



**ASEGURAMIENTO DE FLUJO A NIVEL DE POZO PARA SISTEMAS DE
PETRÓLEO:
“ANÁLISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFÍNICAS Y ASFALTENOS”**



RAFAEL EDUARDO VILLAMIZAR SOLANO

JUAN GUILLERMO CASTAÑO HENAO

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

2013

**ASEGURAMIENTO DE FLUJO A NIVEL DE POZO PARA SISTEMAS DE
PETRÓLEO:
“ANÁLISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFÍNICAS Y ASFALTENOS”**

RAFAEL EDUARDO VILLAMIZAR SOLANO

JUAN GUILLERMO CASTAÑO HENAO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR

**Msc. MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS
Ingeniero de Petróleos**

CO-DIRECTOR

**Ing. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos**

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

2013

DEDICATORIA

A Dios por lograr en mí un instrumento de sus bendiciones, por darme la capacidad de lograr con tenacidad y esfuerzo buenos resultados, por el cual dedico este proyecto a la constancia que tuve para lograr su exitosa realización.

En honor a Rafael Villamizar Calderón e Indira Solano Pinto, he aquí padres a su hijo, el cual siempre velará por ustedes y les cambiara su vida por algo que se merecen y es recoger las cosas que con esfuerzo han sembrado, esto no es mío es de ustedes, Felicitaciones padres.

Rafael E. Villamizar Solano

DEDICATORIA

A Dios quien me dio la fuerza, y las oportunidades para lograr cada una de mis proyectos.

A mi madre LUZ CONSUELO quien alguna vez soñó con la formación profesional de sus hijos y sin importar los que y los como lo logró y lo sigue logrando, quien me ha enseñado lo valioso de luchar por los sueños, quien con su amor y ejemplo formo cada una de las líneas de mi camino.

A mi padre GUILLERMO, quien con su bondad y paciencia, me mostro que la vida es bella y siempre se puede seguir adelante a pesar de las adversidades.

A mi novia ANGÉLICA, quien con sus ganas de devorarse el mundo y su devoción a mí, acompañó muchas de mis derrotas y éxitos.

A mi hermanita DANIELA, quien acompañó con su alegría muchos momentos de soledad.

Y a esas personas que en algún momento me enseñaron que cada persona es un mundo diferente y que siempre se puede aprender algo diferente.

Les dedico este libro con mucho cariño.

Juan G. Castaño Henao

AGRADECIMIENTOS

Los más sinceros agradecimientos para el Ingeniero Cesar Augusto Pineda Gómez por ser el pionero de este trabajo de investigación. De la misma manera al Ingeniero Manuel Cabarcas por su orientación respectiva en los momentos solicitados.

Msc.Emiliano Ariza muy amable por su colaboración y orientación, al ingeniero de producción de campo escuela Colorado José Fonseca muchas gracias por el apoyo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	
1 CAPITULO:REVISIÓN BIBLIOGRAFICA	30
1.1 ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE PETROLEO CON ENFASIS EN DEPOSITOS ORGANICOS	30
1.2 PARAFINAS	32
1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS	33
1.2.2 VARIABLES INCIDENTES EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	35
1.2.3 ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINA	38
1.2.4 FENOMENOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS	39
1.2.4.1 DIFUSIÓN MOLECULAR.	41
1.2.4.2 DISPERSIÓN POR CIZALLAMIENTO	42
1.2.5 METODOS DE PREVENCIÓN, REMEDIACIÓN Y CONTROL	44
1.3 ASFALTENOS	47
1.3.1 COMPOSICIÓN QUIMICA Y ESTRUCTURA	47
1.3.2 TEORÍAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LOS ASFALTENOS EN EL CRUDO	49
1.3.2.1 TEORÍA MOLECULAR	49
1.3.2.2 TEORÍA COLOIDAL	50
1.3.3 ROL DE LAS RESINAS	51
1.3.4 VARIABLES FUNDAMENTALES EN LA PRECIPITACION DE ASFALTENOS	53
1.3.5 MODELAMIENTOS DE LA PRECIPITACION DE ASFALTENOS	57
1.3.5.1 MODELO DE SOLUCIÓN REAL DE NGHIEM ET AL (1987 y 2000)	59
1.3.5.2 MODELO DE SOLUCIÓN COLOIDAL (LEONTARITIS Y MANSOORI, 1987)	61
1.3.6 MECANISMOS DE AGREGACIÓN Y DEPOSITACIÓN	62

1.3.7 METODOS DE PREVENCION, CONTROL Y REMEDIACIÓN DE LOS PROBLEMAS ASOCIADOS A ASFALTENOS	66
2 CAPITULO	68
DIAGNOSTICO Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO DE CRUDO PARAFINICO COLOMBIANO EN BASE A PROBLEMAS OPERACIONALES POR TAPONAMIENTOS DE SOLIDOS ORGANICOS	68
2.1 APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO	68
2.2 GENERALIDADES DEL CAMPO	68
2.2.1 LOCALIZACIÓN	68
2.3 PRUEBAS DE LABORATORIOS Y TECNICAS APLICADAS PARA EL ANALISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS	70
2.3.1 COMPORTAMIENTO DEL PUNTO DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN RELACION A LA PRESION, TEMPERATURA	71
2.3.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN CAMPO ESCUELA COLORADO (ARENA B PRODUCTORA)	72
2.3.3 PROYECTOS DE INVESTIGACION DESARROLLADOS EN CAMPO ESCUELA COLORADO PARA EL CONTROL DE LOS EFECTOS DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS	73
3 CAPITULO	79
PREDICCIONES DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS A NIVEL DE POZO, A TRAVES DE HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN.	79
3.1 AJUSTES A LA SIMULACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS APLICADO A EL CRUDO DE COLORADO 25	80
3.1.1 METODOLOGIA DE SIMULACIÓN PARA LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS DE COLORADO 25	80
3.1.1.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO Y MODELOS DE DISTRIBUCIÓN EN LA SIMULACIÓN	83

3.1.1.2	REGRESIÓN PVT DEL FLUIDO	89
3.1.1.3	DEFINICION DEL COMPONENTE ASFALTENO	92
3.1.1.4	SELECCIÓN DEL MODELO SOLIDO DE ASFALTENOS EN EL SOFTWARE	99
3.1.2	PREDICCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS	102
3.1.3	ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN LA SIMULACIÓN	115
3.2	CARACTERIZACIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES DE TEMPERATURA Y PRESIÓN EN LOS POZOS COL-25 Y COL-36	122
3.2.1	INTEGRACIÓN DEL SOFTWARE DE PRODUCCIÓN PIPESIM DE SCHLUMBERGER	123
3.2.2	ANALISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS PARA LOS POZOS COL-25 Y COL-36	160
3.2.2.1	PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS EN COL-25 (CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO ARENA B)	162
3.2.2.2	PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS EN COL-36 (CONDICIONES ACTUALES PARA LOS POZOS DEL YACIMIENTO ARENA B)	168
4	CAPITULO	175
	MAPA CONCEPTUAL DE DECISIONES PARA LA INTEGRACIÓN DE ESTRATEGIAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN RELACIÓN A DEPOSITOS ORGANICOS	175
4.1	ANALISIS BASICO PARA LA INTEGRACION DE ESTRATEGIAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO	175
4.2	ELABORACIÓN DE UN MAPA CONCEPTIAL DE DECISIONES PARA EL CONTROL Y MANEJO DE DEPOSITOS ORGANICOS	177
4.1	ELABORACIÓN DE UN MAPA CONCEPTUAL DE DECISIONES PARA EL CONTROL Y MANEJO DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS	185
4.1.1	PRIMER AMBIENTE: DISEÑO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN	187

4.1.2 SEGUNDO AMBIENTE: INTEGRACIÓN DE HERRAMIENTAS TECNOLÓGICAS (SOFTWARE) PARA LA EVALUACIÓN DE FASES ALTERNAS SÓLIDAS EN LA PRODUCCIÓN.	188
4.1.3 TERCER AMBIENTE: SELECCIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO	189
CONCLUSIONES	192
RECOMENDACIONES	193
BIBLIOGRAFIA	194
ANEXOS	202

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura molecular de una cadena lineal de parafinas	32
Figura 2. Comparación de los componentes del petróleo en un crudo liviano	33
Figura 3. Ilustración de las Ceras Macrocristalinas, Ceras Microcristalinas	34
Figura 4. Efectos de la presión en la solubilidad de las parafinas	36
Figura 5. Efectos de la temperatura en la solubilidad de las parafinas	37
Figura 6 . Ilustración de la aparición y crecimiento de la precipitación de parafinas	38
Figura 7. Envoltorio de la precipitación de parafinas	39
Figura 8. Puntos de cambio súbito de temperatura en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.	40
Figura 9. Cambios en la temperatura, Dispersión molecular	42
Figura 10. Dispersión por cizallamiento en la depositación de parafinas	43
Figura 11. Efecto del régimen de flujo sobre la depositación de parafinas	44
Figura 12. Estructura molecular de asfaltenos denominada (Continental)	48
Figura 13. Estructura molecular de asfaltenos denominada (Archipiélago)	48
Figura 14. Representación esquemática de las moléculas de asfaltenos	49
Figura 15. Disposición de los asfaltenos en el crudo según el modelo termodinámico molecular	50
Figura 16. Disposición de los asfaltenos en el crudo según el modelo termodinámico coloidal	50
Figura 17. Rol de las resinas en los asfaltenos	52
Figura 18. Ilustración teórica de una resina	52
Figura 19 . Formación de micelas asfaltenos-resinas	52
Figura 20. Mecanismo básico de precipitación de asfaltenos	53
Figura 21. Fenómenos de precipitación, floculación y depositación de asfaltenos	54
Figura 22. Cantidad de asfaltenos precipitados en función de la presión	55

Figura 23. Ilustración de la solubilidad de los asfaltenos con respecto a la presión.....	56
Figura 24. Ilustración de la cantidad de asfaltenos precipitados en función de la temperatura	56
Figura 25. Envolvente de precipitación de asfaltenos para un crudo donde estos precipitan a altas temperaturas	57
Figura 26. Esquema de los principales modelos de precipitación de asfaltenos	58
Figura 27. Depositación de asfaltenos en Sistemas de Flujo	62
Figura 28. Mecanismo de depositación de asfaltenos.....	63
Figura 29. Composición del petróleo a nivel microscópico, efecto dispersión mixta.....	64
Figura 30. Composición del petróleo a nivel microscópico, efecto estérico coloidal	64
Figura 31. Migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia del potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas	65
Figura 32. Mecanismo de depositación asfaltenos por efectos electro cinéticos	66
Figura 33. Localización CAMPO ESCUELA COLORADO	69
Figura 34. Delimitación de las condiciones de precipitación de parafinas (arena B Campo Colorado).....	71
✓ Figura 35.Comportamiento de la presión de burbuja del fluido de la arena B a diferentes temperaturas.....	82
Figura 36. Subdivisión de la fracción plus C7 + a pseudocomponentes hasta la fracción C31 +	84
Figura 37. Composición del crudo de Colorado 25 hasta la fracción C29 en la simulación.....	85
Figura 38. Parámetros generales para la caracterización de la fracción plus C30 +	86

