudo Castilla	90
Gráfica 10. Densidad del aire	101
Gráfica 11. Calor específico del aire a presión constante	101
Gráfica 12. Viscosidad dinámica del aire	102
Gráfica 13. Viscosidad cinemática del aire	102
Gráfica 14. Conductividad térmica del aire	103
Gráfica 15. Difusividad térmica del aire	103
Gráfica 16. Numero de Prandlt	104
Gráfica 17. Resultado Gravedad API	121
Gráfica 18. Resultado gravedad especifica	122
Gráfica 19. Resultado densidad	122
Gráfica 20. Resultado perfil de viscosidad cinemática	123
Gráfica 21. Resultado viscosidad dinámica	124
Gráfica 22. Resultado número de Reynolds	125
Gráfica 23. Factor de fricción	126
Gráfica 24. Resultado calor especifico.	126
Gráfica 25. Resultado Conductividad térmica	127
Gráfica 26. Resultado coeficiente convectivo	127
Gráfica 27. Datos de entrada 1	128
Gráfica 28. Datos de entrada 2	130
Gráfica 29. Datos de entrada 3	133

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Principales inconvenientes de los métodos de transporte por oleoductos para crudos pesados	53
Cuadro 2. Resultados de las pruebas realizadas después de aplicar la tecnología Selex Asp en los crudos de estudio	86

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Grados API	43
Ecuación 2. Gravedad específica del petróleo	43
Ecuación 3. Contenido de agua	46
Ecuación 4. Salinidad del Crudo	46
Ecuación 5. Corrección flash point y fire point a presión atmosférica	47
Ecuación 6. Velocidad constante de un fluido	72
Ecuación 7. Presión	73
Ecuación 8. Ley de Newton para la viscosidad	73
Ecuación 9. Deducción del centipoise	74
Ecuación 10. Conversión de Poise a sistema inglés	74
Ecuación 11. Equivalencia entre Poise y Reyn	74
Ecuación 12. Equivalencia entre Reyn y centipoise	74
Ecuación 13. Relación entre viscosidad cinemática y viscosidad dinámica	75
Ecuación 14. Deducción del centistoke	75
Ecuación 15. Conversión de unidades de viscosidad cinemática al sistema inglés	75
Ecuación 16. SSU a viscosidad dinámica	76
Ecuación 17. SSF a viscosidad dinámica	76
Ecuación 18. Correlación de Keaves & Rajan para la	78
Ecuación 19. Gravedad específica	79
Ecuación 20. Correlación de Lewis & Rajan para corrección por temperatura de la gravedad API	81
Ecuación 21. Correlación de Alomair para el cálculo de la viscosidad del petróleo	83
Ecuación 22. Número de Reynolds	91
Ecuación 23. Factor de fricción	96
Ecuación 24. Factor de fricción para régimen	96
Ecuación 25. Factor de fricción en régimen	97
Ecuación 26. Calor específico de los líquidos	97
Ecuación 27. Flujo volumétrico	98
Ecuación 28. Flujo másico	98
Ecuación 29. Relación de Cragoe para la determinación de la conductividad térmica de los líquidos	99
Ecuación 30. Coeficiente convectivo de los líquidos	99
Ecuación 31. Conductividad térmica de los líquidos	100

Ecuación 32. Coeficiente convectivo de los líquidos	104
Ecuación 33. Número de Grashof	105
Ecuación 34. Número de Rayleigh	105
Ecuación 35. Número de Nusselt	106
Ecuación 36. Coeficiente convectivo del aire	106
Ecuación 37. Ley de conducción	108
Ecuación 38. Ley de Ohm.	109
Ecuación 39. Resistencia térmica	109
Ecuación 40. Ley de enfriamiento de Newton	110
Ecuación 41. Resistencia térmica	111
Ecuación 42. Coeficiente global de transferencia de calor	111
Ecuación 43. Coeficiente global de transferencia de calor por resistencia térmica	112
Ecuación 44. Calor termodinámico	112
Ecuación 45. Transferencia de calor por conducción en coordenadas cilíndricas	114
Ecuación 46. Flujo estable	117
Ecuación 47. Ecuación de Bernoulli	118
Ecuación 48. Ecuación general de conservación de la energía	118
Ecuación 49. Pérdidas de presión Darcy – Weisbach modificada	119
Ecuación 50. Valor Presente Neto	142

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica Campo Castilla	35
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca Llanos	39
Figura 3. Densidad API de los hidrocarburos pesados	44
Figura 4. Oleoductos y poliductos para el transporte de la nafta y el Crudo Castilla Blend 400 cSt	49
Figura 5. Estructura de los asfaltenos	54
Figura 6. Fenómeno de precipitación de asfaltenos	57
Figura 7. Reducción del diámetro efectivo de la tubería causado por deposición de asfaltenos	59
Figura 8. Manifold Estación Castilla 1	62
Figura 9. Distancia lineal entre la Estación Castilla 2 y Monterrey	63
Figura 10. Perfil altitud – distancia sistema de evacuación Crudo Castilla	64
Figura 11. Proceso Selex ASP	69
Figura 12. Relación entre viscosidad y temperatura	77
Figura 13. Flujo laminar	92
Figura 14. Flujo de transición	92
Figura 15. Flujo turbulento	93
Figura 16. Distribución de resistencias térmicas	113
Figura 17. Distribución de temperaturas	113
Figura 18. Localización geográfica Oleoducto Apiay – Porvenir	132

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Densidad del agua a diferentes temperaturas.	152
ANEXO B. Gravedad api, gravedad específica y densidad de los crudos de estudio a diferentes temperaturas.	153
ANEXO C. Cálculo de la viscosidad mediante el uso de la correlaciones.	154
ANEXO D. Cálculo de las propiedades del crudo castilla selex	165

LISTA DE ABREVIATURAS

%:	Porcentaje.
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API:	American Petroleum Institute.
ASTM:	American Society for Testing and Materials.
Bbl/día:	Barriles por día.
Bbl/h:	Barriles por hora.
Bbl:	Barriles.
BN:	Barriles a condiciones de Superficie.
BPD:	Barriles Por Día.
BPPD:	Barriles Promedio de Petróleo Por Día.
BY:	Barriles a condiciones de Yacimiento.
C:	Grado Centígrado.
CGS:	Sistema sexagesimal de medidas.
cm²/sec:	Centímetro cuadrado sobre segundo.
cP:	Centipoise.
cSt:	Centistokes.
DAO:	De-Asphalted-Oil.
F:	Grados Fahrenheit.
ft:	pies.
ft²/sec:	pie cuadrado sobre segundo.
galUS:	Galones Americanos.
GE:	Gravedad Específica.
GLP:	Gas Licuado de Petróleo.
GOR:	Relación Gas – Petróleo.
gr/cm*sec:	Gramo por centímetro por segundo.
gr/cm³:	Gramos por centímetro Cúbico.
ICP:	Instituto Colombiano de Petróleo.
In:	Pulgada.
kg/kmol:	Kilogramo sobre Kilomol.
Km:	Kilómetros.
lb*sec/ft²:	libra por segundo sobre pie cuadrado.
lbm/ft³:	libramol sobre pie cubico.
ln:	Logaritmo Natural.
lpca:	libra por pulgada cuadrada atmosférica.
m/sec:	metro por segundo.
m:	Metro.
md:	Milidarcy.
MMOB:	Millones de Barriles de Petróleo.
msnm:	Metros sobre el nivel del mar.
N*sec/m²:	Newton por segundo sobre metro cuadrado.
N/m²:	Newton sobre metro cuadrado.

P:	Presión.
Pb:	Punto de Burbuja.
PCN:	Pies Cúbicos Normales.
pH:	Potencial de Hidrógeno.
ppm:	Partes por Millón.
psi:	Pound Square Inch. (Pulgadas por Pie Cuadrado).
psia:	Libras por Pulgada Cuadrada Absoluta
PVR:	Presión de vapor Reid.
Re:	Numero de Reynolds.
SDA:	Solvente de desasfaltado.
SSU:	Segundos Saybolt Universal.
SSF:	Segundos Saybolt Furol.
TIO:	Tasa de Interés de Oportunidad.
UOP:	Universal Oil Product.
USD:	Dólar Americano.
VPN:	Valor Presente Neto.
%w.t.:	Porcentaje en peso.

GLOSARIO

ACUÍFERO: una zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión.

ARENA: material abrasivo compuesto por granos de cuarzo formado por la desintegración de rocas preexistentes, la arena consiste en partículas menores a 2 mm y mayores a 1/16 de mm de diámetro.

ARENISCA: roca sedimentaria de textura detrítica, con granulometría comprendida entre 0,2 a 2 m.m. constituida principalmente por cuarzo. El color de la roca viene determinado por el material cementante: los óxidos de hierro generan arenisca roja o pardo rojiza. El material cementador que mantiene unidos los granos de arena suele estar compuesto por sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro.

ASFALTENOS: material de color marrón o negro compuesto principalmente de hidrocarburos. Son insolubles en agua, pero solubles en gasolina, pueden obtenerse mediante el calentamiento del petróleo, carbón mineral y otros. Son usados para pavimentar.

BACHE: es un volumen de petróleo transportado en forma separada a través del Oleoducto, el cual generalmente solo se mezcla con las otras corrientes en el frente y al final del mismo.

BARRIL: unidad de volumen para hidrocarburos igual a 42 galones americanos o 9702,0 pulgadas cúbicas.

BARRILES POR DÍA: es en términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un lapso de tiempo de 24 horas.

BLOQUE: la subdivisión en acres dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos.

CALIDAD DEL CRUDO: son las propiedades físicas y químicas del Crudo y sus mezclas.

CAMPO: área de la superficie que abarca uno o múltiples yacimientos, todos agrupados alrededor de (o vinculados a) la misma característica estructural individual y/o condición estratigráfica. El término usualmente incluye no solamente el área en superficie, sino también al reservorio, los pozos y el equipo de producción.

COALESCENCIA: es la posibilidad que dos o más materiales se unan en un único cuerpo.

COLOIDE: véase efecto coloidal.

CONDUCCIÓN: la energía calorífica se transmite por el movimiento físico de moléculas “calientes” de las zonas de alta temperatura a las zonas de baja temperatura y viceversa, equilibrándose las temperaturas.

CONTRATO DE ASOCIACION: tipo de contrato en que el riesgo, en la etapa exploratoria, lo asume totalmente la compañía asociada y en la etapa de explotación, se conforma una operación conjunta y la inversión, dirección y producción son compartidas.

CONTRATO DE CONCESION: una determinada área concedida a una compañía para la exploración de Crudo y/o gas bajo términos y condiciones específicas y por un periodo de tiempo fijo.

CRUDO: mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanecen a presión atmosférica después de ser recuperados del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros o metales.

CUENCA SEDIMENTARIA: área de corteza terrestre que ha sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas. Bajo determinadas condiciones y por descomposición de la materia orgánica se pueden generar hidrocarburos.

DILUYENTE: agente químico cuyo propósito es ajustar los Crudos a transportar según el artículo 18º de la Resolución 72 145 del 7 de mayo de 2014.

EFFECTO COLOIDAL: es un sistema formado por dos o más fases, una continua en forma de fluido y otra dispersa en forma de partículas por lo general sólidas.

EMULSIÓN: una mezcla en la que un líquido, denominado la fase dispersa, está distribuido uniformemente (normalmente como glóbulos diminutos) en otro líquido, llamado la fase continua o el medio de dispersión. En una emulsión de aceite en agua, el aceite es la fase dispersa y el agua el medio de dispersión; En una emulsión agua-aceite se mantiene la inversa.

ESTRATIGRAFIA: rama de la geología que estudia las características de las rocas sedimentarias y el ambiente de depositación.

FLOCULO: grumo de materia orgánica formado por agregación de sólidos en suspensión.

FLUIDO SUPERCRÍTICO: es cualquier fluido a una temperatura superior a la temperatura crítica. Posee propiedades intermedias entre un líquido y un gas.

FORMACION: un depósito sustancialmente largo compuesto de un tipo de roca, a menudo una unidad litológica. Cada formación recibe un nombre, frecuentemente como resultado del estudio del afloramiento de formación en la superficie y a veces basado en fósiles encontrados en la formación.

GRAVEDAD API: es la escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites. La gravedad API es expresada en grados, 10 API equivalen a 1.0 la gravedad específica del agua.

HIDROCARBURO: son compuestos orgánicos formados únicamente por átomos de carbono e hidrogeno.

MALTENOS: fracción soluble de hidrocarburos saturados de bajo punto de ebullición. Están constituidos por anillos aromáticos, nafténicos y con muy pocas cadenas parafínicas.

MEZCLA: petróleos fiscalizados que se mezclan entre ellos para su transporte y que pueden estar mezclados con alguna otra sustancia para efectos de su transporte.

MICELAS: conjunto de moléculas que constituye una de las fases de los coloides.

NODO DE ENTRADA: es el conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada donde el Remitente Entrega el Crudo y en el cual se inicia un trayecto.

NODO DE SALIDA: es el conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada donde el Remitente Retira el Crudo del Oleoducto y en el cual termina su trayecto.

NORMAS API: estándares internacionales desarrollados por American Petroleum Institute que normalizan las prácticas comunes para la realización del análisis de laboratorio y temas relacionados con la medición dando veracidad a los procedimientos utilizados. En el sector petrolero el American Petroleum Institute ha desarrollado un manual que reúne toda la normatividad de las prácticas más comunes en el negocio, conocido como el “Manual of Petroleum Measurement Standard”.

NORMAS ASTM: estándares internacionales desarrollados por el American Society for Testing and Materials para la normalización de las prácticas comunes para la realización del análisis de laboratorio y temas relacionados con la medición dando veracidad a los procedimientos utilizados.

NUMERO DE REYNOLDS: representa la relación que existe entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas que actúan sobre el elemento de volumen de un fluido. Es un indicativo del tipo de flujo de fluido, laminar o turbulento.

LUTITA: roca sedimentaria de textura detrítica, fisible, cuyo tamaño oscila entre los 0.002 y los 0.006 mm de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo.

PARAFINAS: material sólido o semisólido de destilados o residuos; en otros países es conocida como cera de petróleo. Sus principales características son ser incoloras, inodoras y translúcidas.

PETRÓLEO: mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas elevadas, conforme al artículo 1º del Código de Petróleos, que exista en fase líquida en yacimientos naturales subterráneos y que permanece líquida a presión atmosférica después de pasar por las instalaciones de separación de superficie.

POZO: agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer el aceite o gas.

PRODUCCIÓN: la fase de la industria petrolera que se ocupa de llevar los fluidos de pozo a la superficie para separarlos y almacenarlos, calibrar y preparar de otro modo el producto para la tubería.

PUNTO DE BURBUJA: es la condición de presión y temperatura en la cual parte del líquido empieza a convertirse en gas. Por ejemplo, si cierto volumen de líquido es calentado a presión constante, pero la temperatura es incrementada, podrá visualizarse el punto de burbuja cuando las primeras burbujas empiezan a salir del líquido.

PUNTO DE FLUIDEZ: temperatura a la cual un Crudo deja de fluir.

REMITENTE: la persona natural o jurídica a la cual el Transportador le presta el servicio de transporte de Hidrocarburos por el Oleoducto.

RESERVAS DE HIDROCARBUROS: son los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos existentes en el subsuelo.

RESINAS: mezcla sólida o semisólida de sustancias complejas que o tiene punto de fusión definido.

ROCA GENERADORA: Roca sedimentaria rica en materia orgánica también llamada roca madre la cual necesita haber estado sometida a un calentamiento

durante un lapso de tiempo geológico para alcanzar madurez termal para generar los hidrocarburos.

ROCA RESEVORIO: es la roca que exhibe buenas condiciones de porosidad y permeabilidad con capacidad de almacenar hidrocarburos, es la encargada de controlar la eficiencia de la extracción de los hidrocarburos de la roca reservorio.

ROCA SELLO: es una roca impermeable que no permite la migración de hidrocarburos una vez constituido el yacimiento, es una unidad litológica cuya porosidad y permeabilidad es tan baja que la presión de flotabilidad de los hidrocarburos no puede producir la invasión de sus espacios porales.

ROCAS SEDIMENTARIAS: rocas formadas por la acumulación de sedimentos en el fondo de un mar, lago o pantano durante millones de años.

SOLUBILIDAD: es una medida de la capacidad de disolverse una determinada sustancia (soluto) en un determinado medio (solvente).

SOLVENTE: nombre genérico de un líquido capaz de disolver o dispersar otras sustancias.

TENSION SUPERFICIAL: cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área.

TRAMPA: estructura geológica en la cual se acumulan hidrocarburos para formar un Campo de aceite o gas.

TRAMPA ESTRATIGRAFICA: trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de la roca.

TRAMPA ESTRUCTURAL: trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.

TRAYECTO: partes del Oleoducto, comprendida entre un Nido de Entrada y un Nodo de Salida y que debe tener una tarifa.

TUBO: cilindro hueco hermético utilizado para transportar fluido o enviar un fluido presurizado.

VISCOSIDAD: la medida de la resistencia de un fluido a fluir. La resistencia es producida por la combinación de los efectos de cohesión y adhesión. La viscosidad de los productos de petróleo es comúnmente expresada en términos

del tiempo que requiere un volumen específico de un líquido para fluir a través de un tubo capilar de un tamaño específico y una temperatura dada.

VOLUMEN BRUTO a 60,0°F: volumen bruto de petróleo corregido a condiciones estándar de temperatura de 60,0°F y presión de 14,7 libras por pulgada cuadrada absolutas (psia). Se expresa en Barriles.

VOLUMEN BRUTO: volumen de Petróleo medido a las condiciones existentes de presión y temperatura, se expresa en Barriles.

YACIMIENTO: es toda roca en la cual se encuentran acumulados hidrocarburos y que se comporta como una unidad independiente en cuanto mecanismo de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

RESUMEN

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DEL USO DE TECNOLOGÍA SELEX ASP PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE TRANSPORTE DEL CRUDO CASTILLA POR UN TRAMO DEL OLEODUCTO APIAY – PORVENIR.

La precipitación de asfaltenos y otros metales durante los procesos de transporte de Crudo ha sido, predominantemente la causa de la falta de desarrollo de los zonas que contienen yacimientos de hidrocarburos pesados, y que además, exhiben viscosidades excesivas y gravedad API baja; en consecuencia; a través de los años, se ha procurado avanzar en diferentes técnicas; en aras de asegurar el flujo del fluido a través de los oleoductos construidos, para evitar pérdidas de tiempo y dinero asociados a dicho inconveniente que causa entre otros, la necesidad del control estricto de las temperaturas de bombeo en las estaciones de despacho y recibo y por otra parte, las frecuencia en las perdidas de presión causadas por la reducción del diámetro efectivo de la tubería. Este estudio plantea, como objeto principal, realizar una comparación del comportamiento del Crudo Castilla; explotado en la Cuenca Llanos, previa y posteriormente a la aplicación de una tecnología up grade; la cual, separa las moléculas más pesadas del Crudo y en particular, las moléculas de asfaltenos a través de un proceso de pre-refinación mediante la manejo de un fluido como el n-pentano y como resultado de un proceso técnico sin dificultades importantes.

El cálculo propuesto a partir de la injerencia de la temperatura sobre las características químicas y físicas propias del fluido, brinda una metodología de soporte técnico que, facilita la toma de decisiones en cuanto a los tiempos de residencia del Crudo en los tanques de almacenamiento dispuesta en la estación de despacho antes de ser bombeado y permite establecer desde el punto de vista financiero la viabilidad para la implementación de la tecnología Selex Asp, que mejora las condiciones iniciales del Crudo y además, ofrece una oportunidad alternativa de negocio en cuanto a la comercialización de materia prima (Asfalto) obtenida después del tratamiento.

PALABRAS CLAVES

- Utilización Asfaltenos, Oleoducto Apiay – Porvenir, Crudo Castilla, Cuenca Llanos Orientales.

INTRODUCCIÓN

El Crudo pesado es aprovechado actualmente a nivel mundial en países como Canadá, China y Venezuela gracias al crecimiento en las actividades exploratorias, de perforación y explotación de yacimientos no convencionales debido al déficit generado en las reservas probadas para finales de la década de los dos mil y el aumento significativo del precio por barril para ese mismo momento.

Colombia posee yacimientos con reservas probadas de Crudo pesado comprendidas entre otros, por los Campos Rubiales, Castilla, y Apiay. Estos están ubicados esencialmente en el oriente del país sobre la Cuenca Llanos y por tanto se configura como una de las naciones con más crecimiento competitivo sobre este recurso a nivel latinoamericano; sin embargo, el aprovechamiento de este recurso demanda actividades cuantiosas en comparación con la extracción de Crudos livianos, debido a las propiedades físico-químicas del Crudo pesado tales como su gravedad API y su viscosidad gracias la presencia de asfaltenos y parafinas. Además contiene metales pesados como níquel, vanadio e incluso sulfuro de hidrogeno causante del incremento en la tasa de corrosión de las facilidades utilizadas en superficie tanto para su almacenamiento como para su transporte.

Este estudio enfoca su análisis en la capacidad tecnológica para la separación de asfaltenos producto de la extracción del Crudo Castilla aplicada al mejoramiento de la movilidad por tuberías, sus costos y la viabilidad económica en comparación a la técnica aplicada actualmente por la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) para el mismo fin.

Durante el desarrollo de esta investigación se tuvieron en cuenta aspectos críticos desde la misma formación de petróleo....

Según el análisis de resultados obtenido en este trabajo, la temperatura óptima para el manejo del Crudo Castilla en estado virgen a través de oleoductos construidos en el país está en el rango de los 143 y 150 °F.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el uso de la tecnología Selex Asp para el mejoramiento del proceso de transporte del Crudo Castilla por un tramo del oleoducto Apiay-Porvenir.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Crudo Castilla y un tramo del oleoducto Apiay-Porvenir.
- Describir el proceso de dilución con nafta actualmente usado por Ecopetrol y el impacto que genera el contenido de asfaltenos en las líneas de transporte.
- Describir la tecnología SELEX ASP y los resultados de laboratorio hechos al Crudo Castilla luego de la implementación de la tecnología.
- Simular el comportamiento del Crudo Castilla por un tramo del oleoducto Apiay-Porvenir después de aplicada la tecnología Up Grade.
- Evaluar el diseño actual de un tramo del oleoducto Apiay-Porvenir y compararlo con las posibles modificaciones mediante el uso de una matriz de decisión.
- Establecer la viabilidad financiera del uso de la tecnología Up Grade para el transporte del Crudo Castilla por un tramo correspondiente al oleoducto Apiay – Porvenir, en comparación con la técnica de dilución con nafta aplicada actualmente por la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol para el mismo fin, mediante la aplicación del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CRUDO CASTILLA

Este capítulo presenta aspectos del Campo Castilla, incluyendo su historia, localización e historia de producción. Adicionalmente se relacionan aspectos relevantes asociados al Crudo del Campo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

La historia del Campo Castilla se remonta al año 1945 cuando se ponen en marcha las primeras campañas de exploración incluyendo sísmica y perforación; por parte de las compañías Shell Cóndor, Intercol, Texaco, Continental, Phillips y Chevron, para la búsqueda de reservas petrolíferas en la Cuenca Llanos Orientales, con resultados satisfactorios para Chevron, empresa que obtuvo descubrimiento comercial en varias áreas, incluyendo a la de objeto de este proyecto.

Para 1969; por medio del contrato de concesión Cubaral N° 1820 suscrito entre las compañías Chevron Petroleum Company S.A y ECOPETROL, sobre un área de 97.450 hectáreas; se perforó el pozo Castilla 1, el cual alcanzó una profundidad de 7.347 (ft) y probó la existencia de hidrocarburos en las Formaciones Mirador (10 API), Guadalupe y Une (13,7 API); no obstante en consideración a las características del Crudo, y la falta de tecnología e infraestructura de transporte en la región, no fue explotado sino hasta 1975, luego de que fuera entregado el contrato de concesión al Ministerio de Minas por parte de Chevron, y se realizara la suscripción del contrato de asociación Cubaral, entre Chevron Corporation, y la estatal petrolera Ecopetrol.

En 1976 es perforado el pozo Castilla 2, alcanzando una profundidad de 7.630 ft exponiendo un intervalo productor de 267 ft capaz de producir Crudo de 14° API.

En febrero de 1984, el área final retenida del Campo y bajo la operación de la compañía Chevron, fue definida en 19.292 hectáreas incluyendo el área comercial más cinco km a la redonda. Entre 1988 y 1989, gracias a los estudios realizados por ECOPETROL, el Campo fue dividido en tres Campos: Castilla, Campo Castilla Norte y Campo Castilla Este.

El 31 de diciembre de 1999, venció el plazo de terminación del mencionado contrato de asociación, el cual, fue extendido hasta el 30 de julio del año 2000 cuando se adoptó la decisión de realizar la operación directa por parte de ECOPETROL

A la fecha, mayo de 2017, Ecopetrol continúa siendo la operadora de los Campos, los cuales continúan activos y en producción.

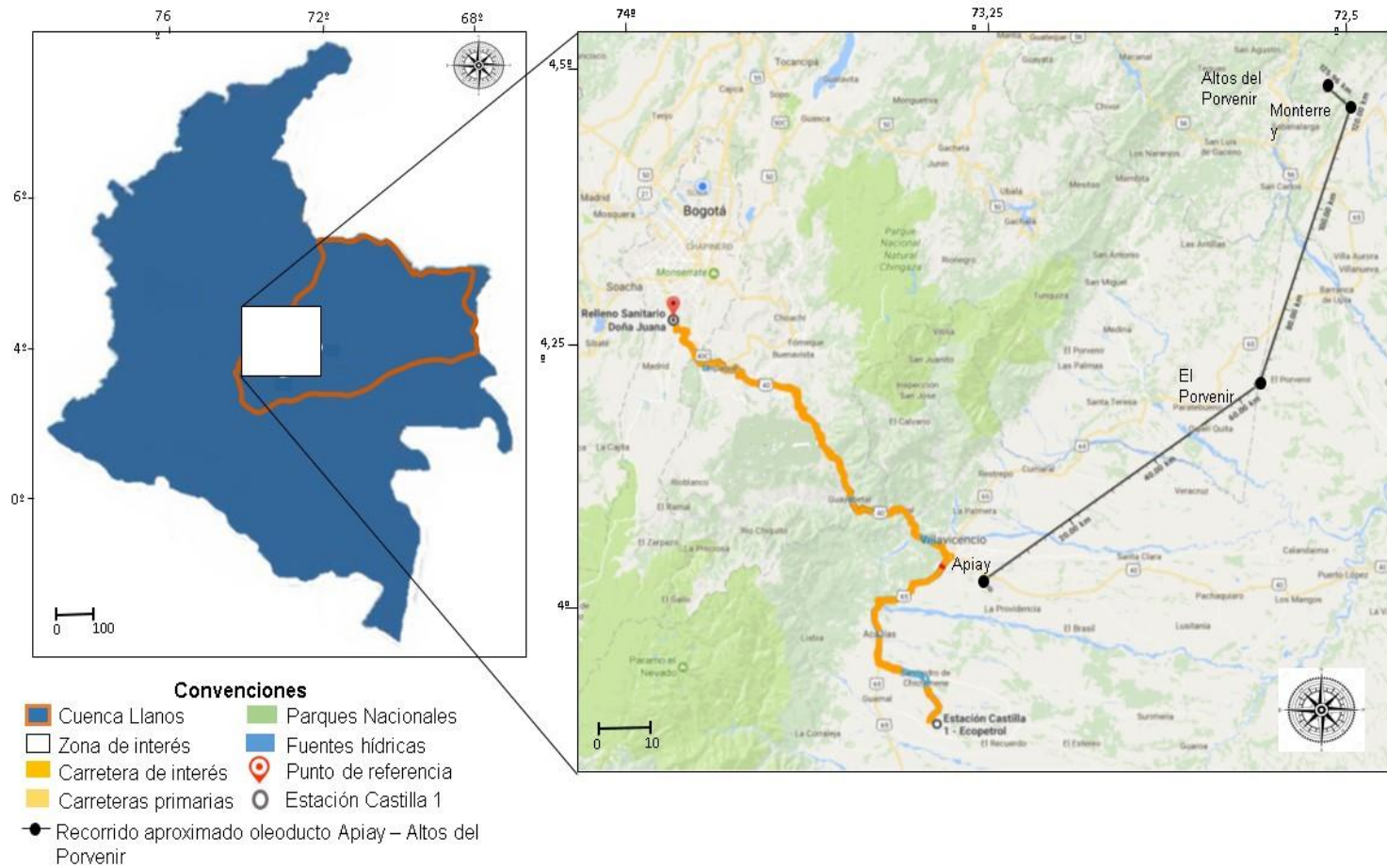
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Castilla está situado geográficamente en Colombia, en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el bloque LLA 37, departamento del Meta, en jurisdicción de los municipios Acacias y Castilla La Nueva y a 30 km de la ciudad de Villavicencio.

Para acceder al Campo, se puede hacer por vía aérea, desde el aeropuerto el Dorado en Bogotá, hasta el aeropuerto Vanguardia de la ciudad de Villavicencio, estando allí, se toma la ruta nacional 65 hacia el sur-este y se realiza un recorrido de 30 km arribando al municipio de Acacias; siguiendo la misma ruta nacional 65, se toma la vía Chichimene dirección Nor-este durante 26 km más hasta la Estación Castilla uno de ECOPETROL.

Por vía terrestre desde la ciudad de Bogotá, se puede partir del relleno sanitario Doña Juana por un trayecto de aproximadamente 100 km por la ruta nacional 40 en dirección sur-este hasta la ciudad de Villavicencio; de ahí en adelante, se sigue la ruta de acceso terrestre mencionada anteriormente. La **Figura 1** presenta la localización geográfica del Campo Castilla.

Figura 1. Localización geográfica Campo Castilla.



Fuente: CÁMARA COLOMBIANA. DE LA INFRAESTRUCTURA. Mapa interactivo vías para la equidad 2016. Disponible en: <http://www.cciantioquia.com/noticias-cci-antioquia/articulos/v%C3%ADas-para-la-equidad.html>. Modificado por autor.

1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

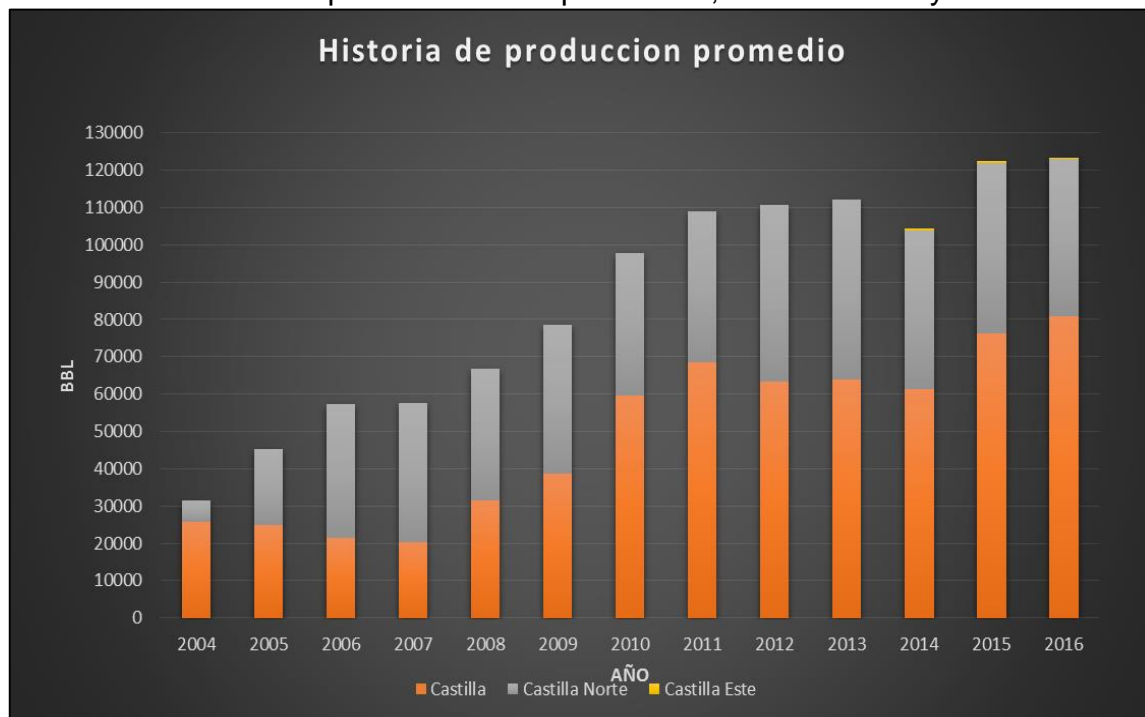
Para el Campo Castilla, inicia realmente producción comercial hasta el año 1972, con una extracción limitada de 20 barriles de Crudo por día.

Desde el año 1976 hasta el año 2000; fecha de finalización del contrato de asociación Cubarral, se extrajeron 94 millones de barriles con un porcentaje de recobro del cuatro por ciento, a una tasa promedio de 20.000 BPD; desde entonces Ecopetrol controla el 100% de la operación de los Campos. En 2004, fueron perforados 12 pozos adicionales lo que generó el aumento de la producción promedio mensual a 31.563 bpd y para diciembre de 2005, Ecopetrol reportó una producción de 45.143 bpd con un corte de agua de 63%; aumentando su producción y aportando aproximadamente el 67,62% del total de la producción nacional.

Para 2009, Ecopetrol se propone como objetivo, alcanzar un mínimo de producción promedio mensual de 100.000 bpd el cual, no fue alcanzado sino hasta el año 2011 con una producción promedio mensual de 108.842 bpd. En el año 2014 se extrajeron en promedio 104.398 bpd y para el año 2015, Campo Castilla alcanzo su máximo nivel de producción promedio con 125.538 barriles de petróleo por día. En diciembre de 2016, Ecopetrol reportó una producción de 123.223 bpd. Se estima que la reserva es de 2.600 millones de barriles de Crudo pesado de 18°API, manteniendo la producción actual, se proyecta una reserva dada para aproximadamente de 59 años. Adicionalmente, Campo Castilla, se posiciona a nivel nacional como el mayor productor de Crudo con un aporte del 12% de la producción nacional y un 21% de la producción directa de Ecopetrol S.A.

La **Gráfica 1** muestra el histórico de la producción reportada en el periodo de tiempo comprendido desde el año 2004 hasta diciembre del año 2016 para los Campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este.

Gráfica 1. Historia de producción Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este.



Fuente: ACP. Publicaciones e informes estadísticos petroleros. Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informeestadistico-petrolero-iep>

1.3.1 Método de producción. De acuerdo a la formación de donde provenga el Crudo, Campo Castilla cuenta con un acuífero activo de gran tamaño en la Formación Une ofreciendo como ventaja para la explotación, la alta temperatura de yacimiento y mantenimiento de la presión estática. La Formación Gachetá cuenta con sistema de producción natural de solución de gas; sin embargo el yacimiento no posee energía suficiente para levantar los fluidos hasta superficie, para resolver este inconveniente, todos los pozos cuentan con producción secundaria de levantamiento artificial. El 7% de los pozos cuentan con levantamiento mecánico y los demás llevan la producción a superficie mediante el uso de bombas electro-sumergibles.

1.3.2 Tiempo de producción. Desde el primer pozo perforado a la fecha, han transcurrido 42 años.

1.3.3 Número de pozos. Campo Castilla comprende 503 pozos, de los cuales 466 están declarados como pozos productores, 2 pozos son inyectores, 2 se encuentran en abandono y 33 pozos exploratorios.

1.4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

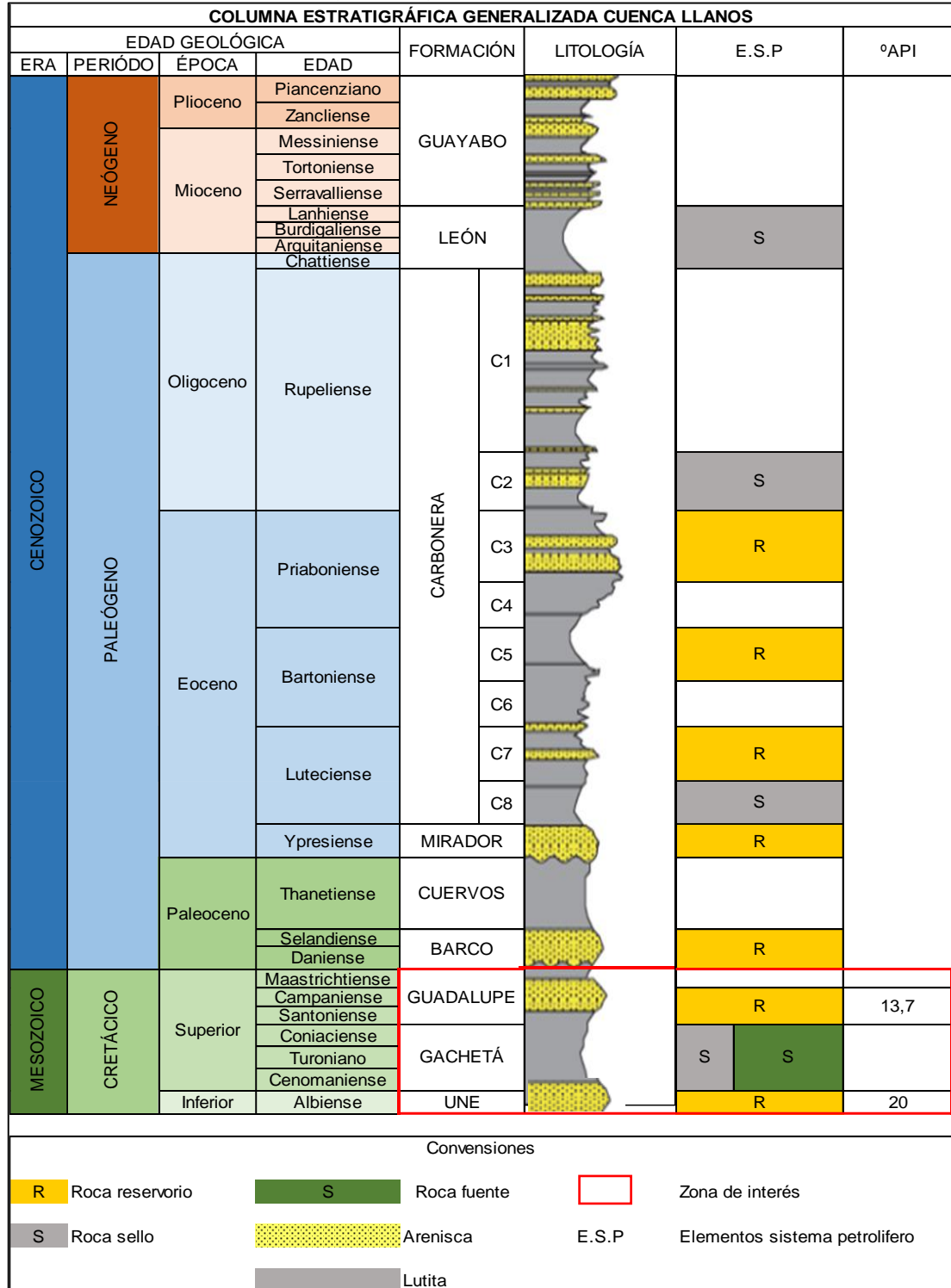
Actualmente el Campo Castilla produce de las areniscas de las Formaciones Une o unidad operacional K2 y Gachetá o unidad operacional K1. Para las arenas de la formación K1 se considera que el mecanismo de producción es gas en solución y se consideran comunicadas con el yacimiento. La formación Mirador no ha sido explotada y se mantiene como reserva para ser completada una vez se agoten las reservas de las Formaciones Une y Gachetá con reservas probadas desarrolladas remanentes de 101 MMBIs.

A continuación se presenta de forma general información asociada a los principales parámetros asociados a la producción de hidrocarburos del Campo Castilla.

1.4.1 Estratigrafía. El Campo Castilla hace parte de la Cuenca de los llanos en la cual se han atravesado unidades estratigráficas que van en edad geológica desde el paleozoico hasta el Cuaternario tal como se observa en la **Figura 2**, se muestran aquellas Formaciones que son de interés desde el punto de vista de la producción de hidrocarburo en el área, bien sea porque actúa como roca generadora, roca reservorio o roca sello.

A continuación, se describen las principales Formaciones de la Cuenca de los Llanos orientales y por tanto del Crudo que son relevantes para el objeto de este estudio. La principal roca generadora son las lutitas de la Formación Gachetá en el Cretáceo Tardío, sus rangos de TOC (Total Contenido Orgánico) se encuentran entre el 1% y el 3%, con Kerógeno tipo II y III y un espesor de 150 a 300 ft. La roca reservorio está compuesta por las arenas de las Formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador del Paleógeno; las Formaciones Une y Guadalupe presentan valores de porosidad aproximados al 19% y entre el 10,8 y 28% respectivamente. La roca sello la conforman las lutitas de la Formación León y las unidades C-2, C-4, C-6 y C8.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca Llanos.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre de 2012, p 47.

1.4.2 Formación Une. Incluye predominantemente areniscas ricas en cuarzo, los entornos de deposición son canales fluviales en la base de canales estuarios o depósitos de bahías y depósitos de estanques marinos en la parte superior de la unidad (Fajardo et al., 2000). Esta Formación consiste en grano medio a grueso, a areniscas de cuarzo mal clasificadas y moderadamente compactas, representa un excelente depósito incluso a grandes profundidades de enterramiento.

Los valores de porosidad estimados a partir de análisis petrográficos varían entre 8,8% y el 25,6% cerca del río Meta. El espesor de la formación varía en dirección noroeste, con un valor de cero en el límite de erosión, 50 a 350 ft en el Meta, 300 a 600 ft en Arauca y llega hasta los 650 ft en el Piedemonte Llanero. Para esta formación se han identificado estructuras sedimentarias tales como estratificación cruzada, gradación normal, laminación plano paralela, ondulada y lenticular. La Formación suprayace con un contacto discordante un basamento ígneo metamórfico del triásico e infrayace con la Formación Gachetá con un contacto discordante.

La secuencia cretácica ha recibido, operacionalmente varias denominaciones: en el área del Meta se denomina K2 a la unidad de areniscas correspondientes a la Formación Une

1.4.3 Formación Gachetá. Aunque estas rocas no han sido estudiadas en detalle, son petrográficamente similares a las areniscas de las Formaciones Une y Guadalupe. Las areniscas están limpias de arcilla, pero comúnmente contienen glauconita y cemento de calcita. Su espesor en la zona de Apiay es de 560 ft, fue depositada durante la máxima incursión del mar cretáceo. En el Campo, los valores de porosidad se encuentran entre el 10% y el 20%, (Ecopetrol y Beicip, 1995). El espesor aumenta hacia el noroccidente con un valor máximo de 600 ft en el sector suroccidental de la Cuenca.* La Formación suprayace de la Formación Une con un contacto concordante e infrayace de la Formación Guadalupe.