Figura 39. Datos necesarios para la distribución de la fracción plus <i>C30 +</i>	87
Figura 40. Datos referentes a las características de la fracción plus <i>C30 +</i>	88
Figura 41. Composición actualizada del fluido en estudio con la fracción plus.....	88
Figura 42. Estructura del ingreso de la casilla de Sat Pres para el cálculo de regresión.....	91
Figura 43. Parámetros PVT del fluido de Col-25 en separador (API, GOR, Bob).....	91
Figura 44. Componentes precipitante y no precipitante para la simulación de la precipitación de asfaltenos Col-25	96
Figura 45. Composición del fluido con los componentes representativos de asfalteno	97
Figura 46. Parámetros de presión y temperatura para el cálculo de la fugacidad patrón.	101
Figura 47. Estructura de simulación junto a los parámetros de fugacidad en Winprop CMG.....	102
Figura 48. Parámetros que controlan la simulación precipitación de asfaltenos	103
Figura 49. Rangos de evaluación del modelo de precipitación de asfaltenos en la simulación.....	105
Figura 50. Estructura de simulación final para la predicción de la precipitación de asfaltenos en la presente metodología.....	105
Figura 51. Volumen molar del componente sólido <i>C30B +</i> calculado por Winprop (Output)	106
Figura 52. Representación gráfica de la primera predicción simulada de asfaltenos precipitados sin ajustes	106
Figura 53. Ambiente de simulación para el cálculo de los coeficientes de interacción binaria	108
Figura 54. Ilustración de los resultados de simulación de la precipitación de asfaltenos con los datos experimentales.....	110

Figura 55. Comparación de los resultados de simulación en la metodología propuesta en (2011) y la generada (2013) en base a la precipitación de asfaltenos	114
Figura 56. Asfaltenos precipitados a temperaturas de 102°F-108°F para Col-25.....	118
Figura 57. Envoltente de precipitación de asfaltenos para el crudo de la arena de campo escuela Colorado.	120
Figura 58. Comparación entre las envoltentes obtenidas en la simulación de la precipitación de asfaltenos en Col-25.	121
Figura 59. Pozos representativos de las condiciones de presión para la arena productora B (Col-25) y (Col-36) a la fecha.....	123
Figura 60. Esquema de desarrollo de la simulación en PIPESIM.....	124
Figura 61. Opción esquemática que representa el completamiento de un pozo vertical	125
Figura 62. Datos para el cálculo del IPR del modelo para el pozo Colorado 36.....	126
Figura 63. Datos para el cálculo del IPR del modelo para el pozo Colorado 25.....	126
Figura 64. Propiedades del petróleo negro de Col-36.....	127
Figura 65. Propiedades del petróleo negro de Col-25.....	127
Figura 66. Factor Volumétrico Aceite PVT COL-25.....	128
Figura 67. Densidad Aceite PVT COL-25	128
Figura 68. Factor Z del gas PVT COL-25.....	128
Figura 69. Solubilidad del Gas PVT COL-25.....	128
Figura 70. Viscosidad del Aceite PVT COL-25.....	128
Figura 71. Viscosidad del Gas PVT COL-25.....	128
Figura 72. Datos para la calibración de los parámetros exigidos para el modelo PVT de simulación PIPESIM	130
Figura 73. Densidad del aceite de la arena productora B en la simulación	131

Figura 74. Solubilidad del gas del fluido de la arena productora B en la simulación.....	131
Figura 75. Factor volumétrico del aceite para el fluido de la arena productora B en la simulación.....	132
Figura 76. Viscosidad del gas del fluido de la arena productora B en la simulación.....	132
Figura 77. Factor Z del gas para el fluido de la arena productora B en la simulación.....	133
Figura 78. Calibración de la Viscosidad del fluido de la arena productora B en la simulación.....	133
Figura 79. Viscosidad del aceite para el fluido de la arena B productora en la simulación	134
Figura 80. Sistema de producción desde fondo hasta cabezal para el pozo Col-36	136
Figura 81. Sistema de producción desde fondo hasta cabezal para el pozo Col-25	136
Figura 82. Ajuste de la correlación de flujo multifasico para el pozo Col-25.....	139
Figura 83. Ajuste de la correlación de flujo multifasico para el pozo Col-25.....	140
Figura 84. Sensibilidad de las correlaciones de flujo multifasico para el comportamiento de la presión en tubería del pozo Col-25	141
Figura 85. Sensibilidad de las correlaciones de flujo multifasico para el comportamiento de la presión en tubería del pozo Col-36.	142
Figura 86. Perfil de presión Vs profundidad de la tubería de producción para el pozo Colorado 25 en la simulación	144
Figura 87. Perfil de presión Vs profundidad de la tubería de producción para el pozo Colorado 36 en la simulación	145
Figura 88. Ilustración grafica para determinar el coeficiente de convección para un Gasóleo de 36.8°API (MORRIS Y WHITMAN).....	148
Figura 89. Conductividades térmicas teóricas según el tipo de litología.....	152

Figura 90. Valores específicos del coeficiente de transferencia global (U) para las profundidades establecidas (Colorado 25)	157
Figura 91. Valores específicos del coeficiente de transferencia global (U) para las profundidades establecidas (Colorado 36)	157
Figura 92. Perfil de temperatura recreado en la simulación a lo largo de la tubería de producción para Colorado 25	158
Figura 93. Perfil de temperatura recreado en la simulación a lo largo de la tubería de producción para Colorado 25	159
Figura 94. Envoltentes de fases de crudo, gas, y solidos precipitados de asfaltenos y parafinas	160
Figura 95. Envoltentes de precipitación de ceras parafinicas y asfaltenos para el fluido producido de la arena B productora en campo escuela Colorado.....	161
Figura 96. Trayecto del flujo de Colorado 25 de yacimiento a cabeza de pozo con las envoltentes de precipitación de parafinas y asfaltenos.....	164
Figura 97. Trayecto del flujo de Colorado 36 de yacimiento a cabeza de pozo con las zonas de precipitación de parafinas y asfaltenos	171
Figura 98. Esquema del aseguramiento de flujo en un proyecto de explotación de hidrocarburos	175
Figura 99. Tópicos para la selección de una estrategia de aseguramiento de flujo.....	176
Figura 100. Medidas de remediación y control de solidos.....	177
Figura 101. Tópicos principales a manera global del esquema de estrategias de aseguramiento de flujo	181
Figura 102. Manejos de depósitos de organicos (Aseguramiento de flujo)	181
Figura 103. Aseguramiento de flujo: Manejo de parafinas	182
Figura 104. Manejo de parafinas según el estado del proyecto de producción ...	182
Figura 105. Manejo de parafinas según el estado del proyecto de producción ...	183
Figura 106. Manejo de parafinas según el estado del proyecto de producción ...	184

Figura 107. Manejo de asfaltenos según el estado del proyecto de producción	184
Figura 108. Mapa conceptual de toma de decisiones de aseguramiento de flujo	186
Figura 109. Ambientes del mapa de toma de decisiones	187
Figura 110. Diseño de un sistema de producción	188
Figura 111. Integración de herramientas tecnológicas (software) para la evaluación de fases alternas sólidas en la producción.....	189
Figura 112. Manejos de problemas de depósitos orgánicos	190
Figura 113. Selección de una estrategia de aseguramiento de flujo	191

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características de los depósitos Macro y Microcristalinas.....	34
Tabla 2. Variables fundamentales que gobiernan la precipitación de parafinas	35
Tabla 3. Métodos de prevención, remediación y control de parafinas	44
Tabla 4. Parámetros que gobiernan la precipitación de asfaltenos	54
Tabla 5. Mecanismos de agregación y depositación de asfaltenos.....	64
Tabla 6. Métodos de prevención y control para problemas operativos por asfaltenos.....	67
Tabla 7. Prueba de reversibilidad de los asfaltenos del crudo de la arena B de campo Escuela Colorado.....	72
Tabla 8. Índice de inestabilidad coloidal para los pozos Colorado 25 (Arena) y Colorado 75 (Arena C)	73
Tabla 9. Proyectos de investigación desarrollados en campo escuela en relación a las ramas de control de la precipitación de ceras parafinicas, asfaltenos y sus depósitos.....	74
Tabla 10. Composición extendida del fluido de la arena B productora (Col-25)	81
Tabla 11. Caracterización de las fracciones pesadas del crudo de la arena B (Col-25)	81
Tabla 12. Análisis SARA del material sólido de los pozos Colorado 25 (Arena B) y Colorado 75 (Arena C).....	82
Tabla 13. Contraste de los resultados de los pesos moleculares del fluido en las simulaciones	89
Tabla 14. Presión de burbuja del crudo de la arena B de campo Colorado a las temperaturas seleccionadas.....	90
Tabla 15. Observaciones de las metodologías de simulación en la regresión PVT del fluido en Winprop para la precipitación de asfaltenos.....	92
Tabla 16. Parámetros experimentales y simulados en la presente metodología de simulación	95

Tabla 17. Observaciones de las caracterizaciones de los componentes asfaltenos precipitantes y no precipitantes en las metodologías de simulación	97
Tabla 18. Observaciones de los coeficientes de interacción binaria en las metodologías de simulación de precipitación de asfaltenos	99
Tabla 19. Fracciones molares del asfálteno precipitante antes y luego del cálculo de la fugacidad patrón	100
Tabla 20. Cambios en los coeficientes de interacción binaria para el ajuste de la precipitación de asfaltenos	109
Tabla 21. Parámetros sensibilizados para ajustar la simulación de la precipitación de asfaltenos en la presente metodología.....	109
Tabla 22. Algunos resultados de la simulación de asfaltenos precipitados de Col-25 a temperatura de yacimiento de 104°F	110
Tabla 23. Contraste entre los valores experimentales y los simulados de la precipitación de asfaltenos de Col-25	111
Tabla 24. Volumen molar del asfalteno precipitante en las metodologías de simulación	112
Tabla 25. Resultados de la simulación de la precipitación de asfaltenos en la metodología propuesta en 2011.....	112
Tabla 26. Coeficientes de interacción binaria asfalteno precipitante en la propuesta de simulación de 2011.....	113
Tabla 27. Comparación entre las presiones que gobiernan la precipitación de asfaltenos en las metodologías aplicadas de simulación	115
Tabla 28. Parámetros sensibilizados para la nueva envolvente de precipitación de asfaltenos	117
Tabla 29. Límites de reversibilidad y precipitación de asfaltenos en la nueva metodología.	119
Tabla 30. Datos para el modelo de pozo en la simulación PIPESIM.....	126
Tabla 31. Calibración PVT para el fluido de la arena productora B y sus correlaciones de simulación para ajuste en PIPESIM.	129

Tabla 32. Data requerida para la configuración de la tubería de producción y la unidad de bombeo mecánico para los pozos Col-25 y Col-36.....	135
Tabla 33. Data disponible en campo escuela Colorado para ajuste de correlación de flujo multifasico	137
Tabla 34. Datos para el cálculo de la presión de entrada a la bomba para los pozos de la arena B productora	138
Tabla 35. Calculo de la presión de entrada a la bomba (PIP) para el pozo Colorado 25	138
Tabla 36. Calculo de la presión de entrada a la bomba (PIP) para el pozo Colorado 36	138
Tabla 37. Detalles de la correlación de flujo multifasico de DUNS & ROSS.....	143
Tabla 38. Parámetros de entrada para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor para los pozos COL-25 Y COL-36	147
Tabla 39. Parámetros para el cálculo del coeficiente de convección para el fluido de los pozos Col-25 y Col-36.....	150
Tabla 40. Conductividades térmicas del tubing, casing y el cemento para la simulación en PIPESIM.....	151
Tabla 41. Litologías de las zonas productoras de los pozos en estudio de la arena B y las conductividades térmicas de formación teóricas de las mismas	153
Tabla 42. Temperaturas aproximadas de los pozos Col-25 y Col-36 de yacimiento a cabeza de pozo	154
Tabla 43. Resultados del cálculo del coeficiente global de transferencia de calor para colorado 25 en las profundidades establecidas.....	155
Tabla 44. Resultados del cálculo del coeficiente global de transferencia de calor para Colorado 36 en las profundidades establecidas.	156
Tabla 45. Datos correspondientes a los perfiles de presión y temperatura para Colorado 25 simulados en PIPESIM	162