1.4.4 Formación Guadalupe. Según BÜRGL (1961) pertenece al Cretácico Superior, desde la parte superior del Coniaciano hasta el Maestrichtiano. Incluye areniscas estuarino mareales y lutitas; las areniscas son redondeadas, predominantemente de grano medio, granos de cuarzo con una selección entre moderada y buena; de acuerdo con la clasificación de Folk (1980) son cuarzo-arenitas. El espesor de esta formación aumenta hacia el Piedemonte, con valores de cero en las cercanías del escudo Guyanés y valores de más de 600 ft en el Piedemonte. 24 Los ambientes deposicionales son canales estuarinos, influenciados por canales marinos y barras. La Formación suprayace la Formación Gachetá e infrayace con un contacto discordante la Formación Barco.

1.5 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LAS FORMACIONES DE PRODUCCIÓN

Dependiendo de la formación de donde provenga el Crudo, este posee características físicas diferentes, la **Tabla 1** proporciona las características principales de las Formaciones de producción del Campo Castilla.

Tabla 1. Características físicas de las Formaciones K1 y K2 del Campo Castilla.

Formación	K1	K2
Características	Guadalupe	Une
Compresibilidad (1/psi)	5,8x10e-6	5,8x10e-6
Condiciones de Viscosidad en Reservorio (cP)	2.6	0.973
Densidad del aceite a Pb [G/cm ³]	0.6592	0.683
Espesor neto petrolífero (ft)	30 – 60	200
Factor de recobro	16	40
Factor volumétrico (BY/BN)	1,09	1,32
Fracturas Naturales	No	Si
Gravedad API	13,7	20
Gravedad Especifica del Gas	0,906	0.906
Índice de productividad (BFPD)	0,1 – 3,5	5
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución	Acuífero Activo
OOIP (MMMbbl)	68	190
Permeabilidad (md)	50 - 400	90 – 900
Porosidad (%)	12 - 14	14
Presión Actual Promedio (psi)	2691	2691
Presión de Burbuja (psia)	1398	2501
Presión Original del Yacimiento (psia)	4400	4500
Profundidad (ft)	6300	6600
Relación Gas– Aceite [PCN/B]	271.83	937.5
Reservas OOIP MBP	2600	2600
Resistencia Tensión Promedio (psi)	800	1500 – 2500
Riesgo de Inestabilidad	Moderado	Bajo
Saturación de Agua Inicial (%)	20 – 25	20 – 25
Temperatura de Reservorio (F)	242	235
Tipo de Crudo	Aceite Negro	Aceite Negro
Volumen de arcilla	15 – 25	15 – 25

2. MARCO TEÓRICO

Técnicamente, el petróleo es una mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas elevadas, conforme al artículo 1º del Código de Petróleos, que exista en fase líquida en yacimientos naturales subterráneos y que permanece líquida a presión atmosférica después de pasar por las instalaciones de separación de superficie. El petróleo, en su estado natural se denomina Crudo, es una sustancia compleja y de composición química variable, está compuesto principalmente por una mezcla de hidrocarburos y algunos compuestos orgánicos de oxígeno, azufre y nitrógeno. Puede encontrarse en la naturaleza en estados sólido, líquido o gaseoso, su consistencia puede variar desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye como el bitumen.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Una forma general de clasificar los hidrocarburos es por el tipo de estos mismos, contenidos en los yacimientos; así pues, existen tres grandes ramas; yacimientos de bitumen, yacimientos de aceite y gas asociado y los yacimientos de gas no asociado; estos dos últimos, desprenden ramas adicionales para cada una, subsaturados y saturados para la primera rama y gas húmedo, gas seco y gas condensado para la última. También es común encontrar clasificaciones a partir del diagrama de fases y de los mecanismos de producción. El petróleo es clasificado principalmente según los grados API; base de este estudio, los cuales están estrechamente ligados con la densidad y la viscosidad particulares a una temperatura dada, sin embargo, existen muchas otras clasificaciones dependiendo por ejemplo del contenido de agua, inflamabilidad, evaporabilidad, contenido de impurezas (azufre, vanadio, níquel) y curva de destilación (rendimiento de productos en destilación primaria), entre otros.

2.1.1 Gravedad API (American Petroleum Institute). El grado API es una medida práctica adimensional que no tiene en cuenta la composición del Crudo y se toma como referencia para catalogar y establecer el precio del Crudo considerando factores que determinan su capacidad para la extracción, transporte y refinación. Se refiere a la densidad del petróleo; que proporciona los valores de la masa que se encuentran en una unidad de volumen de una muestra, con relación a la densidad del agua y, debido a que estas variables dependen estrictamente de la temperatura de medición, se toma como referencia la temperatura de 60 °F. La **Ecuación 1**, es usada para el cálculo.

Ecuación 1. Grados API.

$$API = \frac{141,5}{GE@60 F} - 131,5$$

Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Correlaciones Numéricas PVT. Disponible en: <https://es.slideshare.net/rociocolquefuentes/correlaciones-pvt-carlos-banzer-31078890/134?smtNoRedir=1>.

Dónde:

- API: Grados API.
- GE: Gravedad específica del Crudo corregida a 60 °F.

Según la gravedad °API el Crudo se clasifica según la **Tabla 2** en:

Tabla 2. Clasificación de los Crudos según su gravedad API.

Crudo	Escala API	Densidad
Ligero	30 – 40 ⁰	0.87 – 0.83 gr/cm ³
Mediano	22 – 29.9 ⁰	0.92 – 0.87 gr/cm ³
Pesado	10 – 21.9 ⁰	1.0 – 0.92 gr/cm ³
Extra-Pesado	≤9.9 ⁰	≥1. 0 gr/cm ³

2.1.2 Gravedad específica del petróleo (GE). Se define como la razón de la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura. Ver **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Gravedad específica del petróleo.

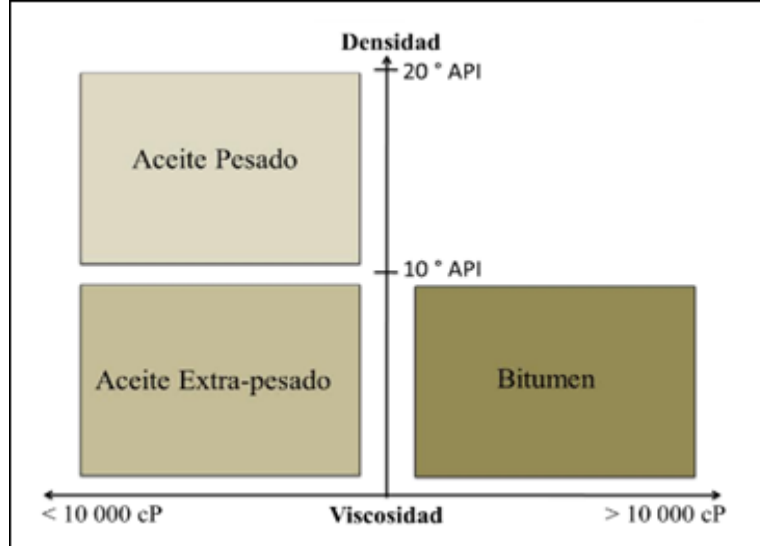
$$GE = \frac{\rho_m@60 F}{\rho_w@60 F}$$

Dónde:

- ρ_o : Densidad de la muestra a 60 °F – 1 atmósfera.
- ρ_w : Densidad del agua a 60 °F – 1 atm. (999,112 kg/m³).

2.1.3 Densidad API. Es fundamentada en la gravedad API debido a que esta, hace una comparación con las propiedades del agua a 60 °F y la viscosidad del petróleo a esa misma condición. La **Figura 3** ilustra las categorías de los Crudos pesados de acuerdo a su densidad API.

Figura 3. Densidad API de los hidrocarburos pesados.



Fuente: SANIERE, A; HÉNAUT, I & ARGILLIER, J F. Pipeline transportation of heavy Oils a strategic economic and technological challenge. 2004. p. 56. Modificado por los autores.

2.1.4 Contenido de azufre. El petróleo es catalogado generalmente en dos formas según la cantidad de azufre que contiene. Es importante conocer el contenido de azufre en los procesos de refinación debido a que este, facilita los procesos, determina el rendimiento del petróleo como combustible y determina la corrosividad potencial presentes en las facilidades. El contenido de azufre provoca inconvenientes medioambientales si es emitido a la atmósfera y de corrosión acelerada si no es tratado antes del manejo por oleoductos.

- **Petróleo Dulce.** (*Sweet*) contenido de azufre menor al 0,5 (%w.t.). Este petróleo tiene mayor demanda debido a que, es la base para la obtención de derivados como la gasolina, la nafta y la bencina; en los procesos de refinación es necesario evitar la corrosividad.
- **Petróleo Acido.** (*Sour*) Es el petróleo más común a nivel mundial, el contenido de azufre es mayor al 0,5 (%w.t.). Demanda más recursos económicos en cuanto a su refinación comparada con el petróleo dulce; por tal razón, es utilizado para la producción de derivados como polímeros, aceites y parafinas.

2.1.5 Composición química. Dada la tetra valencia del átomo de carbono y la mono valencia del átomo de hidrógeno los petróleos pueden ser clasificados según dos reglas generales: adición de átomos de carbono en cadenas o ciclos, con saturación o no.

2.1.5.1 Hidrocarburos Alifáticos o Parafínicos. El componente principal es la parafina, en general, son Crudos livianos y de color claro. Estos proporcionan una

mayor cantidad de nafta y lubricantes en comparación con los demás tipos de petróleo en el proceso de refinación; por lo general rinden buena cantidad de gasolina primaria de bajo octanaje. Además; sus propiedades de protección y lubricación amplía la gama comercial para la fabricación de parafinas en velas, crayones, chicles, recubrimientos para alimentos, papel, textiles y productos cosméticos gracias a sus propiedades de protección y lubricación. Se caracterizan porque su composición varía entre el 70% y 80% de hidrocarburos parafínicos, saturados de cadena lineal o ramificada, pero nunca cíclica. Se identifican por su baja densidad, elevado índice de viscosidad, baja volatilidad y elevado punto de anilina. Uno de los mayores problemas para el transporte de Crudo parafínico es el aumento de energía necesario para vencer la fricción (esfuerzo de fluencia) debido a la precipitación y deposición de los contenidos parafínicos del Crudo que provoca la disminución en el diámetro efectivo del oleoducto, las tuberías y los equipos comprometidos en la operación.

- **Saturados parafínicos.** Metano, etano, propano, n-butano, n-pentano, las moléculas parafínicas de peso molecular superior constituyen la parafina.
- **No saturados olefínicos.** Etileno, propeno, propileno, butadienos, acetilénicos.

2.1.5.2 Hidrocarburos cíclicos o nafténicos. Son isómeros de los hidrocarburos Olefínicos poseen entre 70% y 80% de hidrocarburos nafténicos, es decir, saturados con cadenas cíclicas o poli cíclicas muy complejas, se caracterizan por su bajo punto de congelación natural, bajo punto de volatilidad, poder disolvente elevado (buena miscibilidad con Crudos parafínicos), bajo índice de viscosidad y bajo contenido de azufre.

- **Saturados nafténicos.** Ciclopropano, ciclobutano, ciclopentano, ciclohexano.
- **No saturados nafténicos.** Ciclohexeno, ciclohexadieno, bencénicos o aromáticos.

2.1.5.3 Hidrocarburos Aromáticos. Sus moléculas están formadas por una o más estructuras de anillo estables, tienen entre un 70% y un 80% de hidrocarburos aromáticos no saturados con una o varias cadenas laterales; se caracterizan por emulsionar fácilmente con el agua, densidad elevada y un índice de viscosidad muy bajo; un ejemplo típico son los Crudos de Borneo y Sumatra.

2.1.5.4 Hidrocarburos mixtos. La sustitución de un Hidrógeno por una cadena recta en un núcleo bencénico da como resultado un hidrocarburo mixto que es llamado alquil-aril. Las combinaciones por sustitución pueden ser infinitas relativamente complejas. Estas moléculas son muy abundantes en petróleos Crudos que constituyen las fracciones pesadas como el gasoil y el fueloil.

2.1.5.5 Hidrocarburos asfálticos. Son aromáticos de alto peso molecular, de aspecto negro, son insolubles en n-alcános tales como el n-pentano o el n-heptano, pero solubles en tolueno.

2.1.6 Contenido de agua. Es importante determinar el contenido de agua de un Crudo debido a que su presencia puede formar emulsiones por cambios de presión, temperatura, tipo de flujo, entre otros factores; para su determinación por destilación se usa el equipo Dean & Stark, el cual se expresa en porcentaje y es descrito en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Contenido de agua.

$$\%W = \frac{V_t}{V_o} \times 100$$

Fuente: LEVINE, Ira N, Físicoquímica. Vol. 1, 5ta Edición. 2011.

Dónde:

- %W: Contenido de Agua.
- V_t : Volumen total de agua en la trampa (ml).
- V_o : Volumen de la muestra. (ml).

2.1.7 Salinidad del Crudo. Uno de los fines de determinar la salinidad del Crudo se debe a que generalmente las refinerías y los oleoductos no admiten contenidos de sal por encima de las 10 lb por cada 1000 barriles, debido a la acción corrosiva de esta. La **Ecuación 4** propone un método matemático para tal fin.

Ecuación 4. Salinidad del Crudo.

$$\text{Salinidad} = \frac{(\text{ml})\text{AgNO}_3 \times \text{p.e. NaCl} \times 42 \frac{(\text{gal})}{(\text{Bbl})} \times 3,785 \frac{(\text{L})}{(\text{gal})} \times 1000 \text{ Bbl} \times (\text{ml})\text{H}_2\text{O}}{(\text{ml})\text{sln acuosa} \times 456,3 \frac{(\text{gt})}{(\text{lb})} \times (\text{ml})\text{crudo}}$$

Fuente: LEVINE, Ira N, Físicoquímica. Vol. 1, 5ta Edición. 2011.

Dónde:

- Salinidad: (lb sal/1000 Bbl).
- N: Normalidad.
- p.e. NaCl: Peso equivalente NaCl (58,48 g/eq).

2.1.8 Flash point y fire point. Los puntos de chispa y encendido deben ser conocidos debido a que son importantes en la determinación de la temperatura

máxima de operación en el oleoducto para evitar incidentes. Se determinan gracias al método de copa abierta Cleveland, mediante lectura directa y corrección y corregidos a presión atmosférica con el uso de la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Corrección flash point y fire point a presión atmosférica.

$$\text{Flash Point, Fire Point corregido} = C + 0,033 \times (760 - P)$$

Fuente: LEVINE, Ira N, Físicoquímica. Vol. 1, 5ta Edición. 2011.

Dónde:

- C: Fire Point, Flash Point observado °C.
- P: Presión barométrica ambiental (mmHg).
- Presión atmosférica nivel del mar = 760 (mmHg) = 101,325 (kPa) = 1 (atm).
- Presión atmosférica Bogotá = 560 (mmHg) = 74,66053 (kPa) = 0,73684 (atm).

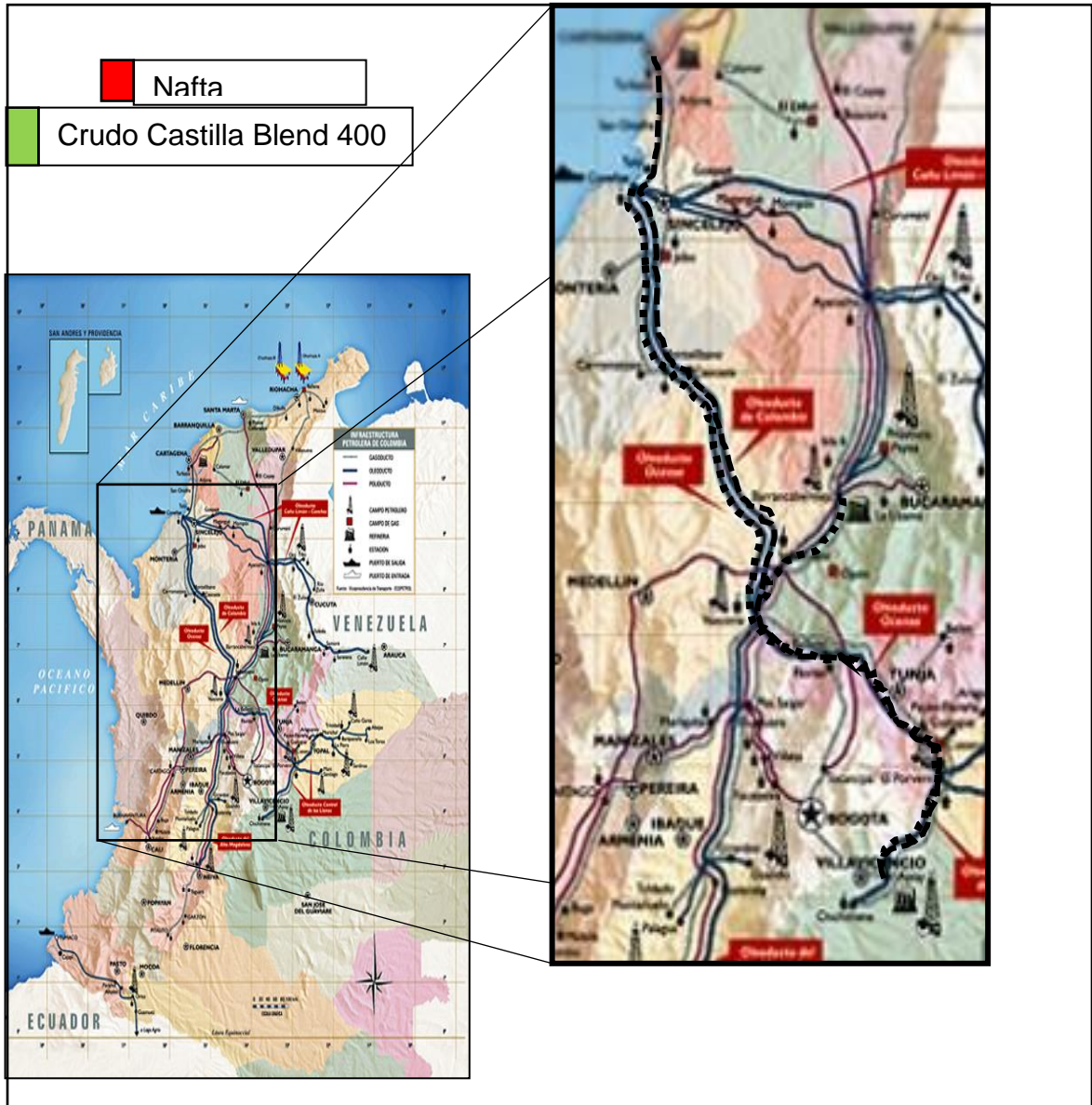
3. GENERALIDADES EN LOS PROCESOS DE DILUCIÓN CON NAFTA UTILIZADO ACTUALMENTE EN COLOMBIA

Este capítulo pretende conceptualizar algunos de los procesos utilizados para el transporte de Crudos pesados, y realiza una profundización en el método de dilución con nafta utilizado en Colombia. Por otra parte, realiza una descripción de la ruta de evacuación actual del Crudo Castilla a través de los oleoductos y las estaciones que debe seguir para su aprovechamiento comercial después de ser diluido con nafta.

3.1 DEFINICIÓN DE LOS PROCESOS CON NAFTA

Las practicas más comunes para el transporte de Crudos pesados de procedencia asfáltica a nivel mundial, es el uso de solventes no polares que permiten disgregación de las moléculas presentes y, la mezcla con hidrocarburos livianos que reducen la viscosidad final a una temperatura de operación dada. Debido a la escasez de Crudos livianos cercanos al Campo Castilla; en la actualidad, la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL) usa como solvente principal la nafta para la movilización del Crudo Castilla. El Crudo proviene de la Cuenca Llanos desde el oriente del país y es dirigido hacia el puerto de exportación Coveñas ubicado en la costa atlántica para ser comercializado con el nombre de Crudo Castilla Blend 400 cSt. La Figura 8, muestra el recorrido que debe realizar tanto la nafta como el Crudo, lo que repercute en costos y gastos adicionales para la compañía. La **Figura 4**, muestra el recorrido por los diferentes oleoductos y poliductos que deben ser contratados para el transporte de la nafta y el Crudo Castilla Blend 400 cSt.

Figura 4. Oleoductos y poliductos para el transporte de la nafta y el Crudo Castilla Blend 400 cSt.



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=34&conID=38257>. Modificado por el Autor.

3.1.1 Dilución. La dilución es un procedimiento que se sigue para preparar una disolución menos concentrada a partir de una más concentrada y consiste simplemente en añadir más solvente. Es una mezcla homogénea, uniforme, estable, formada por dos o más sustancias denominadas componentes, la sustancia presente en mayor cantidad suele recibir el nombre de soluto, y la de menor cantidad se le llama solvente; el disolvente puede ser un gas, un líquido o un sólido.

El Crudo pesado suele combinarse con una fracción de Crudos livianos como diluyentes, el keroseno o la nafta virgen son las opciones más comunes; sin embargo, este procedimiento depende de factores como la disponibilidad in situ del diluyente, si no se cuenta con este, es necesario transportarlo desde la fuente para mezclarlo y repercute en la necesidad de contar con sistemas de inyección, recuperación y reciclo.

3.1.1.1 Proceso de dilución con nafta virgen. La nafta es un refinado de petróleo, de carácter no polar; en Colombia está destinado por Ecopetrol generalmente al uso como diluyente o adelgazante. Se constituye como una alternativa para el transporte de Crudo pesado mediante el uso de oleoductos gracias a su alto grado API y a la gran capacidad de compatibilidad con los asfaltenos. El propósito principal es reducir la viscosidad original del Crudo. La relación existente entre la viscosidad resultante del Crudo diluido y la fracción en volumen del disolvente es de forma exponencial por lo cual resulta muy eficiente de modo que; disminuye drásticamente la viscosidad del Crudo y permite su transportabilidad con parámetros ajustados según factores comunes a la construcción del oleoducto disponible.

El proceso de dilución del Crudo Castilla con nafta virgen inicia con la compra e importación de este último, es transportada por medio de cargueros hasta el puerto de Pozos Colorados donde es almacenada en tanques para su posterior despacho y transporte a través del Poliducto Andino hasta la Estación Galán. Consecutivamente es despachado hasta la Estación Apiay donde es almacenada y puesta a disposición, para ser mezclada con el Crudo Castilla y otros Crudos pesados producidos en los Campos de la región provenientes de las estaciones Castilla 1, Castilla 2 y Castilla 3.

Existen dos mezclas comercializadas por ECOPETROL en la actualidad, la primera que es usada para el transporte en carro tanques del Crudo Castilla y es conocida con la referencia Castilla+Nafta 70 API, es una mezcla de 98,82% de Crudo Castilla puro y 4,18% de Nafta Diluyente 70 °API, proporciona un aumento del 16% en la gravedad API, respecto al Crudo Castilla puro y es reportada en 14,50 °API y 2,21 (%w.t.) de S (azufre), la viscosidad a 86 °F es 3178 (cSt). El contenido de asfaltenos es 7,6 (%w.t.)

La segunda mezcla es conocida con la referencia Crudo Castilla Blend 400 cSt, y hace referencia a la medida de su viscosidad a 86 °F, es un Crudo pesado con 17,86 °API y 2,20 (%w.t.) de S (azufre), el contenido de asfaltenos reportados es de 10 (%w.t.) además de otros metales pesados como hierro, Níquel y Vanadio.

3.1.2 Descripción y tipos de procesos utilizados en Colombia. Los Crudos pesados representan cerca de la mitad de las fuentes de Crudos en el mundo, históricamente su demanda ha sido baja gracias a las altas viscosidades y sus composiciones que generan retos importantes en la producción, transporte y

refinación de dichos Crudos. Por otra parte, Colombia posee grandes yacimientos de hidrocarburos no convencionales y es imperante la resolución del problema de transporte para el Crudo Castilla.

En la actualidad, existen diferentes tipos de procesos que han contribuido a superar las dificultades de movilidad de los Crudos pesados, entre los más utilizados pueden encontrarse el calentamiento, la dilución y el mejoramiento de la calidad; además existen técnicas en desarrollo como la emulsificación y flujo anular.

A continuación, se realiza una descripción general de los procesos.

3.1.2.1 Calentamiento. El aumento de la temperatura resulta en el decrecimiento drástico de la viscosidad del Crudo. Sin embargo, su aplicabilidad se ve afectada por la demanda de recursos económicos adicionales debido al consumo energético resultante; según el Instituto Colombiano del Petróleo, es de alrededor del 15% del Crudo transportado; para mantener este porcentaje de consumo es necesario agregar a las líneas de transporte, instalaciones como estaciones de recalentamiento, aislantes o chaquetas térmicas que permiten mantener la temperatura a lo largo del trayecto. Además, genera costos adicionales de mantenimiento debido a las altas tasas de corrosión en las tuberías; para evitar gasificación, cavitación en las bombas y el deterioro prematuro de la tubería recubierta, existe un estándar empírico sobre el límite superior de temperatura para el Crudo que es usualmente de 200 °F.

3.1.2.2 Emulsificación. Al contar con dos líquidos inmiscibles, una emulsión es una combinación de estos a condiciones normales; para lograrlo, es necesario adicionar energía por medio de sistemas mecánicos que generan turbulencia. Respecto a la clasificación de emulsiones de producción de hidrocarburos se encuentran dos tipos principales dependiendo de la fase dispersa:

- **Emulsión directa:** La fase dispersa es el agua, es decir; pequeñas gotas de agua están dispersas en el Crudo, sin embargo, este tipo de emulsión presenta mayores viscosidades en comparación al Crudo solo.
- **Emulsión Inversa:** consiste en la dispersión de gotas de Crudo en el agua, es la más utilizada en el transporte de hidrocarburos por presentar una drástica reducción de la viscosidad.

La patente US20080261835A1, muestra la inyección de surfactantes en un líquido acuoso en cabeza de pozo para formar una Pseudo-emulsión entre el fluido inyectado y el Crudo pesado producido que resulta fácil romper en superficie sin el requerimiento de energía térmica o mecánica proveniente de fuentes externas. Los surfactantes utilizados pueden ser aniónicos, no iónicos, pertenecer al grupo de los fenoles, entre otros.

3.1.2.3 Flujo Anular. Consiste básicamente en la “lubricación” de la pared de la tubería mediante la adición de una película de agua para disminuir la fricción, este método es poco consistente debido a que el Crudo tiende a adherirse en la pared interna y causar taponamientos y bloqueos del flujo.

3.1.2.4 Mejoramiento. El mejoramiento del Crudo in situ corresponde a técnicas que utilizan el concepto de pre-refinación en boca de pozo, actualmente existen varios métodos que en general mejoran la composición del Crudo al retirar las fracciones pesadas tales como los metales o los asfaltenos, también puede incluirse dentro de estas investigaciones el uso de hidrotratadores, aditivos o plantas completas.

- La Patente US 20100056408 enseña la utilización de un aditivo que mejora las condiciones de flujo y reduce los requerimientos en consumo de potencia de las bombas y caídas de presión en las tuberías de transporte. Al inyectar el aditivo junto con el diluyente se obtiene una disminución en el consumo de este último hasta en un 3% comparado sin el uso del aditivo. El diluyente utilizado en un 10 a 30% vol. Puede ser un condensado, aceite Crudo liviano, nafta u otro tipo de hidrocarburo liviano.
- **Ecodesf®.** Tecnología desarrollada por el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) y patrocinada por la Empresa Colombiana de Petróleo, mejora la gravedad API debido a la extracción de los metales pesados y otros contaminantes, con una inversión de \$103 mil millones, terminó la construcción en Chichimene (Meta) de una planta piloto de des-asfaltado para el procesamiento de 200 Bbl/día los Crudos pesados y extra pesados producidos en la región para noviembre de 2015, Según proyecciones de la Empresa Colombiana de Petróleos dicho tratamiento podrá reducir en un 11% la utilización de nafta como diluyente y mejorará las condiciones de transporte del Crudo mediante el uso de oleoductos.

El **Cuadro 1** presenta un resumen de los inconvenientes de los métodos más comunes utilizados por la industria para el transporte de Crudos pesados teniendo en cuenta aspectos relevantes.

Cuadro 1. Principales inconvenientes de los métodos de transporte por oleoductos para Crudos pesados.

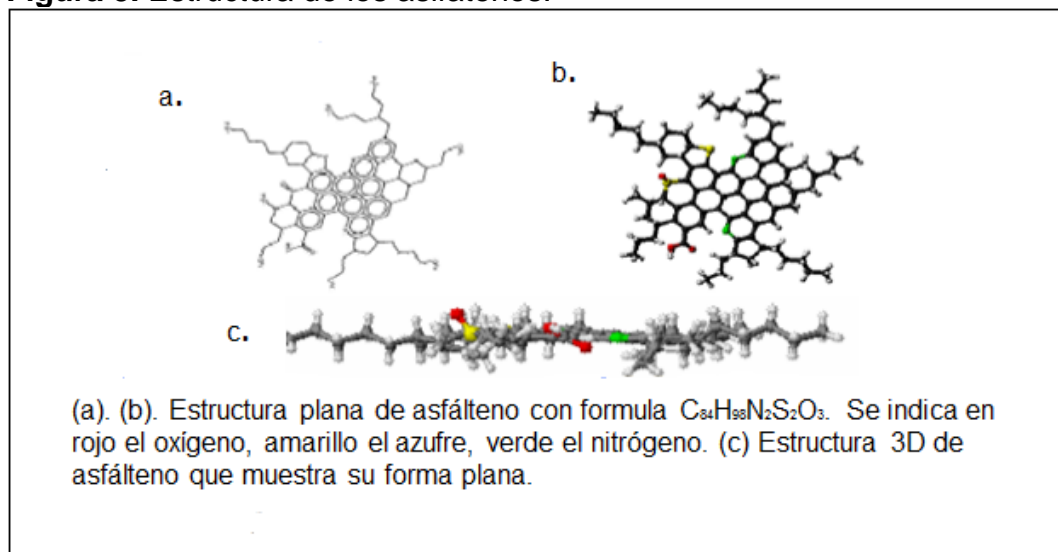
Aspectos	Calentamiento	Dilución	Mejoramiento	Emulsificación	Flujo Anular
Corrosión	Potencial	Ninguna	Ninguna	Potencial	Potencial
Inversiones Adicionales	Calentadores	Sistema Paralelo de diluyente	Refinería de Campo	Sistema de formación y rompimiento	Sistema de Aplicación
Problemas Ambientales	Emisiones	Ninguno	Ninguno	Separación y tratamiento de agua	Separación y tratamiento de agua
Complejidad Operativa	Media	Baja	Alta	Baja	Alta
Diámetro de la tubería requerido	Normal	Grande	Normal	Grande	Normal

4. DESCRIPCIÓN EN LOS PROCESOS CON NAFTA Y LÍNEAS DE FLUJO

4.1 DEFINICIÓN Y TIPOS DE ASFALTENOS PRESENTES EN EL CRUDO

Los asfaltenos son considerados como una fracción pesada no volátil y de punto de fusión no definido del petróleo que se halla dispersa en el Crudo, generalmente tienen un punto de ebullición por encima de los 500 °C. Físicamente son partículas sólidas, semicristalinas de color café o negro; en cuanto a su estructura química los asfaltenos consisten en un núcleo aromático condensado ligado a cadenas alquílicas y cicloalcanos que pueden contener heteroátomos que sustituyen a un átomo de carbono en un anillo bencénico, este puede ser nitrógeno el más comúnmente encontrado y que forma anillos aromáticos, oxígeno y azufre que forman puentes entre sí, generando estructuras cíclicas o lineales; o metales como el vanadio, níquel o hierro. El tamaño de su molécula se encuentra en un rango de 60 – 90 Armstrong, y el peso molecular está en el intervalo de 1000 a 5000 kg/kmol. La cantidad de asfaltenos presentes en el petróleo varía dependiendo de la fuente, la profundidad, gravedad API del Crudo y el contenido de azufre. En la **Figura 5** se presenta la estructura de los asfaltenos.

Figura 5. Estructura de los asfaltenos.



Fuente: NAVARRO LINA, ALVAREZ MARIO, GROSSO JORGE, NAVARRO URIEL, Separación y caracterización de resinas y asfaltenos provenientes del Crudo Castilla. Evaluación de su interacción molecular. Modificado por el autor.

4.1.1 Teorías sobre el comportamiento de los asfaltenos en el Crudo. Según los estudios existe la teoría molecular que considera que los asfaltenos están disueltos en el Crudo como las demás moléculas y la teoría coloidal considera que los asfaltenos están presentes en el Crudo formando una dispersión coloidal.

4.1.1.1 Teoría molecular. Considera a los asfáltenos como una fase líquida, pesada en equilibrio termodinámico con la fase de vapor y de líquido livianos del sistema. La cantidad de asfáltenos disueltos en el Crudo, el proceso de precipitación y redisolución en el mismo, es función de las condiciones termodinámicas del sistema las cuales pueden ser usadas para predecir el comportamiento de los asfáltenos en el petróleo líquido.

4.1.1.2 Teoría coloidal. Considera que los asfáltenos se encuentran suspendidos coloidalmente en el Crudo, debido a una capa estabilizante de resinas altamente polares que actúan como agentes peptizantes rodeando su superficie e impidiendo que los asfáltenos se unan entre sí y se precipiten.

4.1.2 Factores que producen la precipitación de asfáltenos. La precipitación de asfáltenos está dada principalmente por las alteraciones termodinámicas del sistema y no depende de la cantidad de moléculas presentes en la muestra, a continuación se describen las más importantes.

4.1.2.1 Temperatura. La capacidad de solubilización de los componentes del petróleo como los máltenos y las resinas está directamente ligada a la temperatura del sistema, al aumentar la temperatura de la formación, proporcionalmente aumenta la solubilidad de las resinas n-alcano generando la disminución de la solubilidad de los asfáltenos en el Crudo; por tanto, el balance termodinámico de las micelas resina-asfalteno se desestabiliza y se floclula, provocando la disminución de la solubilidad del Crudo.

4.1.2.2 Presión. Directamente ligada a la densidad del Crudo bajo condiciones isotérmicas, la presión varía a través del radio del yacimiento, la tubería de producción, las facilidades de superficie y la cara del pozo siendo esta última la más afectada por la despresurización; el efecto de la presión es más agudo cuando el petróleo es rico en fracciones livianas y se encuentra cerca al punto de burbuja promoviendo la expansión de los componentes n-alcanos provocando la disminución en el peso molar de estos y por ende disminuyendo sustancialmente la densidad del fluido y como consecuencia el decrecimiento de la solubilidad de los asfáltenos.

4.1.2.3 Factores Cinéticos. La disminución o aumento del flujo promueve alteraciones de presión, ocasionando que las micelas formadas por los asfáltenos y las resinas puedan romperse.

4.1.2.4 Factores de Segregación Gravitacional. Debido a que los asfáltenos son los componentes más pesados del Crudo, estos tienden a aglomerarse en el fondo de los tanques y las demás facilidades de superficie a través del tiempo.

4.1.2.5 Factores Químicos. El CO₂, el gas natural, los surfactantes, diluyentes, ácidos, bases, iones ferrosos e iones férricos presentes en los procesos de

inyección, tratamiento, estimulación, entre otros, inducen a la formación de flóculos de asfalteno.

4.1.2.6 Inyección de dióxido de carbono (CO₂). Debido a la disminución del pH produce una desestabilización del equilibrio de la solución, produciendo la formación de los flóculos.

4.1.2.7 Inyección de gases ricos. Los hidrocarburos livianos como el CO₂ y N₂ tienen una afinidad reducida con los asfáltenos.

4.1.2.8 Procesos de estimulación. El uso de alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona, glicol, o solventes duales a base de surfactantes (no poseen componentes aromáticos) aumenta la tendencia de floculación de los asfáltenos.

4.1.2.9 Factores Mecánicos. El uso de herramientas mecánicas aumenta los esfuerzos de cizalla, fuerzas de fricción y fuerzas de impacto de partículas generando una predisposición de los asfáltenos a flocularse.

4.1.2.10 Otros Factores. Los depósitos orgánicos dentro de las tuberías de producción y transporte además de la presencia de arcillas o minerales, limaduras de metal, sedimentos o gravas debido a las operaciones de perforación forman moléculas grandes que tiende a precipitarse más rápido en la solución.

4.1.3 Mecanismos de depositación de los asfáltenos.

4.1.3.1 Efecto de dispersión mixta. El grado de dispersión de los asfáltenos puede ser predicho conociendo la composición química del petróleo. La alteración del balance entre las moléculas polares y no polares y de las moléculas pesadas y livianas puede ser consecuencia de cambios físicos de temperatura, presión y composición.

4.1.3.2 Efecto coloidal. Los asfáltenos constituyen partículas sólidas de diferentes tamaños y estabilizados por las moléculas de resinas adsorbidas en la superficie de los asfáltenos que cuando se disuelven en la solución pueden ser sometidas a agregación y formar flóculos. Este modelo utiliza termodinámica macroscópica convencional y la ecuación de estado para llevar a cabo los cálculos de equilibrio liquido-vapor y establecer la fase líquida de la cual los asfáltenos se pueden flocular.

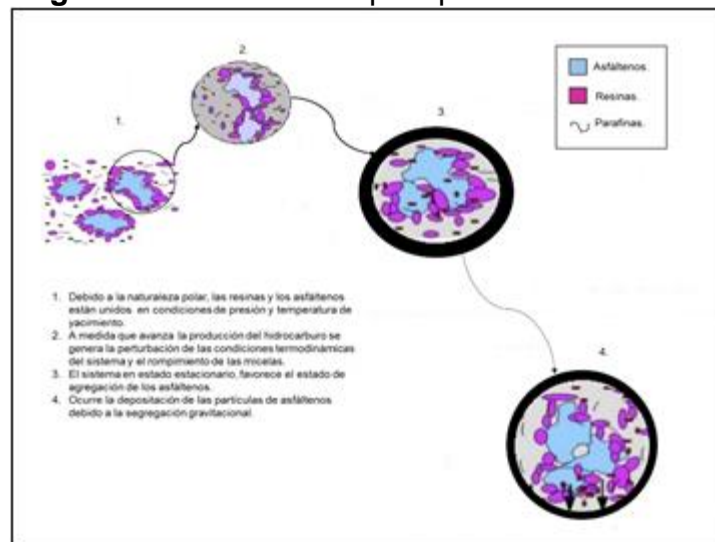
4.1.3.3 Efecto de agregación. Cuando la concentración de resinas presentes en el Crudo no es suficiente para formar una capa alrededor de los asfáltenos generan la precipitación de las moléculas pesadas debido a que por su naturaleza se adhieren entre sí. Este fenómeno se considera irreversible.

4.1.3.4 Efecto electrocinético. Consiste en la generación de un diferencial de potencial eléctrico gracias al movimiento de partículas cargadas. Esta diferencia causa un cambio en la distribución de las cargas y en las partículas coloidales.

4.1.4 Tratamientos y procesos para la disminución del daño ocasionado por asfáltenos. Se han desarrollado a través del tiempo modelos físicos que predicen la cantidad de asfáltenos que tiene lugar al principio de la precipitación y la cantidad de floculados que tienden a aparecer en el petróleo; se pueden dividir en dos teorías generales; el modelo termodinámico continuo y el modelo termodinámico coloidal.

Bajo condiciones iniciales del petróleo, los asfáltenos se encuentran dispersos en el Crudo debido a la presencia de resinas formando una estructura micela que provoca un alto grado de dispersión de las asfáltenos debido a la gran capacidad de solvencia de los compuestos nafténicos y aromáticos sobre los parafínicos en comparación con el petróleo liviano. En la **Figura 6** se observan los fenómenos por etapas de precipitación de asfáltenos.

Figura 6. Fenómeno de precipitación de asfáltenos.



Fuente: PADILLA GREY, Dina Luz & WATT OYOLA, Katherine Elena. Precipitación de asfáltenos: Técnicas de predicción y control. Disponible en: http://bibliotecadigital.usb.edu.co/bitstream/10819/2612/1/Precipitaci%C3%B3n%20de%20asfaltenos_Dina%20Padilla_USBCTG_2105.pdf. Modificado por los autores.

Existen estudios que sugieren que los asfáltenos no se precipitan por la cantidad presente en el Crudo sino más bien por la estabilidad asociada a las interacciones en el balance termodinámico que mantiene a los coloides en suspensión debido a los cambios propios de la producción. La precipitación de los asfáltenos ocurre en varias etapas durante el proceso de producción y transporte de hidrocarburos ricos en dichos compuestos. La aparición de estos compuestos en una fase insoluble es

el resultado de las alteraciones termodinámicas y operacionales del sistema que genera la desestabilización del material asfálticos y se manifiesta cuando las partículas de la misma naturaleza caen, rompen la emulsión, chocan y se floculan manteniéndose suspendidos en el Crudo. La etapa siguiente es la acumulación de los flóculos que conforman un agregado que puede permanecer suspendido y que es arrastrado por la corriente de flujo si la velocidad es alta, finalmente ocurre la depositación, cuando las condiciones son propicias para que los asfáltenos se precipiten y en los casos de transporte se adhieran al medio poroso de la tubería. El umbral de precipitación se define entonces, como la presión a la cual a una temperatura dada, se detecta la aparición del asfálteno precipitado que estaba en dispersión coloidal.

La naturaleza compleja de los asfáltenos no permite definirlos de manera precisa químicamente y dado a que los problemas operativos de las sustancias están asociados a la solubilidad de estos; es correcto definirlos a partir de este criterio.

Estos compuestos se separan de la mezcla original mediante la presencia de un solvente no polar como naftas, éter de petróleo, pentano, hexano, entre otros; además, son insolubles en gases como metano, etano y propano.

La deposición de los asfáltenos ocurre en el Crudo después del proceso de floculación, en consecuencia, estos depósitos actúan como pegamento adhiriéndose a las paredes del oleoducto, reduciendo sustancialmente el diámetro efectivo de las tuberías y generando una disminución importante en el área de flujo y caídas de presión indeseables. Además, estos depósitos también causan erosión y corrosión en el pozo, en las instalaciones de producción y durante el proceso de transporte del Crudo por oleoductos; la **Figura 7**, muestra las reducciones características del diámetro efectivo en presencia de asfáltenos adheridos a la superficie rugosa de la tubería. Este proceso puede ser evitado manteniendo las condiciones termodinámicas y de presión presentes en el yacimiento que resulta improbable en superficie.

Figura 7. Reducción del diámetro efectivo de la tubería causado por la deposición de asfáltenos.



Fuente: OIL PRODUCTION. Caracterización de asfáltenos. Disponible en: https://www.google.com.co/search?q=estructura+de+los+asfaltenos&rlz=1C1VFKB_enCO661CO661&espv=2&site=webhp&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwiz3-zdk47TAhXEO SYKHVoaAt4Q_AUIBigB&biw=944&bih=898#imgrc=46rK-xAPc9NLjM.

La precipitación de las moléculas de alto peso molecular, altera el equilibrio molecular del Crudo; no obstante, este proceso se considera reversible debido a que las moléculas de los asfáltenos tienden a estabilizarse; dicha estabilidad puede alterarse bajo ciertas condiciones de presión y temperatura por la adición de solventes a causa de la naturaleza polar de los asfáltenos que tienden a separarse del Crudo formando una fase líquida esencialmente compuesta por asfáltenos y otra formada por la combinación de asfáltenos pero con un porcentaje mayor de solvente.