Tabla 46. Trayectoria del fluido en producción del pozo Col-25 en la simulación desde yacimiento a cabeza de pozo	163
Tabla 47. Análisis del Trayecto del flujo Col-25 (Punto 1)	165
Tabla 48. Análisis del Trayecto del flujo Col-25 (Punto 2)	166
Tabla 49. Análisis del trayecto del flujo Col-25 (Punto 3)	
Tabla 50. Análisis del trayecto de flujo Col-25 (Punto 4 y 5)	167
Tabla 51. Análisis del trayecto de flujo Col-25 (Punto 4 y 5)	168
Tabla 52. Datos correspondientes a los perfiles de presión y temperatura para Colorado 36	168
Tabla 53. Trayectoria del fluido en pozo Col-36 en la simulación de yacimiento a cabeza de pozo	169
Tabla 54. Análisis del trayecto de flujo Col-36 (Punto 1)	172
Tabla 55. Análisis del trayecto de flujo Col-36 (Punto 2 y 3)	173
Tabla 56. Análisis del trayecto de flujo Col-36 (Punto 4 y 5)	174
Tabla 57. Técnicas aplicadas en el manual de aseguramiento del flujo para manejo de parafinas	179
Tabla 58. Técnicas aplicadas en el manual de aseguramiento del flujo ICP para manejo de asfaltenos	180

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE COLORADO 25 POR LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS (PARAMETRO FUGACIDAD), (Propuesta Villamizar-Castaño 2013)	202
Anexo B. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN COLORADO 25 (Propuesta Villamizar-Castaño 2013)	202
Anexo C. MAPA CONCEPTUAL DE DECISIONES PARA LA INTEGRACIÓN DE ESTRATEGIAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN RELACIÓN A DEPOSITOS ORGANICOS	202

RESUMEN

TITULO: ASEGURAMIENTO DE FLUJO A NIVEL DE POZO PARA SISTEMAS DE PETRÓLEO: “ANÁLISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFÍNICAS Y ASFALTENOS”¹

**AUTORES: RAFAEL EDUARDO VILLAMIZAR SOLANO
JUAN GUILLERMO CASTAÑO HENAO²**

PALABRAS CLAVE: precipitación de ceras, parafinas, asfaltenos, PIPESIM, CMG, perfiles de presión y temperatura en la producción, depósitos orgánicos, estrategias, aseguramiento de flujo

Asegurar el óptimo flujo de aceite en los pozos se ha convertido en una disciplina ampliamente discutida en los proyectos de producción de petróleo, esto debido a que asegura la viabilidad económica de la explotación de hidrocarburos en cualquier campo. Por esta razón, en los sistemas de producción si no es aplicada alguna estrategia de aseguramiento de flujo en el fluido de producción se pueden generar algún tipo de sólidos orgánicos precipitados de diferente naturaleza (tales como asfaltenos, ceras), en la cual estos sólidos se pueden depositar y acumular en la tubería de producción.

Se propone una metodología en la que se aplican herramientas tecnológicas para predecir la producción de sistemas de campo de la escuela Colorado. Para esto se tendrá en cuenta los sistemas de producción, la litología de la formación, las pérdida de calor en la tubería de producción desde fondo de pozo hasta cabeza de pozo, esto con el fin de simular los perfiles de presión y temperatura en condiciones de producción de los pozos representativos de una arena productora dele campo, con el objetivo de analizar la precipitación de ceras y asfaltenos en los pozos.

Por último, se propone un mapa conceptual para integrar las diferentes estrategias de aseguramiento de flujo en relación a la prevención, control y remediación de depósitos orgánicos, el cal puede ser aplicables a cualquier proyecto de explotación petrolera.

¹ Proyecto de investigación.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M. Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

ABSTRACT

TITLE: FLOW ASSURANCE SYSTEMS FOR OIL WELL: "ANALYSIS OF WAXES AND ASPHALTENES PRECIPITATION"³

**AUTHORS: RAFAEL EDUARDO VILLAMIZAR SOLANO
JUAN GUILLERMO CASTAÑO HENAO⁴**

KEYWORDS: wax and asphaltene precipitation, PIPESIM, CMG, pressure and temperature profiles in production, organic deposits, the flow assurance strategies

Ensure optimum oil flow in wells has become a discipline widely discussed in petroleum production projects, this because it ensures the economic viability of oil exploitation in any field. For this reason, in the systems of production if it isn't applied any flow Assurance strategy can generate some type of precipitated organic solids of different nature (such as asphaltenes, wax), in which these solids are deposited and accumulate in production tubing.

We propose a methodology to apply technological tools to predict the production of systems of Campo Escuela Colorado. This will account production systems, formation lithology, the heat loss from production tubing downhole to wellhead, this in order to simulate the pressure and temperature profiles in terms of production of 2 wells representative of a field producing sand, with the objective of analyze the wax and asphaltenes precipitation in the wells.

Finally, we propose a conceptual map for integrating different flow assurance strategies in relation to the prevention, control and remediation of organic deposits, which may be applicable to any oil exploitation project.

³ Research project.

⁴ Physicochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director M. Sc Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

INTRODUCCIÓN

Los fenómenos presentes en el sistema de producción de hidrocarburos no son estáticos a lo largo de la vida productiva de un proyecto. Adicionalmente, a lo largo del trayecto que los fluidos deben seguir desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie, se enfrentan a cambios drásticos de presión, temperatura y como consecuencia de composición. Debido a las características mismas de estas mezclas multicomponentes, de no implementarse una estrategia de aseguramiento de flujo, en la mayoría de los casos, los fluidos tienden a generar algún tipo de precipitado sólido de diferente naturaleza (como asfáltenos, ceras parafinicas, entre otros) que pueden depositarse y acumularse a lo largo del sistema. Los depósitos de dichos sólidos orgánicos pueden disminuir el flujo o detenerlo en lo absoluto por la causa de los taponamientos que se puedan generar, esto ocasionará problemas operacionales y pérdidas económicas sustanciales debido a la reducción paulatina de la producción y al daño en las facilidades, equipos, tuberías y en los mismos pozos.

Mediante la realización de este trabajo de investigación se busca analizar los requerimientos tecnológicos que permitan generar estrategias, escenarios de planeación, diseño, control y optimización de los sistemas de producción en un crudo parafinico colombiano, en la cual se puedan ofrecer resultados confiables para predecir, anticipar o eliminar problemas por taponamientos de precipitados orgánicos en los sistemas de producción desde yacimiento hasta cabeza de pozo.

La estructura interna del presente proyecto de investigación está dividida de la siguiente manera:

Capítulo 1: Un amplio barrido teórico de la literatura, en la cual se abarca completamente los aspectos relevantes para la realización del presente proyecto, entre ellos el comportamiento de la precipitación de las parafinas, asfaltenos entre

otros aspectos que permitan la caracterización del comportamiento de estos sólidos bajo diferentes escenarios operacionales a nivel de pozo en un sistema de petróleo.

Capítulo 2: Análisis aplicado a un campo parafinico colombiano (Campo escuela colorado), en donde se evalúa el impacto de la precipitación de ceras parafinicas y asfaltenos en función al decremento la producción de los pozos, en la cual se hace hincapié en los estudios realizados para comprender el comportamiento de estos sólidos.

Capítulo 3: Innovación e integración de herramientas tecnológicas de simulación para evaluar el sistema de producción del campo escuela Colorado. En el cual se evalúa con la ayuda de un Software el comportamiento de la precipitación de ceras parafinicas y asfaltenos, esto bajo las condiciones específicas del sistema de producción representativo de un área productora del campo.

Capítulo 4: Elaboración de un mapa de decisiones que permita optimizar un diseño de un sistema de producción de petróleo, en el cual se permiten integrar estrategias de aseguramiento de flujo en función de problemas operacionales por taponamientos de sólidos orgánicos.

1 CAPITULO

REVISIÓN BIBLIOGRAFICA

1.1 ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE PETROLEO CON ENFASIS EN DEPOSITOS ORGANICOS

El aseguramiento de flujo es uno de los principales fundamentos que determinan la ingeniería basada en el transporte de los fluidos desde pozo hasta las instalaciones de superficie, es reconocida como una disciplina que logra la optimización en los sistemas de producción debido al amplio análisis de las variables influyentes que restringen el flujo en un proceso de explotación petrolera. La terminología aseguramiento de flujo se define como “Garantía de flujo” ^(18,56,57) en donde implementa actividades que permiten la planeación, desarrollo, operación de estrategias y/o requerimientos tecnológicos que tienen como objetivo asegurar que el fluido producido sea efectivamente transportado en los sistemas de producción, esto debido a que los fluidos al enfrentarse a los diferentes cambios de presión, temperatura y composición generan la depositación y acumulación de sólidos en las líneas de producción, lo cual afecta directamente a la recuperación optima de aceite hacia superficie.

Para garantizar el flujo y diagnosticar los problemas operacionales asociados a la depositación de sólidos se debe realizar un oportuno análisis de las etapas de producción del yacimiento, caracterizando los cambios en la producción a medida que la presión declina, en donde se deben evaluar los posibles eventos en relación a la depositación de sólidos en las líneas de producción, diagnosticando los posibles taponamientos en las tuberías y sus respectivas medidas preventivas que logren minimizar la acumulación de material solido; Para ello se debe realizar un oportuno diseño integral de producción de aceite, definiendo efectivamente los diferentes escenarios operacionales mediante la simulación del proceso de producción⁵⁶.

Los problemas en el transporte de aceite no solo son inconvenientes en los crudos de alta viscosidad sino también en los sistemas de hidrocarburos con alto potencial de formación de fases alternas como hidratos de gas, parafinas, asfaltenos, sales inorgánicas que precipitan principalmente por cambios en la composición, temperatura o presión. Si no existe un pertinente control de estos sólidos, se pueden acumular y restringir paulatina o absolutamente el flujo, acarreando un alza en los costos para la remediación en los sistemas de producción de hidrocarburos, afectando directamente a la rentabilidad de cualquier proyecto de explotación.

La mayor parte de los crudos contienen compuestos parafinicos del alto peso molecular, en donde las ceras precipitan en el seno del crudo principalmente debido al enfriamiento del mismo una vez que es extraído del yacimiento, formando una fase solida conocida como cera. La depositación de las ceras parafinicas es un problema que frecuentemente se manifiesta en un escenario de producción de aceite que son ricos en ceras naturales en su composición, por ende esto acarrea dificultades operacionales debido a que afectan el comportamiento reológico del crudo, restringiendo el flujo en las tuberías de producción, líneas de flujo, sistemas de almacenamiento, oleoductos, equipos de procesamiento y refinación⁶¹.

Los problemas operativos causados por la depositación de asfaltenos en la producción de aceite han impulsado los esfuerzos en la industria de los hidrocarburos en poder entender este fenómeno y encontrar soluciones alternas a dichos sucesos. Muchos estudios se han centrado en la relación entre la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo respecto al aseguramiento de flujo en los pozos, en donde se han realizado técnicas experimentales y modelos teóricos desarrollados para comprender y predecir el comportamiento de los asfaltenos en su rol en la restricción del flujo de aceite. Sin embargo, todavía quedan algunas ambigüedades con respecto a la caracterización de los asfaltenos en el petróleo y su estabilidad durante las etapas de recuperación primaria, secundaria, y en las regiones cerca del pozo. La presencia de asfaltenos en un crudo no asegura necesariamente que existirán problemas en la producción de

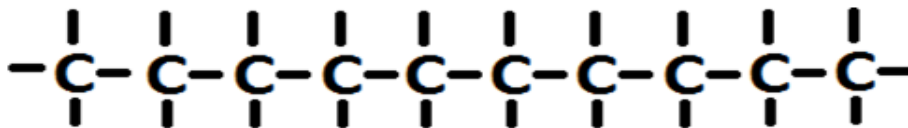
aceite relacionado con la precipitación de ellos. Los crudos pesados que tienen gran concentración de asfaltenos por lo general son habitualmente estables durante la producción y no provocan la restricción del flujo en las líneas de flujo.