Dependiendo del tipo de daño, existen métodos que ayudan a mitigar los problemas asociados por la presencia de asfáltenos en las líneas de transporte, pueden encontrarse en el mercado diferentes soluciones que en cualquier caso resultan particulares para cada caso e invariablemente costosas; estos métodos pueden ser divididos en dos grupos: Preventivos y Correctivos; a continuación, son descritos algunos.

4.1.4.1 Métodos Correctivos. Son los efectuados después de la aparición de los problemas que causan la depositación de asfáltenos.

➤ **Mecánicos.**

- ✓ **Raspado.** En la actualidad, existen herramientas de cuchillas giratorias con diámetro variable que se ajusta al diámetro interno de la tubería, su

funcionamiento se basa en la activación de un rotor mediante el uso de energía eléctrica que recorre un trayecto de la línea desprendiendo los depósitos de materia orgánica incrustados. Su limitación se debe específicamente a la longitud del cable de transmisión.

- ✓ **Guaya Fina.** Resulta particularmente lento y costoso si la acumulación de asfáltenos es larga y dura.
- ✓ **Coiled Tubing.** El taponamiento es removido con hidráulica, pero las limitaciones por presión pueden hacer de la limpieza un método difícil. Otro método es aplicar presión a través del taponamiento para desalojar los depósitos.
- ✓ **Métodos químicos.** Mediante el uso de solventes, aditivos o químicos comerciales como tolueno, xileno, piridina o disulfuro de carbono puede realizarse la remoción de los depósitos de asfáltenos, sin embargo, debido a sus consideraciones de seguridad y las condiciones de manejo como puntos de inflamación bajos, pueden también crear problemas de corrosión.

4.1.4.2 Métodos Preventivos.

- **Manipulación de presión, temperatura y tasa de flujo.** Estos tres factores si no son controlados, ayudan a la precipitación de los asfáltenos en las tuberías de flujo, controlarlos sabiendo sus valores y las características del Crudo pueden ser un método económico para evitar los depósitos.
- **Aditivos Resinosos.** Este método no ha sido muy común, pues es necesario realizar preparativos para que la aplicación sea exitosa.

4.2 GENERALIDADES DE LOS OLEODUCTOS

Se denomina Oleoducto a los sistemas de tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte de petróleo o sus derivados a grandes distancias. Se construyen con tubos generalmente de acero o plástico de entre 30 y 120 centímetros sobre la superficie, sin embargo, pueden también ser enterrados a una profundidad generalmente de 1 metro en áreas de alto impacto ambiental.

La velocidad del fluido opera habitualmente en rangos de 1 a 6 m/s y pueden transportarse dos o más productos distintos sin necesidad de realizar separaciones físicas, creando una mezcla llamada interfaz la cual debe ser separada posteriormente en las estaciones de recibo para evitar la contaminación.

En una red de oleoductos el petróleo circula por el interior de la conducción gracias al impulso que proporcionan las bombas centrifugas dispuestas en serie o

paralelo o en combinación serie-paralelo apropiadas para el manejo de grandes volúmenes, las estaciones de bombeo están separadas regularmente 50 Km. y su número y potencia son evaluadas en función del volumen a transportar, las características físicas de la tubería y las propiedades físicas del fluido, además de los obstáculos geográficos a sortear.

4.2.1 Ruta de evacuación del Crudo Castilla. El Crudo de los llanos es transportado mediante la tubería de varios oleoductos entre los cuales pueden ser destacados.

4.2.1.1 Oleoducto Castilla – Apiay. Se extiende por 43,6 Km entre la estación de transferencia Castilla (ETC) y la estación de Apiay. La función de Oleoducto Apiay – El Porvenir es el transporte de los Crudos almacenados y bombeados desde la Planta Apiay hasta la Planta El Porvenir a través de un ducto en tubería de 20” de 120.193 Km de longitud hasta la Planta Monterrey, el cual después continúa 5,96 Km hasta la Planta Altos del Porvenir donde sujetos a la capacidad de almacenamiento continúan 848 m hasta llegar a la planta El Porvenir.

4.2.1.2 Estación Castilla 1. En la **Figura 8** puede visualizarse que la Estación Castilla 1 posee un manifold que posee la (de entrada con capacidad de redireccionamiento según el caso; que tiene cuatro Cabezales de 6” que distribuyen el Crudo proveniente de las Bombas P-101 y P-102 hacia el tanque de prueba y a dos Tanques de almacenamiento con capacidad de 10000 Bbl y uno de 8” que reparte el Crudo tratado proveniente de la Estación Castilla 2 hacia los Tanques de almacenamiento. Están dispuestos para recoger y enviar el Crudo proveniente de los pozos hacia los pre calentadores E-104^a Y E-104B para permitir una separación de Crudo y agua más eficiente, después de este proceso el fluido es enviado hacia tanques de surgencia TK-105 y TK-106 con capacidad de 2.000 bpd cada uno para realizar una separación primaria. Mediante el uso de bombas de desplazamiento positivo el fluido es enviado a un calentador para mejorar la separación de las fases del fluido y por último es enviado a los tanques de lavado TK-104; luego es dispuesto en carro tanques que transportan el Crudo hacia la Estación Chichimene junto con el Crudo producido en la Estación Castilla 2.

Figura 8. Manifold Estación Castilla 1.



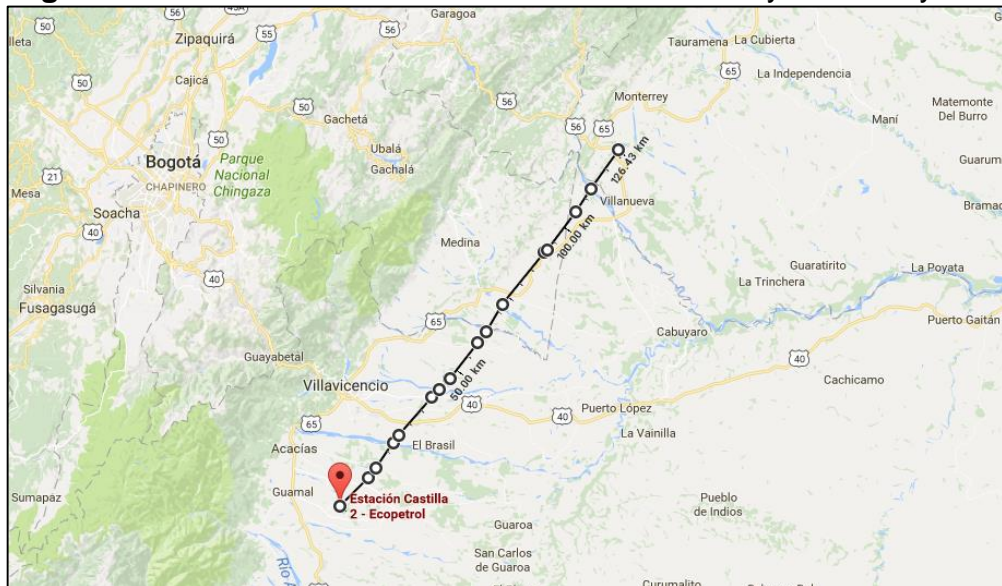
Fuente: HERRERA, Fredy. Balance de masa de los Campos de la gerencia Llanos Ecopetrol. Disponible en: <http://es.slideshare.net/roadrunner/balance-de-masas-llanos>. 2004. p. 21.

4.2.1.3 Estación de Bombeo Apiay EBA. Llegan los Crudos provenientes de los Campos Apiay, Suria-Reforma, Chichimene, Valdivia y Castilla. Cuenta con 4 bombas principales de las cuales 3 manejan 1100 Bbl/h, hasta una máxima presión de despacho de 1800 psi. La Estación recibe alrededor de 50000 Bbl/día y requiere de aproximadamente 15 horas de bombeo para no acumular inventarios. Las limitaciones del bombeo son la presión en la línea que no debe exceder las 1800 psi. La planta de Apiay despacha a través de las líneas los Crudos mezcla almacenados en sus instalaciones; la Planta El Porvenir opera como planta de destino o recibo, donde los hidrocarburos se integran al sistema de Oleoducto Central para ser transportados a las refinerías o a los puertos de exportación. Una vez filtrado y medido el Crudo, se despacha a la Estación Provenir mediante las bombas principales que operan en número según la necesidad y el inventario de la estación. La estación de bombeo Apiay, despacha alrededor de 145.000 Bbl/día.

4.2.1.4 Oleoducto Apiay – El Porvenir. Para el año 2008 inicio la construcción de las obras entre el Km cero en Apiay y el Km 6 a cargo de la compañía Ismocol que también realizó las labores para los cruces subfluviales de los ríos Ocoa, Guaitiquía, Guacavía, Humadea y Upía en el departamento del Meta, Ismocol también realizó las obras comprendidas desde el Km 6 hasta el Km 65; mientras tanto, la Unión Temporal Oleoductos del Meta tuvo a cargo la ejecución de las obras entre el Km 65 y el Km 120 que incluyó la instalación del ducto en las jurisdicciones del Meta y Casanare. El oleoducto Apiay – Porvenir fue construido con tubería de acero de diámetro 20 pulgadas, cuenta con la estación de rebombeo Monterrey en el km 119,1 en el municipio de Monterrey en el departamento del Casanare, con el objetivo de facilitar el ascenso del Crudo hasta El Porvenir con una altimetría comprendida desde los 420 hasta los 1132 msnm y una extensión de 6,4 Km. El diámetro de la tubería después de la estación Monterrey es de 12”, con una capacidad de transporte de 54.400 Bbl/día. La empresa Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. filial 100%

Ecopetrol es quien maneja actualmente el oleoducto. En el corredor del oleoducto Apiay – El Porvenir se contemplan dos sistemas de transporte 1). Poliducto Andino y 2). El Oleoducto Apiay – El Porvenir. En la zona que corresponde al corredor entre las Estaciones Apiay y El Porvenir, el ducto está conformado por tubería de acero de 16”. Desde la Planta Monterrey hasta la Estación Apiay, el ducto tiene una longitud de 121,050 Km y desde la Planta El Porvenir hasta la estación Monterrey el ducto tiene un diámetro de 12” en 4.5 Km de longitud. La **Figura 9** muestra el recorrido aproximado desde la estación Castilla 2 hasta Monterrey (Casanare).

Figura 9. Distancia lineal entre la Estación Castilla 2 y Monterrey.



Fuente: Google maps. Editado por el autor.

4.2.1.5 Poliducto Andino. Se encarga de conducir nafta desde la Estación de Sutamarchan, en el departamento de Boyacá, hasta la Planta Apiay, en el departamento del Meta; tiene una extensión de 255+181 Km y atraviesa los departamentos de Boyacá, Casanare, Cundinamarca y Meta. Su recorrido empieza en la estación de Sutamarchan, pasando luego por la Estación Miraflores continua hasta la Estación Monterrey y termina en la Planta Apiay.

4.2.1.6 Estación Sutamarchan. Cuenta con un tanque de relevo de 5000 Bbl y una trampa de raspadores por el cambio de diámetro de 16” a 12”.

4.2.1.7 Estación Miraflores. cuenta con una válvula reductora de presión, tanque de relevo de 5.000 Bbl, tanque de sumidero y trampa de raspadores.

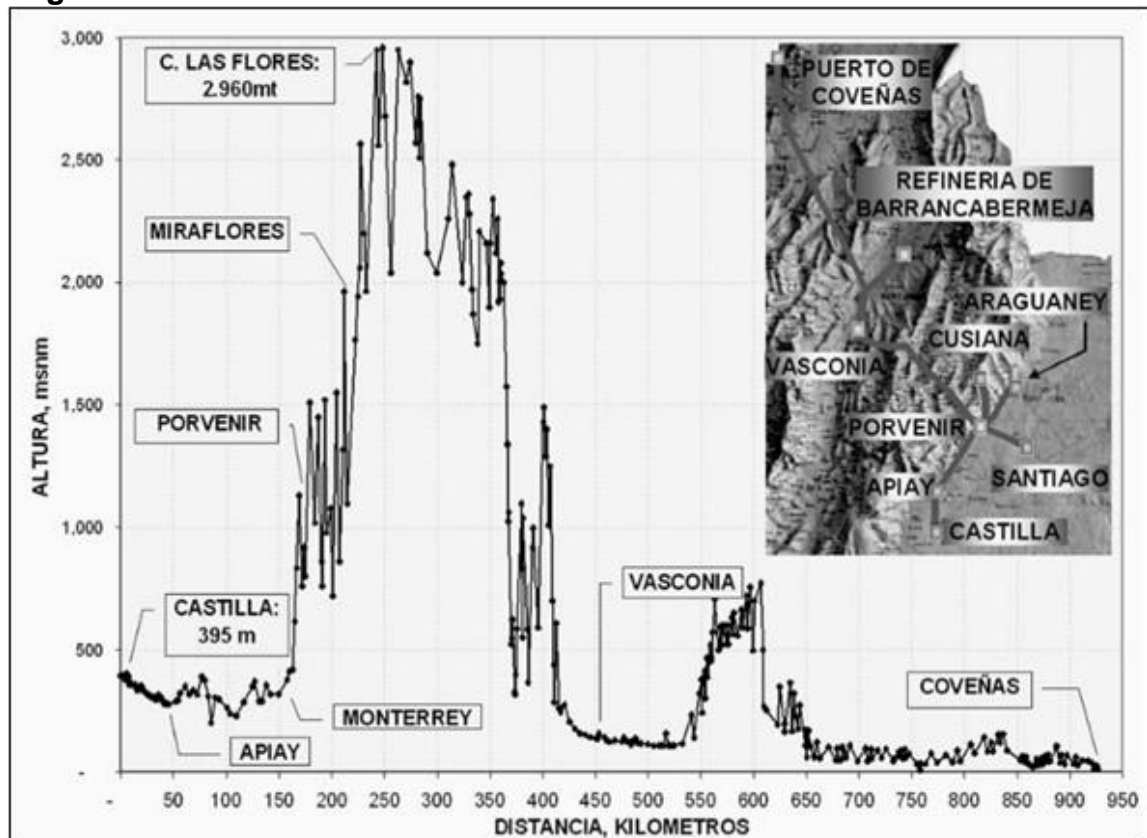
4.2.1.8 Estación Monterrey. tiene un tanque de relevo de 5.000 Bbl, un tanque sumidero y una trampa de raspadores. Su función principal es la de incrementar la

presión del fluido para el ascenso de la Loma El porvenir, desde la cota 416 msnm hasta la cota 1.449 msnm en un tramo aproximado de 4 kilómetros.

4.2.1.9 Oleoducto central de Los Llanos (OCENSA). Atraviesa la rama oriental de la cordillera de los Andes, a una altura cercana a los 3000 msnm, conectando a la estación de El Porvenir con Vasconia, sitio donde se determina la ruta de los Crudos; Refinería de Barrancabermeja o puerto de exportación de Coveñas. Se extiende por más de 830 Km y cuenta con 7 estaciones Cusiana, Cupiagua, Porvenir, Miraflores, La Belleza, Vasconia y Coveñas para imprimir o restar energía al Crudo cuando descienda.

La **Figura 10** presenta el perfil de la altitud (msnm) versus la longitud (km) del sistema para el transporte de Crudos desde la Estación Castilla hasta el puerto Coveñas.

Figura 10. Perfil altitud – distancia sistema de evacuación Crudo Castilla.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Mapa de transporte de Crudo y nafta. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/map-trans.htm>.

4.3 DEFINICIÓN DEL TRAMO DE ESTUDIO

El tramo de estudio del Oleoducto Apiay – Porvenir está definido como la distancia en pies lineales comprendida justo después de que el fluido alcanza la velocidad máxima dentro de la tubería después del inicio del recorrido en la Estación de bombeo Apiay ubicada en el departamento del Meta, hasta 1 (ft) antes del ingreso a la Estación Monterrey ubicada en el departamento del Casanare, es decir, comprende un recorrido de 118 Km. (38713,91 ft). Los cambios de altitud se resumen en la **Tabla 3** y se definen como los nodos de análisis de las propiedades tanto físicas como termodinámicas del fluido.

Tabla 3. Cambios de altitud del tramo de estudio.

Nodo	Municipio	Distancia	Altitud
Numero	Nombre	Ft	m.s.n.m.
1	Apiay	0,0	1394
2	La Porfia	69422,57	889
3	Altamira	112073,49	1230
4	Calandamia	144881,89	1095
5	Villa Nueva	295800,52	420
6	Monterrey	387139,11	500

La **Tabla 4** muestra los requerimientos mínimos de calidad de los hidrocarburos transportados hasta la estación Monterrey que deben ser cumplidos y determinan las fronteras de operación de este estudio.

Tabla 4. Requerimientos mínimos de calidad de productos para recibo en Estación Monterrey.

Oleoducto	Sedimento y agua o partículas	API 60 °F	Viscosidad	Temperatura de recibo	Contenido de sal
Línea Apiay - Porvenir II 20"	0,80%	≥18 y ≤ 50	300 (cSt) a 150 °F	150 °F	≤ 20 (PBT)

Fuente: SCRIBD. Transportador de oleoductos. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/338731718/Manual-Transportador-Oleoductos-Ecopetrol>.

5. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA UP GRADE (ELEVACIÓN DE LA GRAVEDAD API) Y SUS POSIBLES APLICACIONES EN EL CRUDO CASTILLA

El siguiente capítulo describe, de forma general, el método de mejoramiento basado en la utilización de un proceso dispuesto en las facilidades de Campo y de fácil operatividad que separa los asfáltenos y otros materiales como metales presentes en el Crudo pesado para aumentar la gravedad API, disminuir la viscosidad y permitir el flujo por las líneas de transporte, evitando incrementos presupuestales en atención a eventos no programados debidos a las altas tasas de corrosión en la tubería que desembocan en la disminución en el diámetro efectivo de la tubería por segregación y depositación de asfáltenos, mejorando la rentabilidad de la compañía en cuanto a la comercialización del Crudo puesto que, el uso de dicha tecnología supone materia prima de mejor calidad para los procesos de refinación.

Los Crudos pesados en Colombia corresponden al 53% de la producción equivalente de hidrocarburos, se pronostica que la demanda, por parte del sector de infraestructura, para los próximos 5 años, será de hasta 72 MBbl/año de “asfalto”, sin embargo, ECOPETROL, solo garantiza el abastecimiento por un máximo de dos años.

5.1 DEFINICIÓN DE LA TECNOLOGÍA UP GRADE

La tecnología up grade es cualquier procedimiento que altere y mejore las condiciones físicas y/o químicas de una sustancia en particular.

5.2 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA UP GRADE SELEX ASP

(**S**elective **E**xtraction of **A**sphaltenes). La tecnología up grade consiste en la separación in situ de los materiales pesados del Crudo tales como los asfaltenos y los metales (Níquel, Hierro, Vanadio), antes de ser enviado por las líneas de transporte bien sea para la refinación o para la exportación. Esta tecnología básicamente utiliza las facilidades de Campo aprovechando la energía producida y separando la fracción que aumenta la viscosidad y disminuye la gravedad específica del Crudo. En los últimos 40 años la mejora del rendimiento de los Crudos pesados ha sido considerada como una parte esencial en la escala de comercialización de la producción, se creía que la única manera de satisfacer las necesidades del transporte por tuberías era el uso de un solvente para diluir el Crudo pesado y extra pesado. Debido a los altos costos de capital asociado con la construcción de facilidades y la pequeña escala de producción de los Crudos pesados era considerada antieconómica.

Las investigaciones muestran que la integración de un mejorador en las operaciones de Crudo pesado es más una opción que una necesidad. Por lo tanto, esto no es una limitante en la escala de producción del Crudo pesado, especialmente en la producción in situ. Selex Asp, reduce o elimina el uso del solvente, maximizando la producción de materia prima, adecuada para los procesos de refinería convencionales eliminando selectivamente los asfaltenos bajo un proceso simple, de bajo riesgo técnico y comercial; puede ser integrado en la producción in situ del Crudo pesado y puede ser operado como una unidad autónoma continua similar a otras facilidades de superficie. Además, el corte final puede ser separado y usado como combustible para las operaciones in situ o como materia prima para la manufactura de materiales de carbón. Una ventaja adicional es que solamente el Crudo pesado limpio, es enviado para las operaciones en las refinerías aguas abajo.

Ya que los costos del gas natural y del disolvente actualmente son elevados, integrar este proceso de mejora podría tener grandes impactos en la producción de petróleo pesado; debido a que en la mayoría de los casos, el petróleo pesado no es procesado si no diluido e históricamente ha traído un incremento fuerte en las operaciones de transporte y resulta inviable económicamente.

La producción in situ del petróleo pesado está fuertemente ligada a la producción de gas. El gas es usado en quemadores o plantas generadoras para producir el vapor requerido para separar el Crudo pesado de las arenas y la producción de electricidad. El proceso de des-asfaltado en estudio, aprovecha dicha energía y logra que las operaciones sean autosuficientes y que la capacidad de remoción de los asfaltenos reduzca o elimine los requerimientos de diluyente.

5.2.1 Descripción y características del proceso. La tecnología “Up Grade” descrita en este trabajo, es una técnica de des-asfaltado mediante el uso de un fluido supercrítico que sirve para mejorar la gravedad API de los Crudos pesados. La extracción de fluidos en estado supercrítico es una operación unitaria que aprovecha el poder del disolvente de fluidos a temperaturas y presiones por encima de sus valores críticos la cual, proporciona mayor poder penetrante en el material a extraer. Este proceso extractivo conjuga las ventajas de la destilación y de la extracción con líquidos, superando a cada una de ellas, ya que permite lograr una determinada selectividad controlada en el proceso extractivo, la cual es muy sensible a las variaciones de presión y temperatura del solvente. La tecnología Selex Asp puede ser instalada en las refinerías o directamente en los Campos de producción aguas arriba para producir asfaltenos libres y mejorar la capacidad de transporte mediante oleoductos. Los productos libres de asfaltenos alivian algunos de los problemas asociados con el procesamiento de Crudos pesados en términos de intensidad energética, problemas con residuos y emisiones de gases tales como dióxido de carbono (CO₂), componentes volátiles (VOC), Óxido nitroso (NO_x) y óxidos de azufre (SO_x).

Inicialmente, la técnica usada fue comercializada para producir café descafeinado en 1940. En 1980 el laboratorio chino para el procesamiento de petróleo pesado empezó a desarrollar un solvente supercrítico para las aplicaciones de petróleo. Al principio fue usado como una herramienta en las aplicaciones de laboratorio para apoyar la investigación sobre el gasóleo. Luego fue escalado y comercializado convirtiéndose en materia prima como solvente de des-asfaltado (SDA) para las unidades de proceso. En la tecnología de separación, el solvente supercrítico fue implementado para la extracción de componentes aromáticos en ciertas corrientes de Crudo en las refinerías.

El principio de un fluido supercrítico para un sistema de extracción de petróleo es basado en la combinación de un antisolvente y el equilibrio de fases de los multicomponentes. Selex Asp posee varias mejoras desarrolladas para remover selectivamente los asfaltenos sólidos del Crudo pesado o para la recuperación de residuos deseables.

SDA es una tecnología madura inicialmente desarrollada en Rusia en 1930 para preparar lubricante como materia prima. Desde entonces ha sido modificada para varias refinerías y aplicaciones petroquímicas. SDA consiste en dos procesos claves, extracción líquido-líquido y la recuperación del solvente. En la extracción líquido-líquido, el diseño original ruso usaba discos giratorios para mejorar la mezcla de petróleo con un solvente en el extractor. Esto fue reemplazado posteriormente por columnas de platos como un separador convencional.

5.2.2 Diferencias del proceso de extracción. Las diferencias entre ambos procesos de extracción usando solventes supercríticos es que la tecnología de des-asfaltado Selex ASP es operada cerca de las condiciones críticas de un hidrocarburo liviano como el propano, butano o n-pentano. Un solvente supercrítico o cercano a las condiciones supercríticas tiene varias características para el proceso de des-asfaltado.

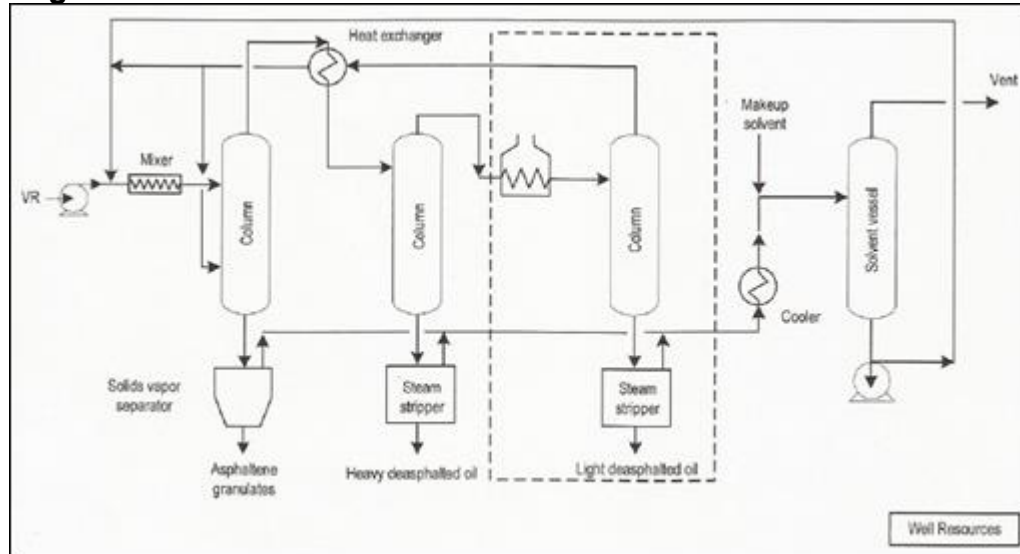
- Exhibe densidad de vapor y difusividad, que mejora la fase de separación del asfalto.
- En las facilidades de turbulencia, mejora la transferencia de masa.

La tecnología tiene varias ventajas respecto al proceso SDA, debido a que incluye un diseño pequeño y simple del extractor, alta eficiencia, menores requerimientos de solvente y una separación limpia y seca.

Selex ASP es capaz de descargar en la línea de asfalto bien sea un líquido bombeable o un sólido seco. El último es similar al proceso de separación vapor-líquido; por tanto, la capacidad de separación es determinada por las características del Crudo y las condiciones de separación y no por el manejo de la línea de asfalto.

5.2.3 Parámetros operacionales. La configuración del sistema de des-asfaltado utilizado por el proceso Selex Asp, es descrita en la siguiente **Figura 11**.

Figura 11. Proceso Selex ASP.



El residuo es mezclado y calentado con solvente n-pentano antes de ser enviado a un extractor, la mezcla turbulenta en este extractor, mejora la eficiencia de la transferencia de masa para permitir la extracción selectiva de los componentes de asfáltenos, una corriente auxiliar de solvente es adicionada en la parte inferior de la columna del extractor para mejorar el contacto. La mezcla de solvente-asfáltenos es encaminada a un separador solido-vapor donde sale el asfalteno granulado y el solvente es recuperado y enviado a la recirculación del sistema. DAO (aceite des-asfaltado) y la mayor parte del disolvente se extrae de la sobrecarga de la primera columna y es calentado antes de enviarlo a la columna que opera a condiciones supercríticas o cercano a las condiciones supercríticas.

El producto del DAO es dispuesto entonces en el fondo de la columna y es despojado con vapor para remover el sulfuro y los componentes contaminantes. El solvente en la parte superior de la columna es enviado a un recipiente para su recuperación y recirculación. Opcionalmente una tercera columna de extracción puede ser incluida cuando se quiere obtener gránulos de asfáltenos.

5.3 APOORTE PARA EL MEJORAMIENTO EN LA GRAVEDAD API EN EL CRUDO CASTILLA

El mejoramiento de la gravedad API mediante el uso de la tecnología Selex Asp en el Crudo Castilla, es el resultado de la separación de materiales pesados, principalmente de asfáltenos contenidos en la muestra. A partir de casos de

estudio realizados con otros Crudos; (Athabasca y Orino), se realiza una correlación que puede predecir el comportamiento de la gravedad API y por tanto el mejoramiento de la viscosidad que permitiría la movilización del Crudo Castilla a través de un tramo del oleoducto Apia-Porvenir. Por ser parte del objetivo de este estudio, será desarrollado en el **Capítulo 6**.

6. DESCRIPCIÓN PARA LA SIMULACIÓN DE TRES VARIABLES A CONDICIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE TRANSPORTE

Este capítulo estudia y determina algunos de los diferentes factores que deben ser tenidos en cuenta para la distribución de hidrocarburos por oleoductos con el fin de predecir el comportamiento través del uso de un simulador. Se desarrolla entonces, partiendo de los datos conocidos del Crudo Castilla, Athabasca Bitumen y Crudo pesado Orinoco una metodología para tal fin y se relacionan los datos obtenidos con las posibles mejoras que puede presentar el Crudo Castilla Selex. En consecuencia debe realizarse una serie de supuestos descritos a continuación.

La pérdida de carga en una tubería en general es la suma de diferentes variables tale como; la viscosidad, que es la perdida de energía del fluido debido a la fricción de las partículas del fluido entre sí, también, el diámetro de la tubería, el espesor de la pared y su rugosidad por donde es conducido el fluido influyen en las perdidas de carga debido a que estos, están directamente relacionados con la cantidad de energía que debe suministrarse para lograr el movimiento del fluido cumpliendo con los requerimientos mínimos del oleoducto. Por tanto, para cada definición de variable, serán mencionados desde el punto de vista teórico los conceptos básicos que intervienen.

A continuación se realizan las consideraciones tenidas en cuenta en el desarrollo de este estudio.

- La presión máxima de salida en la Estación de bombeo Apiay es de 1800 (psi).
- La temperatura máxima de entrada en la Estación Monterrey es de 150 °F.
- La viscosidad máxima permitida en la Estación Monterrey es de 300 (cSt).
- El flujo volumétrico es de 16.000 (Bbl/día). Esto se explica debido a que es la capacidad máxima de tratamiento de la tecnología Selex Asp en el módulo más simple.
- La tubería está expuesta al aire en toda su longitud; no se tienen en cuenta las pérdidas de calor por convección en presencia de otro fluido que no sea el aire.
- La temperatura del aire es considerada constante a lo largo de la longitud del tramo de estudio y su valor es de 81,6°F.
- El flujo es estacionario.

6.1 MARCO CONCEPTUAL DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS, QUÍMICAS Y TERMODINÁMICAS DEL SISTEMA

Es importante conocer las propiedades físicas y termodinámicas de los agentes presentes en el sistema puesto que con estas, pueden ser estimadas las variables

de simulación. Esta sección abarca las propiedades del fluido, de la tubería y del aire a diferentes temperaturas usando correlaciones para tal fin.

6.1.1 Fluido. Es todo cuerpo que tiene la propiedad de fluir, que en consecuencia a su falta de elasticidad y rigidez, cede a cualquier fuerza y tiende a alterar su forma.

6.1.1.1 Fluido newtoniano. La viscosidad no varía con respecto al tiempo, la curva que muestra la relación entre el esfuerzo o cizalla y la velocidad de deformación es lineal.

6.1.1.2 Fluido no newtoniano. La viscosidad varía con la temperatura y la tensión cortante.

6.1.2 Definición de la viscosidad. La viscosidad solo se manifiesta en fluidos en movimiento. Se define como la resistencia de un líquido a fluir resultante de los esfuerzos de cohesión y adherencia, también se puede especificar como la oposición de un fluido a los esfuerzos tangenciales. Puede explicarse teniendo un fluido dentro de dos placas paralelas de área A, A es grande; con una distancia h entre ellas; considerando un t=0 una fuerza F es aplicada sobre la placa superior, y un esfuerzo de corte $\tau = F/A$ es ejercido en el fluido cuando la placa superior empieza a moverse hasta la velocidad constante u. El fluido en contacto con la placa superior empezará a moverse con velocidad, sin embrago el fluido en contacto con la placa inferior tendrá una velocidad cero. Dependiendo de si la altura h es muy pequeña, entonces el fluido en contacto con la placa inferior incrementará su velocidad hasta llegar a u, ver **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Velocidad constante de un fluido.

$$u_y = u \left(\frac{y}{h} \right)$$

Fuente: MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Disponible en: <https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecánica-de-fluidos-robert-mott-6ta-edicion.pdf>.

Dónde:

- u: velocidad constante.
- h: distancia entre las placas.

Entonces, la fuerza F para mantener el movimiento de la placa superior es proporcional al área A y a la velocidad u, e inversamente proporcional a h. Ver **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Presión.

$$\tau = \frac{F}{A} = \mu \frac{u}{h}$$

Fuente: MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Disponible en: <https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecánica-de-fluidos-robert-mott-6ta-edicion.pdf>.

Dónde:

- F: fuerza.
- A: Área.

6.1.2.1 Viscosidad dinámica (μ). Donde μ es la viscosidad dinámica, asumiendo que el flujo es laminar y por ende libre de turbulencia.

Resolviendo entonces, es generada la **Ecuación 8** como la ley de Newton para la viscosidad.

Ecuación 8. Ley de Newton para la viscosidad dinámica.

$$\tau = \mu \frac{du}{dy}$$

Dónde:

- $\frac{du}{dy}$: Gradiente local de velocidad ortogonal a la dirección del flujo o del esfuerzo de corte T.

Las unidades de viscosidad dinámica más usadas son los Pascales (Pa*s.) o mili Pascales por segundo (mPa*sec.). En el sistema cegesimal la unidad es el poise, pero generalmente se usa el submúltiplo centipoise (cP) (gr/cm*s). El agua posee una viscosidad de 0,999094 cP a 15,6 °C (60 °F).

Un cP se define como la fuerza requerida en Newtons para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro entre sí y con el espacio producido lleno de líquido, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. Ver **Ecuación 9**.

Entonces,

Ecuación 9. Deducción del centipoise.

$$\nu = \frac{\tau}{\frac{du}{dy}} = [ML^{-1} T^{-1}] = \frac{\frac{N}{m^2}}{\frac{m}{sm}} = \frac{Ns}{m^2} = \frac{kg \frac{m}{s^2}}{m^2} = \frac{kg}{ms} = 1 Pa * sec = 1000 cP$$

En el sistema inglés; Ver **Ecuación 10.**

Ecuación 10. Conversión de Poise a sistema inglés.

$$1Poise = 1 \frac{dina \times sec}{cm^2} = \frac{2,248 \times 10^{-6} (lb \times sec) \times (2.54)^2 \left(\frac{cm^2}{inch^2}\right)}{cm^2}$$

$$14,5 \times 10^{-6} \frac{lb \times sec}{inch^2}$$

Esta unidad se conoce con el nombre de Reyn.

Por tanto; Ver **Ecuación 11.**

Ecuación 11. Equivalencia entre Poise y Reyn.

$$1 Poise = 14,5 \times 10^{-6} Reyn$$

O, Ver **Ecuación 12.**

Ecuación 12. Equivalencia entre Reyn y Centipoise.

$$Reyn = 6.895.031 (cP)$$

6.1.2.2 Viscosidad Cinemática (ν). Se mide como el tiempo que tarda un líquido en descender en condiciones de gravedad a través de una restricción calibrada (capilar de cristal). Se realiza mediante el ensayo normalizado ASTM D445 Test for Determination of Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (líquidos transparentes y opacos). La determinación se realiza mediante el uso de un viscosímetro y a dos temperaturas distintas generalmente 38C (100F) y 99C (210F) ya que existen graficas que correlacionan la viscosidad y la temperatura en

el ASTM D341 que permite conocer la viscosidad de un líquido a una temperatura cualquiera.

La viscosidad cinemática cumple con la **Ecuación 13** no toma en cuenta las fuerzas que producen el movimiento del fluido, por tanto, se obtiene de la división de la viscosidad dinámica por la densidad del fluido y se obtiene una unidad simple de movimiento llamada Stroke (cm^2/s) sin importar sus características propias de densidad.

Ecuación 13. Relación entre viscosidad cinemática y viscosidad dinámica.

$$v = \frac{\mu}{\rho}$$

Dónde:

- v : viscosidad cinemática (St).
- μ : viscosidad dinámica (P).
- ρ : densidad (kg/m^3).

Y, Ver **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Deducción del centistoke.

$$v = \frac{\mu}{\rho} = \frac{\frac{\text{kg}}{\text{ms}}}{\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = \frac{\text{m}^2}{\text{s}} = 10^4 (\text{St}) = 10^6 (\text{cSt})$$

En sistema inglés; Ver **Ecuación 15**.

Ecuación 15. Conversion de unidades de viscosidad cinemática a sistema inglés.

$$1 (\text{cSt}) = 0,00001076391 (\text{ft}^2 \times \text{sec})$$

La viscosidad puede ser medida directamente en el laboratorio mediante el uso de instrumentos mecánicos, entre ellos, el viscosímetro Saybolt que permite medir el tiempo que transcurre mientras una muestra de fluido pasa a través de un orificio calibrado a una temperatura controlada, en el, puede determinarse la viscosidad Saybolt y Furol y mediante el uso de ecuaciones puede conocerse la viscosidad cinemática.

Para evaluar numéricamente la viscosidad de un aceite, puede aplicarse cualquiera de las pruebas de varios estándares, estas pruebas difieren en mayor o menor medida en detalle, pero son esencialmente iguales en principio. Todas ellas miden el tiempo requerido para que una cantidad específica de aceite, a una temperatura especificada, fluya por gravedad a través de un orificio o constricción de dimensiones estándares. Cuanto más viscoso sea el aceite, más tiempo requerirá su paso por dicho orificio.

6.1.2.3 Viscosidad Saybolt Universal (SSU). Para la determinación de la viscosidad Furol y viscosidad Universal se usó un viscosímetro Saybolt que permite medir los tiempos de escurrimiento a través de un orificio gradado. La **Ecuación 16** correlaciona los datos de la viscosidad saybold universal con la viscosidad dinámica. Por otra parte la **Ecuación 17**, relaciona los valores de viscosidad saybold furol con la viscosidad dinámica.

Ecuación 16. SSU a viscosidad dinámica.

$$\mu = 0,22 \times SSU - \frac{180}{SSU}$$

Fuente: LEVINE, Ira N, Fisicoquímica. Vol. 1, 5ta Edición. 2011.

Dónde:

- ν : Viscosidad cinemática (cSt).
- SSU: Segundos Saybolt Universal.

Ecuación 17. SSF a viscosidad dinámica.

$$\mu = 2,12 \times SSF - \frac{139}{SSF}$$

Fuente: LEVINE, Ira N, Fisicoquímica. Vol. 1, 5ta Edición. 2011.

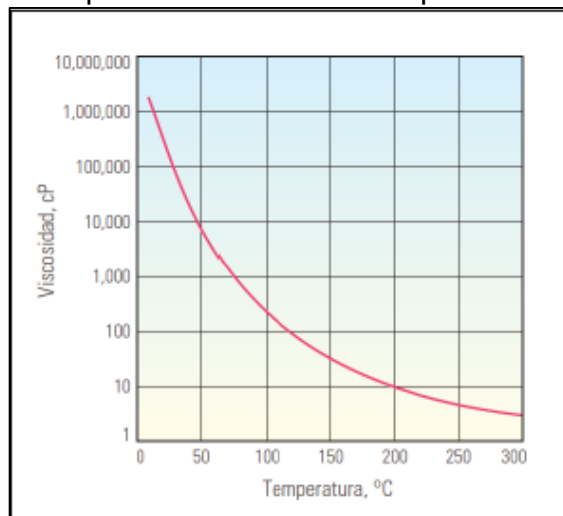
Dónde:

- SSF: Segundos Saybolt Furol.

6.1.2.4 Relación entre viscosidad y temperatura de los Crudos pesados. La viscosidad, de cualquier aceite de petróleo aumenta cuando es enfriado y

disminuye cuando se calienta, por tal razón, es importante controlar de cerca la temperatura de la muestra. Por esta misma razón, el valor de viscosidad para un aceite debe estar siempre acompañado de la temperatura a la que se determinó la viscosidad. El valor de la viscosidad por sí mismo carece de significado. La **Figura 13** presenta una relación general entre la viscosidad y la temperatura de los Crudos pesados.

Figura 12. Relación entre viscosidad y temperatura de los Crudos pesados.



6.2 CRUDOS DE ESTUDIO

En adelante, los Crudos Castilla, Castilla + nafta 70 API, Castilla Blend 400 cSt, Athabasca y Orinoco son definidos como Crudos de estudio, en esta sección se desarrollan los cálculos teóricos basados en los reportes de mejoramiento de la gravedad API conseguidos después de aplicar la tecnología Selex Asp.

6.2.1 Gravedad API. Corresponde a la información en relación a la gravedad API suministrada por Sol Energy Ecostream para el Crudo Castilla + Nafta 70 API y Crudo Castilla Blend 400 cSt; Por no contar con muestras ni ensayos de laboratorio, se tomará como referencia el valor reportado en pruebas realizadas a una muestra de Crudo Castilla para el trabajo de grado de nombre evaluación técnico financiera para del transporte de Crudo pesado del Campo castilla por medio de la extracción de asfáltenos, para el año 2014, mediante el uso del método del hidrómetro API 9/21 a 64.4 °F. La información de los Crudos Athabasca y Orinoco. La **Tabla 5** presenta un resumen de la información recopilada. Es importante anotar, que la gravedad API del Crudo Castilla Blend es reportada con fines comparativos exclusivamente.

Tabla 5. Gravedad API de Crudos de estudio.

Crudo	Castilla	Castilla + nafta 70 API	Castilla Blend	Athabasca Bitumen	Orinoco
Gravedad API	12,2	14,5	17,86	7,8	8,9

6.2.1.1 Corrección de la gravedad API. Es realizada mediante el uso de la correlación de la correlación de Keaves & Rajan. Ver **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Correlación de Keaves & Rajan para la corrección por temperatura de la gravedad API.

$$API_{cor} = \frac{API_{obs} - (0,0591175 \times (F - 60))}{1 + (0,00045 \times (F - 60))}$$

Fuente: SUAREZ, John. Guías prácticas laboratorio de Crudos y aguas. Disponible en: http://www.academia.edu/9193189/guias_pr%C3%81cticas_laboratorio_de_Crudos_y_aguas_preparado_por.

Dónde:

- API_{cor} : Gravedad API corregida.
- API_{obs} : Gravedad API observada.
- F: Temperatura (°F).

La **Tabla 6** muestra los datos obtenidos después de realizar la corrección de la gravedad API para el Crudo Castilla. Los Crudos Castilla + nafta 70 API, Castilla Blend, Athabasca Bitumen, Orino Heavy Oil y Arabian Heavy Oil, están reportados a 60 °F por tanto, no es necesaria la corrección.

Tabla 6. Gravedad API corregida de Crudos Castilla, Castilla + nafta 70 API y Castilla Blend, Athabasca y Orinoco.

Crudo	Castilla	Castilla + nafta 70 API	Castilla Blend	Athabasca Bitumen	Orinoco
Gravedad API	11,92	14,5	17,86	7,8	8,9

6.2.2 Gravedad específica. Con el objetivo de determinar la densidad de los Crudos a la temperatura de referencia; conociendo la gravedad API y la densidad del agua a esa misma temperatura, es estimada la densidad mediante el uso de la correlación para la determinación de la gravedad API de una muestra.

Dónde:

- API: Gravedad API@60 °F.
- GE: Gravedad específica@60 °F.
- Ecuación Tipo 1. Gravedad específica de una muestra de Crudo Castilla a 60 °F.

Conociendo la gravedad específica y la densidad del agua a la misma temperatura; puede obtenerse la densidad de la muestra. La densidad del agua a diferentes temperaturas en °F, es suministrada en el **Anexo A**.

Despejando de la **Ecuación 2** se obtiene la densidad de la muestra con la **Ecuación 19**.

Ecuación 19. Gravedad específica de una muestra líquida.

$$GE \times \rho_w = \rho_m$$

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Disponible en: <https://es.sli-deshare.net/rociocolquefuentes/correlaciones-pvt-carlos-banzer-31078890/134?smtNoRedir=1>.

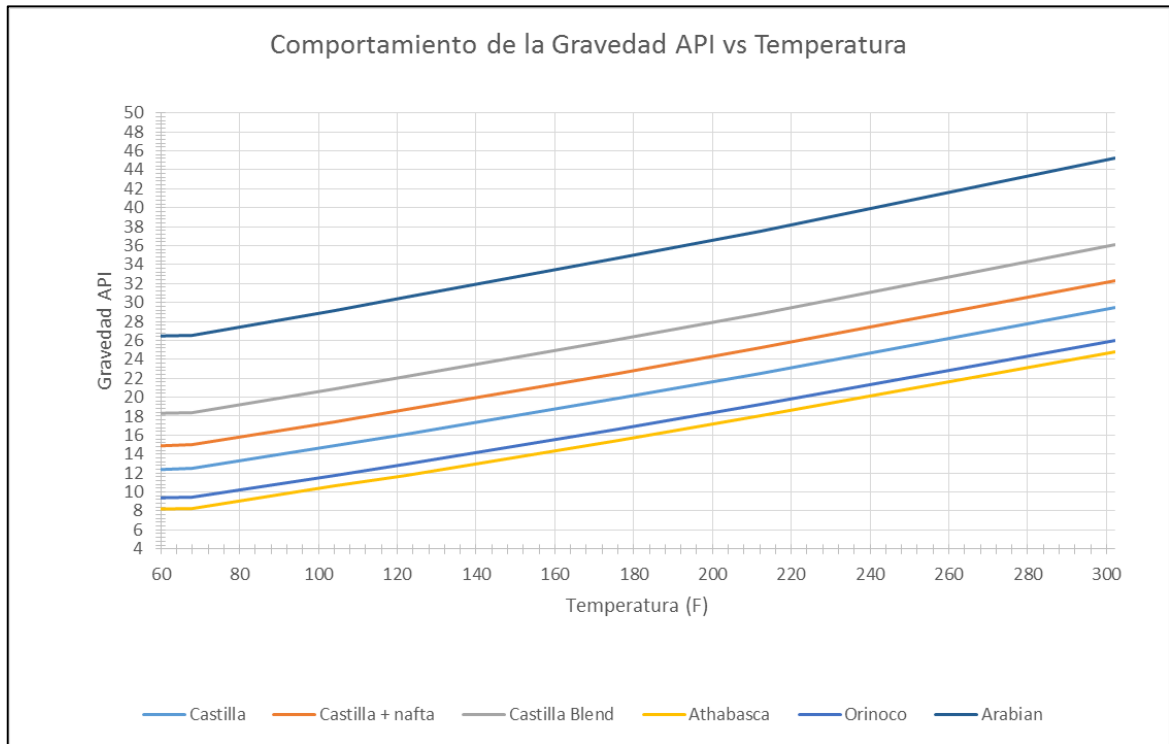
Dónde:

- ρ_m : Densidad de la muestra @°F.
- ρ_w : Densidad del agua @°F.

El **Anexo B**, contiene los resultados obtenidos para la gravedad API, gravedad específica y densidad a diferentes temperaturas de los Crudos de estudio.

Al aumentar la temperatura de una muestra de Crudo, la gravedad API, tiene un desarrollo con tendencia lineal siendo inversamente proporcional a los cambios de comportamiento del fluido. La **Gráfica 2** muestra el comportamiento de la gravedad API de los Crudos de estudio con el aumento de la temperatura.

Gráfica 2. Comportamiento de la gravedad API respecto a la temperatura de los Crudos de estudio.



6.2.3 Viscosidad. A continuación, en la **Tabla 7** son descritos los resultados obtenidos mediante el uso del viscosímetro Saybolt para una muestra de Crudo Castilla a diferentes temperaturas. Las viscosidades de los Crudos de estudio son leídas desde la referencia.

Tabla 7. Viscosidad cinemática conocida de los Crudos de estudio.

T	Castilla*		Castilla nafta	Castilla Blend	Athabasca*	Orinoco*
F	SSF	SS				
		U				
60,						
80						
68			5498,14			100000
77				538,05	300000	
100				259,88		
104			857,14			
122	690,		1463			
176	28		,19			
212	104,	454,	219,			
	16	98	48			
			99,7			432,00
			0			

Fuente: ECOPETROL. Castilla Blend Crudo oil Specifications. CHUNG KENG, XU ZHIMING, SUN XUEWEN, ZHAO SUOQL, XU CHUMMING. Asphaltene removal from heavy oil

6.2.4 Corrección de la viscosidad por temperatura. La viscosidad para los Crudos de estudio a 60 °F se realiza a partir de la correlación de Lewis & Squires, descrita en la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Correlacion de Lewis & Squires, correccion de la viscosidad.

$$\mu_{\text{cor}}^{-0.2661} = \mu_{\text{obs}}^{-0.2661} + \frac{T - 60}{233}$$

Fuente: <https://books.google.com.co/books?id=TD3TeErQDoC&pg=PA282&lpg=PA282&dq=lewis+squires+viscosity&source=bl&ots=PpBEJN9K&sig=kBxuUbSusM0RGiStxXvOXtMbuhw&hl=es419&sa=X&sqj=2&ved=0ahUKEwi36vyNmNfTAhUrxFQKHWioAjEQ6AEIKjAB#v=onepage&q=lewis%20squires%20viscosity&f=false>.

Dónde:

- μ_{cor} : Viscosidad dinámica (cP).
- μ_{obs} : Viscosidad dinámica observada (cP).
- T: Temperatura en °C.

La **Tabla 8** muestra los resultados de las viscosidades dinámicas para los Crudos de estudio corregida a 60 °F.

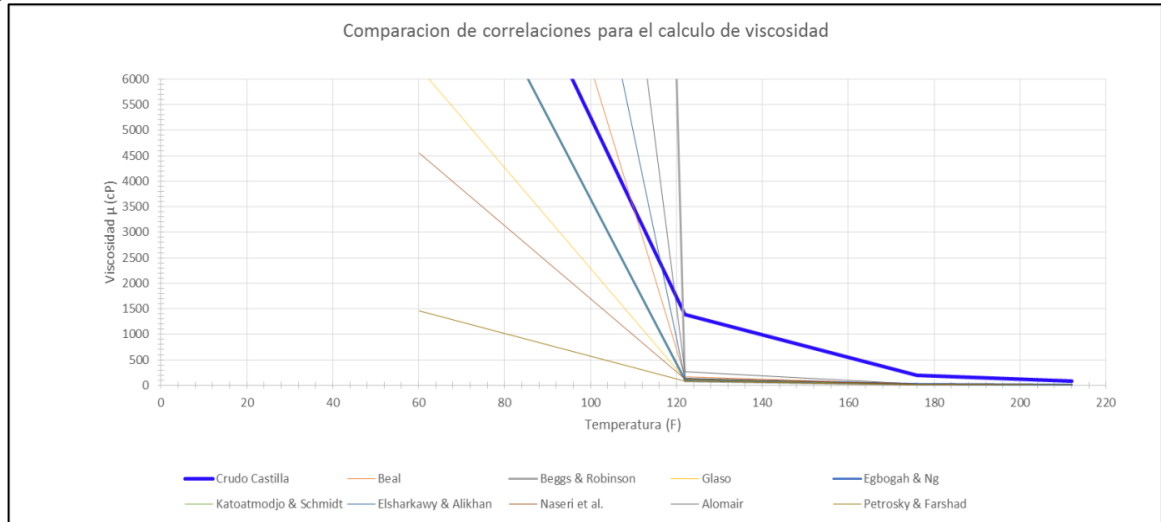
Tabla 8. Viscosidad dinámica de los Crudos de estudio.

T	Castilla	Castilla +	Castilla	Athabasca	Orinoco	Arabian
F	Dinámica μ (cP)					
60,80	5118,24	12451,53	1753,40	3350,62	802518,77	43,12
68		5327,69			100783	
77			506,30	304737		
100			244,56			
104		830,56				
122	1383,85					
176	202,39					
212	90,36				435,38	

De acuerdo a las correlaciones para la determinación de la viscosidad con variaciones de temperatura disponibles en la literatura, y después de realizar el cálculo con nueve de ellas disponible en el **Anexo C**, la correlación de Alomair presenta los resultados más aproximados a la información obtenida experimentalmente, por tanto, en adelante, será usada dicha correlación para todos los cálculos de viscosidad derivados de los cambios de temperatura que sean necesarios.

Un resumen grafico de los resultados obtenidos con las demás correlaciones es mostrado en la **Gráfica 3**, La información obtenida a partir del cálculo de la viscosidad con las nueve correlaciones y sus gráficas, se muestran en el **Anexo C**.

Gráfica 3. Comparación de correlaciones para el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto.



A continuación, en la **Tabla 9** son descritos los parámetros para el uso de la correlación de Alomair descrita en la **Ecuación 21**.

Tabla 9. Parámetros de la correlación de Alomair.

Parámetros	ALOMAIR
API	10 a 20
Viscosidad (cP)	1,78 - 11360

Ecuación 21. Correlación de Alomair para el cálculo de la viscosidad.

$$\mu = 10^{(-0.71523 \times API) + 22.13766} + T^{(0.269024 \times API) - 8.268047}$$

Fuente: <https://books.google.com.co/books?id=TD3TeErQDoC&pg=PA282&lpg=PA282&dq=lewis+squires+viscosity&source=bl&ots=PpBEJN9gK&sig=kBxuUbSusM0RGIStxXvOXtMbuhw&hl=es419&sa=X&sqqi=2&ved=0ahUKEwi36vyNmNfTAhUrxFQKHWioAjEQ6AEIKjAB#v=onepage&q=lewis%20squires%20viscosity&f=false>.

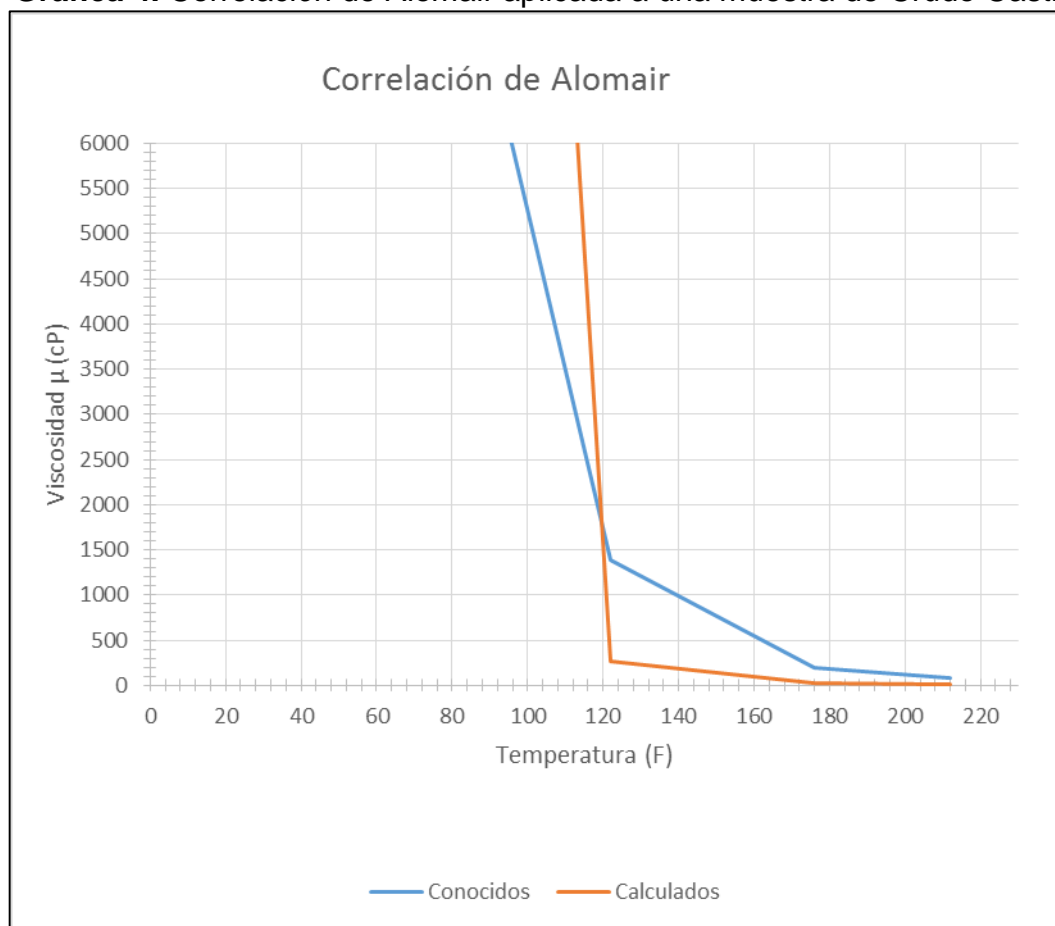
La **Tabla 10**, muestra los datos calculados y conocidos mediante el uso de la correlación de Alomair para una muestra de Crudo Castilla a fin de realizar un contraste de información y conocer el error que puede generarse a partir del uso de dicha correlación.

Tabla 10. Comparación de la viscosidad del Crudo Castilla.

	Conocidos	Calculados
TF	$\mu@T$	$\mu@T$
60	12275,21	40770,4083
122	1386,99	266,9980
176	199,79	25,1653
212	88,11	8,8279

La **Gráfica 4.** Muestra la correlación de Alomair aplicada al Crudo Castilla y lo compara con los datos conocidos experimentalmente.

Gráfica 4. Correlación de Alomair aplicada a una muestra de Crudo Castilla.



Para determinar cuál es el comportamiento de los Crudos; Athabasca y Orinoco, de los cuales se tiene pruebas y resultados publicados por la Universidad del Petróleo de China después del uso de la tecnología Selex Asp; con el uso de la correlación de Alomair, se verifica el rendimiento para obtener las posibles mejoras a las que habría lugar en el Crudo Castilla. Las características de estos

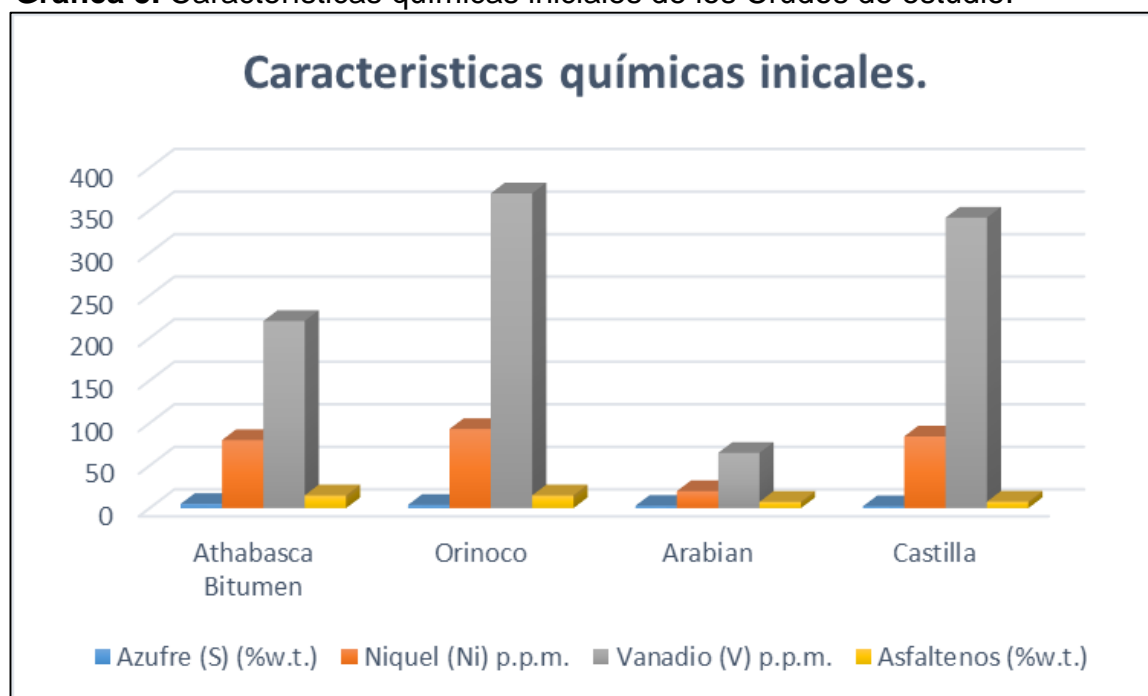
Crudos, son similares a las encontradas en el Crudo Castilla de acuerdo al contenido de asfáltenos; que es en última, lo que se pretende extraer para mejorar la viscosidad. La **Tabla 11**, muestra un resumen de dichas características.

Tabla 11. Características químicas iniciales de los Crudos de estudio.

		Athabasca Bitumen	Orinoco	Castilla
Azufre (S)	(%w.t.)	5	3,8	2,21
Níquel (Ni)	p.p.m.	80	93	84,3
Vanadio (V)	p.p.m.	220	370	341,4
Asfáltenos	(%w.t.)	15	15	7,6

La **Gráfica 5** mejora la visualización de los componentes de cada Crudo; por tanto pueden hacerse diferentes relaciones; el contenido de Vanadio del Crudo Castilla es similar al del Orinoco Heavy Oil, el contenido de Níquel del Crudo Castilla, es un promedio aritmético de los Crudos Orinoco y Athabasca. El Crudo Castilla presenta el contenido menor de azufre lo que representa una ventaja en cuanto a su comercialización respecto a los demás; El contenido de asfáltenos del Crudo Castilla es el doble en relación a los Crudos Athabasca y Orinoco lo que permite deducir que, si la separación de estos, propuesta por la tecnología Selex Asp es efectiva, redundaría en beneficios económicos importantes para la compañía por su comercialización.

Gráfica 5. Características químicas iniciales de los Crudos de estudio.



Aunque la tecnología Selex Asp es capaz de extraer además de los asfáltenos, los metales pesados presentes en el Crudo, este estudio es basado en el rendimiento acerca de la extracción de los primeros únicamente.

Entonces, con los resultados de las pruebas obtenidas por la Universidad del petróleo de China relacionados en el **Cuadro 2**, se realizaron los cálculos de las nuevas viscosidades

Cuadro 2. Resultados de las pruebas realizadas después de aplicar la tecnología Selex Asp en los Crudos de estudio.

Athabasca Bitumen			
		Bitumen	Bitumen limpio
Gravedad	API	7,8	13
Densidad	(gr/cc)@25C	1,001	
Viscosidad	(cP)@25C	300000	
Asfaltenos	(%wt)	15	0
Orinoco Heavy Oil			
		Crudo pesado	Crudo pesado limpio
Gravedad	API	8,9	12,5
Gravedad	API	7,1	
GE		1,07	
Viscosidad	(cP)@20C	100000	
Viscosidad	(cP)@100	432	
Asfaltenos	(%wt)	15	0
Arabian Heavy Crude			
		Crudo pesado	Crudo pesado limpio
Gravedad	API	26	31,1
Asfaltenos	(%wt)	7,4	0

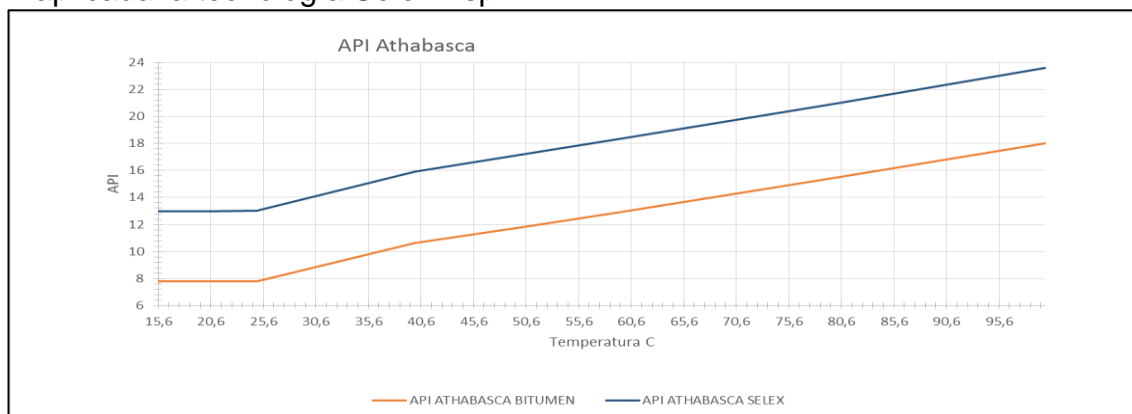
Fuente: GPA. Crudos Pesados. Disponible en: http://oilproduction.net/files/petroleos_pesados_en_Argentina.pdf.

6.2.5 Cálculo de los cambios en las propiedades. La **Tabla 12** expone el cambio en la viscosidad en relación a la gravedad API para los Crudos de estudio usando la correlación de Alomair. Las **Gráficas 6** y **7** muestran la variación de la gravedad API respecto a la temperatura para una muestra de Athabasca bitumen y Crudo pesado Orino respectivamente.

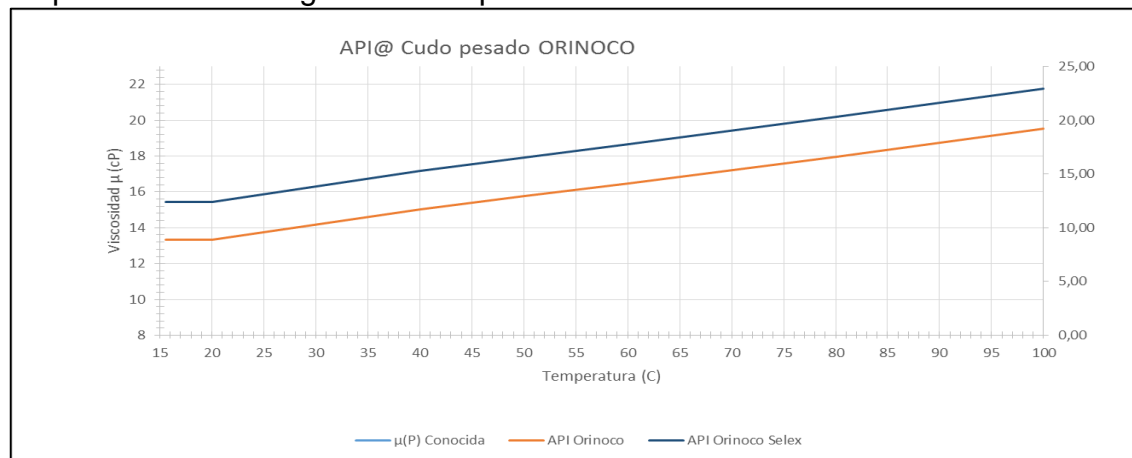
Tabla 12. Resultado de las viscosidades en los Crudos Athabasca y Orinoco después de aplicada la tecnología Selex Asp.

Temperatura	μ Athabasca	μ Orinoco
F	cP	cP
60,08	385383,7598	24104525,7401
68	179267,5485	7111049,2663
77	83149,5704	
104	4258,2563	34811,9590
122	1179,8025	6667,2121
140	399,4236	1686,3724
176	71,2840	187,5324
212	19,6224	34,2111

Gráfica 6. Gravedad API de una muestra del Crudo Athabasca después de aplicada la tecnología Selex Asp.

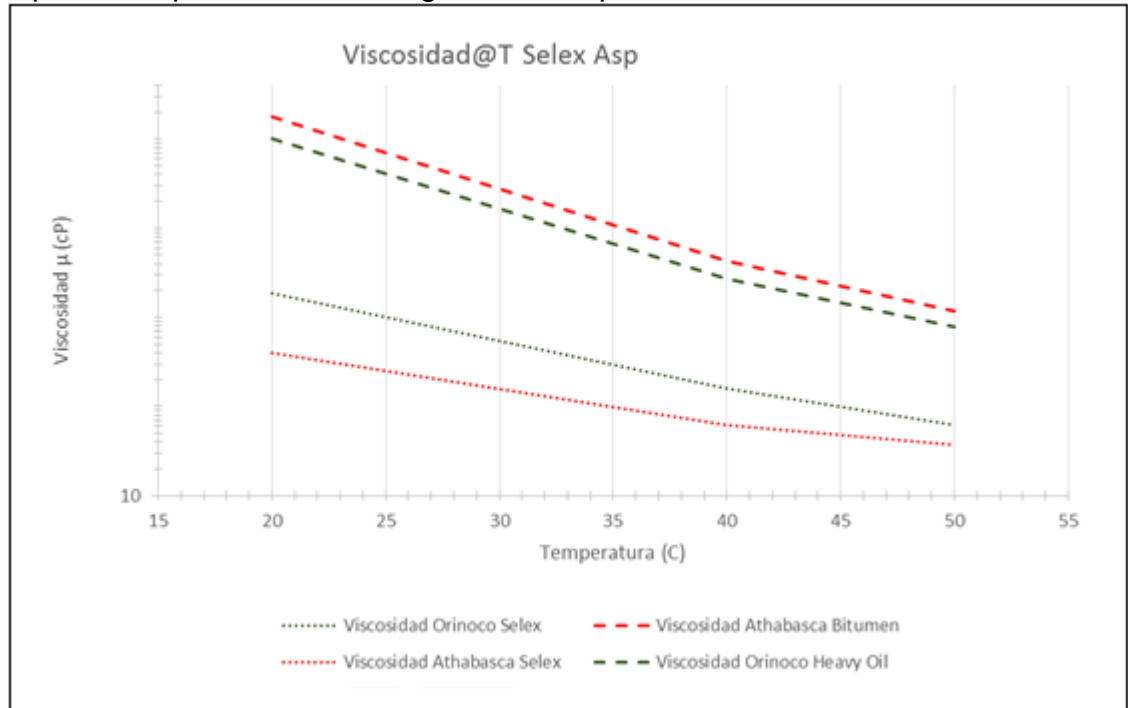


Gráfica 7. Gravedad API de una muestra del Crudo Orinoco después de aplicada la tecnología Selex Asp.



Determinada la variación de la gravedad API, puede conocerse la variación de la viscosidad respecto a la temperatura. La **Gráfica 8** es una comparación de los datos obtenidos para el Athabasca bitumen y el Crudo pesado Orinoco.

Gráfica 8. Variación de la viscosidad para los Crudos Athabasca y Orinoco después de aplicada la tecnología Selex Asp.



El resultado de la evaluación de la gravedad API y la viscosidad, demuestra que la tecnología Selex Asp, es un método eficiente para el mejoramiento de la viscosidad, lo que pondría en evidencia que puede capacitar los Crudos pesados para el transporte por oleoducto sin necesidad de recurrir a diluyentes u otras técnicas de transporte más complejas. Esta evaluación será complementada con la simulación de las otras dos variables, diámetro de la tubería y rugosidad que serán desarrolladas más adelante.

El mejoramiento de la viscosidad después de aplicada la tecnología Selex Asp en el Athabasca Bitumen, corresponde a un promedio aritmético del 71% y un 29% para el Orinoco Heavy Oil. Este dato es importante debido a que se realizará la simulación del comportamiento de la viscosidad del Crudo Castilla en base a estos resultados, sin embargo, por ser un estudio teórico, se realiza bajo un parámetro austero de mejoramiento en las propiedades del 5%.

6.3 CÁLCULO DEL CAMBIO EN LAS PROPIEDADES DEL CRUDO CASTILLA

6.3.1 Propiedades físicas. Las variaciones de las propiedades físicas de una muestra de Crudo Castilla Selex respecto a la temperatura son determinadas en esta sección. Para el cálculo del contenido de agua y salinidad del Crudo Castilla Selex, para el Crudo Castilla, pues se asume que no existirán variaciones de su contenido.

6.3.1.1 Contenido de agua. De la **Ecuación 3** es obteniendo el resultado de la **Tabla 13**.

Tabla 13. Contenido de agua del Crudo Castilla.

Muestra	Volumen de Crudo (ml)	Volumen de agua en la trampa (ml)	Contenido de agua (%)
Crudo Castilla	25	0,085	0,355

De la **Ecuación 4**, se obtiene la **Tabla 14**.

Tabla 14. Salinidad del Crudo Castilla.

Muestra	Contenido de agua (%)	Volumen de Nitrato de Plata (ml)	Salinidad del Crudo (lb NaCl*/ 10000 Bbl)
Crudo Castilla	0,355	≈ 0	0

De acuerdo al objetivo de simular el comportamiento del Crudo Castilla a través de las líneas de distribución después de aplicada la tecnología Selex Asp, se hace necesario realizar los cálculos de las variables que intervienen en dicho comportamiento. Como se mencionó anteriormente, se toma un 5% de mejora en las propiedades físicas, química y termodinámicas del Crudo Castilla.

6.3.1.2 Gravedad API. Tomando la gravedad API de una muestra de Crudo Castilla, es adicionado el factor de mejora.

$$API_{cs} = API_c * 0,05$$

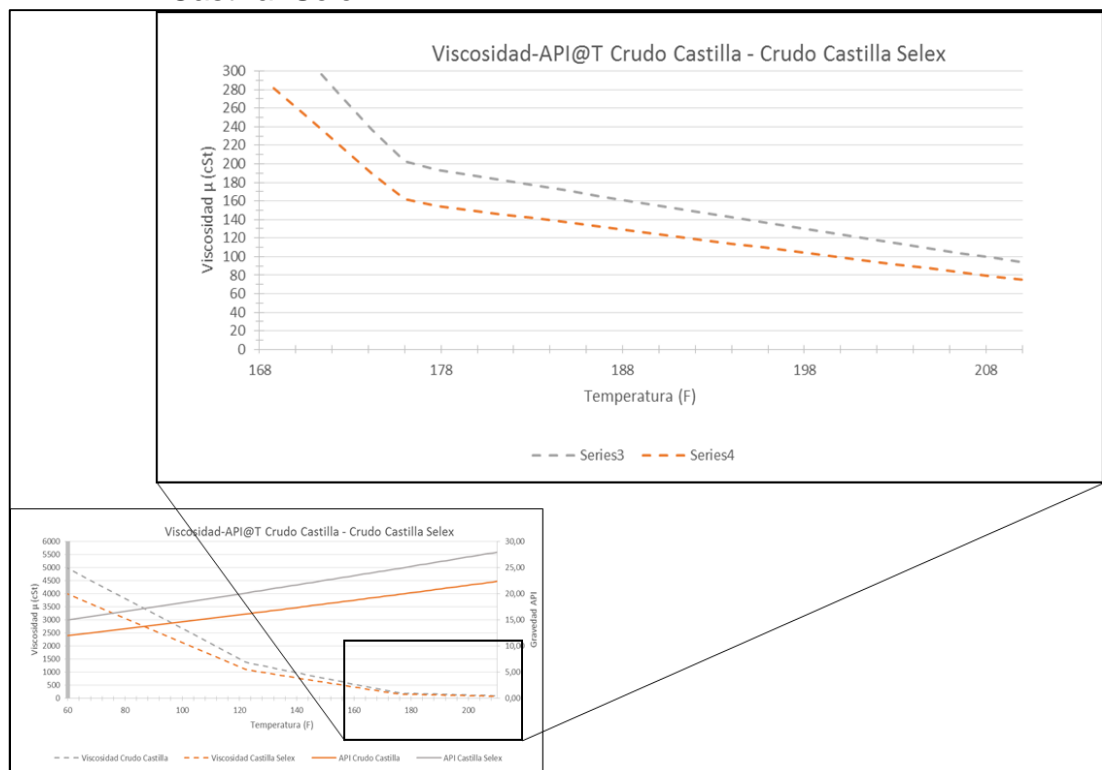
Dónde:

- API_{cs} : Gravedad API del Crudo Castilla Selex.
- API_c : Gravedad API Crudo Castilla.

El mismo cálculo es realizado para la gravedad específica, la densidad, la viscosidad dinámica y la viscosidad cinemática. En el **Anexo D**, se muestran los resultados para las propiedades del Crudo Castilla Selex mencionadas anteriormente.

En la **Gráfica 9**, puede visualizarse el comportamiento de la viscosidad del Crudo Castilla, antes y después de aplicada la tecnología Selex Asp. Como es de esperarse, tiene una tendencia exponencial con la disminución de la temperatura, sin embargo, al aumentar la temperatura la distancia de separación entre las líneas se hace más reducido causado por la cohesión de las moléculas.

Gráfica 9. Comportamiento de la viscosidad del Crudo Castilla y el Crudo Castilla Selex.



6.4 DIÁMETROS DE ESTUDIO

El diámetro de la tubería es importante en cuanto a que determina la capacidad de operación del oleoducto y el carácter de flujo que es transportado, según la norma API 5L, para un mismo diámetro exterior, existen diferentes espesores de pared que pueden ser usados en el transporte de hidrocarburos. La presión de prueba para determinar la capacidad máxima de operación del tubo, está descrita en la **Tabla 15**; para este estudio, se han determinado tres espesores que cumplen con

la presión de salida más un 25% como factor de seguridad de la estación de bombeo Apiay (EBA) que es de 1800 psi.

Tabla 15. Diámetros de estudio de la tubería.

Presión mínima de Prueba						
Do (in)	Do (ft)	Espesor de pared (in)	Espesor de pared (ft)	Di (in)	Di (ft)	Grado X46
20	1,6666	0,5620	0,0468	18,876	1,573	2330
20	1,6666	0,9380	0,0782	18,120	1,510	3000
20	1,6666	1,3750	0,1146	17,250	1,437	3000

6.5 TIPO DE FLUJO

Según la teoría de Reynolds, el consumo de potencia depende del tipo de flujo que circula a través de esta. Cuando un líquido fluye en un tubo horizontal, puede hacerlo en forma de movimiento de torbellino no localizado conocido como flujo turbulento. Si la velocidad del líquido disminuye bajo cierto valor determinado, la naturaleza del flujo cambia y desaparece la turbulencia. Las partículas del fluido fluyen en líneas paralelas a lo largo del eje del tubo, esto se conoce como flujo laminar y viene dado por la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Número de Reynolds para flujo a través del interior de una tubería.

$$Re = \frac{v_s D}{\nu}$$

Fuente: MOTT. Robert. Mecánica de fluidos. Disponible en: <https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecanica-de-fluidos-robert-mott-6ta-edicion.pdf>.

Dónde:

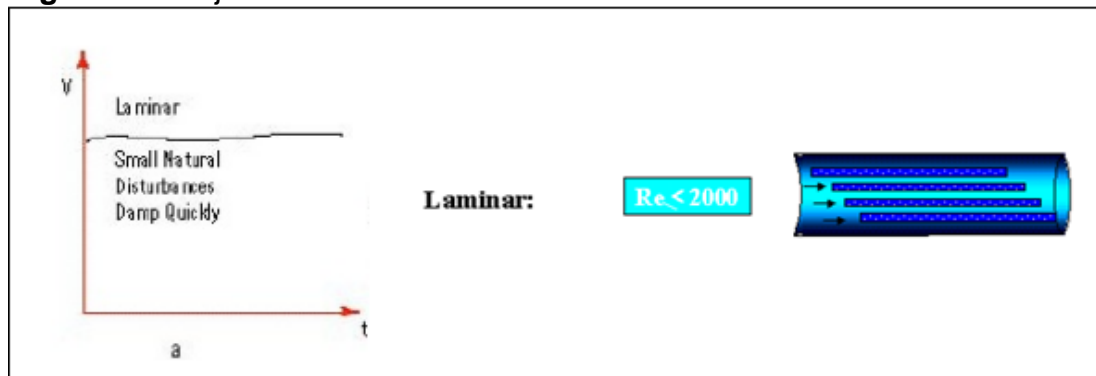
- v_s : Velocidad característica del fluido. (ft/s).
- D : Diámetro interno de la tubería. (ft)
- μ : Viscosidad cinemática del fluido. (ft²/s).

El carácter del flujo es determinado así:

6.5.1 Flujo laminar. Si $Re \leq 2100$ Flujo laminar. El flujo se mantiene estacionario y se comporta como si estuviera formado por láminas delgadas, que interactúan solo en función de los esfuerzos tangenciales existentes.

En un flujo laminar no existe un estado macroscópico de las capas de fluido adyacentes entre sí, esto es representado en la **Figura 13** presentada a continuación.

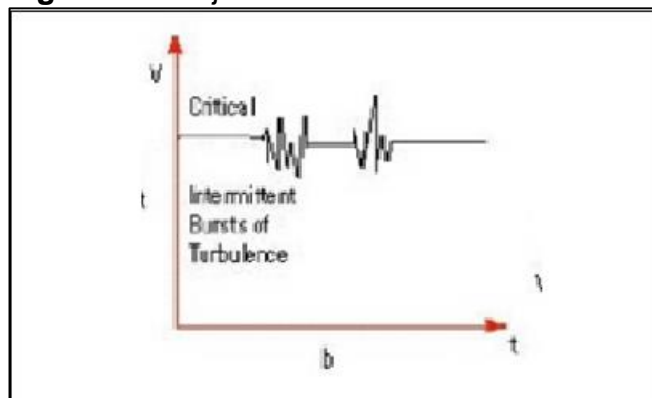
Figura 13. Flujo laminar.



Fuente: IPL TECHNOLOGY & CONSULTING. Fundamentos para el diseño de oleoductos. 1995.

6.5.2 Flujo de transición. Los fluidos con número de Reynolds entre 2000 y 4000 se consideran inestables y pueden exhibir tanto el régimen laminar como el régimen turbulento. Ver **Figura 14**.

Figura 14. Flujo de transición.



Fuente: IPL TECHNOLOGY & CONSULTING. Fundamentos para el diseño de oleoductos. 1995.

6.5.3 Flujo turbulento. Si $Re \geq 4000$ Flujo Turbulento. El flujo se caracteriza por tener un movimiento desordenado, no estacionario y tridimensional.

Cuando el flujo es turbulento, se deduce que es una mezcla la que está fluyendo por el oleoducto, la rugosidad relativa debe ser conocida pero el diagrama de Moody puede ser utilizado haciendo las correcciones derivadas de cada caso. El

comportamiento de flujo turbulento se debe a las fluctuaciones de velocidad superpuestas al flujo, La **Figura 15** presenta el flujo turbulento de un fluido.

Figura 15. Flujo turbulento.



En conclusión, para la temperatura máxima de recibo en la estación Monterrey el carácter del flujo siempre será laminar. Sin embargo, el carácter del flujo para el Crudo Castilla puede variar según la temperatura hasta el régimen turbulento; hasta ahora no es conocido el valor de la temperatura de despacho desde la estación de bombeo Apiay (EBA) pero se asume que habrán pérdidas de calor y por tanto, dicha temperatura será mayor que la de recibo, es imperativo determinar el valor del factor de fricción tanto para el carácter de flujo de transición y del tubular según sea el caso.

Es importante destacar que el estudio arrojó resultados diferentes para una misma temperatura con variaciones del diámetro interior de la tubería y la viscosidad del fluido. Por ejemplo, para una temperatura de 174.2 °F el valor del número de Reynolds cambia de acuerdo a la viscosidad de la muestra y pasa de ser un régimen de flujo laminar a un régimen de flujo turbulento respecto a la variación en 0,136 (ft) del diámetro interior de la tubería. Los resultados para todos los diámetros de estudio con su respectivo valor de número de Reynolds son relacionados en la **Anexo E**.

6.6 RUGOSIDAD DE LA TUBERÍA

En el interior de los tubos utilizados para el transporte de hidrocarburos existen protuberancias o irregularidades que pueden variar en forma y tamaño. Poseen un valor numérico promedio conocido como rugosidad absoluta (ξ) y está definida como la variación media del radio interno de la tubería. Sin embargo, esta variación puede ser importante en tuberías con diámetros pequeños pero pierde relevancia cuando los diámetros internos son muy grandes. Para caracterizar un tubo es más adecuado utilizar la rugosidad relativa, que es el cociente entre la

rugosidad absoluta y el diámetro de la tubería y es simbolizado por (ξ/D) . Esta variable depende del material de fabricación de la tubería y experimentalmente es independiente de las condiciones de flujo, del tiempo de servicio y del diámetro de la conducción. Sin embargo, la experimentación ha demostrado que estas variables son importantes debido a que la corrosión causada por el agua presente en la corriente de flujo, es proporcional a la reducción de sección en inversa a la rugosidad, y redonda en la pérdida de capacidad de transporte. Teóricamente se establece que el efecto de la rugosidad sobre el factor de fricción, para un flujo laminar es despreciable.

6.6.1 Factor de fricción (f). También conocido como coeficiente de resistencia de Darcy-Weisbach, es un parámetro adimensional que es cuantitativamente distinto por depender del número de Reynolds y de la rugosidad relativa. El factor de fricción es determinado a partir del diagrama de Moody (1944) tomando los valores de Re y \mathcal{E}/D de forma directa, es una representación log-log del factor de fricción frente a Re , tomando como parámetro \mathcal{E}/D . Sin embargo, se han propuesto representaciones matemáticas para el valor del factor de fricción en régimen laminar.

6.6.1.1 Factor de fricción para flujo laminar. También conocido como coeficiente de resistencia de Darcy-Weisbach (f) es un parámetro adimensional que depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa y es cuantitativamente distinto según las características de la corriente. El cálculo de f se obtiene de igualar la ecuación de Hagen-Poiseuille con la ecuación de Darcy-Weisbach demostrado en la **Ecuación 23**.

$$h_c = \frac{32\mu Lv_s}{\gamma D^2} \text{ y } f = \frac{L}{D} \times \frac{v_s^2}{2g}$$

Como:

$$\gamma = \rho g$$

Entonces:

$$h_c = \frac{32\mu Lv_s}{\rho g D^2} \text{ y } f = \frac{L}{D} \times \frac{v_s^2}{2g}$$

Sacando factor común;

$$\left(\frac{Lv_s}{Dg}\right) \times \frac{32\mu}{\rho D} = \left(\frac{Lv_s}{Dg}\right) \times \frac{v_s}{2}$$

Simplificando;

$$\frac{32\mu}{\rho D} = \frac{v_s}{2}$$

Multiplicando;

$$f = \frac{64\mu}{\rho D v_s}$$

Sabiendo que:

$$v = \frac{\mu}{\rho}$$

Entonces;

$$f = \frac{64v}{D v_s}$$

Sabiendo que:

$$Re = \frac{v_s D}{v}$$

Queda que:

Ecuación 23. Factor de fricción para régimen laminar.

$$f = \frac{64}{Re}$$

Fuente: MOTT, Robert. Mecánica de fluidos Disponible en: <https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecánica-de-fluidos-robert-robert-mott-6ta-edicion.pdf>.

Dónde:

- h_c : Pérdida de carga continua (ft).
- f : Coeficiente de fricción (adimensional).
- μ : viscosidad dinámica (lb/fts).
- L : longitud de la tubería (ft).
- v_s : velocidad de flujo (ft/sec).
- g : aceleración gravitacional (ft/sec²).
- D : diámetro de la tubería (ft).
- ν : viscosidad cinemática (ft²/sec).