1.2 PARAFINAS

Parafina o alcano es el nombre común de un grupo de hidrocarburos de fórmula general C_nH_{2n+2} , donde n es el número de átomos de carbono, las cuales están identificadas dentro de la fracción del petróleo conocido con el nombre de saturados. Las ceras parafinas se encuentran en crudos livianos 28-40 API cuyo mayor contenido es de aromáticos y saturados de bajo peso molecular, estas se caracterizan por tener longitudes de C_{20} a C_{60} y por estar compuestas más que todo de cadenas normales (n-alcenos) y sus ramificaciones (iso-parafinas), y en menor cantidad por ciclo-parafinas o naftenos⁶³.

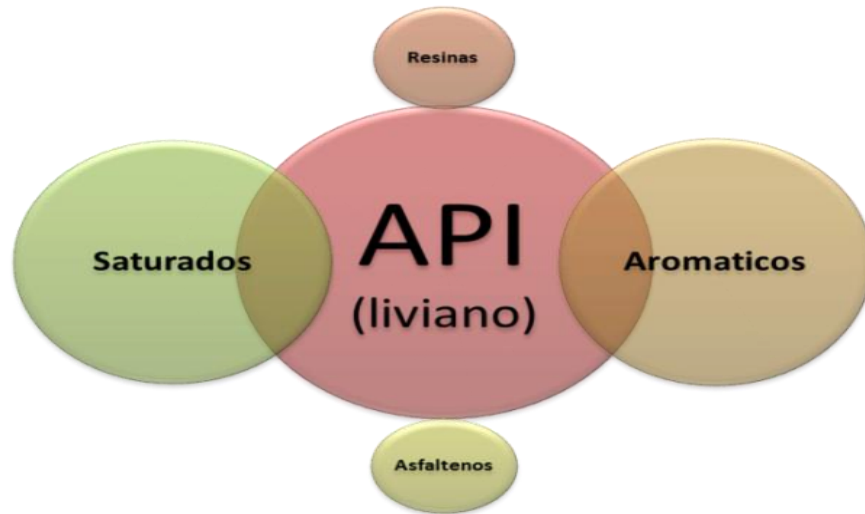
Las parafinas se caracterizan por ser largas cadenas lineales de carbono totalmente saturadas (Ver figura 1), es decir no poseen enlaces dobles o triples en su estructura molecular, de la misma manera son compuestos poco afines (de ahí su nombre) y no polares. Generalmente se encuentran en mayor proporción junto a los aromáticos cuando coexisten en un hidrocarburo liviano volátil y de densidad baja (Ver figura 2).

Figura 1. Estructura molecular de una cadena lineal de parafinas



Fuente: Autores del proyecto

Figura 2. Comparación de los componentes del petróleo en un crudo liviano



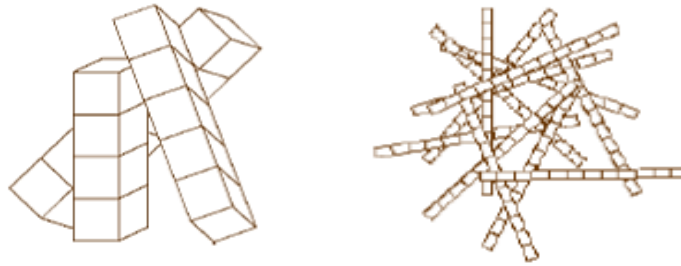
Fuente: Autores del proyecto

1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS

Cuando las parafinas precipitan en el seno del crudo principalmente debido al enfriamiento, forman una fase sólida denominada "cera", estos depósitos no solo están constituidas de parafinas, sino también de resinas, material asfáltico, arena agua y sedimentos.

De acuerdo con su composición, estructura cristalina y propiedades físicas se pueden clasificar dos tipos de ceras, como se puede ver en la figura 3. La primera son las ceras macrocristalinas compuestas principalmente por parafinas de cadena lineal (n-alcenos) con cadenas de longitud ($C_{20}-C_{50}$). La segunda es la cera microcristalinas o amorfa, las cuales son compuestos hidrocarbonados alifáticos que contienen altas proporciones de isoparafinas y naftenos (cicloalcanos) con un rango de peso molecular desde el C_{30} hasta C_{60} ¹⁴.

Figura 3. Ilustración de las Ceras Macrocrystalinas, Ceras Microcrystalinas



Fuente: C. Martos, B. Coto, J. J. Espada, M. D. Robustillo, S. G. and J. L. Peña. Experimental Determination and Characterization of Wax Fractions Precipitated as a Function of Temperature. *Energy & Fuels*. Vol 22, (2008).

Los dos tipos de ceras descritos anteriormente presentan diferentes propiedades en cuanto al crecimiento cristalino y a su morfología. A continuación se presenta en la Tabla 1 las características de estos depósitos de ceras

Tabla 1. Características de los depósitos Macro y Microcrystalinas

	<i>Ceras Macrocrystalinas</i>	<i>Ceras Microcrystalinas</i>
<i>Lugar deposición</i>	En producción y transporte	En fondos de tanque
<i>n-parafinas (%p)</i>	80-95	0-15
<i>i-parafinas (%p)</i>	2-15	15-30
<i>Ciclo-parafinas (%p)</i>	2-8	65-75
<i>Punto fusión (°C)</i>	50-65	60-90
<i>Peso molecular</i>	500-800	350-430
<i>Nºcarbono típico</i>	30-60	18-36

Fuente: Sánchez escalonilla, Cornejo Miriam, ESTUDIO DE LA POROSIDAD DE LOS PRECIPITADOS PARAFINICOS DE CRUDOS DE DISTINTA NATURALEZA, Tesis de grado Ingeniería Química, Universidad Rey Juan Carlos, España 2009.

Las ceras son útiles tras su separación, pero antes de ella pueden causar o magnificar problemas durante el procesamiento del crudo. Precipitan a bajas temperaturas, por lo que pueden provocar taponamientos en los equipos de perforación y conducciones en zonas árticas u oceánicas, además debido a su alta viscosidad pueden causar problemas de bombeo⁸. Las macrocrystalinas dan problemas en la producción y el transporte, mientras que las microcrystalinas son las principales contribuyentes en la formación de lodo en el fondo de los tanques de almacenamiento^{59,65}.

1.2.2 VARIABLES INCIDENTES EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

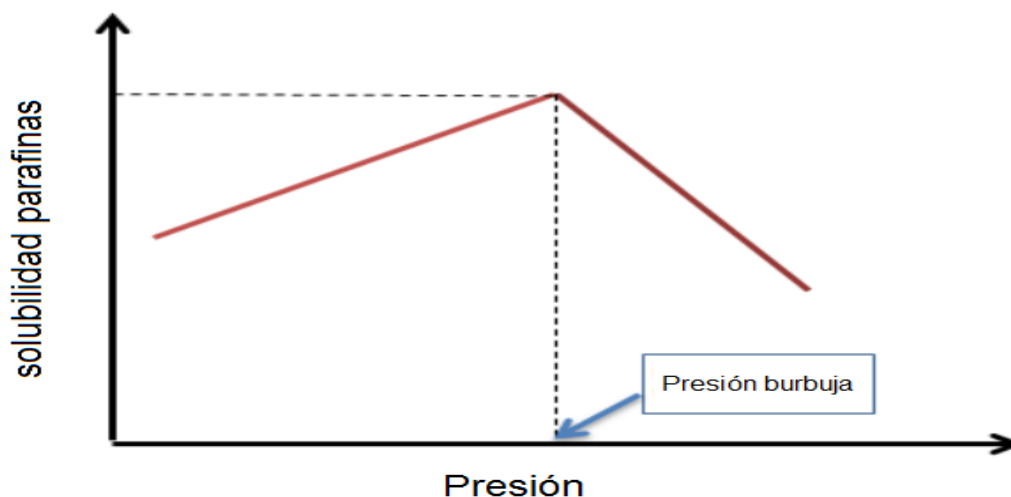
La precipitación de parafinas es el resultado de la disminución de la capacidad de disolución del crudo, y comienza cuando se enfría por debajo de su punto de niebla. Dicha precipitación es función directamente de la temperatura puesto que cuando el petróleo crudo se enfría, pierde su solubilidad, y ya no pueden mantener las partículas en suspensión. Existen otros variables incidentes que pueden llegar a influir en la precipitación de las mismas, estos factores que gobiernan tal fenómeno se ilustran en la Tabla 2:

Tabla 2. Variables fundamentales que gobiernan la precipitación de parafinas

Variable	Diagrama	Observación
Presión	Figura 4	Para muchos petróleos crudos, la solubilidad de las parafinas es máxima cuando llega a la presión del punto de burbuja, por debajo de esta se produce un decremento en la solubilidad de las parafinas, debido a la disertación de las fracciones ligeras que ayudan a disolver a las parafinas ^{1,60} .
Temperatura	Figura 5	Como se muestra, aumentando la temperatura se incrementa la solubilidad de las parafinas en el crudo.
	Figura 6	Parámetro de mayor incidencia en la precipitación, el diagrama muestra como la disminución de la temperatura hace que el primer cristal de parafina aparezca hasta su crecimiento.
Cambio composicional		Los cambios en la composición afectan la precipitación, y se pueden apreciar mediante: <ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas de fraccione ligeras contenidas en el crudo. • Aumento del peso molecular de las parafinas por efecto de calentamiento. • Incremento de la relación solvente-soluto (soluto son

		las parafinas precipitadas, solvente componentes que no cristalizan) ⁷⁵
Agua de formación	N/A	Por ser inmisible en el crudo, el agua no afecta la solubilidad de la parafina. Sin embargo, se ha comprobado que en casos muy problemáticos con respecto a la depositación de parafina, es bastante común lograr la eliminación del problema, cuando el pozo comienza a producir una cantidad apreciable de agua. Es posible que la razón para ello sea que, por lo general las superficies de acero tienden a humectarse con agua, reduciendo así la tendencia de depositación de la parafina. ⁸⁴
Tasa de flujo	N/A	A tasas pequeñas de producción, donde el flujo es viscoso, la depositación es pequeña debido a que el fluido es transportado como láminas que no se entremezclan, de modo que aunque exista parafina cristalizada ésta no se adhiere a las paredes debido a que no se ponen en contacto con ellas. ⁸²
Naturaleza de la solución	N/A	Los experimentos revelan que si la composición físico-química de la solución tiene a ser más liviana (disminución del peso molecular), disminuye el punto de cristalización. ^{60,63}

Figura 4. Efectos de la presión en la solubilidad de las parafinas

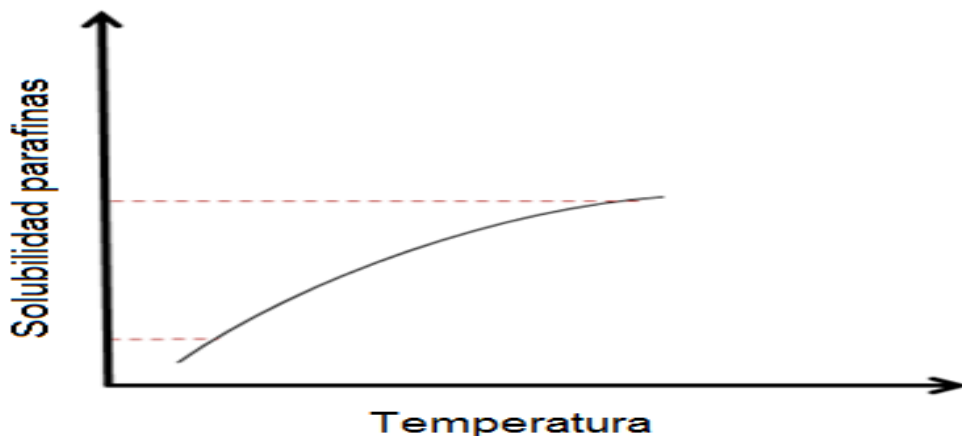


Fuente: Fuente: Lira. J. Guzmán. Christian. E. Narváez. M. Herrera. C. Palacios. C. Reyes. A. López. C. Hernández. Á. Hernández. A. Cienfuegos. A. "Depósitos de parafinas y asfaltenos en los campos petroleros" Universidad Autónoma del Carmen.(Ciudad de Carmen, México).

La presión mantiene gases disueltos y sustancias volátiles en la solución y también ayuda a que la temperatura del líquido de la formación se mantenga. A medida que la presión cae, la temperatura cae, debido a que los gases se expanden y los componentes más pesados se separan formando a que las parafinas se precipiten.⁸³

El punto de niebla o la temperatura a la cual aparece el primer cristal de cera, debido a la disminución de la capacidad solvente de la matriz del crudo por la disminución de temperatura se denomina WAT (**WAX APPEARANCE TEMPERATURE**), el cual es definido como la temperatura a la cual aparece enturbiamiento en el fluido debido a la presencia de parafinas sólidas³⁴. Las ceras y los cristales asociados permanecerán en disolución en el crudo mientras que la temperatura se mantenga por encima del punto de niebla, pero si la temperatura se reduce y se alcanza el punto de niebla se podrán observar los primeros cristales de ceras microscópicos⁶⁸. Por otro lado, la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafinas también puede ser conocida como punto de cristalización, en donde esta última es la temperatura a la cual se forman los cristales de parafinas a presión de operación en el cual se tiene gas en solución (crudo vivo), en cambio el punto de nube es la temperatura a la cual se forman cristales de parafinas a presión atmosférica, en la cual teóricamente no habría gas en solución (crudo muerto).

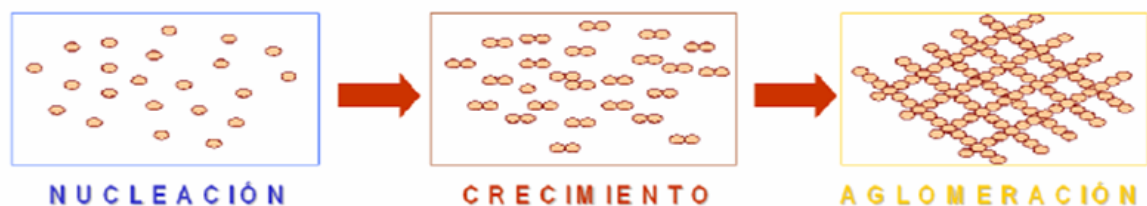
Figura 5. Efectos de la temperatura en la solubilidad de las parafinas



Fuente: Lira. J. Guzmán. Christian. E. Narváez. M. Herrera. C. Palacios. C. Reyes. A. López. C. Hernández. Á. Hernández. A. Cienfuegos. A. "Depósitos de parafinas y asfaltenos en los campos petroleros" Universidad Autónoma del Carmen.(Ciudad de Carmen, México).

Cuando la temperatura de la solución líquida disminuye hasta el punto de niebla la energía de movimiento molecular se incrementa, generándose aproximaciones entre los cristales que han iniciado su formación y consecuente agregación de cadenas adyacentes. Las moléculas de parafina continúan adhiriéndose hasta formar cristales ordenados. Estos cristales forman núcleos que alcanzan un tamaño crítico y llegan a ser estables, dando inicio a la fase de nucleación. Una vez formados los núcleos, si la temperatura se mantiene cercana al punto de niebla, moléculas adicionales precipitan sucesivamente sobre los sitios nucleados y llegan a ser parte de las estructuras laminares crecientes. Este mecanismo es llamado proceso de crecimiento⁴². Una vez los cristales de parafina se empiezan a aglomerar, se rompe el equilibrio termodinámico lo que da como resultado la precipitación de parafinas. A continuación en la Figura 6 se ilustra el proceso anteriormente discutido.

Figura 6 .Ilustración de la aparición y crecimiento de la precipitación de parafinas



Fuente: GROSSO, Jorge Luis. "Experiencias en el transporte y manejo de crudos parafínicos a escala de laboratorio planta piloto experiencias industriales. Primer simposio campo escuela colorado. UIS 2006

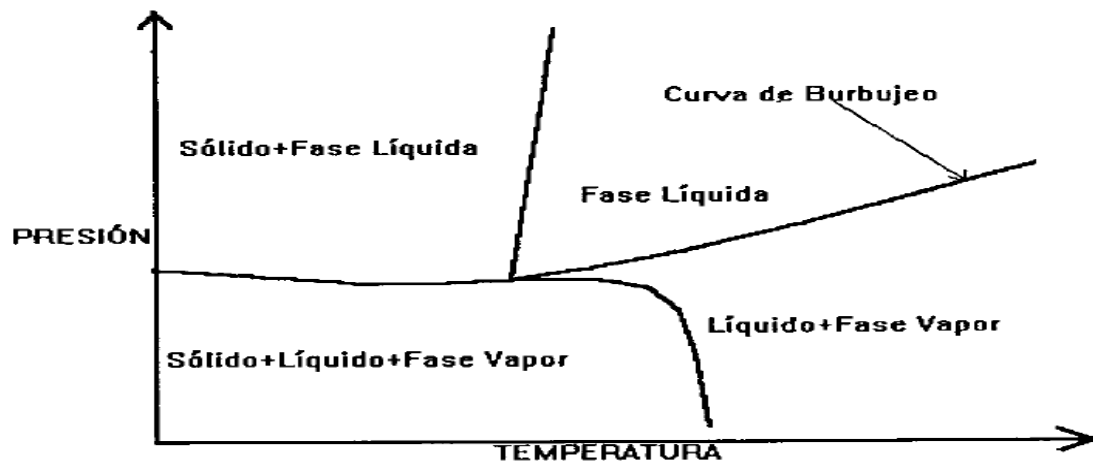
1.2.3 ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINA

La precipitación de la parafina depende principalmente de la temperatura y de la composición del fluido. La presión tiene un efecto pequeño en la precipitación de la parafina. La precipitación de la parafina se presenta cuando cambian las condiciones termodinámicas del sistema; por tal razón se debe construir un diagrama para saber a qué condiciones de presión y temperatura la parafina se precipitará. A esta curva se le da el nombre de Envolvente de Precipitación de Parafina; el límite superior de la

envolvente tiene usualmente una pendiente positiva, pero también puede tener la pendiente negativa.

En la figura 7 se muestra la intersección del límite de la envolvente con la línea de puntos de burbuja; el cual se espera que sea siempre a la izquierda del punto de inicio de la cristalización de la parafina (punto de nube). El límite inferior de la envolvente es principalmente función de la composición del aceite, es decir, de los componentes intermedios y ligeros (Betancourt, 1998).

Figura 7. Envolvente de la precipitación de parafinas



Fuente: The Asphaltene and Wax Deposition Envelope. LEONTARITIS KOSTA

El concepto de la envolvente de la precipitación fue introducido por Leontaritis y representa una herramienta de gran importancia para predecir el comportamiento de la precipitación de parafina en el petróleo.

1.2.4 FENOMENOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

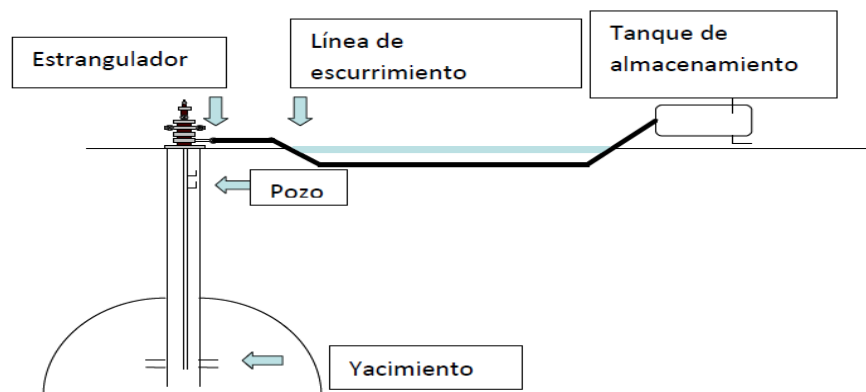
En general, la formación de cualquier depósito, sea este de naturaleza orgánica o inorgánica debe satisfacer tres condiciones:

TERMODINÁMICA → **CINÉTICA** → **FLUIDODINÁMICA**

La termodinámica define el sentido y equilibrio de las reacciones y la cinética estudia los términos que determinan la velocidad de reacción. Por su parte, la fluido dinámica, después de haberse satisfecho las condiciones termodinámicas y cinéticas, ayuda a describir los sitios preferenciales de flujo en donde se alojarán los depósitos⁸.

La depositación de parafinas está caracterizada por cuatro temperaturas las cuales son: punto de cristalización (temperatura la que se empiezan a formar los primeros cristales de parafinas), punto de fluidez (pour-point) temperatura a la cual si se alcanza, el petróleo deja de fluir, punto gelificación temperatura a la cual se forma una red cristalina cuando el fluido está en reposo estando por debajo de la WAT y por último el punto de fusión que es la temperatura a la cual un fluido en fase solida pasa de solido a líquido. El punto de cristalización es una propiedad termodinámica que depende de la presión, temperatura, composición del crudo; El punto de fluidez y el de gel son propiedades reológicas del crudo que son afectadas por la estructura del cristal de cera, tamaño y número de cristales.

Figura 8. Puntos de cambio súbito de temperatura en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales.



Fuente: ACEVEDO VERÓNICA, “Predicción de envoltantes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales”, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México, D.F., 2010

Según la figura 8 se puede inferir que: En el yacimiento, especialmente cuando éste pertenece a un campo en desarrollo, la depositación puede presentarse en la cara misma de la formación. Esto parece difícil porque la temperatura de la formación generalmente es mayor a la temperatura del punto de nube. Sin embargo la caída de presión en la vecindad del pozo, puede ser de tal magnitud que provoque la expansión y liberación de burbujas de gas las cuales proporcionan un buen centro de nucleación para la aglutinación de los cristales de parafina. La tubería de producción, por sus características y constantes cambios en las condiciones de flujo a través de ella, es un lugar muy favorable a la depositación de parafina. La depositación de parafina en la tubería de producción origina múltiples problemas: como la reducción del área efectiva al flujo, aumento en la caída de presión por efectos de fricción y contrapresión excesiva hacia la formación. Esto se traduce en una disminución de la producción y reducción de la presión de los fluidos en la cabeza del pozo.

Por otro lado existen dos mecanismos importantes que gobiernan el transporte de parafinas disueltas y precipitadas hacia la pared de la tubería, llamados Difusión Molecular y Dispersión Cortante. La Difusión Molecular transporta parafina en solución mientras que la Dispersión Cortante transporta parafina precipitada.

Existen otros mecanismos encontrados en la depositación, pero su contribución a la misma es despreciable, estos son:

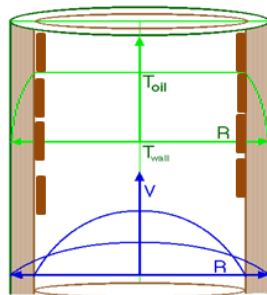
- Difusión Browniana
- Depositación por Gravedad.

1.2.4.1 DIFUSIÓN MOLECULAR.

Cuando el crudo es enfriado, habrá un gradiente de temperatura a través de la subcapa laminar y se produce un gradiente de concentración. Si la temperatura está por debajo del nivel donde los cristales sólidos de parafina pueden precipitar,

entonces, el crudo tendrá partículas sólidas precipitadas y la fase líquida estará en equilibrio con la fase sólida, el líquido estará saturado con cristales de parafina. (Ver figura 9)

Figura 9. Cambios en la temperatura, Dispersión molecular



Depósitos de parafinas

Fuente: [//tiger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html](http://tiger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html)(Modificado Autores del proyecto)

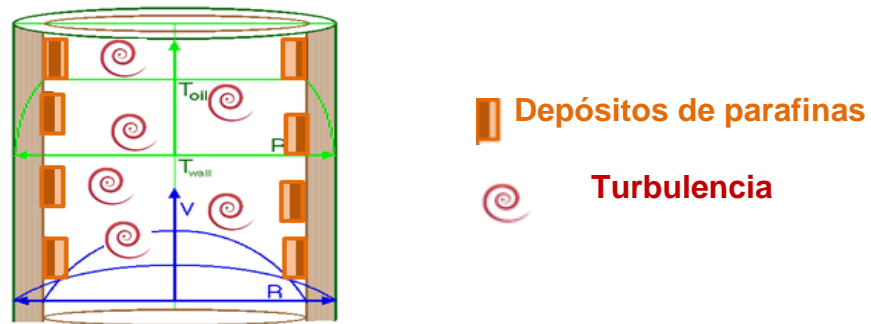
El perfil de temperatura cerca de la pared causa que las parafinas que se encuentran en solución se difundan del crudo caliente, el cual tiene una alta concentración de parafinas disueltas, hacia el crudo frío el cual tiene una baja concentración. Debido a que la superficie del tubo es rugosa algunas de estas parafinas se adhieren a la superficie del tubo formando un depósito.