Los resultados de los cálculos para determinar el factor de fricción con variaciones de temperatura, viscosidad y diámetro interior de la tubería son mostrados en el **Anexo F**.

6.6.1.2 Factor de fricción para flujo de transición. El factor de fricción para flujo de transición, puede presentar dificultades en su predicción, sin embargo, existen correlaciones que abarcan el comportamiento del fluido entrando en la zona de flujo laminar y abarcando la de flujo turbulento. Para un régimen de transición en una tubería lisa entre $1.000 < Re < 500.000$ se usa la **Ecuación 24**.

Ecuación 24. Factor de fricción para régimen de transición.

$$f = 7,1 * 10^{-10} * Re^2$$

Fuente: ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA TÉCNICA AGRÍCOLA DE CIUDAD REAL. Expresiones del factor de fricción. Disponible en: <http://www.Ingenieriarural.com/Hidraulica/Temas/Tema7.pdf>.

6.6.1.3 Factor de fricción para flujo turbulento. Para un régimen turbulento en una tubería lisa se usa la **Ecuación 25**.

Ecuación 25. Factor de fricción en régimen turbulento.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2,21 \ln \frac{Re}{7}$$

Fuente: ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA TÉCNICA AGRÍCOLA DE CIUDAD REAL. Expresiones del factor de fricción. Disponible en: <http://www.Ingenieriarural.com/Hidraulica/Temas/Tema7.pdf>.

6.7 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DEL SISTEMA

La variaciones de las propiedades termodinámicas del sistema (fluido – tubería – ambiente) respecto a la temperatura, son tenidas en cuenta en este estudio debido a que determinan si las mejoras en el Crudo Castilla después de aplicada la tecnología Selex Asp son aceptables para el mejoramiento de la movilidad del Crudo por un tramo del oleoducto Apiay – Porvenir de acuerdo a los requerimientos mínimos de calidad. En esta sección se realiza los cálculos para cada uno de los agentes con el objeto de determinar el perfil de temperatura en para cada uno de los nodos de análisis.

6.7.1 Propiedades termodinámicas del Crudo Castilla Selex. El cálculo de las propiedades termodinámicas del Crudo Castilla Selex es imperativo pues, representan las variables involucradas en el cálculo del perfil de temperatura de cada nodo y dependen estrechamente de los resultados obtenidos en el cálculo de las propiedades físicas.

6.7.1.1 Calor específico de los líquidos (co): Es la cantidad de calor que se requiere aplicar a la unidad de peso para aumentar en un grado su temperatura, generalmente aumenta cuando la densidad decrece. La **Ecuación 26**, realiza la determinación del calor específico para las muestras de líquidos y petróleos es propuesta por Gimball con unidades (BTU/lbF).

Ecuación 26. Calor específico de los líquidos.

$$c_o = \frac{0,388 + 0,00045T}{\sqrt{GE}}$$

Fuente: UNEFA. Propiedades térmicas de rocas y de los fluidos. Disponible en: https://es.slideshare.net/christiannidc/propiedades-termicas-de-la-roca-yacimientos-iii?qid=99015df4-dd06-4432-8464-f729f591f87f&v=&b=&from_search=1.

6.7.1.2 Tasa de flujo. La cantidad de fluido que pasa por un sistema en una unidad de tiempo puede ser expresada mediante dos términos:

- **Flujo volumétrico (Q).** Es el volumen de fluido que circula en una sección por unidad de tiempo; para este estudio está definido como constante y corresponde a un valor de 16.000 (Bbl/día). Esta dada por la **Ecuación 27.**

Ecuación 27. Flujo volumétrico.

$$Q = Av$$

Fuente: MOTT. Robert. Mecánica de fluidos. Disponible en:

<https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecanica-de-fluidos-robert-mott-6ta-edicion.pdf>.

Dónde:

- Q: Flujo volumétrico (ft³/s).
- A: Área (ft²).
- v: Velocidad (ft/s).

- **Flujo másico (ṁ).** Es la masa del fluido que circula en una sección por unidad de tiempo y sufre variaciones de acuerdo a la temperatura característica y se relaciona con el flujo volumétrico por medio de la **Ecuación 28.**

Ecuación 28. Flujo másico.

$$\dot{m} = \rho Q$$

Fuente: MOTT. Robert. Mecánica de fluidos. Disponible en:

<https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecanica-de-fluidos-robert-mott-6ta-edicion.pdf>.

Dónde:

- \dot{m} : Flujo masico (lb/s).
- ρ : Densidad (lb/ft³).
- Q: Flujo volumétrico (ft³/s).

6.7.1.3 Conductividad térmica de los líquidos (K). Es una propiedad física del material que indica la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado

estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento del fluido o de las partículas. Para la determinación de la conductividad térmica en una muestra del Crudo Castilla Selex se usó la **Ecuación 29** conocida como la relación de Cragoe.

Ecuación 29. Relación de Cragoe para la determinación de la conductividad térmica en líquidos.

$$K = \frac{0,0677 \times [1,0 - (0,0003 \times (T - 32))]}{\sqrt{GE}}$$

Fuente: UNEFA. Propiedades térmicas de rocas y de los fluidos. Disponible en: https://es.slideshare.net/christiannidc/propiedades-termicas-de-la-roca-yacimientos-iii?qid=99015df4-dd06-4432-8464-f729f591f87f&v=&=&from_search=1.

6.7.1.4 Número de Nusselt (Nu). Representa la relación existente entre el calor transferido por convección a través del fluido y el que se transferirá solo si existe conducción. En el caso del fluido que atraviesa internamente por una tubería circular y además se obliga al fluido a fluir mediante el uso de medios externos como bombas o ventiladores y el flujo es laminar, para convección forzada, flujo interno, conducto circular, fluido completamente desarrollado, temperatura externa y velocidad sin variación está dada por la constante 4,36.

6.7.1.5 Coeficiente convectivo (ho). Es otra propiedad del fluido, es necesario hallar su valor para determinar las pérdidas de calor del fluido. La ecuación para el coeficiente convectivo está parametrizada según el tipo de convección, si el flujo es interno o externo y la geometría del conducto. El coeficiente convectivo está dado por la **Ecuación 30**.

Ecuación 30. Coeficiente convectivo de los líquidos.

$$ho = \frac{Nu \times k}{D}$$

Fuente: https://books.google.com.co/books/about/Process_Heat_Transfer.html?id=5hDNqLZp_L4C&redir_esc=y

Dónde:

- ho: Coeficiente convectivo (BTU/sft²F).
- Nu: Número de Nusselt (adimensional).
- D: Diámetro interno de la tubería (ft).

- k: Conductividad térmica (BTU/sftF).

6.7.2 Propiedades termodinámicas de la tubería. El tramo de estudio, está construido en acero al carbono, sin embargo, la propiedad termodinámica necesaria, a parte de las ya mencionadas para los cálculos de este estudio, es la conductividad térmica.

6.7.2.1 Conductividad térmica de los aceros al carbono (λ). Es la capacidad del material de conducir calor; en los materiales puros es mayor que en las aleaciones debido a su composición, en general, la conductividad térmica de los aceros puede ser calculada en función de la temperatura (T) a partir de la **Ecuación 31**.

Ecuación 31. Conductividad térmica de los aceros al carbono.

$$\lambda = 54 - 0,0333T$$

Fuente: INGENIERÍA MECÁNICA. Comportamiento del acero. Disponible en: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn107.html>.

Dónde:

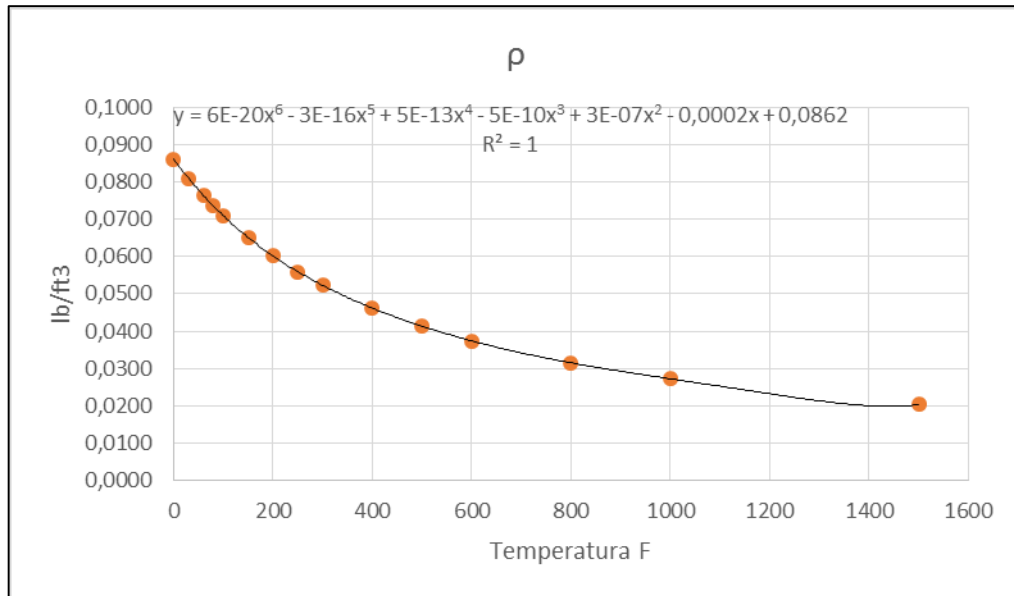
- λ : Conductividad térmica (W/mK).
- T: Temperatura (C).

6.7.3 Propiedades termodinámicas del aire. Para determinar las pérdidas de calor del fluido que circula dentro de la tubería y esta está en contacto directo con el aire es imprescindible conocer las propiedades de este último, esta sección abarca exclusivamente las propiedades involucradas en el estudio en función de una temperatura ambiente constante de 81,6 °F de acuerdo a la temperatura promedio de cada uno de los nodos de estudio. Los datos de densidad, viscosidad, difusividad térmica y número de Prandtl son obtenidos mediante tablas disponibles en la literatura; sin embargo, mediante el uso de Excel; son relacionados y estimados por medio de la gráfica de dispersión para la obtención de la ecuación que permite calcular los valores para la temperatura promedio por interpolación lineal.

Los gráficos a continuación describen el comportamiento de cada una de las propiedades mencionadas anteriormente en función de la temperatura en °F y permite visualizar la ecuación polinómica obtenida.

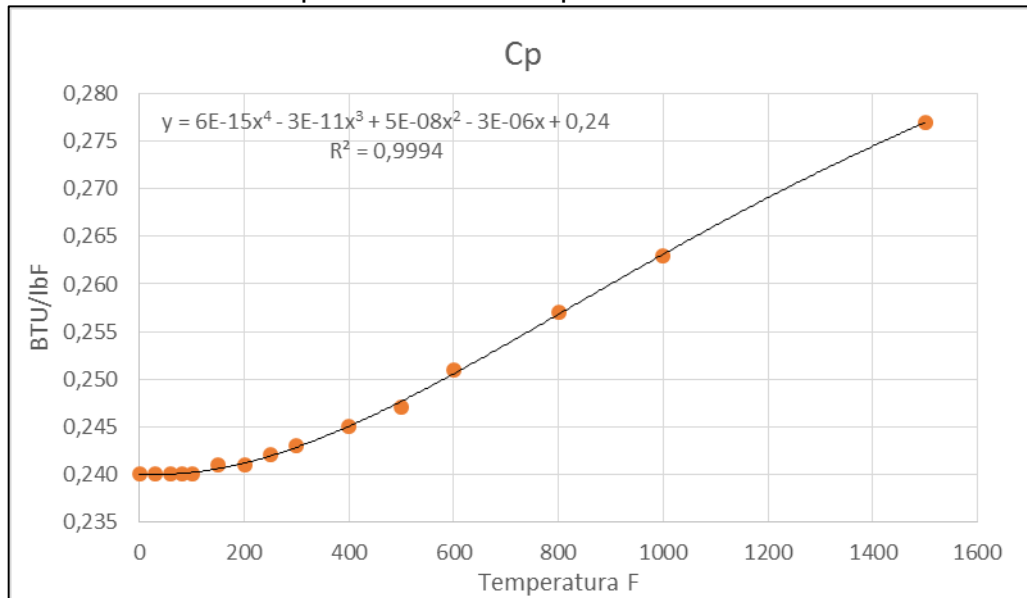
6.7.3.1 Densidad (ρ). (lb/ft³). Ver Gráfica 10.

Gráfica 10. Densidad del aire.



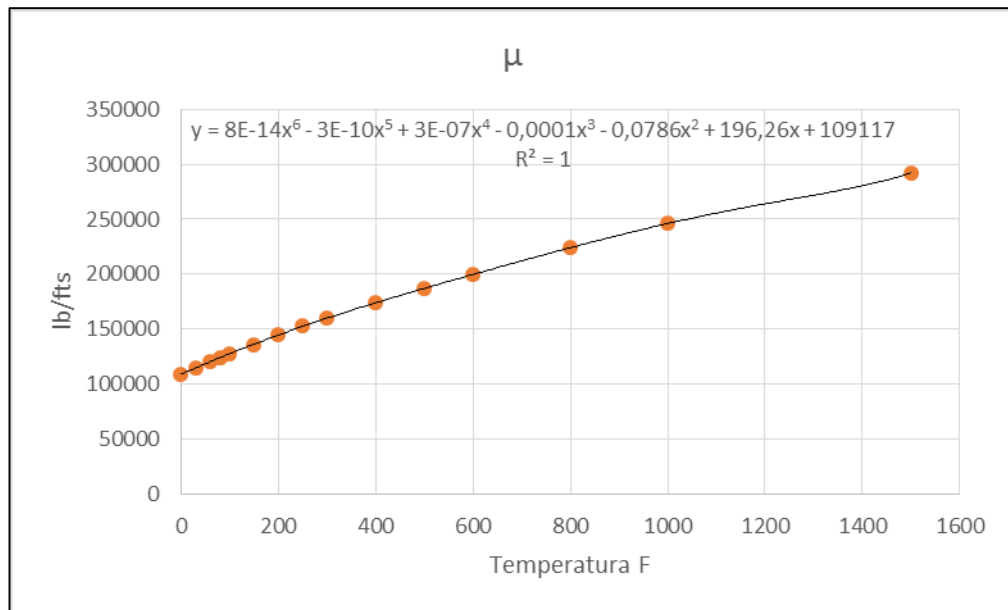
6.7.3.2 Calor específico a presión constante (C_p). (BTU/lbF). Ver Gráfica 11.

Gráfica 11. Calor específico del aire a presión constante.



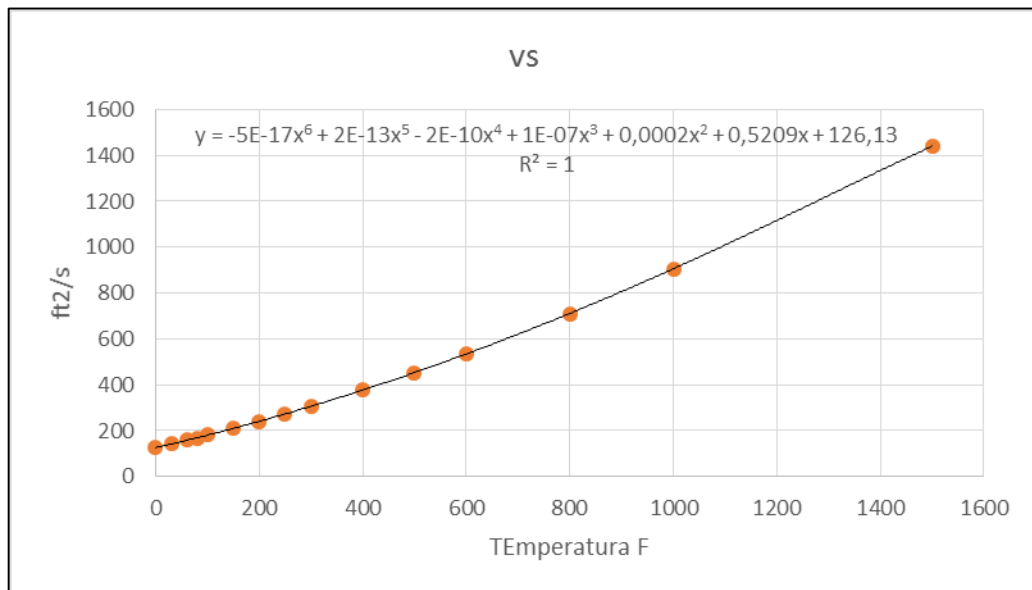
6.7.3.3 Viscosidad dinámica (μ). (lb/fts). Ver Gráfica 12.

Gráfica 12. Viscosidad dinámica del aire.



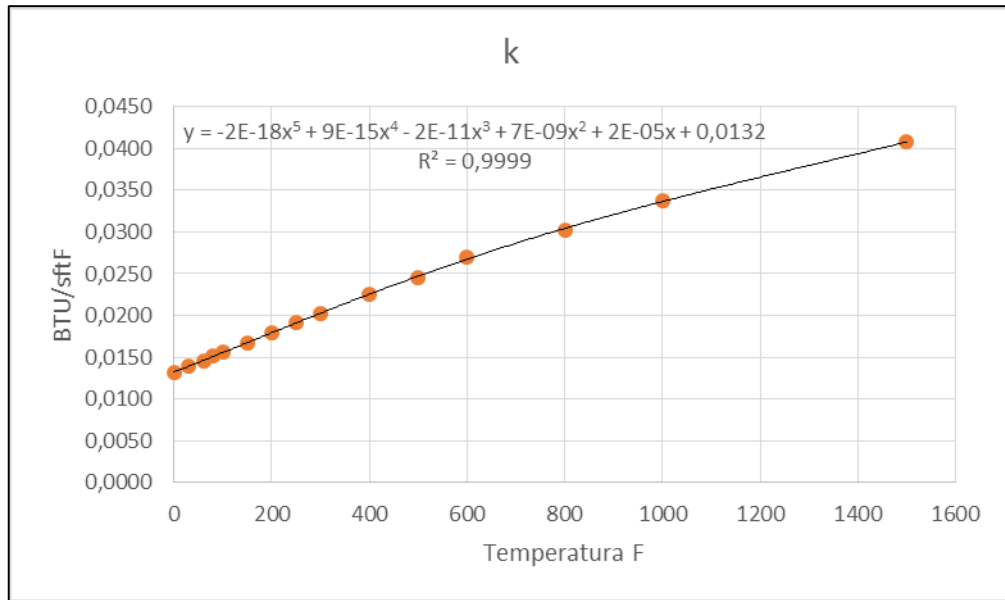
6.7.3.4 Viscosidad cinemática (ν). (ft²/s). Ver Gráfica 13.

Gráfica 13. Viscosidad cinemática del aire.



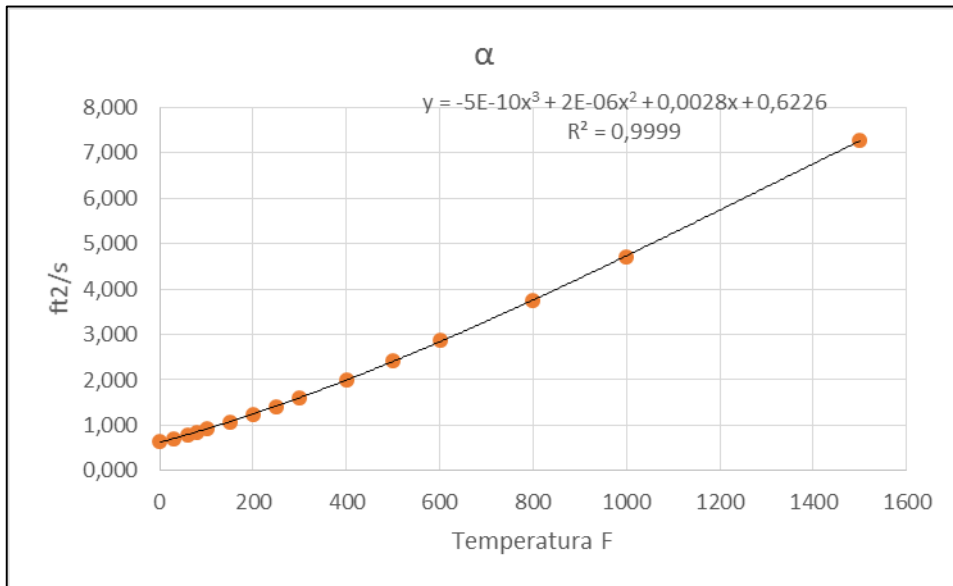
6.7.3.5 Conductividad térmica (k). (BTU/ftsF). Ver Gráfica 14.

Gráfica 14. Conductividad térmica del aire.



6.7.3.6 Difusividad térmica (α). (ft²/s). Ver Gráfica 15.

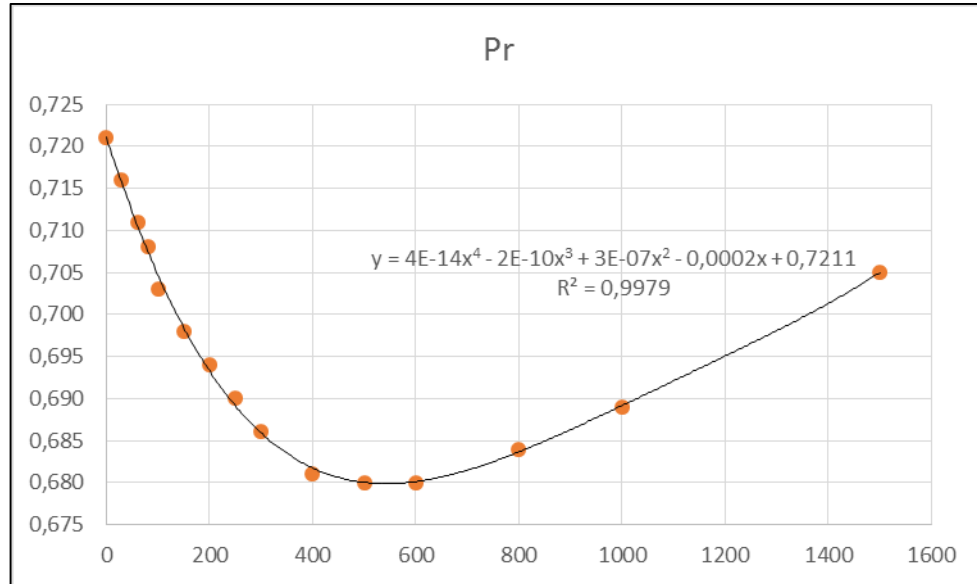
Gráfica 15. Difusividad térmica del aire.



6.7.3.7 Número de Prandtl (Pr). Representa la relación existente entre la difusividad molecular de la cantidad de movimiento y la difusividad molecular de calor o entre el espesor de la capa límite de velocidad y la capa límite térmica. El

Gráfica 16, de dispersión muestra el número de Prandtl calculado en un intervalo de temperaturas de cero hasta 1500 °F

Gráfica 16. Numero de Prandtl.



6.7.3.8 Coeficiente de expansión volumétrica (β). Esta dado en función de la temperatura de acuerdo a la **Ecuación 32**, y sufre variaciones de acuerdo a la temperatura.

Ecuación 32. Coeficiente de expansión volumétrica del aire.

$$\beta = \frac{1}{T - 459,57}$$

Dónde:

- β : Coeficiente de expansión volumétrica. (1/°F).
- T: Temperatura (R).

6.7.3.9 Numero de Grashof (Gr). Es un numero adimensional que expresa la relación entre las fuerzas de flotación y las fuerzas viscosas. Esta dado por la **Ecuación 33**.

Ecuación 33. Número de Grashof.

$$Gr = \frac{g\beta(T_s - T_\infty)L^3}{vs\alpha}$$

Dónde:

- Gr: Numero de Grashof (adimensional).
- g: Aceleración de la gravedad (ft/s²)
- β: Coeficiente de expansión térmica (1/°F)
- vs: Velocidad del aire (ft/s).
- α: Difusividad térmica (ft²/s)
- T_s: Temperatura de la superficie (°F).
- T_∞: Temperatura ambiente (°F).
- L: Longitud (ft).

6.7.3.10 Temperatura ambiente (T_∞). Es definida según el promedio aritmético de la temperatura ambiente promedio presente en cada nodo descrita en la **Tabla 16** y corresponde a un valor de 81,86 °F.

Tabla 16. Temperatura ambiente promedio por nodo.

Numero de Nodo	Nombre	T ambiente promedio °F
1	Apiay	85
2	La Porfia	80,6
3	Altamira	71,6
4	Calandamia	84
5	Villa Nueva	85
6	Monterrey	84

6.7.3.11 Número de Rayleigh (Ra). Es un numero adimensional asociado con la transferencia de calor dentro de un fluido. Es función del número de Grashof y del número de Prandlt; cuando se encuentra en una convección natural puede ser definido mediante la **Ecuación 34**.

Ecuación 34. Numero de Rayleigh.

$$Ra = Gr \times Pr$$

Dónde:

- Ra: Numero de Rayleigh (adimensional)
Gr: Numero de Grashof (adimensional).
Pr: Numero de Prandtl para el aire (adimensional).

El Número de Nusselt está dado por la **Ecuación 35**, es adimensional.

Ecuación 35. Número de Nusselt para convección natural.

$$Nu = \frac{0,6 + \left[Ra^{\frac{1}{16}} \times 0,387 \right]}{\left[1 + \left(\frac{0,599}{Pr^{\frac{1}{4}}} \right)^{\frac{8}{27}} \right]^2}$$

Fuente: https://books.google.com.co/books/about/Process_Heat_Transfer.html?id=5hDNqLZp_L4C&redir_esc=y.

Dónde:

- Un: Numero de Nusselt (adimensional).
- Ra: Numero de Rayleigh (adimensional).
- Pr: Numero de Prandtl (adimensional).

6.7.3.12 Coeficiente convectivo (ha). Como se explicó anteriormente, el coeficiente convectivo esta parametrizado según el tipo de convección, si el flujo es interno o externo y la geometría del conducto. Para el aire, que es el agente externo del sistema, el tipo de convección es libre está dado por la **Ecuación 36**.

Ecuación 36. Coeficiente convectivo del aire.

$$h_a = \frac{Nu \times k}{D}$$

Fuente: https://books.google.com.co/books/about/Process_Heat_Transfer.html?id=5hDNqLZp_L4C&redir_esc=y.

Dónde:

- h_a : Coeficiente convectivo del aire (BTU/sft²F).
- Nu: Numero de Nusselt (adimensional).
- k: Conductividad térmica. (BTU/ftsF).
- D: Diámetro externo de la tubería. (ft).

De manera similar a las demás propiedades, se realiza el cálculo mediante la

6.8 CÁLCULO DEL PERFIL DE TEMPERATURA

La temperatura afecta directamente el desempeño de la línea y los costos de operación asociados debido a los cambios en las propiedades físicas del fluido durante todo el recorrido. Estos cambios pueden ser definidos de manera infinitesimal a lo largo del tramo, sin embargo, puede convertirse en el desarrollo de un algoritmo complicando, conociendo las pérdidas de calor en cada nodo de estudio, puede conocerse la temperatura del fluido y por tanto, los cambios en la viscosidad y la densidad. Esto cobra importancia debido a los criterios de requerimientos mínimos de calidad del Crudo transportado exigidos por el operador y la viabilidad del proyecto.

Ahora bien, mediante los requerimientos mínimos de calidad de los Crudos transportados por el oleoducto Apiay – Porvenir mencionados en la **Tabla 4**, se conoce que la temperatura de recibo, en la Estación Monterrey, no debe superar los 150 °F y que la viscosidad no puede ser mayor a 300 (cSt). Por otra parte, el Crudo Castilla Selex es puesto a disposición para bombeo desde la torre de destilación usada en el proceso de separación de asfáltenos a una temperatura promedio de 300 °F y es conducido hasta un tanque de almacenamiento donde la temperatura del fluido puede descender, dependiendo del tiempo de residencia, hasta los 80 °F.

De acuerdo al tipo de transferencia de calor presente, bien sea conducción, convección y/o convección radiación; los perfiles de temperatura dependen de las propiedades de los agentes presentes en el sistema, por tanto, se hace necesario el uso de un sistema iterativo para la solución del problema.

El sistema iterativo propuesto para conocer la temperatura de despacho del Crudo en la Estación de bombeo Apiay (EBA) se describe a continuación.

6.8.1 Teoría del cálculo. Antes de iniciar los cálculos del perfil de temperatura es necesario aclarar los conceptos que hacen parte del mismo.

6.8.1.1 Calor. Se define como la energía cinética total de todos los átomos o moléculas de una sustancia.

6.8.1.2 Temperatura. Es una medida de la energía cinética promedio de los átomos y moléculas individuales de una sustancia. El proceso Selex Asp puede entregar el producto des-asfaltado en un intervalo de temperaturas desde los 300 °F justo a la salida del proceso hasta una temperatura promedio de 86 °F dependiendo del tiempo de residencia del producto en los tanques de almacenamiento en la Estación de Bombeo Apiay (EBA).

6.8.1.3 Transferencia de calor por conducción. Es el mecanismo de transferencia de calor a través de la materia por actividad molecular, debido al choque de unas moléculas con otras, donde las partículas más energéticas entregan energía, produciéndose un flujo de calor desde las temperaturas más altas a las más bajas, está dada por la **Ecuación 37**, conocida como la ley de conducción de calor de Fourier.

Ecuación 37. Ley de conducción de calor de Fourier.

$$H = \frac{dQ}{dT} = -\lambda A \frac{dT}{dx}$$

Fuente: https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=xr4uAzjOquoC&oi=fnd&pg=PP1&dq=principio+de+la+conservacion+de+la+energia+termica&ots=Jwg_wkwKpS&sig=BUj_xdCmAXjj32gq3dL8oPTazFk#v=onepage&q&f=false.

Dónde:

- λ : Conductividad térmica del material.

6.8.1.4 Analogía eléctrica de la conducción. Utiliza los conceptos desarrollados en la teoría de los circuitos eléctricos. La combinación L/kA equivale a una resistencia y la diferencia de temperatura es análoga a una diferencia de potencial. La **Ecuación 38**, puede escribirse en una forma semejante a la ley de Ohm de la teoría de circuitos eléctricos.

Ecuación 38. Ley de Ohm.

$$q_k = \frac{\Delta T}{R_k}$$

Fuente: https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=xr4uAzjOquoC&oi=fnd&pg=PP1&dq=principio+de+la+conservacion+de+la+energia+termica&ots=Jwg_wkwKpS&sig=B Uj_xdCmAXjj32gq3dL8oPTazFk#v=onepage&q&f=false.

Dónde:

- $\Delta T = (T_1 - T_2)$: Es un potencial térmico.
- $R_k = L/kA$: Es una resistencia térmica.

El recíproco de la resistencia térmica se denomina conductancia térmica.

$$\frac{kA}{L}$$

Entonces se deduce la **Ecuación 39**.

Ecuación 39. Resistencia térmica por conducción.

$$R_{conv} = \left(\frac{L}{kA} \right)$$

Fuente: https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=xr4uAzjOquoC&oi=fnd&pg=PP1&dq=principio+de+la+conservacion+de+la+energia+termica&ots=Jwg_wkwKpS&sig=B Uj_xdCmAXjj32gq3dL8oPTazFk#v=onepage&q&f=false.

Para tres secciones en serie:

$$q = \frac{\Delta T}{R_A + R_B + R_C}$$

Dónde:

- $\Delta T = (T_1 - T_4)$: Diferencia de temperaturas.
- $R_{A,B,C} = \left(\frac{L}{kA}\right)_{A,B,C}$: Resistencia térmica por conducción.

6.8.1.5 Transferencia de calor por convección. Implica el transporte de calor en un volumen y la mezcla de elementos macroscópicos de porciones calientes y frías de un gas o un líquido. Se incluye el intercambio de energía entre una superficie sólida y un fluido por medio de una bomba, un ventilador u otro dispositivo mecánico (convección forzada).

6.8.1.6 Transferencia de calor natural. Un fluido es más caliente o más frío y en contacto con una superficie sólida, causa una circulación debido a la diferencia de densidades que resulta del gradiente de temperaturas en el fluido.

La transferencia de calor por convección depende de las propiedades del fluido: viscosidad dinámica (μ), conductividad térmica (λ), calor específico (c), velocidad del fluido (v_s), configuración geométrica del conducto y del tipo de flujo (laminar o turbulento).

La transferencia de calor por convección se expresa con la Ley del enfriamiento de Newton mostrada en la **Ecuación 40**.

Ecuación 40. Ley de enfriamiento de Newton.

$$H = \frac{dQ}{dT} = hA(T_s - T_\infty)$$

Fuente: https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=xr4uAzjOquoC&oi=fnd&pg=PP1&dq=principio+de+la+conservacion+de+la+energia+termica&ots=Jwg_wkwKpS&sig=B Uj_xdCmAXjj32gq3dL8oPTazFk#v=onepage&q&f=false.

Dónde:

- h : Coeficiente convectivo.
- A : Área del cuerpo en contacto con el fluido.
- T_s : Temperatura de la superficie del cuerpo.
- T_∞ : Temperatura del fluido lejos del cuerpo.

La resistencia térmica en la transferencia de calor por convección, viene dada por la **Ecuación 41**.

Ecuación 41. Resistencia térmica por convección.

$$R_{conv} = \frac{1}{hA}$$

Fuente: https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=xr4uAzjOquoC&oi=fnd&pg=PP1&dq=principio+de+la+conservacion+de+la+energia+termica&ots=Jwg_wkwKpS&sig=BUj_xdCmAXjj32gq3dL8oPTazFk#v=onepage&q&f=false.

Dónde:

- H: Coeficiente convectivo del fluido.
- A: Área.

La transferencia de calor por radiación carece de importancia en los cálculos de este estudio debido a que las temperaturas del aire no son altas.

6.8.1.7 Coeficiente global de transferencia de calor U. Es el coeficiente de transferencia de calor resultante después de tener en cuenta la conductividad térmica y la conductancia, y está dado por la **Ecuación 42** y sus unidades son (BTU/ft²F).

Ecuación 42. Coeficiente global de transferencia de calor.

$$\dot{q} = UA(\Delta T)$$

Fuente: SCRIBD. Coeficiente global de transferencia de calor. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/47380156/Coeficiente-global-de-transferencia-de-calor>.

Con relación a la analogía eléctrica, el coeficiente global de transferencia de calor se obtiene al reducir todo el circuito eléctrico análogo, a una sola resistencia total, lo cual se relaciona mediante la **Ecuación 43**.

Ecuación 43. Coeficiente global de transferencia de calor por resistencia eléctrica.

$$Q = R_{total} = \frac{1}{\sum R}$$

Fuente: SCRIBD. Coeficiente global de transferencia de calor. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/47380156/Coeficiente-global-de-transferencia-de-calor>.

6.8.1.8 Transferencia de calor y principio de la conservación de la energía. La primera ley de la termodinámica establece que la energía no se puede crear ni destruir, sino que se puede transformar de una forma a otra, o ser transferida como trabajo o calor. Para aplicar la ley de la conservación de la energía, primero se debe establecer un volumen de control a través del cual el calor, el trabajo y la masa pueden pasar. La tasa a la cual las energías térmicas y mecánicas entran en un volumen de control, más la tasa a la que la energía se genera dentro de ese volumen menos la tasa a la cual las energías térmica y mecánica salen del volumen de control, deben ser iguales a la tasa a la que la energía se almacena dentro de ese volumen.

Entonces, la transferencia de calor está dada por la **Ecuación 44.**

Ecuación 44. Calor termodinámico.

$$Q = \dot{m}C_p(\Delta T)$$

Dónde:

- Q: Calor transferido (BTU/s).
- M: Flujo másico (lb/s).
- Cp: Calor específico (BTU/lbF)
- ΔT: Diferencia de temperaturas entre la entrada y la salida (F),

6.8.2 Metodología del cálculo. Para calcular los perfiles de temperatura inicialmente se realiza la definición de la distribución de resistencias térmicas **Gráfica 16**, y de distribución de temperaturas; al igualar el calor termodinámico con la ley de la conservación de la energía, se pueden despejar las variables desconocidas y con el uso de un proceso iterativo, podrá conocerse la temperatura más baja de despacho en la estación de bombeo Apiay que cumple

con los requerimientos mínimos de calidad, impuestos en la estación de recibo Monterrey después de recorrer el tramo de estudio. Seguidamente, luego de calcular la temperatura de entrada y de manera similar, podrán calcularse las temperaturas en cada uno de los nodos de estudio descritos anteriormente.

Figura 16. Distribución de resistencias térmicas.

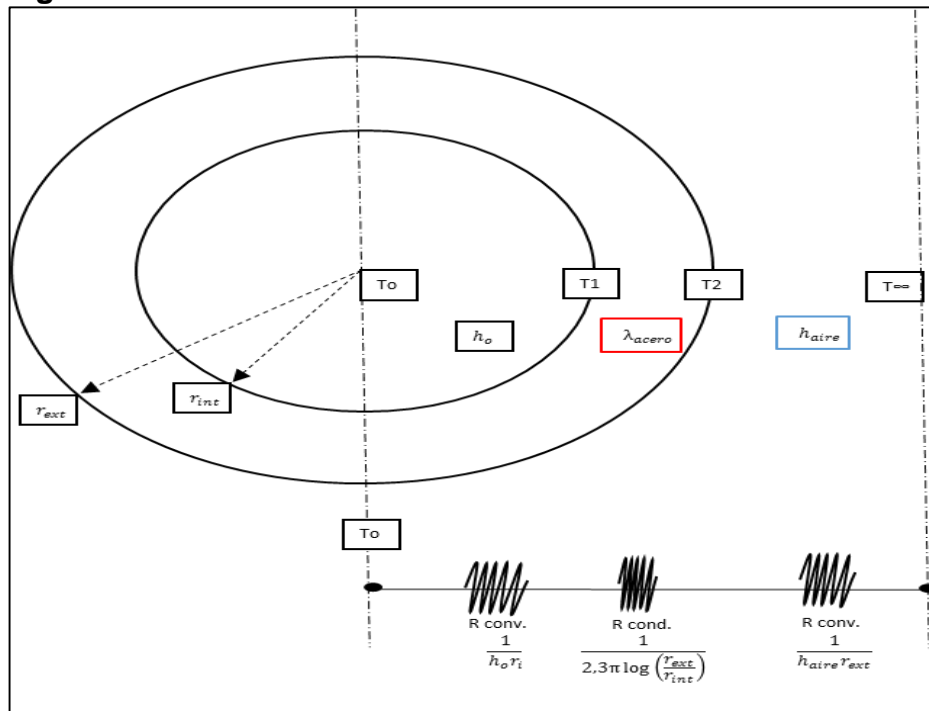
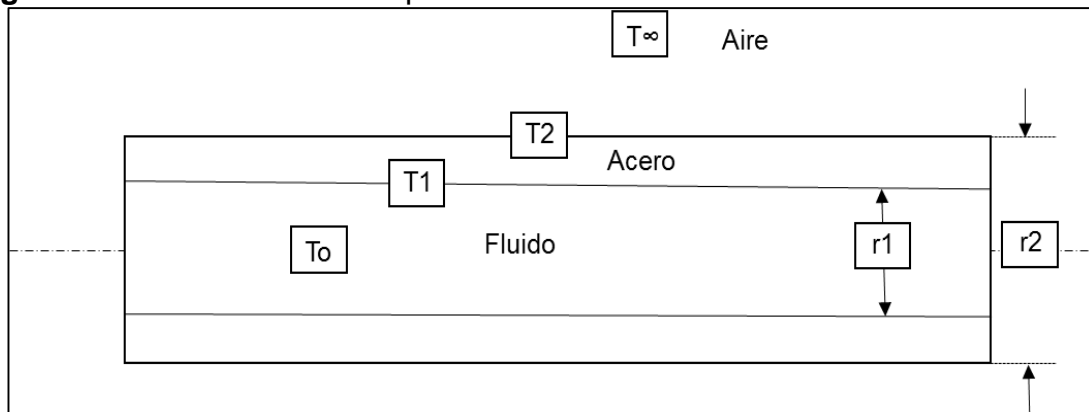


Figura 17. Distribución de temperaturas.



Dónde:

- T_o : Temperatura del fluido ($^{\circ}\text{F}$).
- T_1 : Temperatura de la pared interior de la tubería ($^{\circ}\text{F}$).

- T_2 : Temperatura de la pared exterior de la tubería ($^{\circ}\text{F}$).
- T_{∞} : Temperatura del aire ($^{\circ}\text{F}$).
- r_1 : Radio interior de la tubería (ft).
- r_2 : Radio exterior de la tubería (ft).

De las **Ecuaciones 43 y 44**, se tiene que:

$$Q = R_{\text{total}} = \frac{\Delta T}{\sum R} = \dot{m}C_p(\Delta T)$$

Desarrollando $\sum R$;

Para la transferencia de calor por convección desde el fluido hasta la pared interior de la tubería se tiene la **Ecuación 41**;

$$q_{\text{conv}} = R_{\text{conv}} = \frac{1}{hA} = \frac{T_o - T_1}{h_o A_i}$$

Dónde:

- T_o : Temperatura del fluido ($^{\circ}\text{F}$).
- T_1 : Temperatura de la pared interior de la tubería. ($^{\circ}\text{F}$).
- h_o : Coeficiente convectivo del Crudo Castilla Selex ($\text{BTU}/\text{sft}^2\text{F}$).
- A_i : Área interior de la tubería (ft^2).

Para la transferencia de calor por conducción entre la pared interna y externa de la tubería una vez conocida la distribución de temperaturas, con la ley de Fourier en coordenadas cilíndricas se resuelve en la **Ecuación 45**.

Ecuación 45. Transferencia de calor por conducción en coordenadas cilíndricas.

$$q_{\text{cond}} = R_{\text{cond}} = \frac{T_1 - T_2}{2\pi\lambda \ln \frac{r_2}{r_1}}$$

Dónde:

- T_2 : Temperatura de la pared exterior de la tubería. ($^{\circ}\text{F}$).
- λ : Conductividad térmica del acero. (BTU/ftR).
- r_2 : Radio exterior de la tubería. (ft).
- r_1 : Radio interior de la tubería. (ft).

De manera similar, para la transferencia de calor por convección entre el aire y la tubería se tiene la **Ecuación 41**.

$$q_{\text{conv}} = R_{\text{conv}} = \frac{1}{hA} = \frac{T_2 - T_{\infty}}{h_a A_e}$$

Dónde:

- T_{∞} : Temperatura ambiente (°F).
- h_a : Coeficiente convectivo del aire (BTU/sftF).
- A_e : Área exterior de la tubería (ft²).

Entonces;

$$q = \frac{\Delta T}{\sum R} = \frac{(T_o - T_1 - T_2 - T_{\infty})}{\frac{1}{h_o A_{\text{int}}} + \frac{1}{2\pi\lambda \ln \frac{r_2}{r_1}} + \frac{1}{h_a A_{\text{ext}}}}$$

Y por la primera ley de la termodinámica se sabe de la **Ecuación 44** qué;

$$q = \dot{m}C_p(\Delta T)$$

Igualando se tiene;

$$\frac{(T_o - T_1 - T_2 - T_{\infty})}{\frac{1}{h_o A_i} + \frac{1}{2\pi\lambda \ln \frac{r_2}{r_1}} + \frac{1}{h_a A_e}} = \dot{m}C_p(T_e) - \dot{m}C_p(T_s)$$

Dónde:

- T_e : Temperatura de entrada (°F).
- T_s : Temperatura de salida (°F).

El flujo másico (\dot{m}) es calculado para cada temperatura, así pues, la variable desconocida será $[\dot{m}C_p(T_e)]$. Entonces, se procede a realizar el cálculo del lado izquierdo de la ecuación.

$$\frac{(T_o - T_1 - T_2 - T_\infty)}{\frac{1}{h_o A_{int}} + \frac{1}{2\pi\lambda \ln \frac{r_2}{r_1}} + \frac{1}{h_{aire} A_{ext}}} + \dot{m}C_p(T_s) = \dot{m}C_p(T_e)$$

Desde este punto, se inicia el proceso iterativo hasta encontrar la temperatura del producto $[\dot{m}C_p(T_e)]$ que cumpla con los requerimientos mínimos de calidad del Crudo.

Dependiendo de la temperatura de entrada en la Estación de bombeo Apiay, se puede realizar el cálculo de perfil de temperatura desde la Estación de bombeo Apiay hasta la Estación Monterrey y determinar las temperaturas en todos los nodos de estudio.

Debido a que no existe una respuesta única para la temperatura de entrada del Crudo Castilla en la Estación de Bombeo Apiay que cumpla con los requerimientos de calidad de entrega en la Estación Monterrey, se presentaran los resultados computacionales en formato de gráfico y de tablas para tres temperaturas de entrada en el **Capítulo 7**.

6.9 CÁLCULO DEL PERFIL DE PRESIÓN

6.9.1 Teoría del perfil de presión. A través de la historia, se han desarrollado diferentes ecuaciones que tratan de mejorar el cálculo de las pérdidas de presión cuando el fluido transportado es Crudo pesado como el caso del Crudo Castilla Selex transportado en un intervalo de temperaturas sin embargo, un valor razonable puede ser expuesto con el uso de la ecuación de Bernoulli y la ecuación general de la energía. Para este estudio se realizaron los cálculos con tres diferentes diámetros internos de la tubería, además, se tomó como factor de seguridad; la presión de salida en la Estación de Bombeo Apiay que corresponde a 1800 (psi) más un 25% para un valor de 2250 (psi) El cálculo de las presiones en cada nodo de estudio, determina si el sistema está capacitado para su funcionamiento.

6.9.1.1 Ecuación de continuidad para cualquier fluido. El flujo volumétrico que circula dentro de un sistema de ducto cerrado en cierta cantidad de tiempo es constante en todas las secciones del sistema, es conocido como flujo estable y determinado mediante la **Ecuación 46**.

Ecuación 46. Flujo estable.

$$\rho_i A_i v_i = \rho_f A_f v_f$$

Fuente: MOTT. Robert. Mecánica de fluidos. Disponible en: <https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecánica-de-fluidos-robert-mott-6ta-edicion.pdf>.

El lado izquierdo de la ecuación hace referencia a las condiciones iniciales del sistema, el lado derecho se refiere a las condiciones finales.

Si el fluido es un líquido incompresible, entonces los términos ρ_i y ρ_f se cancelan y la expresión queda;

$$A_i v_i = A_f v_f$$

Que es igual a:

$$Q_i = Q_f$$

Dónde:

- Q_i : Flujo volumétrico inicial.
- Q_f : Flujo volumétrico final.
- **Ecuación de Bernoulli.** Relaciona los cambios de presión con los cambios de velocidad y la altura a lo largo de una línea de corriente, las restricciones para la aplicación de la **Ecuación 47**; que pueden ser eliminadas mediante el uso de la ecuación general de la energía, son enumeradas a continuación.
- Es valida solo para fluidos incompresibles.
- No puede haber dispositivos mecánicos que agreguen o retiren energía dentro de las secciones de interés.
- No puede haber transferencia de calor hacia el fluido o fuera de este.
- No puede haber pérdida de energía debido a la fricción.

Ecuación 47. Ecuación de Bernoulli.

$$\frac{P_i}{\gamma_i} + z_i + \frac{v_i^2}{2g} = \frac{P_f}{\gamma_f} + z_f + \frac{v_f^2}{2g}$$

Fuente: MOTT. Robert. Mecánica de fluidos. Disponible en: <https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecánica-de-fluidos-robot-mott-6ta-edicion.pdf>.

El lado izquierdo de la ecuación hace referencia a las condiciones iniciales del sistema, el lado derecho se refiere a las condiciones finales.

Dónde:

- P: Presión.
- Y: Peso específico. ($Y = \rho g$)
- v: Velocidad.
- g: Aceleración de la gravedad.

6.9.1.2 Ecuación general de la energía. Es utilizada como una extensión de la ecuación de Bernoulli para cálculos de sistemas que poseen pérdidas o ganancias de energía debido a bombas, motores, rozamiento y esta descrita por la **Ecuación 48**.

Ecuación 48. Ecuación general de la energía.

$$\dot{E}_1 + h_A + h_R - h_L = \dot{E}_2$$

Fuente: MOTT. Robert. Mecánica de fluidos. Disponible en: <https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecánica-de-fluidos-robot-mott-6ta-edicion.pdf>.

Dónde:

- E₁: Energía en el punto 1.
- h_A: Energía que se agrega al fluido con un dispositivo mecánico.
- h_R: Energía que se remueve del fluido por medio de un dispositivo mecánico.
- h_L: Pérdidas de energía del sistema por la fricción en las tuberías.

La **Ecuación 49** es una manera algebraica de término (h_L), para calcular el cambio de presión convertido a energía térmica a causa de la fricción cuando el

líquido fluye en una tubería. Debido a que la energía térmica no ayuda a desplazar el petróleo hacia abajo por el oleoducto, esta pérdida se llama usualmente pérdidas por fricción o pérdida de cabeza por fricción; relaciona el flujo continuo (la velocidad es constante), de un flujo incompresible bajo condiciones de temperatura constantes (isotérmico), en un tramo de tubería de longitud (L) no menor 10 veces al diámetro de la tubería y un diámetro interno uniforme (D).

Ecuación 49. Pérdidas de presión Darcy-Weisbach modificada.

$$\Delta P = f \frac{LV^2}{D2g}$$

Fuente: MOTT. Robert. Mecánica de fluidos. Disponible en: <https://deymerg.files.wordpress.com/2013/07/mecánica-de-fluidos-robort-mott-6ta-edicion.pdf>.

Dónde:

- ΔP : Pérdidas de presión (m).
- f : Factor de fricción (adimensional).
- L: Longitud (m).
- v: Velocidad del fluido. (m/s).
- D: Diámetro de la tubería (m).
- g: Aceleración de la gravedad (9,81 m/s²).

Convenientemente, los resultados computacionales en formato de gráfico y de tablas para tres diámetros serán presentados en el **Capítulo 7**.

7. GENERALIDADES PARA LA FORMULACIÓN DE UNA MATRIZ DE DECISIÓN

La matriz de decisión es realizada mediante la ayuda del programa Excel ejecutando de forma iterativa la secuencia de cálculos planteada en el **Capítulo 6**. Permite realizar la simulación del comportamiento de las propiedades del Crudo Castilla Selex, basado en las variaciones de diámetro y temperatura de acuerdo a los requerimientos mínimos de calidad exigidos por el operador del oleoducto Apiay - Porvenir en el tramo de estudio escogido. De acuerdo a los gráficos obtenidos, puede generarse una interpretación de los resultados que permite realizar un análisis teórico y, posteriormente, conseguir realizar las conclusiones de este estudio. Debido al tamaño de la base de datos obtenida, a continuación, se presentan en forma de tablas y gráficos los resultados con sensibilizaciones de tres diámetros internos de estudio y tres temperaturas diferentes de salida en la Estación Monterrey de forma repetitiva; cada resultado, es presentado; como fue mencionado en el **Capítulo 6**, en forma de tabla y acompañado de un gráfico correspondiente y, un análisis del resultado es elaborado al final de cada numeral.

7.1 DETERMINAR LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO

Las condiciones óptimas del Crudo para la operación el oleoducto Apiay – Porvenir, en el tramo de estudio escogido, se estipulan de acuerdo a las consideraciones realizadas al principio del **Capítulo 6** y a la **Tabla 5**.

7.2 ESTABLECER LOS VALORES DE CADA UNA DE LAS VARIABLES

En base a la **Tabla 5**, se tienen en cuenta las siguientes variables.

7.2.1 Temperatura. En la estación Monterrey, la temperatura de recibo, no puede superar los 150 °F, es decir, las pérdidas de calor, traducidas a temperatura, durante el recorrido del Crudo a través del tramo de estudio, no deben superar dicha temperatura.

7.2.2 Viscosidad. De acuerdo a los parámetros operacionales del oleoducto Apiay – Porvenir en el tramo de estudio, la viscosidad del Crudo transportado no puede ser superior a los 300 (cP).

7.2.3 Diámetro interno. Es necesario que pueda contener la presión del sistema, es decir, cuando la presión supera la presión máxima de operación, el diámetro interior debe ser reducido, sin embargo, esto puede afectar tanto el carácter de flujo como las pérdidas de calor y como resultado la viscosidad. Para este estudio, el diámetro interior es constante en toda la extensión del tramo de estudio.

7.2.4 Diámetro exterior. Se mantiene constante en 20 pulgadas para todo el tramo del oleoducto Apiay – Porvenir escogido.

7.2.5 Presión máxima de servicio. La presión máxima de este estudio, corresponde a la presión de salida en la Estación d Bombeo Apiay que corresponde a 1800 (psi) y un 25% como factor de servicio según la norma API 5L.

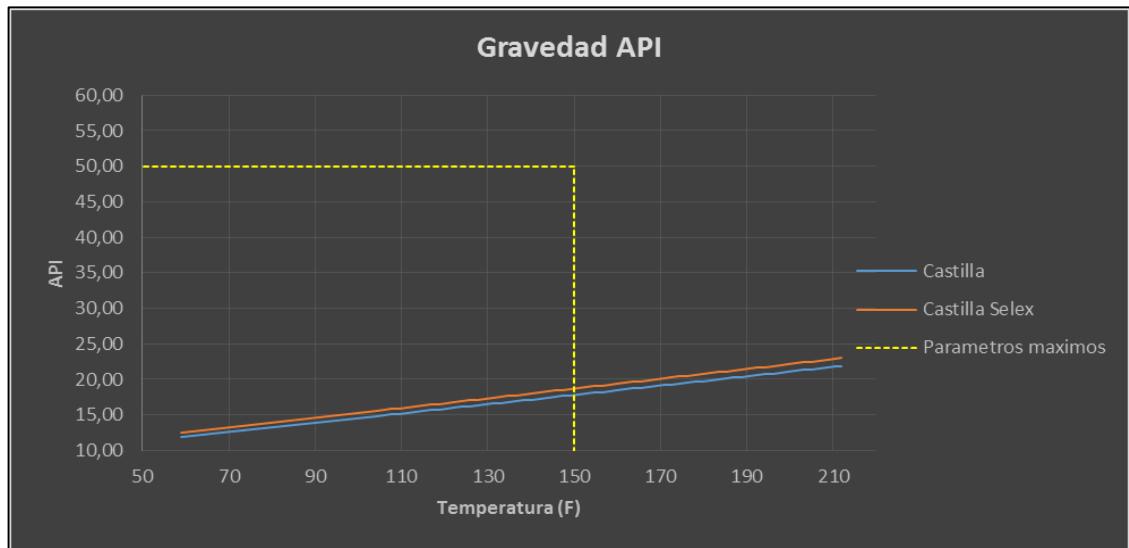
7.2.6 Accesorios. Hace referencia a bombas, motores, codos, uniones y otros complementos del sistema del oleoducto Apiay – Porvenir, en este estudio solo es tomada en cuenta la bomba en la estación de bombeo Apiay que entrega el Crudo a una presión de 1800 (psi).

7.3 SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Es realizada una comparación entre los resultados del Crudo Castilla y los obtenidos para el Crudo Castilla Selex para todas las propiedades que interviene en este estudio.

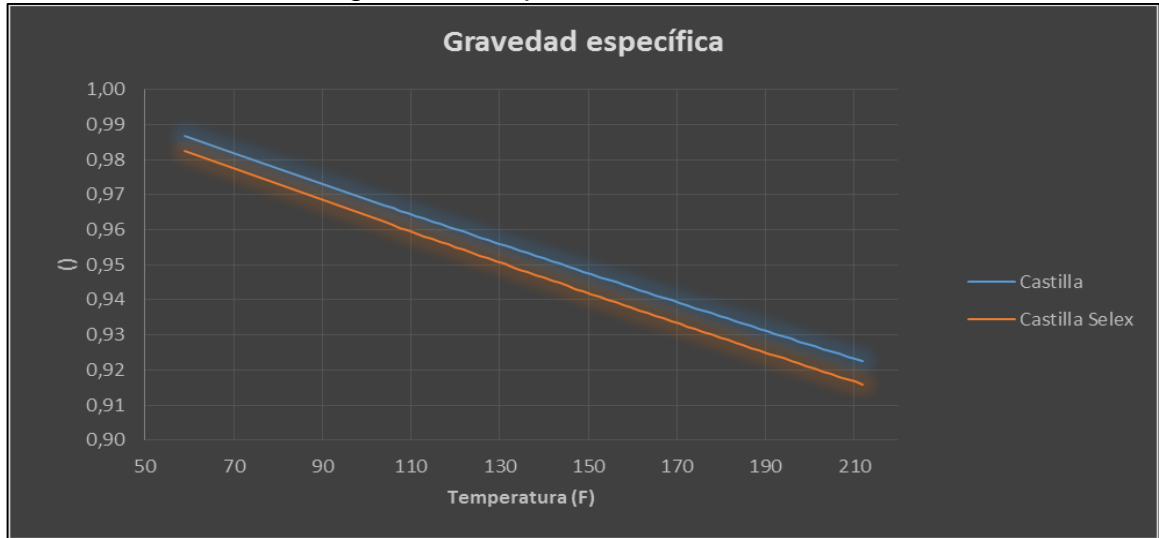
7.3.1 Gravedad API. La gravedad API es inversamente proporcional a la viscosidad del Crudo, cuanto menor sea su valor, el Crudo perderá la capacidad de fluir, Según la **Gráfica 19**, los Crudos Castilla y Castilla Selex dispuestos a temperaturas inferiores a los 150 °F cumplen con el requerimiento máximo de 50 °API impuestos por el operador del oleoducto según los límites del recuadro amarillo leído de izquierda a derecha.

Gráfica 17. Resultado Gravedad API.



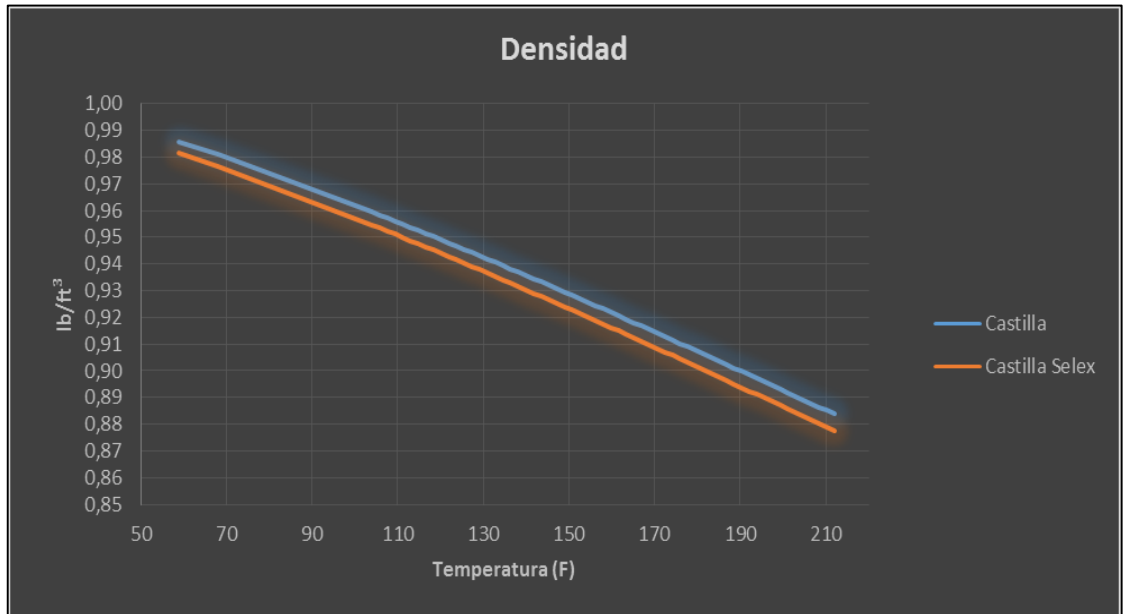
7.3.2 Gravedad específica. Tiene relación con la densidad y muestra un comportamiento inversamente proporcional a la gravedad API según el **Gráfica 19**.

Gráfica 18. Resultado gravedad específica.



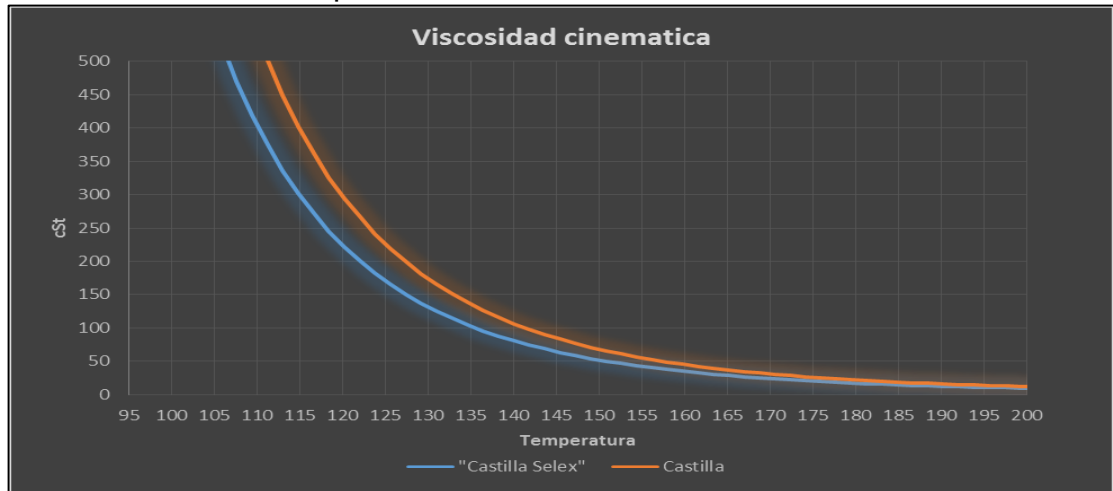
7.3.3 Densidad. Afecta al flujo másico y por supuesto a las pérdidas de presión; según el **Gráfica 20**, la densidad del Crudo Castilla es mayor como es de esperarse.

Gráfica 19. Resultado densidad.



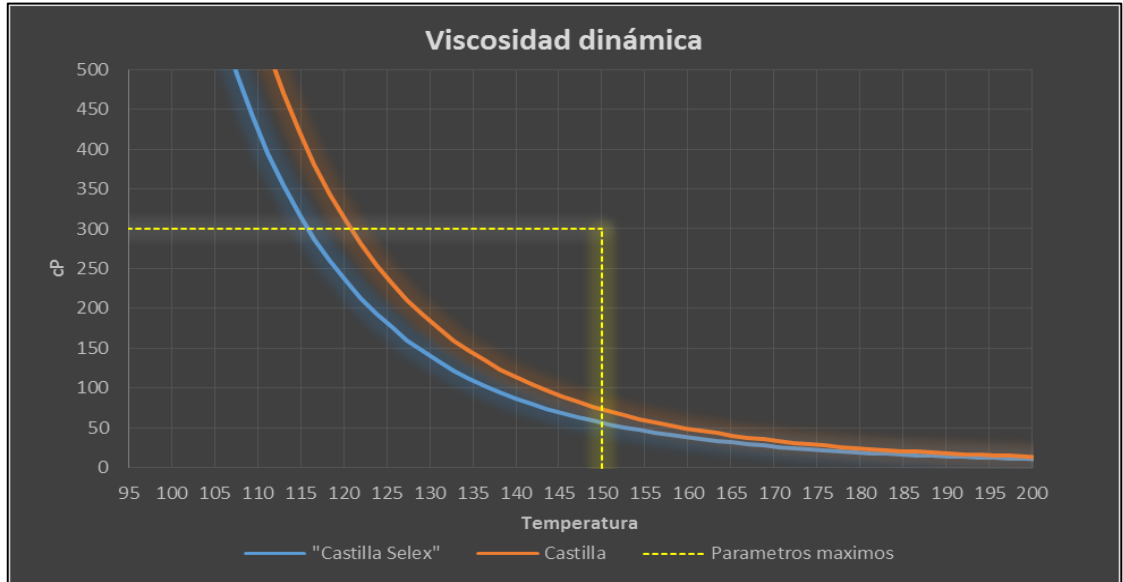
7.3.4 Viscosidad cinemática. Realizando la variación de temperatura y viscosidad, puede inferirse del **Gráfica 21**, que la viscosidad del Crudo Castilla, evaluada a una misma temperatura es superior al Crudo Castilla Selex; sin embargo, para este estudio cobra importancia la viscosidad dinámica.

Gráfica 20. Resultado perfil de viscosidad cinemática.



7.3.5 Viscosidad dinámica. Realizando la variación de temperatura, puede inferirse del **Gráfica 22**, que a una temperatura cercana a los 115 (°F) el Crudo Castilla Selex puede ser transportado por el tramo Apiay – Monterrey del oleoducto Apiay – Porvenir debido a que cumple con los requerimientos mínimos de calidad exigidos por el operador, el Crudo Castilla cumpliría con el requisito a una temperatura mínima de 120 (°F), sin embargo, los intervalos de temperatura serán más reducidos para cumplir con la máxima viscosidad permitida en la Estación de recibo Monterrey establecida en 300 (cP). El objetivo de este estudio, es encontrar teóricamente la temperatura máxima de despacho del Crudo Castilla Selex para evitar tiempos de residencia prolongados que mejoraran la rotación de los inventarios en la Estación de bombeo Apiay y por ende su economía.

Gráfica 21. Resultado viscosidad dinámica.

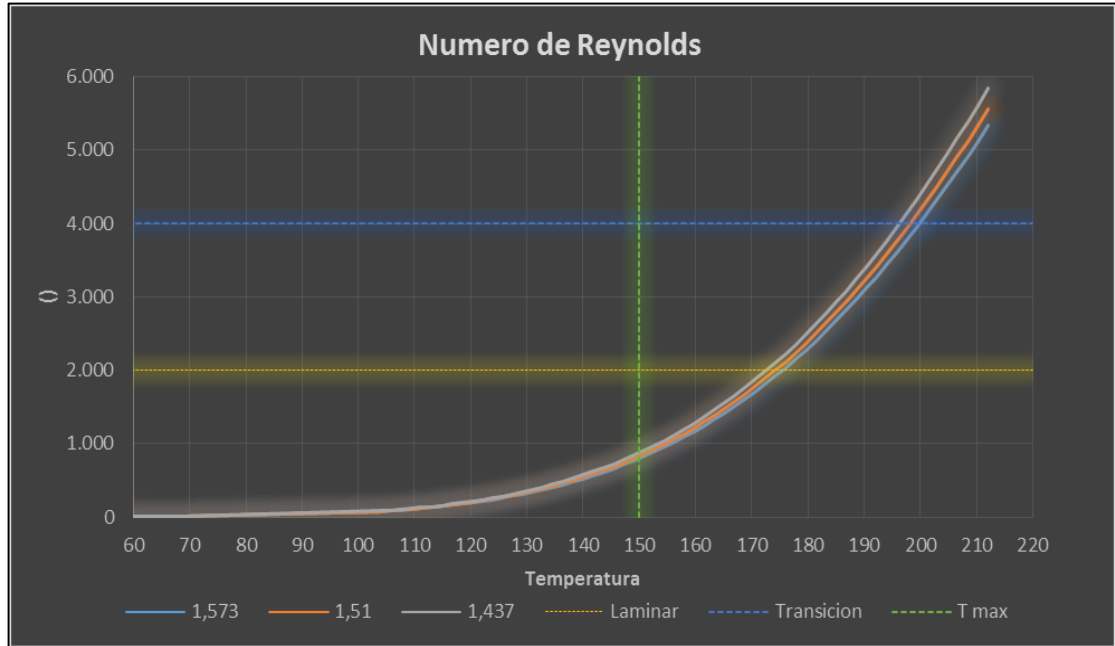


En relación a la **Gráfica 21**, es evidente que el diámetro interno menor presenta una mayor temperatura, como fue descrito anteriormente, la viscosidad es inversamente proporcional a la temperatura, sin embargo, las variaciones de diámetro no presentan influencia sobre el perfil de viscosidad, por el contrario, si está fuertemente influenciado con el carácter de flujo.

Los resultados en adelante, serán calculados solo para las propiedades del Crudo Castilla Selex.

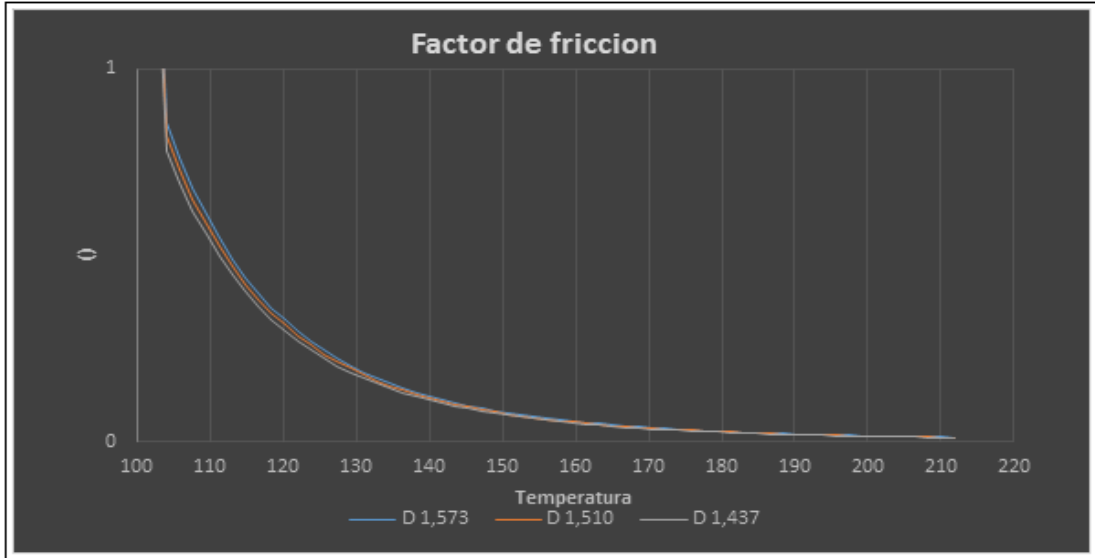
7.3.6 Número de Reynolds. Realizando variaciones de temperatura para los tres diámetros internos de estudio, de la **Gráfica 22**, puede predecirse que el carácter de flujo será laminar para todas las temperaturas por debajo del requerimiento máximo de 150 °F. El número de Reynolds interviene en el factor de fricción que cuantifica las pérdidas de presión.

Gráfica 22. Resultado número de Reynolds.



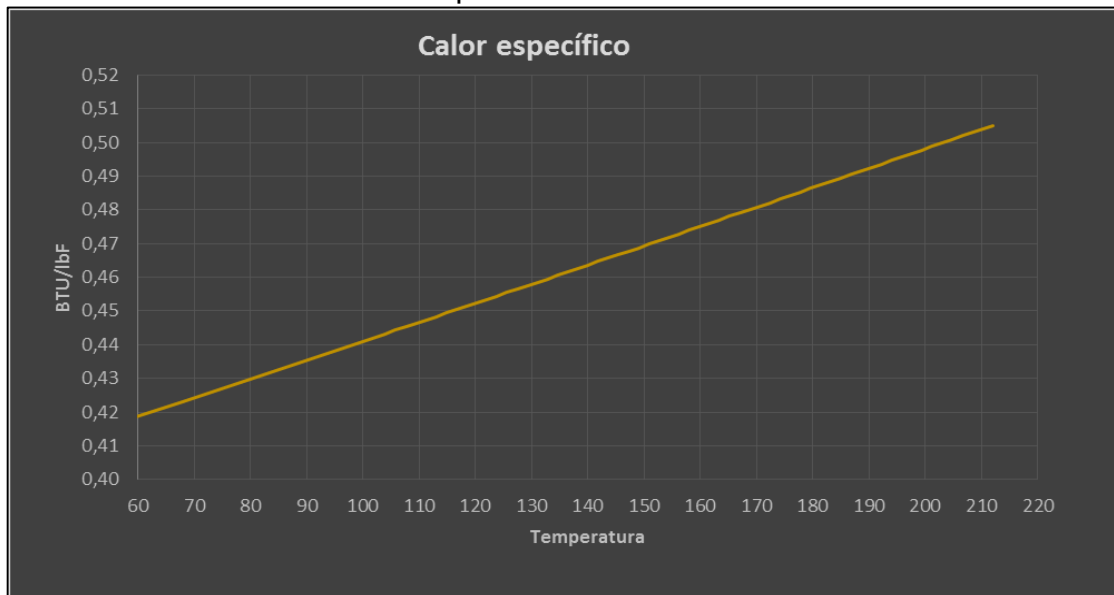
7.3.7 Factor de fricción. Los cambios de diámetro interno, no afectan sustancialmente el factor de fricción, también cabe anotar que si el comportamiento del número de Reynolds en flujo laminar presenta variaciones muy pequeñas, las variaciones en el factor de fricción serán casi despreciables como se muestra en la **Gráfica 23**.

Gráfica 23. Factor de fricción.



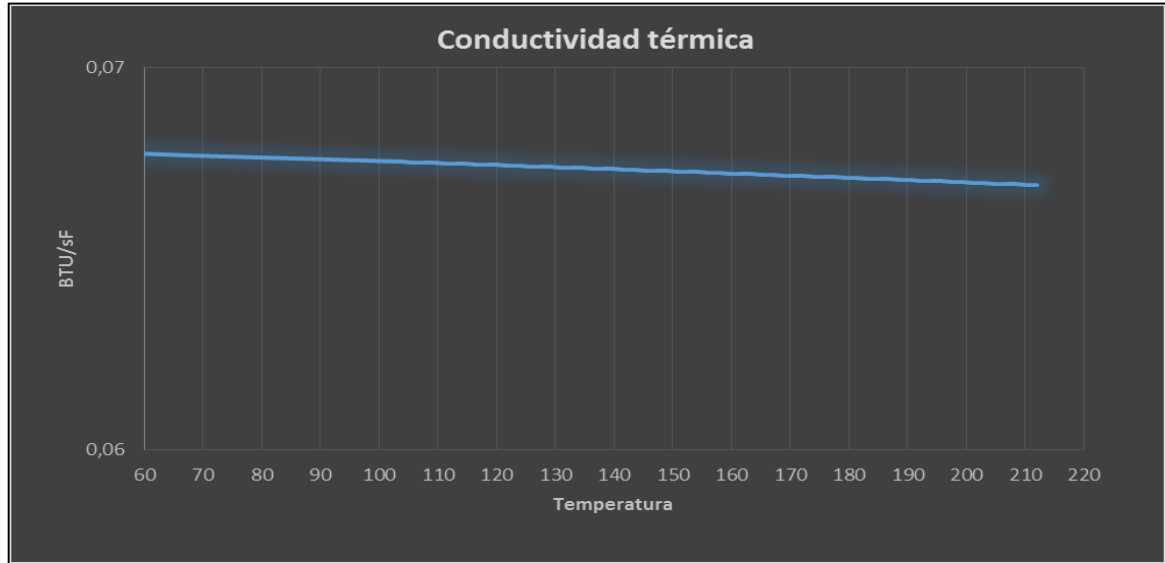
7.3.8 Calor específico. La variación del calor específico mostrada en la **Gráfica 25**, se toma en cuenta toda vez que afecta al calor termodinámico de acuerdo a la densidad del fluido a una temperatura dada, es usado en este estudio para determinar la temperatura de entrada en la Estación de bombeo Apiay.

Gráfica 24. Resultado calor específico.



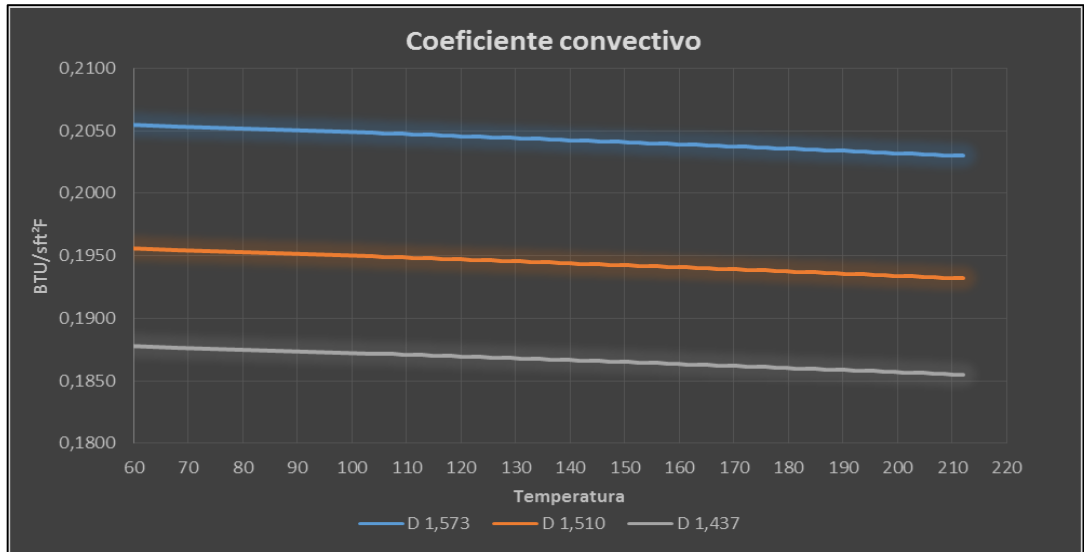
7.3.9 Conductividad térmica. Es afectada por la gravedad específica y es usada en este estudio para determinar el coeficiente convectivo para cálculo de la resistencia térmica. Ver **Gráfica 25**.

Gráfica 25. Resultado Conductividad térmica.



7.3.10 Coeficiente convectivo. Es usado para la determinación de la resistencia térmica, presenta variaciones importantes evidenciado en la **Gráfica 26** cuando el diámetro interior sufre variaciones mínimas, el valor del coeficiente convectivo multiplicado por el área representan las pérdidas de calor

Gráfica 26. Resultado coeficiente convectivo.



7.3.11 Perfil de viscosidad y temperatura. Manteniendo constante el diámetro interior de la tubería, son realizadas las simulaciones del comportamiento de la viscosidad y la temperatura presentadas en cada nodo de estudio. *Temperatura de recibo* hace referencia a la temperatura en que se encuentra el Crudo Castilla Selex después de presentar todas las pérdidas de calor durante el tramo de

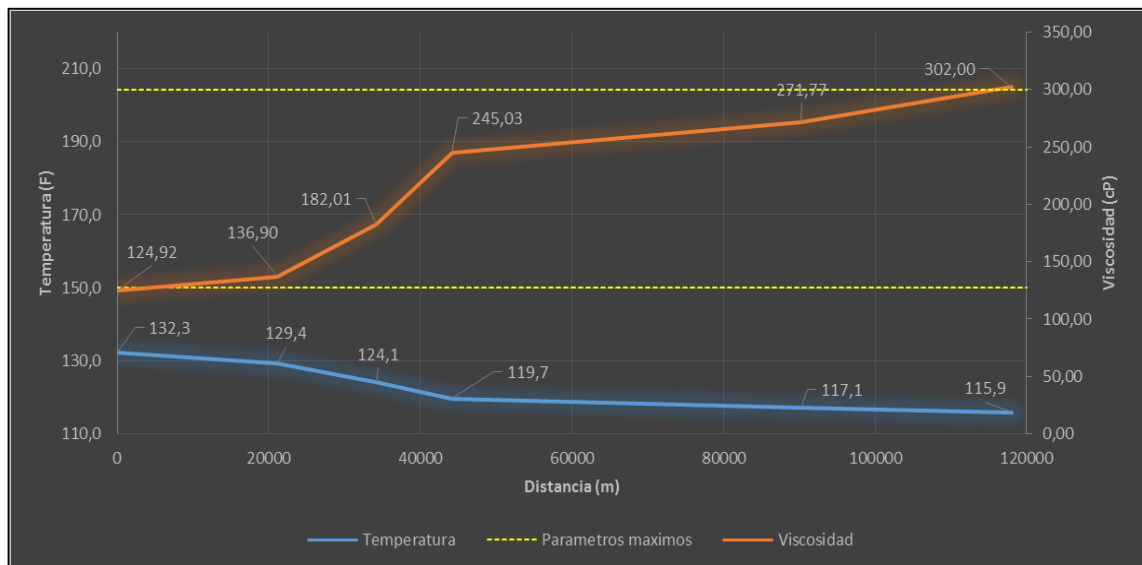
estudio. *Temperatura de despacho* es, la temperatura del Crudo Castilla Selex en el nodo de análisis 1 al iniciar el recorrido. La misma referencia será usada para las demás propiedades. La matriz de decisión demostró que con las variaciones de diámetro propuestas, la temperatura presenta variaciones insignificantes, por tal, solo se presentan los resultados para un diámetro interior de 1,573 (ft).

7.3.11.1 Datos de entrada 1. Diámetro interior 1.573 (ft) y temperatura de recibo 115,9 °F. La **Tabla 17**, muestra los datos arrojados por el simulador, de la **Gráfica 27**, se puede inferir que la temperatura de recibo propuesta cumple con los requerimientos mínimos de calidad, sin embargo a esta temperatura, la viscosidad es de 302 (cP) lo que representa que la temperatura de despacho debe ser mayor.

Tabla 17. Resultado 1.

Diámetro 1,573 ft		Propiedades crudo Castilla Selex		
Nodo No	Nombre	Distancia	Temperatura	Viscosidad
		m	F	cP
1	Apiay	0	132,3	124,92
2	La Porfia	21160	129,4	136,90
3	Altamira	34160	124,1	182,01
4	Calandamia	44160	119,7	245,03
5	Villa Nueva	90160	117,1	271,77
6	Monterrey	118000	115,9	302,00

Gráfica 27. Datos de entrada 1.



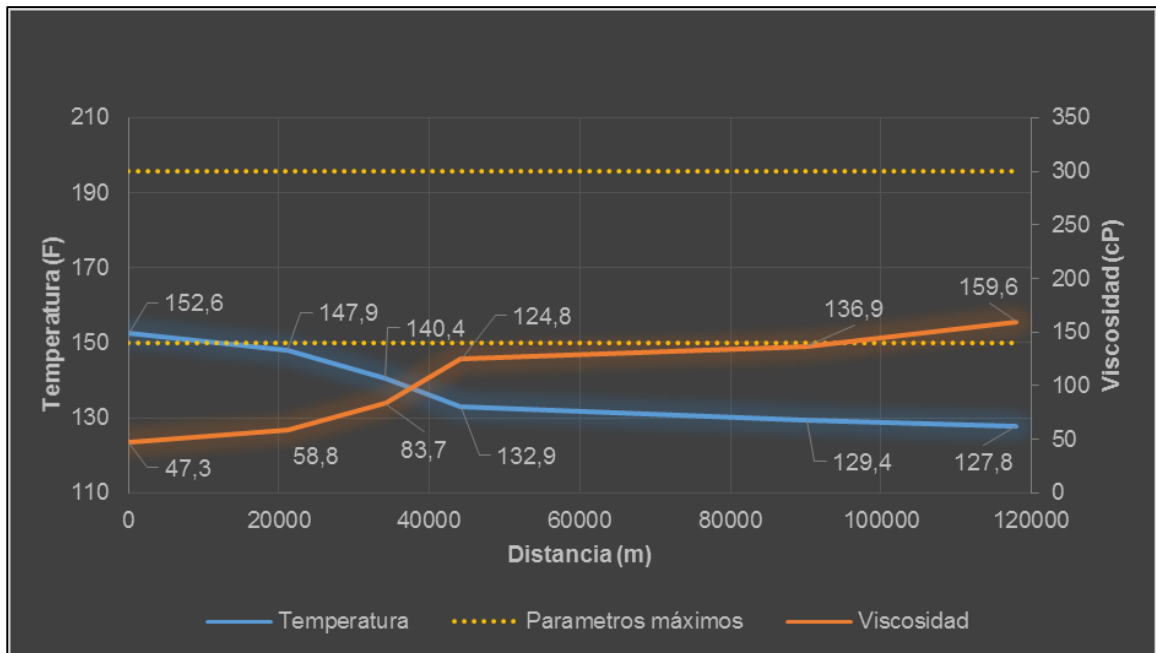
7.3.11.2 Datos de entrada 2. Diámetro interno 1.573, temperatura de recibo 127,8 °F. En la **Tabla 18** y **Gráfica 28**, se puede observar que aunque la viscosidad cumple con los requerimientos, la temperatura de despacho es superior a los 150

°F, lo que establece entonces, que la temperatura máxima de despacho se encuentra en el intervalo > 115 °F y < 128 °F. El objetivo es encontrar dicha temperatura, sabiendo que la tecnología Selex Asp, es capaz de entregar el Crudo a una temperatura promedio de 300 °F.

Tabla 18. Resultado 2.

Diámetro 1,573 ft		Propiedades crudo Castilla Selex		
Nodo No	Nombre	Distancia	Temperatura	Viscosidad
		m	°F	cP
1	Apiay	0	152,6	47,3
2	La Porfia	21160	147,9	58,8
3	Altamira	34160	140,4	83,7
4	Calandamia	44160	132,9	124,8
5	Villa Nueva	90160	129,4	136,9
6	Monterrey	118000	127,8	159,6

Gráfica 28. Datos de entrada 2.

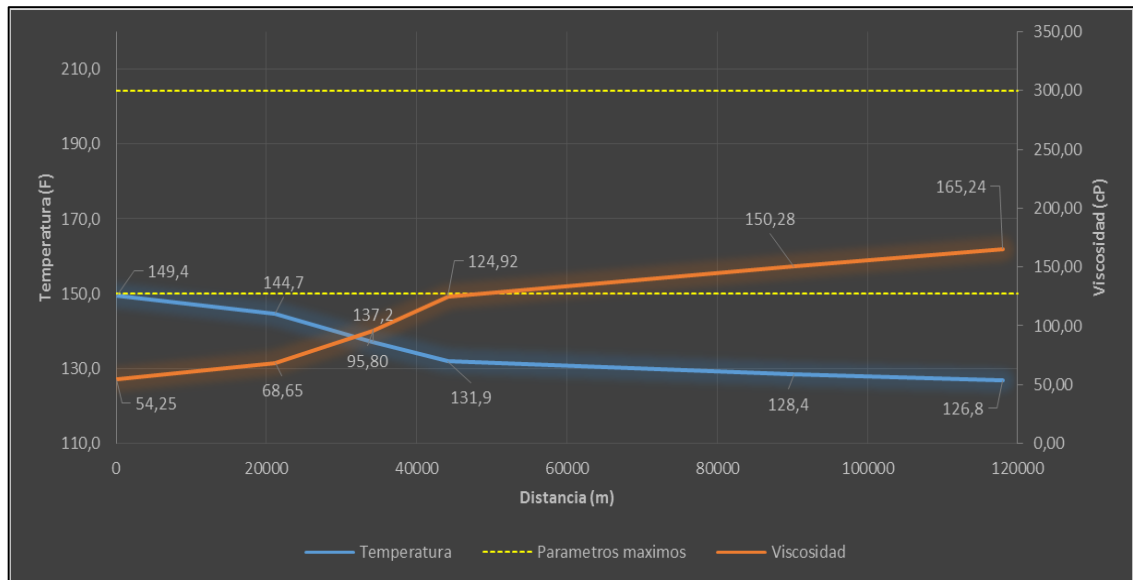


7.3.11.3 Datos de entrada 3. Diámetro interior 1.573, temperatura de recibo 126,8 °F. la temperatura de despacho es de 149.4 °F y la viscosidad de recibo cumple con los requerimientos mínimos al encontrarse en 165,24 (cP), según la **Tabla 18** y el **Gráfica 29**.