1.2.4.2 DISPERSIÓN POR CIZALLAMIENTO

Cuando pequeñas partículas, como cristales de parafinas están suspendidas en un fluido fluyente, estas tienden a moverse a una velocidad promedio y en la dirección de los alrededores del fluido. Sin embargo, el corte del fluido cercano a la pared del tubo induce también a un movimiento lateral de las partículas conocido como Dispersión Cortante. Esto puede llevar a un transporte de parafina precipitada del centro turbulento a la pared del tubo donde este puede formar por sí solo un depósito o unirse con la parafina ya depositada por difusión molecular.

La dispersión cortante llega a ser importante solo cuando el contenido de parafina precipitada en la zona central turbulenta del fluido es alto, que se produce cuando la temperatura promedio del fluido ha descendido bastante por debajo del punto de nube⁸².(Ver figura 10)

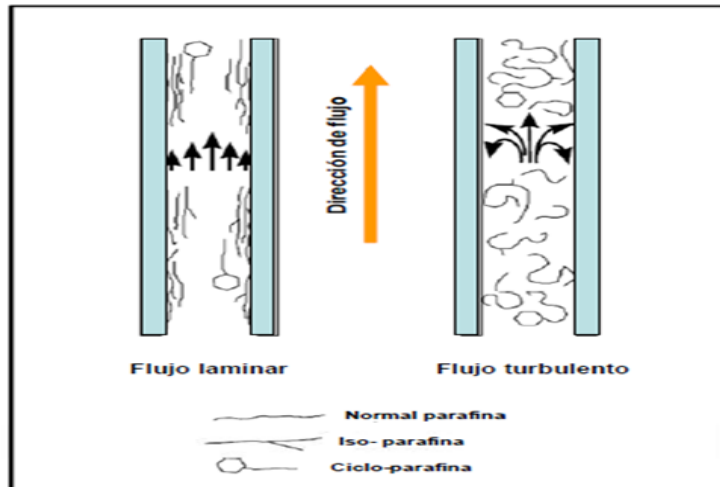
Figura 10. Dispersión por cizallamiento en la depositación de parafinas



Fuente: //tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html(Modificado Autores del proyecto)

La depositación de la parafina llega a un máximo previo a la transición a flujo turbulento (ver figura 11). Cuando llega a este régimen, la depositación decrece debido a la dispersión de corte causada por la elevada velocidad. Por esto la depositación decrece gradualmente con el incremento de la turbulencia y la tasa de flujo. Entonces, se puede decir, que la dispersión de es predominante en flujo turbulento ($Re > 4000$). La parafina que se deposita a alta tasa de flujo es dura y más compacta, ya que los cristales tienen mayor cohesión entre ellos⁸².

Figura 11. Efecto del régimen de flujo sobre la depositación de parafinas



Fuente: Hammami Ahmed et al 1997. Paraffin deposition from crude Oils: Comparison of laboratory results to field data. SPE 38776.

1.2.5 METODOS DE PREVENCIÓN, REMEDIACIÓN Y CONTROL

Muchos de los problemas en la depositación de las parafinas requieren de una combinación de estos métodos para mantener una producción económicamente rentable y controlar la depositación⁸³. En la Tabla 3 se muestra en resumen de las principales características de los métodos convencionales para el control y/o remediación de parafinas según el investigador (Bikram, 2001), en la cual algunos métodos de los expuestos son usados para remover depósitos de parafinas, mientras otros son solo usados para prevenir e inhibir la depositación de las mismas.

Tabla 3. Métodos de prevención, remediación y control de parafinas

Método	Tipo	Procedimiento	Uso	Clasificación	Desventajas
Mecánico	Correctivo	Consiste en la introducción de marranos y	Es recomendable si la dureza y la	Raspadores de cable	No evitan el problema. Son tardados,

		raspadores que impulsados por la corriente del aceite recorren la tubería y retirando el deposito.	cantidad de los depósitos son grandes y su remoción solo es posible mediante el raspado físico.	Raspadores de líneas de flujo Pistones de libre flotación	dañan la tubería y requieren sacar de operación el equipo (tanques, separadores)
Térmico	Preventiv o/ correctivo	Consiste en la elevación de la temperatura por medio de la inyección de fluidos como: aceite, agua o vapor caliente dentro de la instalación. El calentamiento puede ser externo a la instalación.	Se recomienda cuando el deposito es ligero a moderado.	Remoción por aceite caliente Inyección de nitrógeno Cambio en las condiciones de producción	Dañan la tubería. Si no se realizan las pruebas de laboratorio pertinentes puede causar daño a la formación.
Químico	Preventiv o/ correctivo	Consiste en introducir un fluido con agentes químicos que pueden ser de 3 tipos: modificadores de cristales, tenso-activos y dispersantes. Tienen la ventaja que pueden ir acompañados de otros químicos que evitan otros problemas.	Se utiliza los inhibidores de cristales para retardar el tiempo de aparición de estos, mientras que los otros dos métodos ayudan a mantener los cristales en el flujo del aceite	Inhibidores de depositación Remoción con solventes Remoción con disulfuro de carbono Modificadores de cristales Dispersantes Water wet tubing	Son caros pues se requiere grandes cantidades. Solo realizan una función por lo que se deben de agregar varios tipos. Si no se hacen pruebas de laboratorio pueden empeorar el problema,
Magnético	inhibición	Consiste en modificar la orientación del polo	N/A	N/A	El diseño es específico para

		magnético de las moléculas debilitando a fuerza de dispersión durante el proceso de cristalización con lo que se inhibe su crecimiento y aglomeración.			cada pozo, se debe saber el lugar específico colocarlos
Microbiológico	Correctivo	Está basado en la introducción de microorganismos con la habilidad para degradar las parafinas de alto peso molecular durante su metabolismo.	N/A	N/A	Es muy caro, la temperatura no debe exceder a los 125 °c, el PH debe ser mayor a 3, el contenido de cloruro debe ser menos al 15%, y una presión menor de 3500 psi.
Recubrimiento térmico	preventivo	Su objetivo es el mantener la temperatura del fluido por encima del punto de nube, por medio de materiales aislantes. Es ideal para tuberías costa afuera.	N/A	N/A	Se necesita un caudal de producción mínimo, un elevado costo en comparación con otros métodos, limitación del espesor máximo.

Fuente: Modificado de ACEVEDO VERÓNICA, ““Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales”, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México, D.F., 2010. (Modificados autores del proyecto)

1.3 ASFALTENOS

Los asfaltenos son materiales sólidos con colores desde el negro hasta el café oscuro pasando por el verde oscuro y se obtienen a partir del petróleo, residuos de petróleo o materiales bituminosos. Estos están compuestos por una cadena carbonada de policíclicos aromáticos de estructura amorfa con algunos heteroátomos presentes, los cuales están organizados en grupos funcionales como: carboxilo, cetonas, aldehídos, benzotiofenos, dibenzotiofenos, naftenobenzotiofenos, sulfuros alquílicos, sulfuros alquil-arílicos y sulfuros arílicos en su estructura molecular¹⁶.

Los asfaltenos se definen en función de la solubilidad y no por la estructura química, debido a su complejidad estructural y a los métodos empleados en la práctica para su aislamiento de crudo de petróleo. La definición genérica dice que los asfaltenos son la fracción orgánica del petróleo que es insoluble en disolventes parafínicos de cadena lineal como el n-heptano y soluble en tolueno y otros solventes como disulfuro de carbono o cloroformo^{21,27}. La definición actual de este compuesto orgánico se sigue basando en la solubilidad, de tal forma que la fracción del petróleo insoluble en n-heptano o n-pentano pero soluble en tolueno u otros disolventes como CS_2 o $CHCl_3$ se conoce como “asfalteno”. Es necesario mencionar que la tendencia es definirlos con base únicamente en la solubilidad, aunque esta definición se ha ampliado para incluir aspectos de estructura química y análisis elemental, así como en su procedencia.

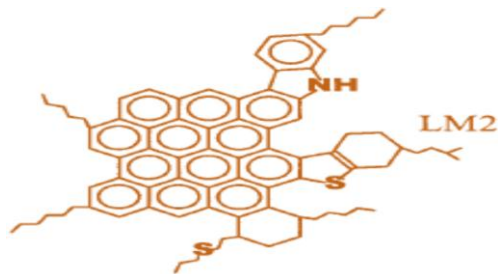
1.3.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA Y ESTRUCTURA

Los asfaltenos son hidrocarburos impuros que constituyen una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados con cadenas de alcanos, en donde algunos anillos pueden ser no aromáticos, el contenido de compuestos aromáticos en los asfaltenos está entre 40-60%, con una relación atómica H/C (hidrogeno/carbono) de 1-1,2. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfaltenos presentan formas aplanadas. Se puede hacer referencia hidrocarburos impuros debido a que su

estructura molecular no solo está compuesta por enlaces entre carbono-hidrogeno (H-C), a diferencia de la mayoría de los compuestos hidrocarbonados, los asfaltenos normalmente contienen un pequeño porcentaje heteroátomos, tales como azufre (2-6%), nitrógeno (0,5-3%), oxígeno (0,1-1,5%), vanadio (10-1000ppm) y níquel (5-500ppm).

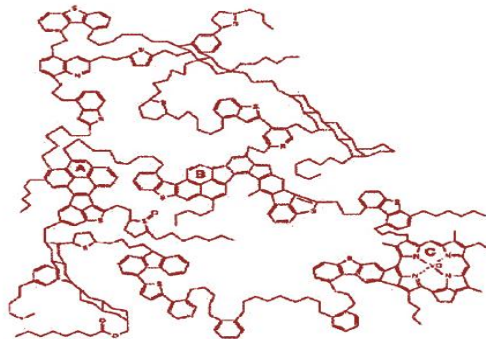
Muchos investigadores han realizado considerables esfuerzos para caracterizar los asfaltenos en términos de estructura química y en análisis elemental, así como por fuentes carbonadas. Algunas ilustraciones de la estructura molecular propuestas por algunos investigadores se pueden observar en las siguientes figuras 12, 13 y 14:

Figura 12. Estructura molecular de asfaltenos denominada (Continental)



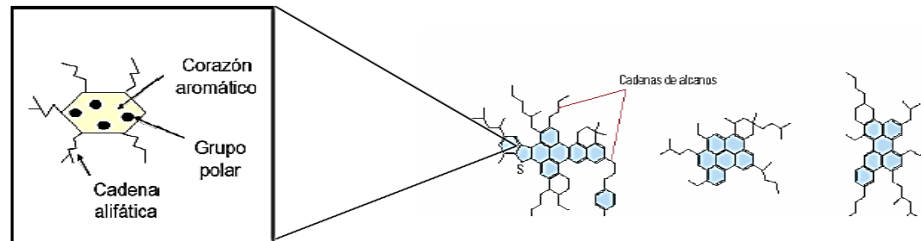
Fuente: FOX WILLIAM A, "Effect of resins on asphaltene self-association self-association and solubility" Thesis master of science, University of Calgary, Alberta Canada, 2007.

Figura 13. Estructura molecular de asfaltenos denominada (Archipiélago)



Fuente: FOX WILLIAM A, "Effect of resins on asphaltene self-association self-association and solubility" Thesis master of science, University of Calgary, Alberta Canada, 2007.