Tabla 18. Resultado 3.

Diametro 1,573 ft		Propiedades crudo Castilla Selex		
Nodo No	Nombre	Distancia	Temperatura	Viscosidad
		m	F	cP
1	Apiay	0	149,4	54,25
2	La Porfia	21160	144,7	68,65
3	Altamira	34160	137,2	95,80
4	Calandamia	44160	131,9	124,92
5	Villa Nueva	90160	128,4	150,28
6	Monterrey	118000	126,8	165,24

Gráfica 29. Datos de entrada 3.



8. ANÁLISIS FINANCIERO

En la actualidad, Colombia posee reservas significativas de Crudo pesado en la Cuenca de los Llanos Orientales de la cual se extrae el Crudo Castilla con una gravedad API de 10⁰ a 12⁰ debido entre otros factores, a la presencia de asfáltenos en su composición química, dicho fluido debe ser transportado por oleoductos hasta las refinerías para lograr su venta. Desde el punto de vista financiero la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL ha invertido recursos cuantiosos en el mejoramiento de la movilidad de dicho Crudo, pues presenta viscosidades elevadas y altas tasas de taponamiento físico de las líneas de distribución que redundan en la imposibilidad del manejo eficiente del fluido y, repercute en la obligatoriedad de la utilización de diluyentes como la nafta; resultando en desventajas tanto logísticas como productivas; en consecuencia, se han derivado varios estudios para resolver dicho inconveniente, resultado de esto, son las tecnologías Up Grade utilizadas *in situ* que pretenden mejorar la calidad del Crudo.

Una de estas tecnologías Up Grade conocida con el nombre de Selex ASP, remueve gran cantidad de componentes pesados como asfáltenos de los Crudos producidos gracias al diseño de una torre de destilación *in situ* y mejora la viscosidad del fluido, lo que deriva en mejores condiciones de transportabilidad de los fluidos.

Para la evaluación financiera se tomará como base el uso de la tecnología Selex ASP descrita en el trabajo de grado EVALUACION TECNICO FINANCIERA DEL TRANSPORTE DEL CRUDO PESADO DEL CAMPO CASTILLA POR MEDIO DEL METODO DE EXTRACCION DE LOS ASFALTENOS, investigación realizada por el Ing. Omar Camilo Tovar Barrero en el año 2014 para la empresa ESP Energy Group; se realizara una comparación juiciosa respecto a los costos de procesos y gastos de transporte actualizados, relacionados con el uso de nafta como diluyente utilizada en Colombia, definido para nuestra evaluación como “escenario A”, y el “escenario B”, definido como la aplicación de la tecnología Selex Asp para la movilización del Crudo Castilla por un tramo del oleoducto Apiay - Porvenir.

Debido a que el promedio de extracción del Crudo Castilla se encuentra en 120.000 Bbl/día en promedio para el último año según Ecopetrol, se tomará como base de comparación, la capacidad máxima de tratamiento de la tecnología Selex Asp que se encuentra en 20.000 Bbl/día.

La unidad monetaria de valor constante es el dólar americano (USD) y el periodo de vida del proyecto es determinado en 10 años, con periodos anuales de 365 días. La Tasa de Interés de Oportunidad TIO de la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL) desde el punto de vista de una empresa operadora es del 10% anual, será usado el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

Adicionalmente; se hará un análisis de costos de inversión, costos de operación e ingresos.

A continuación, en la **Figura 16**, se muestra la localización geográfica del Oleoducto Apay - Porvenir

Figura 18. Localización geográfica Oleoducto Apay – Porvenir.



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=34&conID=38257>.
Modificado por el Autor.

8.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

- **Capex.** Es el acrónimo de la expresión inglesa Capital Expenditure (inversión en bienes de capital) y que es la cantidad de dinero invertido en la adquisición

(o introducción de mejoras de bienes de capital) de una organización. Capex es por tanto la cantidad de inversión hecho en equipo e instalaciones para mantener la producción de un producto o servicio o para mantener en su lugar un negocio o sistema en particular.

El análisis de los costos de inversión permitirá establecer los recursos que deben ser destinados para la adquisición de las facilidades necesarias para el tratamiento del Crudo Castilla.

A continuación, se describen los costos de inversión por escenario.

8.1.1 Escenario A (Adición de nafta como diluyente). Sí la empresa considera que debe continuar con el proceso actual, no debe invertir en nuevos activos.

8.1.2 Escenario B (Separación de asfáltenos). Se contempla la adquisición de la infraestructura y el equipo para el tratamiento de asfáltenos Selex Asp consta de una torre de destilación* de 20 platos y 20.000 Bbl/día, además de un tanque de almacenamiento* de 20.000 Bbl/día. Es necesaria la compra de un lote** de 1.000 m² para las instalaciones operativas y administrativas de la compañía en zona. Para el movimiento del material solido (asfalto) se requiere un cargador** con capacidad de 3 toneladas en la cuchara. También es necesario realizar las adecuaciones para la construcción de un By-Pass** desde el centro de acopio de la compañía hasta la Estación Castilla.

Tabla 19. Resumen costos de inversión.

Costos de Adquisición de Equipo y Tubería.		
Descripción	Cantidad	USD
Torre Destiladora (incluye tanque de almacenamiento) *	1	10.000.000
Lote**	1	500.000
Cargador**	1	180.000
By-Pass**	1	350.000
TOTAL CAPEX		11.030.000

Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS ACIPET. 2015. SOLENERGY ECOSTREAM.

2017.

Tabla 20. Total costos de inversión.

Periodo	Descripción	USD
0	Costo de adquisición equipo y tubería	11.030.000

8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

- **Opex.** Operational Expenditure (inversiones en operación) se refiere al costo asociado para el mantenimiento de equipos, costo en materiales fungibles y otros costos operativos, necesarios para la producción y mantenimiento de la operación de un negocio o sistema. Para la proyección de los costos, se toma como referencia el valor de compra del Crudo Castilla suministrado por la compañía operadora antes de cualquier tratamiento y/o operación adicional requerida. A continuación, se describen los costos operativos comunes para los dos escenarios.

8.2.1 Volumen anual Crudo Castilla (Bbl/año). El volumen de Crudo Castilla se estima sobre la capacidad de tratamiento del proceso Selex ASP que es de 20.000 Bbl/día.

Tabla 21. Volumen anual Crudo castilla

(Bbl/día)	días/año	(Bbl/año)
20.000	365	7'300.000

8.2.2 Costo anual Crudo Castilla (USD/año).

Tabla 22. Costo anual Crudo castilla

Descripción	(Bbl/año)	(USD/Bbl)	(USD/año)
Volumen anual Crudo Castilla (Bbl/año).	7.300.000	44,7	326.310.000

Fuente: ECOPEPETROL. Precios vigentes Crudo y fuel oil. 2017

A continuación se presentan los costos operativos para cada escenario.

8.2.3 Escenario A (Adición de nafta como diluyente). Los costos operativos relacionados para la proyección del estudio contemplan: los costos de compra del volumen de nafta requerido para dilución, la compra del Crudo Castilla como base de mezcla y los costos anuales de personal para ejecución.

8.2.3.1 Cálculo Volumen Nafta. Gracias a los estudios realizados por los autores del documento OPTIMIZACION DEL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDO PESADO CASTILLA los cuales fueron publicados en la revista El Reventón Energético Vol. 8 No 1 de 2010, fue desarrollado un algoritmo mediante el uso de las ecuaciones básicas del flujo de fluidos que permite establecer la relación optima de la mezcla de Crudo Castilla (13 – 14 ° API) y Nafta en 18%vol, que mejora movilidad, particularmente en el oleoducto Apjay-Porvenir. Después de este procedimiento el Crudo Castilla queda con 17,86 °API y presenta una

viscosidad aproximada de 538,05 cSt a 77 °F según Ecopetrol, lo que permite disponer alrededor de 100 KBOPD para ser transportados por el oleoducto.

Como se mencionó anteriormente, el porcentaje de nafta requerido como diluyente para transportar el Crudo Castilla es 18%.

- **Volumen anual de Nafta (Bbl/año).**

Tabla 23. Volumen anual de nafta.

% Mezcla	Crudo Castilla (Bbl/año)	Nafta (Bbl/año)
18%	7.300.000	1.314.000

8.2.3.2 Costo anual nafta (USD/año). El costo del diluyente nafta en el puerto Coveñas es de USD/Bbl 126,60.

Tabla 24. Costo anual nafta.

Nafta (Bbl/año)	USD/Bbl	(USD/año)
1.314.000	126,60	166.354.326

Fuente: SOL ENERGY ECOSTREAM.

8.2.3.3 Costo anual transporte nafta (USD/año). Debido a la ausencia de pozos con hidrocarburos livianos en la zona, para diluir y poder transportar el Crudo Castilla; es necesario transportar el diluyente que proviene de importación hasta la Estación Apiay EBA mediante el sistema de poliducto (Pozos Colorados–Galán/Galán–Apiay).

Tabla 25. Costo anual transporte nafta.

Descripción	(Bbl/año)	(USD/Bbl)	(USD/año)
Pozos Colorados – Galán	1.314.000	2,938	3.860.532
Galán – Apiay	1.314.000	23,756	31.215.384
		Total	35.075.916

Fuente: CENIT TRANSPORTE.

8.2.3.4 Costo anual de personal (USD/año). El equipo de trabajo necesario para el proceso de dilución según Sol Energy Ecostream es un ingeniero con un sueldo asignado de USD/mes 1.700 y un operario con un sueldo asignado de USD/mes 1.000.

Tabla 26. Costo anual de personal.

Cargo	Cantidad	USD/mes	meses/año	USD/año
Ingeniero	1	1.700	12	20.400
Operario	1	1.000	12	12.000
Total				32.400

Fuente: SOL ENERGY ECOSTREAM.

8.2.3.5 Resumen costos anuales de operación (OPEX/año). En seguida, se presenta el resumen de costos de operación anual para el escenario A.

Tabla 27. Costos de operación.

Descripción	(USD/año)
Costo Crudo Castilla	326.310.000
Costo Nafta	166.354.326
Costo Transporte Nafta	35.075.916
Costo Personal	32.400
TOTAL	527.772.642

Tabla 28. Costos anuales de operación.

COSTO DE OPERACIÓN	
PERIODO	USD
1	527.772.642
2	527.772.642
3	527.772.642
4	527.772.642
5	527.772.642
6	527.772.642
7	527.772.642
8	527.772.642
9	527.772.642
10	527.772.642

8.2.4 Escenario B (Tecnología Selex ASP). Se hará referencia a los costos anuales asociados al manejo de los activos involucrados en la separación de asfáltenos del Crudo Castilla, entre ellos: los costos de compra de Crudo Castilla para destilación, los costos de consumo de consumo de la tecnología Selex Asp y los costos de personal requerido.

- **Volumen anual Crudo consumido en el proceso de destilación de la tecnología Selex Asp. (Bbl/año).** Como se explicó anteriormente, la base de cálculo es la capacidad máxima de tratamiento de Crudos que posee el proceso Selex ASP, determinado en 20.000 Bbl/día, y para efectos del análisis

financiero de este proyectos se tomará este valor como referencia de eficiencia; dicho proceso es capaz de retirar hasta 20% de materiales pesados presentes en el Crudo, de los cuales, el 18% está representado en consumos y 2% de asfáltenos dispuestos en forma sólida y granulada al final del tratamiento según la simulación realizada por el Ingeniero Camilo Tovar.

Este análisis financiero compete únicamente al aprovechamiento comercial de los asfáltenos y no contempla los demás materiales separados, por tanto, estos serán definidos como el volumen de Crudo consumido en el proceso de destilación para la proyección de este estudio.

Tabla 29. Consumo tecnología Selex Asp.

Volumen Crudo Castilla (Bbl/día)	% Consumo Tecnología Selex Asp.	Consumo (Bbl/día)	(días/año)	Consumo tecnología Selex Asp. (Bbl/año)
20.000	18%	3.600	365	1.314.000

8.2.4.1 Costo anual Crudo consumo tecnología Selex Asp (Bbl/año). Hace referencia al consumo por destilación de la tecnología Selex Asp.

Tabla 30. Costo anual Crudo consumo tecnología Selex ASP.

Consumo tecnología Selex Asp. (Bbl/año)	(USD/Bbl)	(USD/año)
1.314.000	44,7	58.735.800

Fuente: ECOPETROL. Precios vigentes Crudo y fueloil. 2017.

8.2.4.2 Costo anual de mantenimiento (USD/año). Los costos de mantenimiento estimados por la compañía están representados en la reparación y cambio de: platos de la torre destiladora, llantas y cuchillas del cargador, y válvulas, acoples y mangueras del By-Pass.

Tabla 31. Costo anual de mantenimiento.

USD/año
10.000

Fuente: SOL ENERGY ECOSTREAM.

8.2.4.3 Costo anual de personal (USD/año). Para la operación del proceso Selex ASP es necesario un equipo de trabajo compuesto por un supervisor con un sueldo asignado de USD/mes 3.000, tres ingenieros con sueldo individual de USD/mes 1.700 y un operario con sueldo de USD/mes 1.000, datos suministrados por Sol Energy Ecostream.

Tabla 32. Costo anual de personal.

Cargo	Cantidad	(USD/mes)	(mes/año)	(USD/año)
Supervisor	1	3.000	12	36.000
Ingeniero	3	1.700	12	61.200
Operario	1	1.000	12	12.000
Total				109.200

Fuente: SOL ENERGY ECOSTREAM.

8.2.4.4 Resumen costos anuales de operación (OPEX/año). En seguida, se presenta el resumen de costos de operación anual para el escenario B:

Tabla 33. Costos de operación.

Descripción	USD
Costo anual Crudo Castilla (USD/año).	326.310.000
Costo anual Crudo consumo tecnología Selex Asp. (Bbl/año).	58.735.800
Costo anual de mantenimiento (USD/año).	10.000
Costo anual de personal (USD/año)	109.200
TOTAL	385.165.000

Tabla 34. Costos anuales de operación.

COSTO DE OPERACIÓN	
PERIODO	USD
1	385.165.000
2	385.165.000
3	385.165.000
4	385.165.000
5	385.165.000
6	385.165.000
7	385.165.000
8	385.165.000
9	385.165.000
10	385.165.000

8.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Un ingreso es una recuperación voluntaria y deseada de activo, es decir, un incremento de los recursos económicos. Se derivan de las transacciones realizadas por la empresa con el mundo exterior que dan lugar a alteraciones positivas en el patrimonio neto de la misma.

Para este análisis financiero se toma en cuenta los ingresos provenientes de la comercialización de los productos finales en cada escenario; para el “escenario A”

será el Crudo Castilla Blend 400 (17,86^o API@60 ^oF) y para el “escenario B” serán, el Crudo Castilla Selex (16^o API) y el asfalto de referencia comercial (60 – 70).

En común, para ser comercializados los Crudos de los escenarios “A y B”, deben ser enviados desde la Estación Castilla hasta el puerto de Coveñas mediante el sistema de oleoducto acarreado un gasto por el servicio de transporte descrito como sigue:

Tabla 35. Transporte Crudo Estación Apiay - puerto Coveñas (USD/Bbl).

Descripción	USD/Bbl
Castilla - Apiay 16”	0,554
Apiay - El Porvenir	0,546
El Porvenir - Vasconia (Ocensa Segmento II)	3,300
Vasconia - V26 - Puerto Coveñas	2,010
Total	6,410

Fuente: CENIT TRANSPORTES Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.

Los Crudos son comercializados en base al precio del indicador del Crudo Brent, para el momento del análisis, este valor es de 57,03 USD/Bbl. El precio de venta del Crudo Castilla Blend 400 y el Crudo Castilla Selex tiene un ajuste por calidad de -USD/Bbl 8,00 respecto al indicador.

8.3.1 Precio de venta Crudo Castilla Blend y Crudo Castilla Selex (USD/Bbl).

Tabla 36. Precio de venta.

Descripción	USD
Indicador Brent*	57,0300
Ajuste por Calidad**	-8,0000
Transporte	-6,4100
Precio de Venta	42,6201

Fuente: PRECIODELPETROLEO.NET SOL ENERGY ECOSTREAM. 2017.

8.3.2 Ingresos “Escenario A”. Corresponde a los ingresos generados por la venta del volumen de Crudo Castilla Blend transportado hasta el puerto Coveñas. Volumen a transportar Crudo Castilla Blend (Bbl/año). El Crudo Castilla Blend 400, se obtiene del balance de masa entre el volumen de Crudo Castilla y el volumen de nafta adicionada para la dilución.

Tabla 37. Ingresos “Escenario A”.

Volumen Crudo Castilla (Bbl/año)	Volumen Nafta (Bbl/año)	(Bbl/año)
7.300.000	1.314.000	8.614.000

8.3.2.1 Ingresos anuales venta Castilla Blend 400 (USD/año). Corresponden al volumen transportado de Crudo Castilla Blend hasta el puerto Coveñas por el precio de venta.

Tabla 38. Ingresos anuales venta Castilla Blend 400.

Volumen a transportar Crudo Castilla Blend 400 (Bbl/año)	Precio de venta Crudo Castilla Blend 400 (USD/Bbl)	(USD/año)
8.614.000	42,6201	367.129.541

Tabla 39. Ingresos anuales.

INGRESOS	
PERIODO	USD
1	367.129.541
2	367.129.541
3	367.129.541
4	367.129.541
5	367.129.541
6	367.129.541
7	367.129.541
8	367.129.541
9	367.129.541
10	367.129.541

8.3.3 Escenario B (Separación de Asfáltenos). Este escenario propone dos fuentes de ingresos, a continuación, se describen la venta del Crudo Castilla Selex y la venta de Asfáltenos en estado sólido y granulado.

8.3.3.1 Volumen anual a transportar Crudo Castilla Selex (Bbl/año). Se obtiene del balance de masa del total del volumen tratado, menos el Crudo de consumo, menos el volumen recuperado de asfáltenos.

Tabla 40. Volumen anual a transportar Crudo Castilla Selex.

Volumen Crudo Castilla (Bbl/año)	Volumen Crudo consumido en el proceso de destilación 18% (Bbl/año)	Volumen Recuperación Asfáltenos 2% (Bbl/año)	(Bbl/año)
7.300.000	1.314.000	146.000	5.840.000

8.3.3.2 Ingresos anuales venta Crudo Castilla Selex (USD/año). Son obtenidos a partir de volumen a transportar Crudo Castilla Selex multiplicado por el precio de venta.

Tabla 41. Ingresos anuales venta Crudo Castilla Selex.

(Bbl/año)	Precio de venta Crudo Castilla Selex (USD/Bbl)	(USD/año)
5.840.000	42,6201	248.901.384

8.3.3.3 Volumen anual asfáltenos referencia (60 - 70) (Bbl/año). El volumen de recuperación de asfáltenos corresponde al 2% del total de la capacidad de tratamiento.

Tabla 42. Volumen anual asfaltenos referencia (60 – 70).

Volumen Crudo Castilla (Bbl/día)	% Recuperación Asfáltenos	Asfáltenos (Bbl/día)	(días/año)	(Bbl/año)
20.000	2%	400	365	146.000

8.3.3.4 Ingresos anuales venta asfalto (Bbl/año). Se toma como referencia el precio de venta actual emitido por Ecopetrol para el Asfalto Castilla referencia (60 – 70).

Tabla 43. Ingresos anuales venta asfalto.

(Bbl/año)	Precio de venta asfáltenos referencia (60 - 70) (USD/Bbl)	USD/año
146.000	68,40	9.986.060,53

Fuente: ECOPETROL

A continuación, se presenta un resumen del total de los ingresos:

Tabla 44. Resumen ingresos anuales “escenario B”.

Descripción	USD/año
Ingresos anuales venta Crudo Castilla Selex (USD/año).	248.901.384
Ingresos anuales venta Asfáltenos (USD/año).	9.986.061
Total	258.887.445

Tabla 45. Ingresos anuales.

INGRESOS	
PERIODO	USD
1	258.887.445
2	258.887.445
3	258.887.445
4	258.887.445
5	258.887.445
6	258.887.445
7	258.887.445
8	258.887.445
9	258.887.445
10	258.887.445

8.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Tiene como propósito establecer la viabilidad financiera del proyecto utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

8.4.1 Valor Presente Neto (VPN). De una serie temporal de flujos de efectivo, tanto entrantes como salientes, se define como la suma del valor presente (PV) de los flujos de efectivo individuales. Es un método estándar para la consideración del valor temporal del dinero a la hora de evaluar elegir entre los diferentes proyectos de inversión disponibles para una empresa a largo plazo. El VPN de una secuencia de flujos de efectivo toma como datos los flujos de efectivo y una tasa de descuento o curva de los precios. Ver **Ecuación 50**.

Ecuación 50. Valor Presente Neto.

$$\text{VPN}_{(i)} = -A + \frac{C1}{(1+i)^1} - \frac{C2}{(1+i)^1} + \frac{C1}{(1+i)^n} - \frac{C2}{(1+i)^n}$$

Dónde:

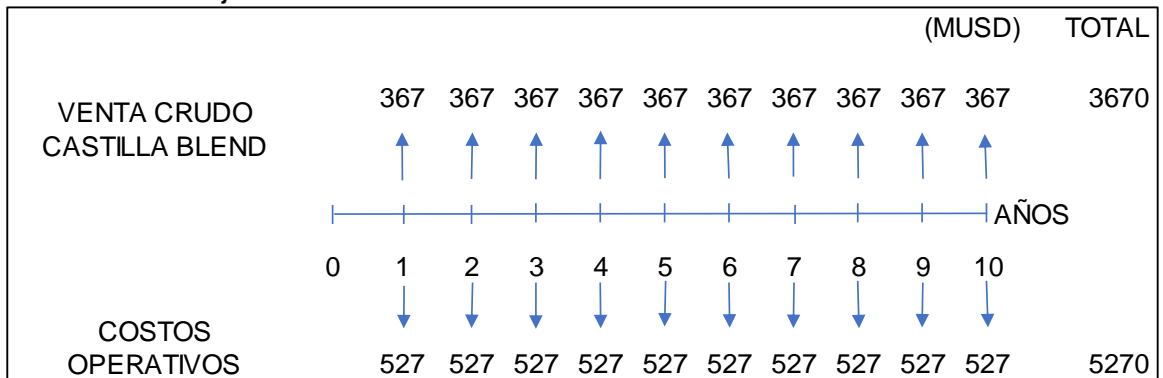
- A: Inversión.
- C1: Ingresos.
- C2: Costos.
- i: interés (TIO).
- n: Período.

Si el VPN>0 significa que el proyecto es atractivo para la compañía, si el VPN<0 significa el proyecto no cumple con las expectativas de la compañía, si el VPN=0 el proyecto es financieramente indiferente para la compañía.

- **Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).** Es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto. Representa la rentabilidad mínima que se exige a un proyecto de tal manera que el retorno esperado permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de la operación y los intereses que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada. La TIO establecida por Ecopetrol es de 10% anual y se utiliza la misma para la evaluación financiera debido a que los periodos del proyecto son anuales.

A continuación, se muestran las **Gráficas 30 y 31** de Flujo de Efectivo, Flujo Neto de Efectivo y la ecuación de Valor Presente Neto para los escenarios A y B.

Gráfica 30. Flujo de Efectivo Escenario A.



- **Formula VPN Escenario A.**

$$\begin{aligned}
 VPN(0,1)^a &= \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^1} \right) - \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^1} \right) + \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^2} \right) \\
 &- \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^2} \right) + \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^3} \right) - \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^3} \right) \\
 &+ \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^4} \right) - \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^4} \right) + \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^5} \right) \\
 &- \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^5} \right) + \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^6} \right) - \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^6} \right) \\
 &+ \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^7} \right) - \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^7} \right) + \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^8} \right) \\
 &- \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^8} \right) + \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^9} \right) - \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^9} \right) \\
 &+ \left(\frac{367.129.541}{(1+0,1)^{10}} \right) - \left(\frac{527.772.642}{(1+0,1)^{10}} \right) \\
 &= - 987.082.309
 \end{aligned}$$

Gráfica 31. Flujo de Efectivo Escenario B.

	(MUSD)										TOTAL	
TOTAL INGRESOS	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	2590	
VENTA ASFALTENOS	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	2490	
VENTA CRUDO CASTILLA SELEX	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	100	
	AÑOS											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
COSTOS DE INVERSION	11											11
COSTOS OPERATIVOS		385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	3850
TOTAL EGRESOS	11	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	3863

- **Formula VPN Escenario B.**

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,1)\text{B} &= -11.030.000 + \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^1}\right) - \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^1}\right) \\
 &+ \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^2}\right) - \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^2}\right) + \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^3}\right) \\
 &- \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^3}\right) + \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^4}\right) - \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^4}\right) \\
 &+ \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^5}\right) - \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^5}\right) + \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^6}\right) \\
 &- \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^6}\right) + \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^7}\right) - \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^7}\right) \\
 &+ \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^8}\right) - \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^8}\right) + \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^9}\right) \\
 &- \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^9}\right) + \left(\frac{258.887.445}{(1+0,1)^{10}}\right) - \left(\frac{385.165.000}{(1+0,1)^{10}}\right) \\
 &= - 786.950.914
 \end{aligned}$$

8.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero ningún escenario cumple con las expectativas de la compañía y por tanto no resulta atractivo para la compañía, luego el proyecto no es atractivo.

9. CONCLUSIONES

- El Crudo pesado Castilla, a través de la historia ha representado para Colombia una fuente de recursos económicos importante, sin embargo, su potencial económico carece de importancia debido a la falta de infraestructura adecuada para su comercialización.
- Los hidrocarburos asfálticos presentan dificultades técnicas desde el mismo punto de extracción debido a diferentes factores, entre los cuales, puede destacarse la deposición de estructuras pesadas que resultan en problemas asociados a la operación de transporte.
- Aunque en este momento la dilución con nafta, plantea una solución para la movilidad del Crudo Castilla, existen actualmente, sistemas de transporte y mejoramiento desarrollados, que si bien no son frecuentemente utilizados, si pueden presentar altos niveles de eficiencia para el mismo fin. En comparación con la tecnología desarrollada (Ecodesf) por ECOPETROL y el ICP, las inversiones necesarias y la puesta en marcha del proyecto Selex Asp, es mucho más eficiente y menos costoso en un 28% aproximadamente, adicional a esto, el volumen tratado es superior.
- La deposición de asfaltenos, es debida a una serie de factores complejos tanto mecánicos, químicos como cinéticos, esto causa que su para su manejo sea necesario el conocimiento de suficientes áreas de la ingeniería que permitan tomar las mejores decisiones de movilidad de los Crudos que los contengan, por tanto, si el aprovechamiento de estos recursos puede ser dispuesto antes de la cadena de transporte, las condiciones de comercialización serán mejoradas.
- La tecnología up grade Selex Asp, es una herramienta de des asfaltado que, mediante requerimientos técnicos no tan estrictos, mejora la calidad de la materia prima enviada para el proceso de refinación; además, en la liquidación de Crudo transportado solo se verá reflejado el volumen neto de Crudo despachado y no, el volumen bruto que contiene diluyente.
- El resultado teórico de las pérdidas de calor del Crudo Castilla, en su estado natural, cuando es transportado a través del tramo del oleoducto Apiay - Porvenir, evidencia la imposibilidad de su movilidad de acuerdo a los requerimientos mínimos de calidad exigidos por el operador del Oleoducto Apiay – Porvenir, ahora bien, resulta conveniente someterlo al proceso de mejoramiento Selex Asp, que causa la separación de los materiales pesados y por ende mejora la viscosidad, lo cual se traduce en intervalos de operación en condiciones de temperatura más amplios.

- Al ser generada la matriz de decisión, evaluando las posibles mejoras que tendría el Crudo Castilla en sus propiedades físico-químicas después de aplicada la tecnología Selex Asp con un porcentaje del 5%, se encontró que el intervalo de temperaturas que cumple con la viscosidad máxima en la Estación de recibo Monterrey, pueden ser cumplidos a una temperatura superior a los 115 °F e inferior a los 128 °F.
- Se demostró que, con el mejoramiento particular del 5% en las propiedades físico-químicas del Crudo Castilla, este puede ser movilizadado sin el requerimiento de la nafta como diluyente lo cual, se traduce en significantes ahorros para la compañía.
- Teniendo en cuenta la política de infraestructura del país, la producción de asfalto, puede generar ingresos adicionales por comercialización en la región afectada por la extracción, además, esto repercute en más fuentes de trabajo que redundan en el mejoramiento de la calidad de vida de más personas.
- El proceso Selex Asp, representa más favorabilidad en cuanto a que si bien las inversiones y gastos operacionales pueden ser cuantiosos, en comparación con la técnica actual de dilución con Nafta usada por la empresa operadora es menor, a futuro podrá reducir el uso del diluyente generando, ahorros importantes para la compañía.
- Si bien es cierto que el escenario A plantea la recuperación de un porcentaje del diluyente mediante refinación, la cantidad obtenida no resulta económicamente viable teniendo en cuenta el costo del proceso. Esto debido a la naturaleza volátil de los componentes de la nafta.

10.RECOMENDACIONES

- Debido a que este estudio se encuentra en fase teórica, se debe considerar realizar las pruebas de laboratorio para conocer cuál es el potencial real de separación de asfáltenos ofrecida por la tecnología Selex Asp aplicada a una muestra del Crudo Castilla.
- Para los cálculos de perfil de temperatura, fueron realizadas las simulaciones infiriendo que todo el oleoducto se encuentra expuesto al aire, es recomendable ajustar dichos datos, conociendo el recorrido exacto del oleoducto Apiay – Monterrey, y determinar a qué ambientes está expuesta la tubería (aire, suelo, agua).
- Cuando sea realizada la distribución de las facilidades de Campo involucradas, debe ser considerada la ubicación de los equipos ya que los asfáltenos son retirados aproximadamente en la mitad del proceso.
- Aunque las inversiones planteadas en el escenario B solo admiten el tratamiento de 20.000 Bbl/día, estas pueden ampliarse según el requerimiento de producción del Campo Castilla (estimado en 120.000 Bbl/día). Lo que permitiría generar mayores ingresos para la compañía.
- La huella de carbono emitida por los mecanismos motorizados; (carro tanques, bombas, calentadores, entre otros) del escenario A debe ser pagada por la compañía, desde el punto de vista del concepto de energías eficientes, podrían generarse ingresos adicionales debido a la venta de bonos verdes en el escenario B que deja de usarlos.

BIBLIOGRAFÍA

ANH. World heavy oil Congress. 2009. 50 p.

ASME. Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids. 2006. 126 p.

ASTM. Standard test Method for viscosity – temperature charts for liquid petroleum products. 2010. 5 p.

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Resolución 2301. 2016. 6 p.

----- . Resolución 0350. 2014. 12 p.

CASTILLO GÓMEZ, Christian David. Diseño, validación e implementación de un sistema experimental de alta presión y temperatura para medición de viscosidad de aceites Crudos con precisión de referencia. 2014. 126 p.

CHUNG, H Keng; XU, Zhiming; SUN, Xuewen & ZHAO, Suoqi. Asphaltene removal from heavy oil. 2010. 5 p.

----- . China Refinery tests asphaltenes extraction process. 2010. 6 p.

----- . Supercritical fluid extraction reveals resid properties. 2010. 4 p.

CUBIDES ROJAS, Laura Natalia & PEÑA SÁNCHEZ, Paula Jimena. Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de Crudo pesado. 2009. 146 p.

CURTIS, Carl & KOPPER, Robert. Yacimientos de petróleo pesado. 2012. 24 p.

ECOPETROL. Actualización de cobertura. 2016. 11 p.

----- . Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el año 2014. 2014. 42 p.

HYDROCARBON PUBLISHING. Solvent extraction and deasphalting. 2010. 4 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008. 110 p.

----- . Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998, 12 p.

----- . Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 1998. 8 p.

LOZANO SALÁZAR, Viera; RIVAS HOYOS, Diego; LOZA, Jaime; SUÁREZ, Diego & CALDERÓN, Zuly. Metodología para la selección de pozos candidatos. A perforar en condiciones de bajo balance, aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol S.A. 2011. 9 p.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Campo Castilla. 2012. 9 p.

----- . Campo Chichimene. 2012. 21 p.

OCENSA. Manual del transportador. 2011. 49 p.

PADILLA GREY, Luz Dina & WATT AYOLA, Katherine Elena. Precipitación de asfaltenos: técnicas de predicción y control. 2014. 27 p.

PÉREZ PALACIO, Arturo; RODRÍGUEZ VALDÉS, Alejandra & GUZMÁN VÁZQUEZ, Enrique. Transporte de Crudos pesados y extrapesados en conductos. 2017. 6 p.

RÁMIREZ, Rafael. La viscosidad y su cálculo. “Material gráfico y proyectable”. Bogotá. 2013. 36 d.

SCHLUMBERGER. Pipesim. 2011. 762 p.

TOVAR BARRERO, Omar Camilo. Evaluación técnico financiera del transporte del Crudo pesado del Campo castilla por medio del método de extracción de los asfaltenos. 2014. 145 p.

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER. Actualización del oleoducto Apiay. 2012. 74 p.

UPME. Cadena del petróleo. 2013. 202 p.

VÁSQUEZ, Hernán. La historia del petróleo en Colombia. 2005. 11 p.

VIRVIESCAS IBARRA, Geoffrey Nayib & BARRIOS CORZO, Ernesto. Alternativa de transporte no convencional de Crudo pesado castilla mediante inyección de gases de combustión. 2008. 74 p.

ZAMORA TORRES, Oscar. Caracterización de los hidrocarburos por inyección de Bióxido de Carbono (CO₂), mediante análisis PVT – estudio de un caso. 2008. 263 p.

ANEXOS

**ANEXO A.
DENSIDAD DEL AGUA A DIFERENTES TEMPERATURAS.**

Temperatura °C	Densidad kg / m ³	Temperatura °C	Densidad kg / m ³	Temperatura °C	Densidad kg / m ³
0 (hielo)	917,00	33	994,76	67	979,34
0	999,82	34	994,43	68	978,78
1	999,89	35	994,08	69	978,21
2	999,94	36	993,73	70	977,63
3	999,98	37	993,37	71	977,05
4	1000,00	38	993,00	72	976,47
5	1000,00	39	992,63	73	975,88
6	999,99	40	992,25	74	975,28
7	999,96	41	991,86	75	974,68
8	999,91	42	991,46	76	974,08
9	999,85	43	991,05	77	973,46
10	999,77	44	990,64	78	972,85
11	999,68	45	990,22	79	972,23
12	999,58	46	989,80	80	971,60
13	999,46	47	989,36	81	970,97
14	999,33	48	988,92	82	970,33
15	999,19	49	988,47	83	969,69
16	999,03	50	988,02	84	969,04
17	998,86	51	987,56	85	968,39
18	998,68	52	987,09	86	967,73
19	998,49	53	986,62	87	967,07
20	998,29	54	986,14	88	966,41
21	998,08	55	985,65	89	965,74
22	997,86	56	985,16	90	965,06
23	997,62	57	984,66	91	964,38
24	997,38	58	984,16	92	963,70
25	997,13	59	983,64	93	963,01
26	996,86	60	983,13	94	962,31
27	996,59	61	982,60	95	961,62
28	996,31	62	982,07	96	960,91
29	996,02	63	981,54	97	960,20
30	995,71	64	981,00	98	959,49
31	995,41	65	980,45	99	958,78
32	995,09	66	979,90	100	958,05

Fuente: FULL QUIMÍCA. Densidad del agua. Disponible en: <http://www.fullquimica.com/2012/04/densidad-del-agua.html>.

**ANEXO B.
GRAVEDAD API, GRAVEDAD ESPECÍFICA Y DENSIDAD DE LOS CRUDOS
DE ESTUDIO A DIFERENTES TEMPERATURAS.**

T	Castilla	Castilla + nafta	Castilla Blend	Athabasca	Orinoco	Arabian
F	API					
60	11,43	13,92	17,86	7,80	8,90	26,00
68	12,52	15,03	18,40	8,30	9,41	26,57
104	14,90	17,45	20,87	10,61	11,73	29,18
122	16,11	18,69	22,14	11,79	12,93	30,52
176	19,90	22,53	26,08	15,46	16,63	34,67
212	22,53	25,21	28,82	18,02	19,20	37,55
302	29,52	32,33	36,10	24,81	26,04	45,23
F	GE					
60	0,9900	0,9730	0,9474	1,0236	1,0078	0,8984
68	0,9825	0,9657	0,9444	1,0194	1,0042	0,8952
104	0,9666	0,9500	0,9286	0,9957	0,9879	0,8806
122	0,9586	0,9422	0,9210	0,9875	0,9797	0,8734
176	0,9346	0,9186	0,8980	0,9628	0,9553	0,8516
212	0,9187	0,9029	0,8826	0,9464	0,9390	0,837
302	0,8788	0,8637	0,8443	0,9053	0,8982	0,8006
F	ρ (lb/ft³)					
60	617537,386	606924,633	590943,075	638450,753	628649,560	560415,802
68	612293,473	601805,540	588321,100	635329,355	625840,305	557918,684
104	598746,570	588445,956	575211,229	616788,25	611918,870	545495,520
122	591255,215	581141,885	568032,013	609047,183	604302,660	538690,872
176	576459,788	566596,170	553860,866	593877,189	589195,092	5252668,860
212	566658,598	556919,836	544434,244	583701,43	579144,190	516279,230
302	541999,554	532760,216	520774,047	558355,679	553985,722	493867,596

ANEXO C. CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD MEDIANTE EL USO DE LA CORRELACIONES.

Ecuación 1. Correlación de Beal.

$$\mu = \left[0,32 + \frac{1,8 \times 10^7}{API^{4,53}} \right] \times \left[\frac{360}{TF + 200} \right]^A$$
$$A = \text{antilog} \left(0,43 + \frac{8,33}{API} \right)$$

Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Correlaciones Numéricas PVT. Disponible en:

<https://es.slideshare.net>

[/nriverapazos/correlaciones-pvt-carlos-banzer.](#)

Gráfica 1. Correlación de Beal aplicada al Crudo Castilla.

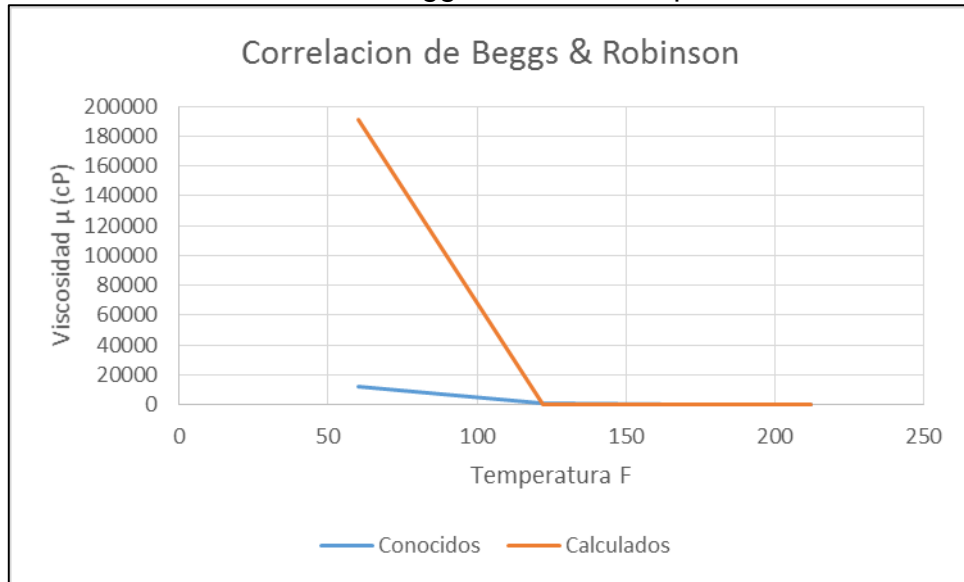


Ecuación 2. Correlación de Beggs & Robinson.

$$\begin{aligned} \mu &= 10^x - 1 \\ x &= y(T_f)^{-1.163} \\ y &= 10^z \\ z &= 3,0324 - 0,02023API \end{aligned}$$

Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Correlaciones Numéricas PVT- Disponible en: <https://es.slideshare.net/nriverapazos/correlaciones-pvt-carlos-banzer>.

Gráfica 2. Correlación de Beggs & Robinson aplicada al Crudo Castilla.

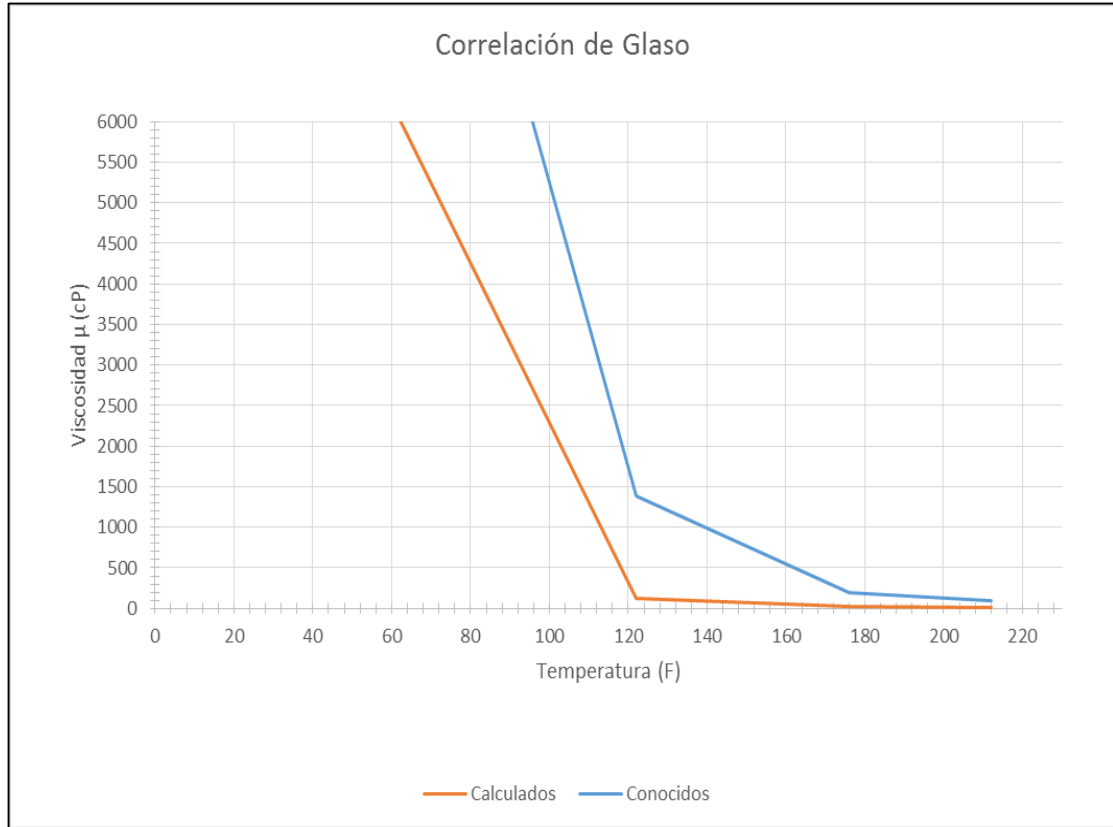


Ecuación 3. Correlación de Galso.

$$\begin{aligned} \mu &= [3,141 (10^{10})](T_f)^{-3,444} [\log(API)]^a \\ a &= 10,313[\log(T_f)] - 36,447 \end{aligned}$$

Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Correlaciones Numéricas PVT. Disponible en: <https://es.slideshare.net/nriverapazos/correlaciones-pvt-carlos-banzer>.

Gráfica 3. Correlación de Glaso aplicada al Crudo Castilla.



Ecuación 4. Correlación de Egbogah & Ng.

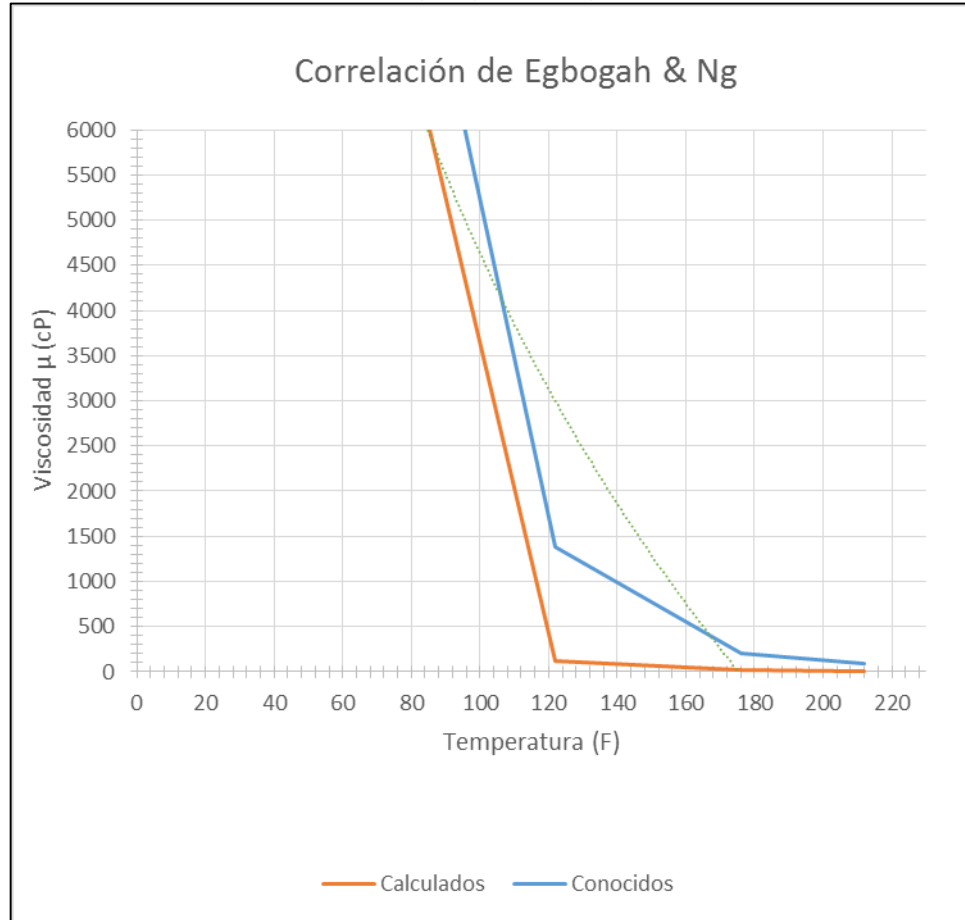
$$\mu = 10^x - 1$$

$$x = 10^y$$

$$y = 2,06492 - 0,0179API - 0,70226 \log_{10}(T_f)$$

Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Correlaciones Numéricas PVT. Disponible en: <https://es.slideshare.net/nriverapazos/correlaciones-pvt-carlos-banzer>.

Gráfica 4. Correlación de Egbogah & Ng aplicada al Crudo Castilla.

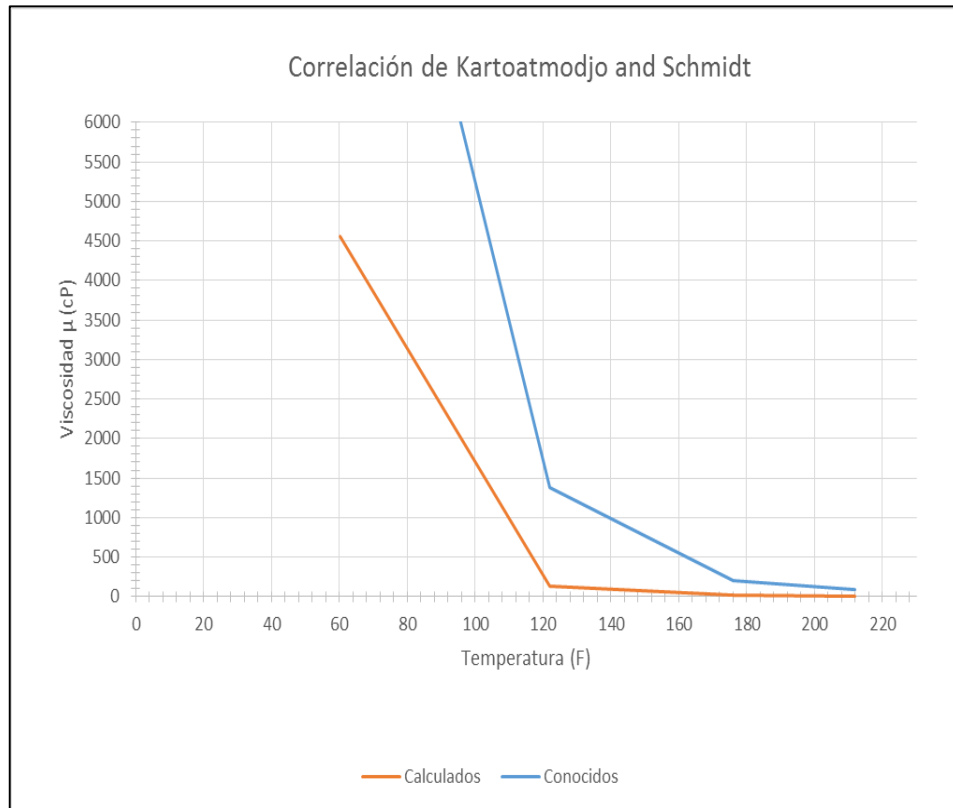


Ecuación 5. Correlación de Kartoatmodjo & Schmidt.

$$\mu = 16(10^8)T_f^{-2,8177} [\log(API)]^x$$
$$x = 5,7526 \log(T_f) - 26,9718$$

Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA.
Correlaciones Numéricas PVT. Disponible en:
<https://es.slideshare.net/nriverapazos/correlaciones-pvt-carlos-banzer>.

Gráfica 5. Correlación de Kartoatmodjo and Schmidt aplicada al Crudo Castilla.



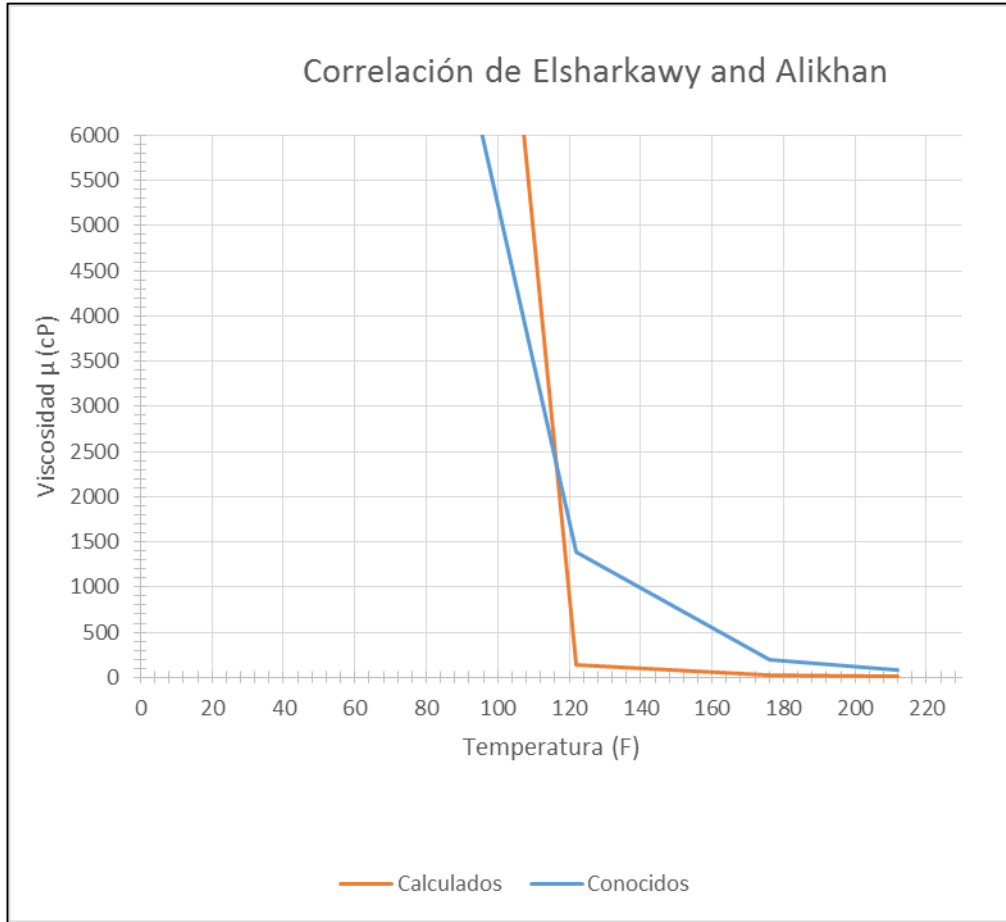
Ecuación 6. Correlación de Elsharkawy & Alikhan.

$$\mu = 10^x$$

$$x = (2,16924 - (0,02525 \times API)) - (0,68875 \times \log T^{\circ C})$$

Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Correlaciones Numéricas PVT. Disponible en: <https://es.slideshare.net/nriverapazos/correlaciones-pvt-carlos-banzer>.

Gráfica 6. Correlación de Elsharkawy & Alikhan aplicada al Crudo Castilla.



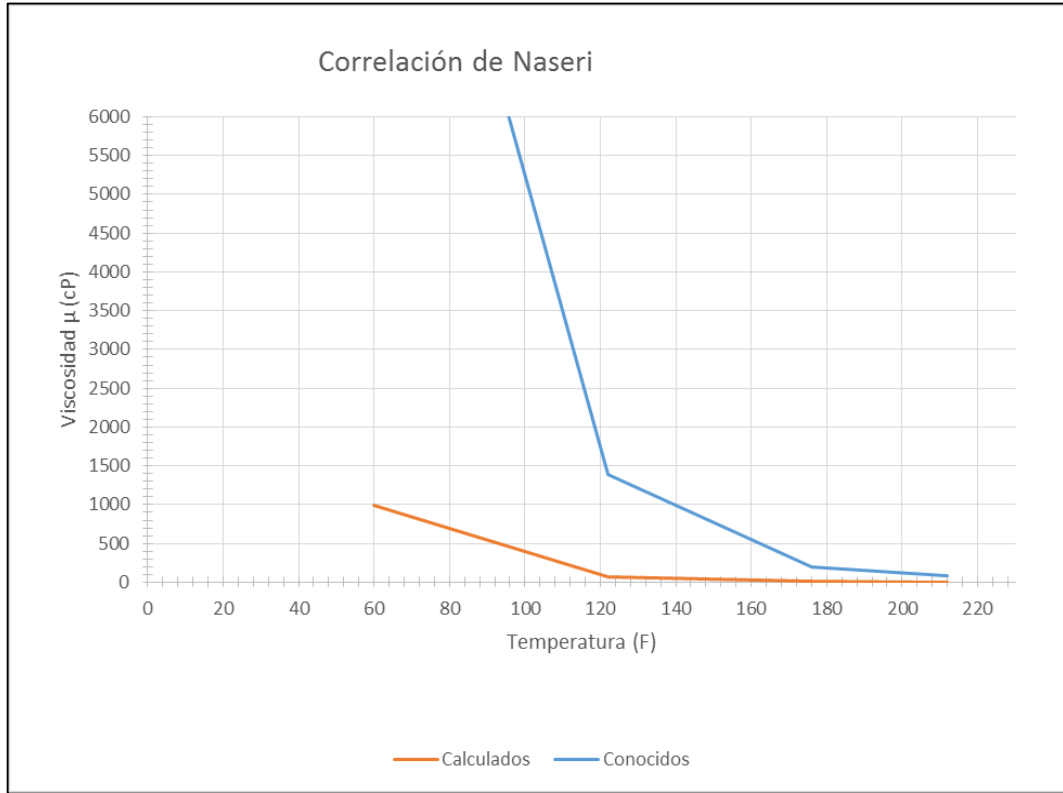
Ecuación 7. Correlación de Naseri.

$$\mu = 10^x$$

$$x = 11,2699 - (4.298 \times (\log API)) - (2.052 \times \log_{10} T)$$

Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Correlaciones Numéricas PVT.
 Disponible en: <https://es.slideshare.net/nriverapazos/correlaciones-pvt-carlos-banzer>.

Gráfica 7. Correlación de Naseri aplicada al Crudo Castilla.

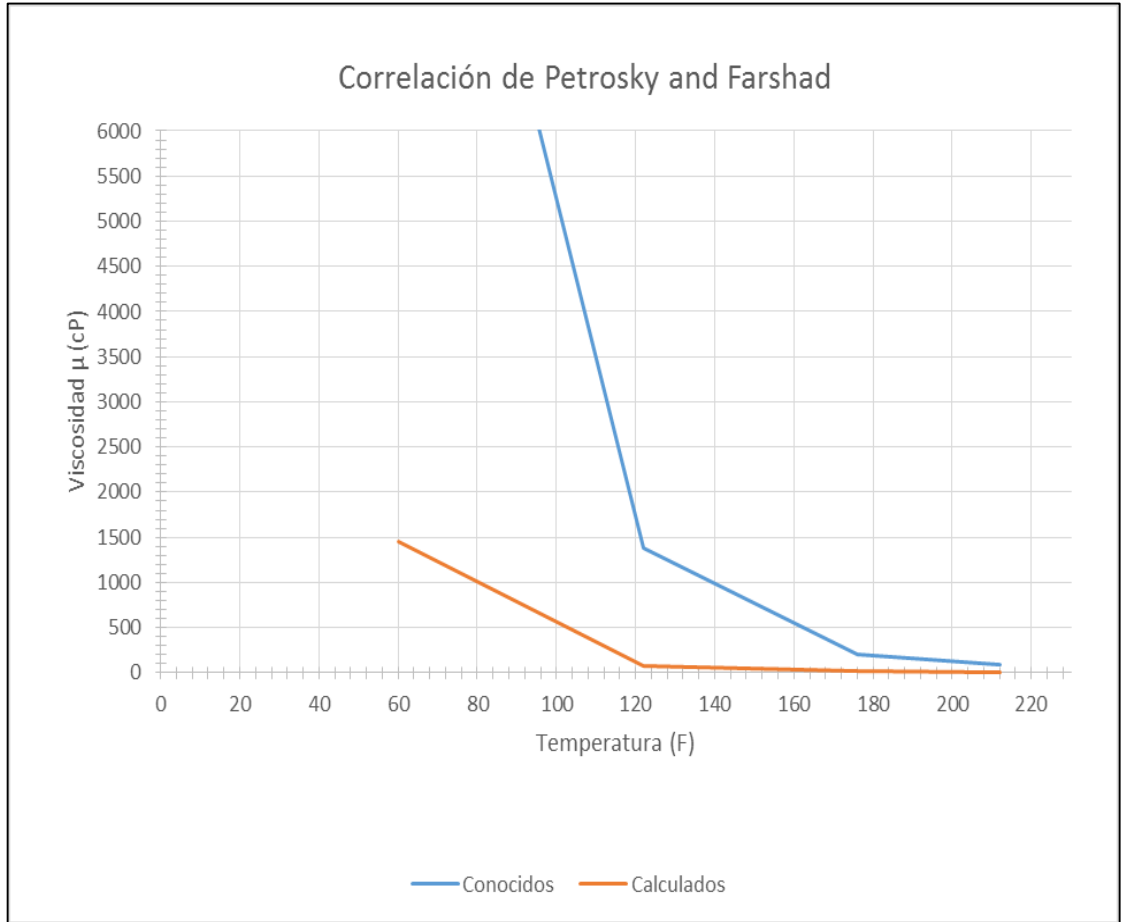


Ecuación 8. Correlación de Petrosky & Farshad.

$$\mu = \left((2.3511 \times 10^7) \times T^{-2.10255} \right) \times (\log API)^x$$
$$x = (4.59388 \times \log T) - 22.82792$$

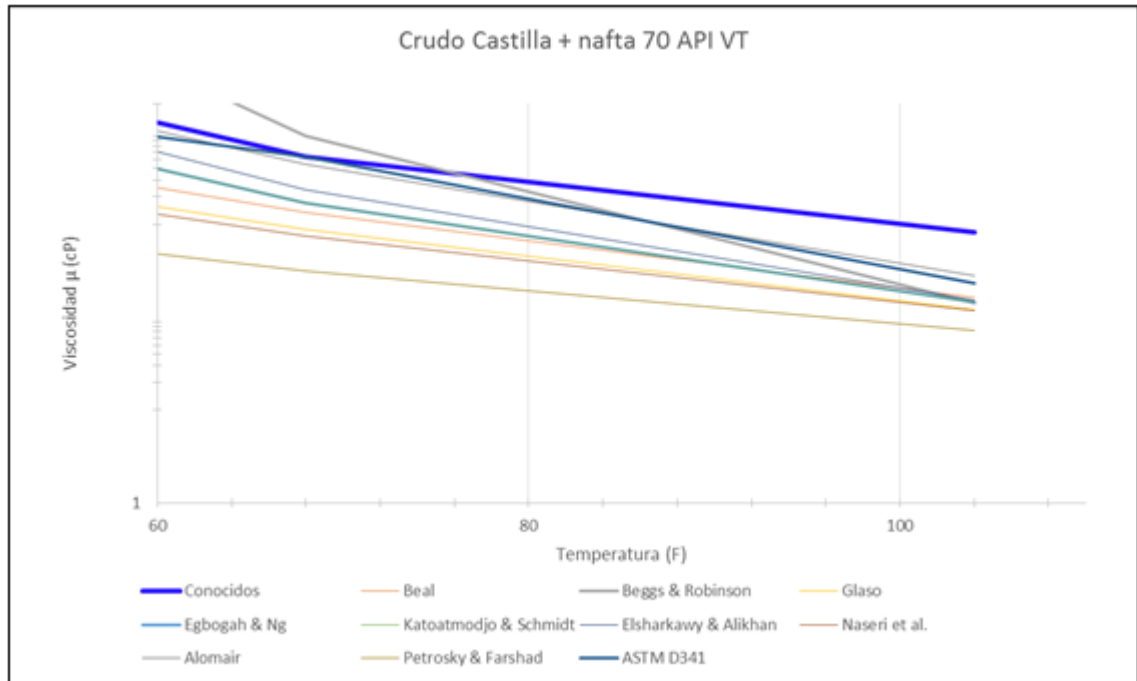
Fuente: UNIVERSIDAD DEL ZULIA. Correlaciones Numéricas PVT. Disponible en: <https://es.slideshare.net/nriverapazos/correlaciones-pvt-carlos-banzer>.

Gráfica 8. Correlación de Petrosky & Farshad aplicada al Crudo Castilla.

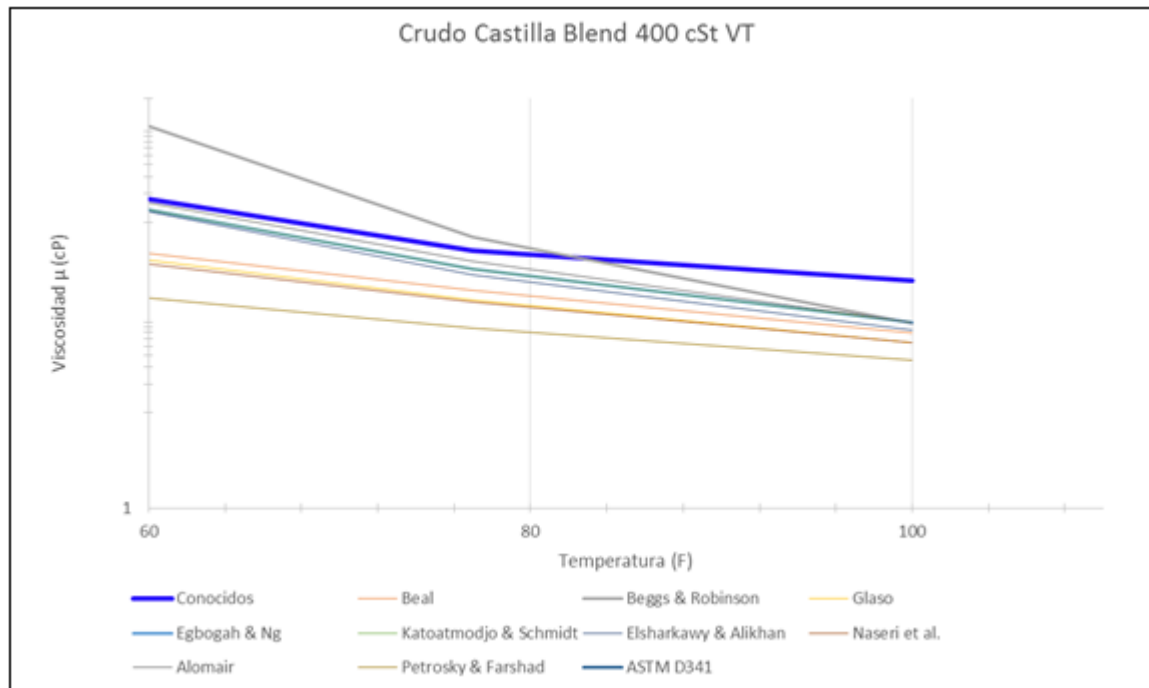


Las **Gráficas 9, 10 y 11**, son la representación teórica del comportamiento de la viscosidad con variaciones de temperatura de una muestra de tres Crudos de estudio.

Gráfica 9. Comportamiento de la viscosidad con el aumento de la temperatura en una muestra de Crudo Castilla + nafta 70 API VT.



Gráfica 10. Comportamiento de la viscosidad con el aumento de la temperatura en una muestra de Crudo Castilla Blend 400 cSt.



Gráfica 11. Comportamiento de la viscosidad con el aumento de la temperatura en una muestra de Orinoco Heavy Oil.

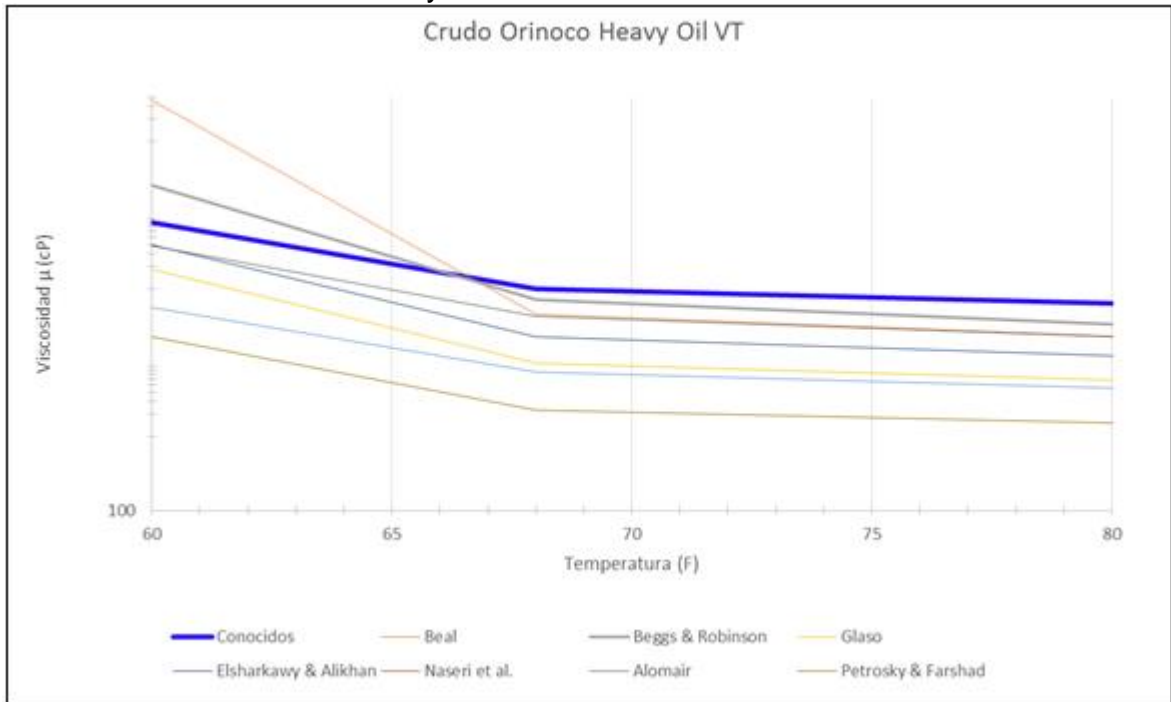
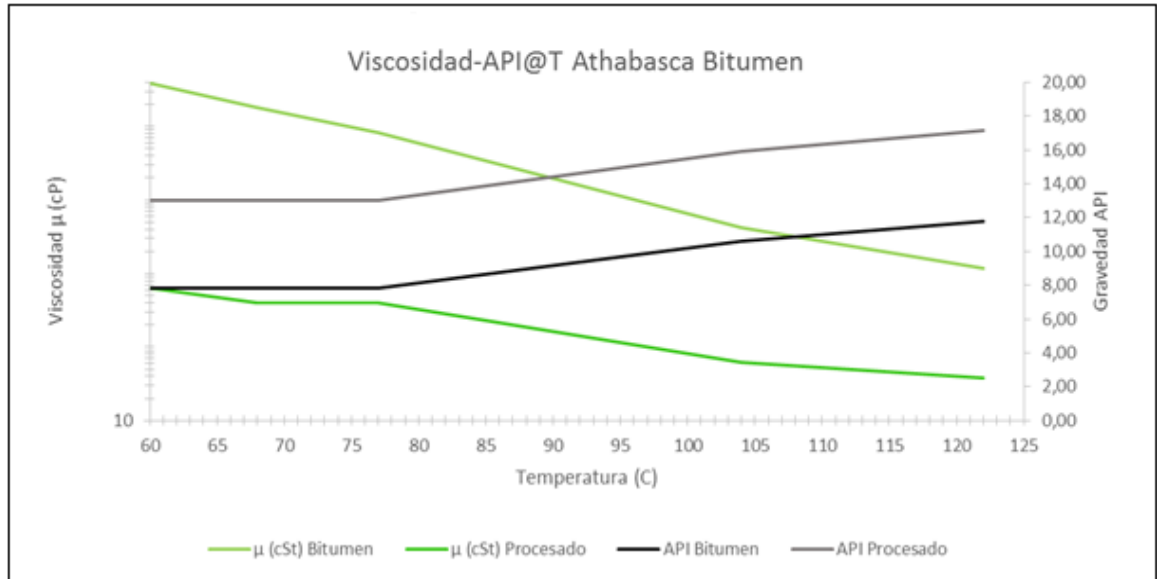


Tabla 1. Cambio en las propiedades del Athabasca Bitumen después de aplicada la tecnología Selex Asp.

Athabasca Bitumen						
F	Bitumen			Procesado		
	API Bitumen	GE	μ (cSt) Bitumen	API Procesado	GE	μ (cSt) Procesado
60,08	7,79	1,0158	385383,7598	12,99	0,9793	639,4093
68	7,80	1,0158	179267,5485	13,00	0,9793	399,4673
77	7,80	1,0158	83149,57042	13,00	0,9792	399,0649
104	10,61	0,9957	4258,256278	15,92	0,9599	62,1508
122	11,79	0,9875	1179,802529	17,14	0,9519	37,3201

La **Gráfica 12** permite visualizar de una manera más fácil los cambios en la gravedad API y la viscosidad antes y después de aplicar la tecnología Selex Asp en el Athabasca bitumen.

Gráfica 12. Viscosidad-API@T Athabasca bitumen.



ANEXO D. CALCULO DE LAS PROPIEDADES DEL CRUDO CASTILLA SELEX.

Temperatura F	API Castilla API	API 5% API	GE Castilla (l)	GE 5% (l)	$\rho @ T w$ gr/cc	Castilla gr/cc	ρ 5% gr/cc	ρ 5% lb/ft ³	μ (cP) Castilla Conocidos gr/cs	μ (cP) Castilla Selex gr/cs	μ Castilla Selex lb/ft ³	v (cSt) Castilla Selex c2/s	v Castilla Selex ft ² /s (92904,04)
59	11,92	12,51	0,9866	0,9826	0,99919	0,9858	0,9818	61,29	44691,53	32205,3408	2164,0963	32803,6654	35,3096
68	12,50	13,12	0,9827	0,9784	0,99829	0,9810	0,9767	60,98	16172,07	11745,8487	789,2836	12025,6647	12,9443
104	14,83	15,57	0,9670	0,9621	0,99222	0,9595	0,9547	59,60	797,22	593,7730	39,8997	621,9601	0,6695
105,8	14,94	15,69	0,9662	0,9613	0,99186	0,9584	0,9535	59,53	707,82	527,6375	35,4556	553,3625	0,5956
107,6	15,06	15,81	0,9655	0,9605	0,99146	0,9572	0,9523	59,45	629,51	469,9214	31,6772	493,4417	0,5311
109,4	15,18	15,94	0,9647	0,9597	0,99105	0,9561	0,9511	59,38	561,25	419,4331	28,1846	440,9754	0,4747
111,2	15,29	16,06	0,9639	0,9589	0,99064	0,9549	0,9500	59,30	501,45	375,1651	25,2099	394,9255	0,4251
113	15,41	16,18	0,9632	0,9581	0,99022	0,9537	0,9488	59,23	448,96	336,2638	22,6959	354,4203	0,3815
114,8	15,53	16,30	0,9624	0,9573	0,98980	0,9526	0,9476	59,16	402,77	302,0038	20,2937	318,7105	0,3431
116,6	15,65	16,43	0,9616	0,9565	0,98936	0,9514	0,9464	59,08	362,05	271,7671	18,2619	287,1674	0,3091
118,4	15,76	16,55	0,9609	0,9558	0,98892	0,9502	0,9452	59,00	326,06	245,0257	16,4649	259,2414	0,2790
120,2	15,88	16,67	0,9601	0,9550	0,98847	0,9490	0,9439	58,93	294,20	221,3279	14,8725	234,4703	0,2524
122	15,99	16,77	0,9594	0,9542	0,98802	0,9479	0,9428	58,86	266,62	200,8214	13,4946	213,0091	0,2293
123,8	16,11	16,91	0,9586	0,9534	0,98756	0,9467	0,9416	58,78	241,38	182,0063	12,2302	193,3035	0,2081
125,6	16,23	17,04	0,9579	0,9526	0,98709	0,9455	0,9403	58,70	218,91	165,2439	11,1039	175,7308	0,1892
127,4	16,34	17,16	0,9571	0,9518	0,98662	0,9443	0,9391	58,63	198,87	150,2824	10,0985	160,0292	0,1723
129,2	16,46	17,29	0,9563	0,9510	0,98614	0,9431	0,9379	58,55	180,97	136,9040	9,1995	145,9757	0,1571
131	16,58	17,41	0,9556	0,9502	0,98565	0,9419	0,9366	58,47	164,95	124,9203	8,3942	133,3751	0,1436
132,8	16,70	17,53	0,9548	0,9495	0,98516	0,9406	0,9354	58,39	150,59	114,1672	7,6717	122,0563	0,1314
134,6	16,82	17,66	0,9540	0,9487	0,98468	0,9394	0,9341	58,31	137,69	104,5022	7,0222	111,8732	0,1204
136,4	16,93	17,78	0,9533	0,9479	0,98416	0,9382	0,9329	58,24	126,09	95,8010	6,4375	102,6956	0,1105
138,2	17,05	17,90	0,9525	0,9471	0,98364	0,9369	0,9316	58,16	115,64	87,9550	5,9103	94,4130	0,1016
140	17,17	18,03	0,9518	0,9463	0,98313	0,9357	0,9303	58,08	106,20	80,8690	5,4341	86,9238	0,0936
141,8	17,29	18,15	0,9510	0,9455	0,98260	0,9345	0,9291	58,00	97,68	74,4598	5,0035	80,1442	0,0863
143,6	17,41	18,28	0,9503	0,9447	0,98207	0,9332	0,9278	57,92	89,96	68,6539	4,6133	73,9963	0,0796
145,4	17,52	18,40	0,9495	0,9440	0,98154	0,9320	0,9265	57,84	82,97	63,3871	4,2594	68,4130	0,0736
147,2	17,64	18,52	0,9488	0,9432	0,98100	0,9307	0,9253	57,76	76,62	58,6024	3,9379	63,3361	0,0682
149	17,76	18,65	0,9480	0,9424	0,98045	0,9295	0,9240	57,68	70,85	54,2497	3,6454	58,7132	0,0632
150,8	17,88	18,77	0,9473	0,9416	0,97990	0,9282	0,9227	57,60	65,60	50,2847	3,3790	54,4973	0,0587
152,6	18,00	18,90	0,9465	0,9409	0,97934	0,9270	0,9214	57,52	60,82	46,6679	3,1359	50,6482	0,0545
154,4	18,11	19,02	0,9458	0,9401	0,97878	0,9257	0,9201	57,44	56,45	43,3646	2,9140	47,1288	0,0507
156,2	18,23	19,14	0,9450	0,9393	0,97821	0,9244	0,9188	57,36	52,46	40,3436	2,7110	43,9074	0,0473
158	18,35	19,27	0,9443	0,9385	0,97763	0,9232	0,9175	57,28	48,80	37,5776	2,5251	40,9549	0,0441
159,8	18,47	19,39	0,9435	0,9378	0,97705	0,9219	0,9162	57,20	45,46	35,0418	2,3547	38,2452	0,0412
161,6	18,59	19,52	0,9428	0,9370	0,97647	0,9206	0,9149	57,12	42,39	32,7143	2,1983	35,7555	0,0385
163,4	18,70	19,64	0,9421	0,9362	0,97588	0,9193	0,9136	57,04	39,58	30,5756	2,0546	33,4656	0,0360
165,2	18,82	19,76	0,9413	0,9355	0,97528	0,9180	0,9123	56,95	36,99	28,6080	1,9224	31,3570	0,0338
167	18,94	19,89	0,9406	0,9347	0,97468	0,9168	0,9110	56,87	34,60	26,7959	1,8006	29,4129	0,0317
168,8	19,06	20,01	0,9398	0,9339	0,97408	0,9155	0,9097	56,79	32,41	25,1251	1,6883	27,6186	0,0297
170,6	19,18	20,13	0,9391	0,9332	0,97346	0,9142	0,9084	56,71	30,38	23,5930	1,5847	25,9611	0,0279
172,4	19,29	20,26	0,9384	0,9324	0,97285	0,9129	0,9071	56,63	28,52	22,1582	1,4890	24,4279	0,0263
174,2	19,41	20,38	0,9376	0,9316	0,97223	0,9116	0,9058	56,55	26,79	20,8403	1,4004	23,0084	0,0248
176	19,53	20,51	0,9369	0,9309	0,97160	0,9103	0,9044	56,46	25,19	19,6202	1,3184	21,6931	0,0234
177,8	19,65	20,63	0,9362	0,9301	0,97097	0,9090	0,9031	56,38	23,71	18,4669	1,2423	20,4701	0,0220
179,6	19,77	20,76	0,9354	0,9294	0,97033	0,9077	0,9018	56,30	22,33	17,4358	1,1716	19,3348	0,0208
181,4	19,89	20,88	0,9347	0,9286	0,96969	0,9064	0,9005	56,21	21,06	16,4599	1,1061	18,2796	0,0197
183,2	20,00	21,00	0,9340	0,9278	0,96904	0,9051	0,8991	56,13	19,87	15,5530	1,0451	17,2981	0,0186
185	20,12	21,13	0,9332	0,9271	0,96839	0,9037	0,8978	56,05	18,77	14,7095	0,9884	16,3843	0,0176
186,8	20,24	21,25	0,9325	0,9263	0,96773	0,9024	0,8964	55,96	17,75	13,9242	0,9357	15,5328	0,0167
188,6	20,36	21,38	0,9318	0,9256	0,96707	0,9011	0,8951	55,88	16,80	13,1925	0,8865	14,7386	0,0159
190,4	20,48	21,50	0,9311	0,9248	0,96641	0,8998	0,8938	55,80	15,91	12,5100	0,8406	13,9971	0,0151
192,2	20,60	21,63	0,9303	0,9241	0,96574	0,8985	0,8924	55,71	15,08	11,8730	0,7978	13,3044	0,0143
194	20,72	21,75	0,9296	0,9233	0,96506	0,8971	0,8911	55,63	14,31	11,2780	0,7578	12,6568	0,0136
195,8	20,83	21,88	0,9289	0,9226	0,96438	0,8958	0,8897	55,54	13,58	10,7216	0,7205	12,0506	0,0130
197,6	20,95	22,00	0,9282	0,9218	0,96370	0,8945	0,8884	55,46	12,91	10,2010	0,6855	11,4829	0,0124
199,4	21,07	22,12	0,9274	0,9211	0,96301	0,8931	0,8870	55,37	12,28	9,7135	0,6527	10,9509	0,0118
201,2	21,19	22,25	0,9267	0,9203	0,96231	0,8918	0,8856	55,29	11,69	9,2567	0,6220	10,4519	0,0113
203	21,31	22,37	0,9260	0,9196	0,96162	0,8905	0,8843	55,20	11,13	8,8282	0,5932	9,9833	0,0107
204,8	21,43	22,50	0,9253	0,9188	0,96091	0,8891	0,8829	55,12	10,61	8,4261	0,5662	9,5433	0,0103
206,6	21,54	22,62	0,9246	0,9181	0,96020	0,8878	0,8816	55,03	10,12	8,0484	0,5408	9,1296	0,0098
208,4	21,66	22,75	0,9239	0,9174	0,95949	0,8864	0,8802	54,95	9,66	7,6933	0,5170	8,7404	0,0094
210,2	21,78	22,87	0,9231	0,9166	0,95878	0,8851	0,8788	54,86	9,23	7,3594	0,4945	8,3740	0,0090
212	21,90	23,00	0,9224	0,9159	0,95805	0,8837	0,8775	54,78	8,83	7,0451	0,4734	8,0289	0,0086

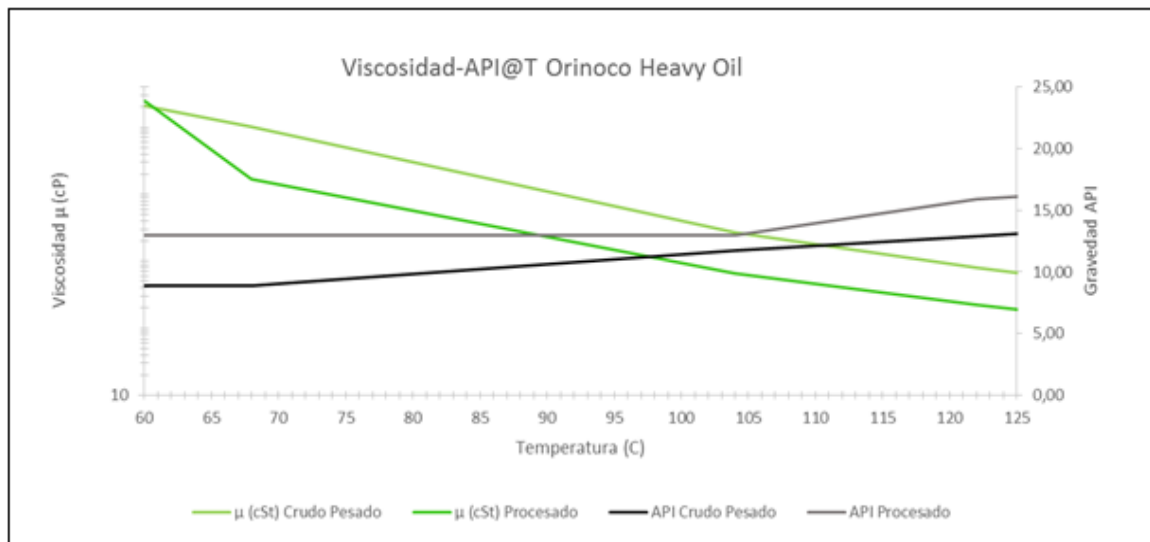
En la **Tabla 1**, de manera consecutiva se ha realizado el cálculo de las propiedades con cambios de temperatura para el Crudo Orinoco


Tabla 1. Cambio en la propiedades del Crudo Orinoco después de aplicada la tecnología Selex Asp.

F	API Crudo Pesado	GE	μ (cSt) Crudo Pesado	API Procesado	GE	μ (cSt) Procesado
60,08	8,89	1,0079	211603,5384	12,99	0,9793	245786,3402
68	8,90	1,0078	101963,373	13,00	0,9793	17005,9252
104	11,73	0,9879	2726,070319	13,00	0,9792	659,5316
122	12,93	0,9797	789,9597707	15,92	0,9599	220,4542
140	14,14	0,9716	278,0437367	17,14	0,9519	87,8107
176	16,63	0,9553	52,96792038	18,39	0,9440	20,5885
212	19,20	0,9390	15,38876309	20,95	0,9282	7,1018

La **Gráfica 1**, permite visualizar de manera práctica los resultados obtenidos después de aplicar la tecnología Selex Asp al Orinoco Heavy Oil.

Gráfica 1. Resultados Crudo Orinoco.




 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

**AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL
LUMIERES**




Yo **Diego Galindo Monroy** en calidad de titular de la obra Evaluación Técnico Financiera del uso de la tecnología Selex Asp para el mejoramiento del proceso de transporte del crudo Castilla por un tramo del oleoducto aplay porvenir, elaborada en el año 2016, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor establezco las siguientes condiciones de uso de mi obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su autor.

De igual forma como autor autorizo la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 16 días del mes de Agosto del año 2017.

ELAUTOR:

Autor 1	
Nombres	Apellidos
Diego	Galindo Monroy
Documento de identificación No 79918319	Firma
79.918.319	