Figura 14. Representación esquemática de las moléculas de asfaltenos



Fuente: UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Asfaltenos, Composición, Agregación, Precipitación. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. (2006).

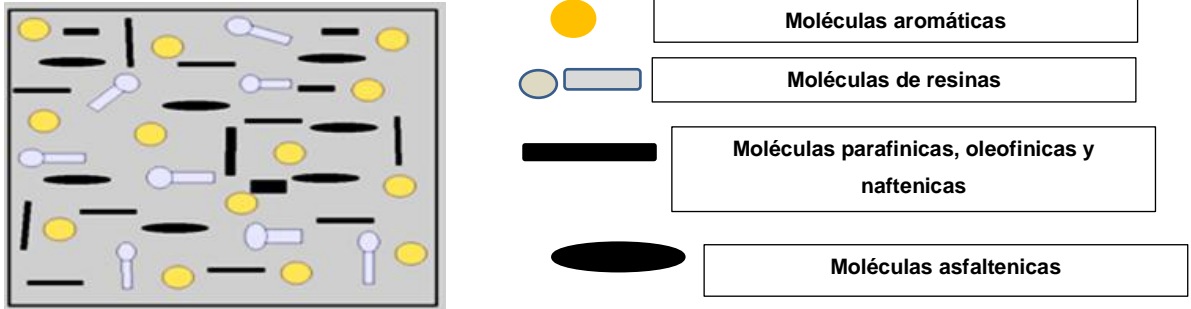
1.3.2 TEORÍAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LOS ASFALTENOS EN EL CRUDO

Según los estudios realizados sobre las condiciones bajo las cuales los asfaltenos se encuentran presente en el crudo, se destacan dos teorías:

1.3.2.1 TEORÍA MOLECULAR

El principal concepto de esta teoría, la que la separa del modelo coloidal, es que los asfaltenos están disueltos en el crudo como cualquier otra molécula. La cantidad de asfaltenos disuelta en el petróleo, así como el proceso de precipitación y redisolución en el mismo, es función de las condiciones termodinámicas del sistema. Esto se ilustra mejor en la figura 15.

Figura 15. Disposición de los asfaltenos en el crudo según el modelo termodinámico molecular

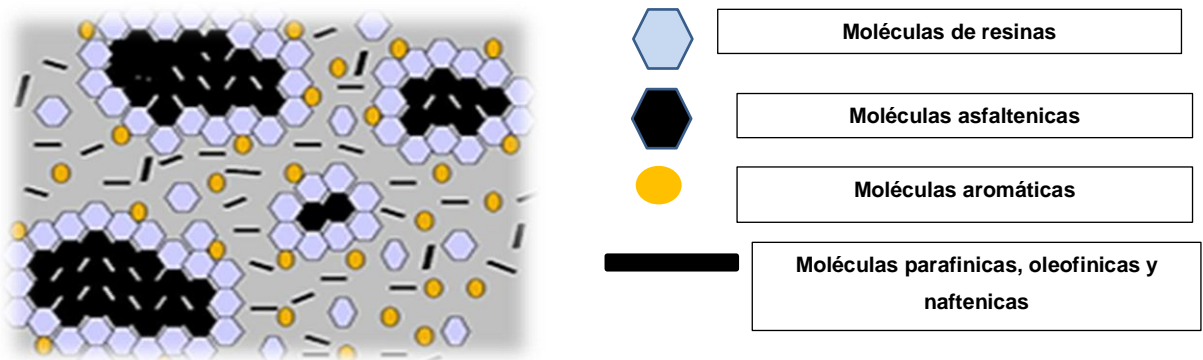


Fuente: www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html

1.3.2.2 TEORÍA COLOIDAL

Esta teoría ha sido propuesta por Leontaritis y Mansoori en 1987⁴⁰; la cual considera que los asfaltenos se encuentran suspendidos coloidalmente en el crudo, debido a una capa estabilizante de resinas altamente polares que actúan como agentes peptizantes rodeando su superficie, con lo cual impiden que los asfaltenos se unan entre sí y precipiten. Ellas son adsorbidas por los asfaltenos y actúan como capas protectoras. Estas resinas y asfaltenos juntos son llamadas micelas, las cuales constituyen entidades moleculares separadas del crudo y sujetas a todo cambio termodinámico.

Figura 16. Disposición de los asfaltenos en el crudo según el modelo termodinámico coloidal



Fuente: www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html

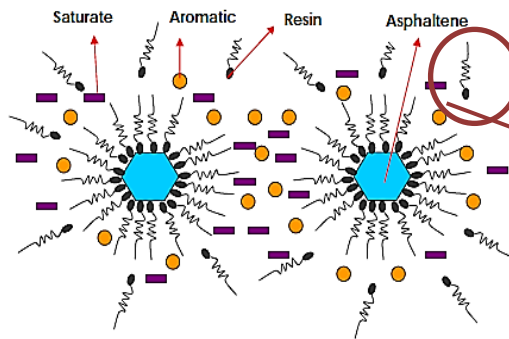
Desde entonces, numerosos estudios han confirmado la aplicabilidad de este modelo para los asfaltenos en el petróleo. La naturaleza coloidal de los asfaltenos fue utilizada por Leontaritis para formular un modelo termodinámico coloidal, y así predecir el comportamiento de fase de los asfaltenos.

1.3.3 ROL DE LAS RESINAS

Habitualmente los asfaltenos están recubiertos por las resinas formando una partícula coloidal, denominada micela, la cual tiene un carácter predominantemente aromático, ayudando a los los asfaltenos a permanecer en solución (suspensión coloidal) estabilizados y bajo presión del yacimiento y condiciones de temperatura^{40,46}. Los asfaltenos llevan una carga intrínseca positiva o negativa dependiendo de la composición del aceite⁷³, las resinas tienen una fuerte tendencia a asociarse con asfaltenos debido a su carga opuesta y son adsorbidas por los asfaltenos convirtiéndose en un escudo protector. Si se retira la cubierta protectora de las resinas, se podría dar lugar a la precipitación de asfaltenos. Esta desestabilización de sistema coloidal está fuertemente influenciada por equilibrio de fuerzas entre la resina adsorbida y asfaltenos^{40,49}.

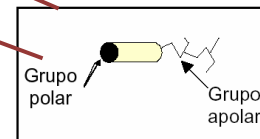
Un ejemplo de las resinas puede ser descrito en las figura 17 y 18, mostrando el equilibrio de fuerzas entre las moléculas de resina adsorbidas y partículas de asfaltenos en donde las cabezas polares de las resinas están cubriendo los asfaltenos.

Figura 17. Rol de las resinas en los asfaltenos



Fuente: Mullins, O.C., et al., *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleumics*. 2007, New York, NY: Springer

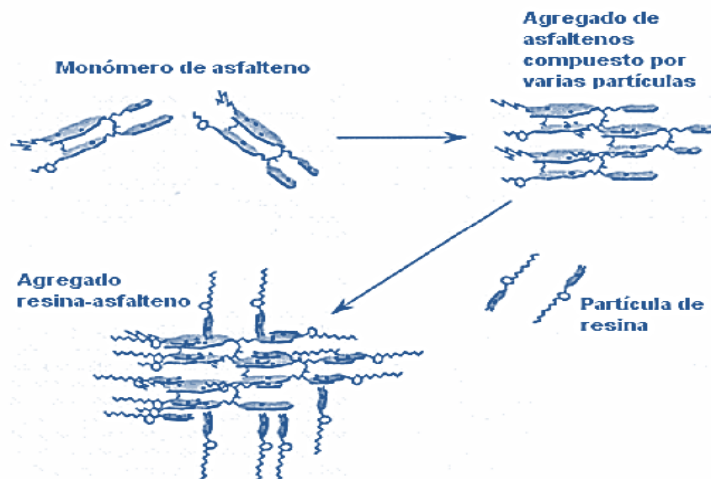
Figura 18. Ilustración teórica de una resina



Fuente: UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, *Asfaltenos, Composición, Agregación, Precipitación*. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. (2006).

El mecanismo por el cual se forman las micelas resina-asfálteno es el que se describe en la figura 19.

Figura 19 .Formación de micelas asfaltenos-resinas



Fuente: GARCIA GARCIA ROBERTO, Proyecto fin de Carrera Ingeniería Química "ESTUDIO CINÉTICO DE LA AGREGACIÓN DE ASFALTENOS DE CRUDOS DE PETRÓLEO" Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, Curso académico 2009/10, Universidad Rey Juan Carlos España.

Los cambios en las condiciones termodinámicas del sistema, es decir, presión, temperatura y/o composición, son los responsables de que las resinas se transfieran a la fase líquida, por lo que los asfaltenos quedan desprotegidos con libertad de agregarse, produciéndose así la floculación y posiblemente, la precipitación de estos agregados. Esto confirma que las micelas resinas-asfaltenos están eléctricamente cargadas y que pueden precipitar por la aplicación de una energía potencial generada por el flujo de petróleo a través de las arenas.

1.3.4 VARIABLES FUNDAMENTALES EN LA PRECIPITACION DE ASFALTENOS

La precipitación de asfaltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo determinado, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase sólida de menor tamaño constituida principalmente por los asfaltenos. Los principales factores físicos que afectan la solubilidad de los asfaltenos en los crudos son los cambios de presión, temperatura, composición del crudo y cargas eléctricas que poseen los mismos. En la figura 20. Se ilustran los mecanismos básicos de precipitación.

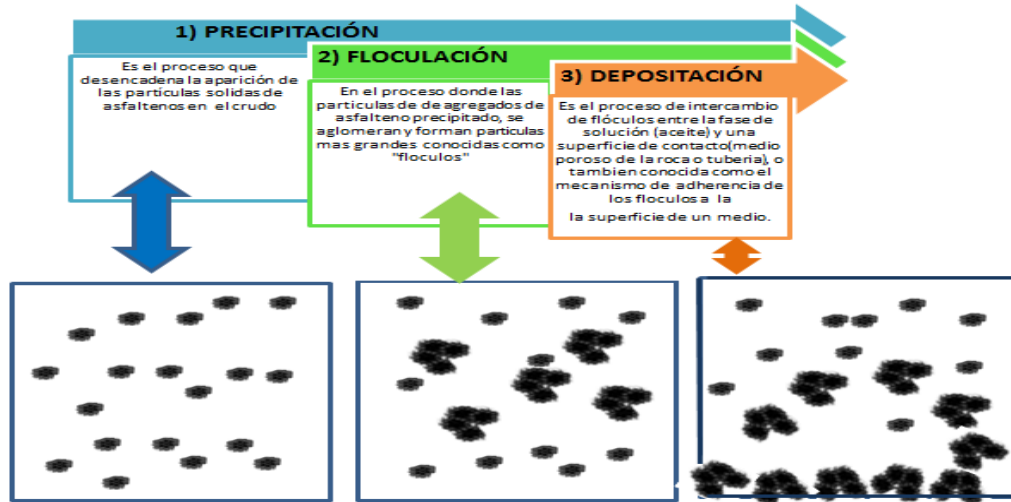
Figura 20. Mecanismo básico de precipitación de asfaltenos



Fuente: www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html

Antes de discutir los factores relevantes que gobiernan la precipitación de asfaltenos es importante definir las siguientes terminologías que se ilustra en la Figura 21:

Figura 21. Fenómenos de precipitación, floculación y depositación de asfaltenos



Fuente: Autores del proyecto

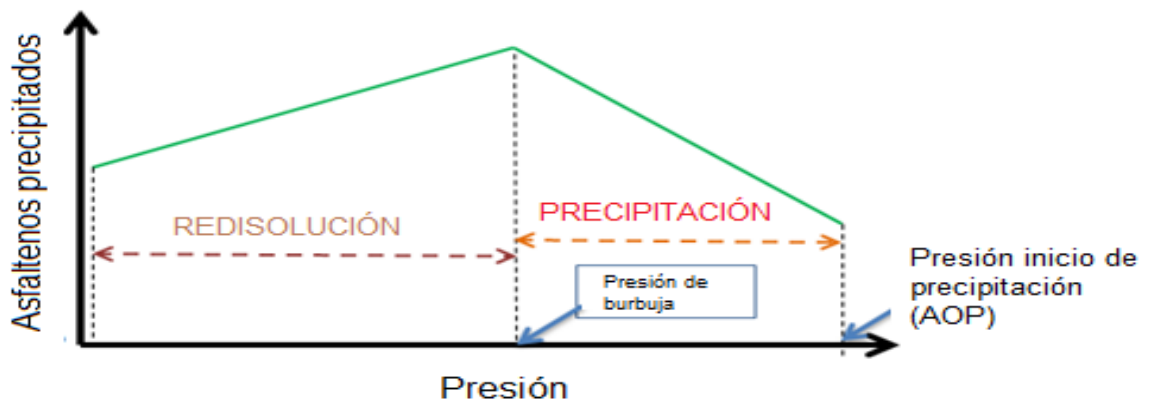
Los principales parámetros que gobiernan la aparición de precipitados de asfaltenos serán discutidos con mayor énfasis y son los ilustrados en la Tabla 4:

Tabla 4. Parámetros que gobiernan la precipitación de asfaltenos

VARIABLE	DIAGRAMA	OBSERVACIÓN
Presión	Figura 22	Muestra una representación aproximada de la cantidad de asfaltenos precipitados como una función del agotamiento de la presión (suponiendo una temperatura constante). La pérdida de los componentes hidrocarburos livianos contribuyen a que se reduzca la cantidad de solidos precipitados que se encuentran en suspensión en el aceite, aumentando la cantidad de asfaltenos en solución en el mismo ² . La presión de inicio de la precipitación de asfaltenos (AOP) (ASPHALTENE ONSET PRESSURE)
	Figura 23	A partir de la figura se puede deducir que a medida que la presión disminuye, ocurre lo mismo con la solubilidad de los asfaltenos como consecuencia de la expansión de los componentes livianos del crudo, los cuales alteran el equilibrio original de la solución. La solubilidad de los asfaltenos en el crudo tiene un valor mínimo en la presión de burbuja, ya que se producen cambios en la composición del crudo ³ .
Temperatura	Figura 24	Algunos investigadores como Leontaritis 1996 ⁴¹ sugirieron que la solubilidad de los asfaltenos aumenta linealmente con la temperatura hasta la temperatura de yacimiento, después de eso, la solubilidad de los asfaltenos disminuyen linealmente con el aumento de la temperatura por encima de la temperatura de yacimiento ^{2,41} .
Factores químicos	N/A	Existen diferentes factores a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo, acarreado la precipitación de

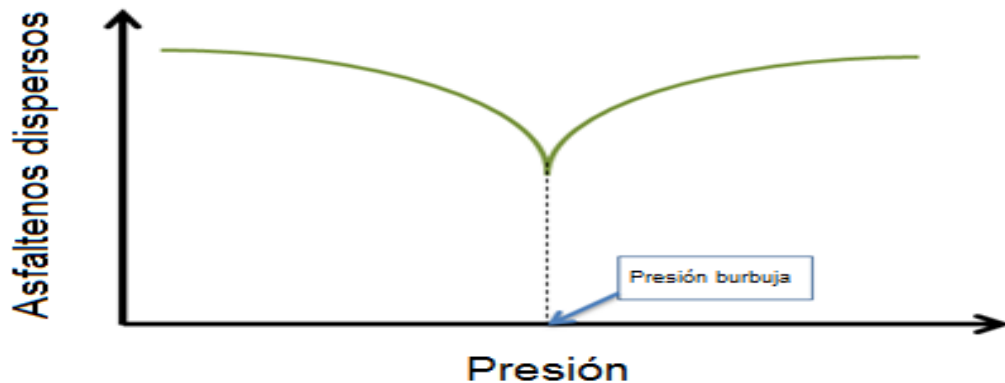
		<p>los asfaltenos por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Estos factores se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como workover y control de arenas.</p> <p>En relación a los factores químicos influyentes en la precipitación de asfaltenos se destacan los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inyección de dióxido de carbono • Alteración del PH • Inyección de gases ricos • Procesos de estimulación
Naturaleza de los asfaltenos	N/A	Se necesita una buena comprensión del comportamiento de las propiedades de los asfaltenos; Estas propiedades son la aromaticidad, densidad, solubilidad, viscosidad y peso molecular, que puede ser directamente afectada por los cambios en la presión, la temperatura o composición. Para ello se debe determinar en laboratorio cómo se caracterizan los asfaltenos.
Sólidos suspendidos en el crudo	N/A	Algunos sólidos suspendidos en el crudo como finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos. Las pequeñas partículas suspendidas en el crudo pueden servir de núcleos que promueven la adhesión de los coloides de asfaltenos. Se forman así grandes cadenas de moléculas que tienden a precipitarse más rápido de la solución. Este efecto ocurre a nivel de las perforaciones y a nivel de las tuberías donde las rugosidades internas también representan "sitios de nucleación" para los depósitos orgánicos.

Figura 22. Cantidad de asfaltenos precipitados en función de la presión



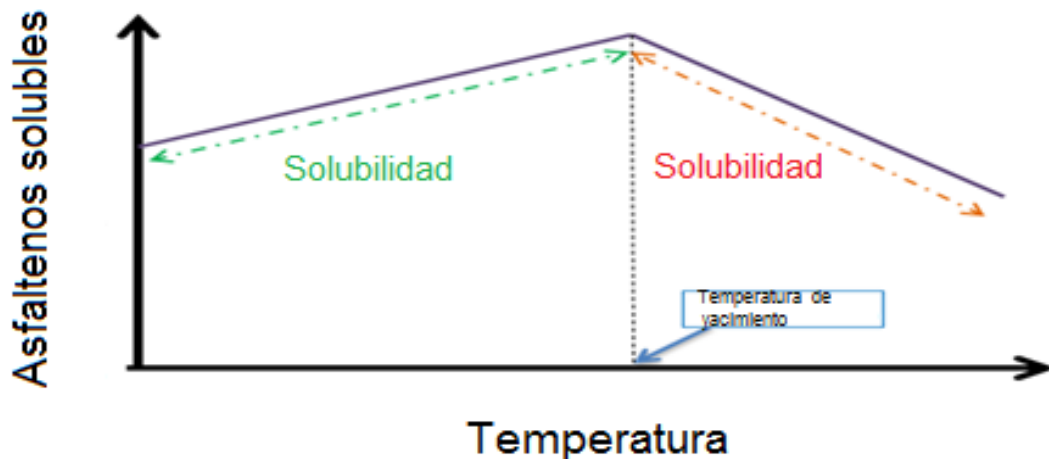
Fuente: Abdulaziz Salem Al-Qasim, "Simulation of Asphaltene Deposition During CO₂ Flooding, MASTER OF SCIENCE IN ENGINEERING", University of Texas at Austin, USA AUGUST 2011.

Figura 23. Ilustración de la solubilidad de los asfaltenos con respecto a la presión



Fuente: Hirschberg, A., DeJong, L. N. J., Schipper, B. A., and Meijer, J. G., "Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation," *Petroleum Engineering Journal*, p.p. 283, June, 1984.

Figura 24. Ilustración de la cantidad de asfaltenos precipitados en función de la temperatura



Fuente: Leontaritis, K. J., "The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes," *Fuel Science and Technology International*, Vol. 14, No. 1 and 2, 13 – 39, 1996

Colaboradores como Leontaritis según la Figura 24, sugieren que cuando aumenta la temperatura la solubilidad de las resinas en la n-alcano se aumenta también y provoca que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo. Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, sin incluir a los asfaltenos, las micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas en forma de flóculos³³. Burke et al. (1990) estableció que la solubilidad de los asfaltenos

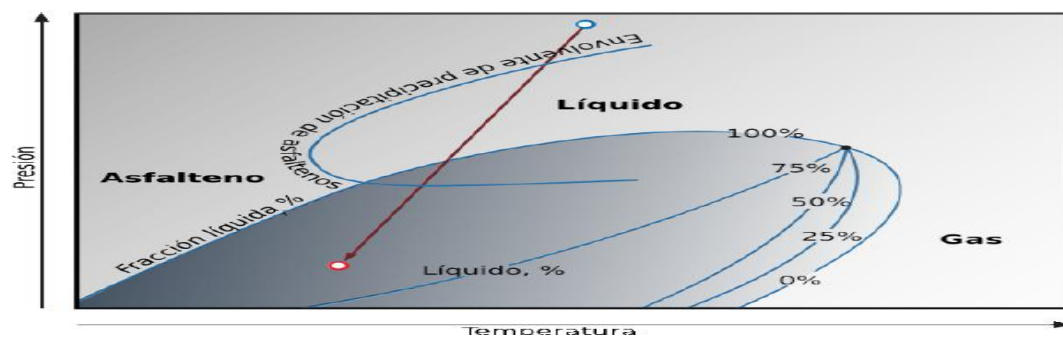
aumenta cuando decrece la temperatura. El efecto como de la temperatura como tal no sigue un patrón definido; por ejemplo a bajas temperaturas en algunos crudos los asfaltenos tienden a precipitar y depositarse por ser los componentes más pesados dentro del crudo; Pero de igual manera un aumento en la temperatura también puede causar una disminución considerable de la estabilidad de los asfaltenos, debido a la reducción de la viscosidad por parte de las resinas, lo que origina que las partículas de asfaltenos tiendan a acercarse por su carácter polar, creándose partículas de mayor tamaño que eventualmente al estar en un medio menos viscoso se depositaran.

En general, la dependencia de la temperatura no puede ser fácil de determinar en base a la discrepancia en los resultados de la misma en la precipitación de asfaltenos discutida entre los investigadores, esto indica que es necesario continuar con las investigaciones para analizar la dependencia de esta variable en su incidencia en la estabilidad de los asfaltenos según la composición del crudo.

1.3.5 MODELAMIENTOS DE LA PRECIPITACION DE ASFALTENOS

La envolvente de precipitación de asfaltenos delimita las zonas de estabilidad para los asfaltenos en solución dentro del seno del crudo. La figura 25 muestra en detalle la envolvente de precipitación de asfaltenos propuesta por Akbarzade et al, 2007.

Figura 25. Envolvente de precipitación de asfaltenos para un crudo donde estos precipitan a altas temperaturas



Fuente: Esquema de la envolvente de precipitación de asfaltenos (Akbarzade et al., 2007)

Varios modelos de precipitación y depositación de asfaltenos se han desarrollado para incorporar los datos experimentales fiables en simuladores numéricos para reproducir su comportamiento bajo escenarios determinados, estos modelos han mejorado la comprensión del comportamiento de los asfaltenos en diferentes condiciones a lo largo de la producción desde la formación hasta a la cara de pozo. En la actualidad todavía hay desafíos relacionados con la simulación exacta de la precipitación de asfaltenos, floculación, y la depositación.

Generalmente los modelos de asfaltenos se pueden dividir en 2 grupos principales como se muestra en la figura 26:

Figura 26. Esquema de los principales modelos de precipitación de asfaltenos



Fuente: Autores del proyecto. Basado en el estudio de Abdulaziz Salem Al-Qasim, "Simulation of Asphaltene Deposition During CO2 Flooding, MASTER OF SCIENCE IN ENGINEERING", University of Texas at Austin, USA AUGUST 2011.

1.3.5.1 MODELO DE SOLUCIÓN REAL DE NGHIEM *ET AL.*(1987 y 2000)

Este modelo incorpora dos principales suposiciones⁵³:

- 1) Los Asfaltenos precipitados en el petróleo crudo se pueden disolver por completo en el seno del mismo.
- 2) El proceso de precipitación de asfaltenos y la disolución es reversible

El modelo de solución real se puede subdividir en dos modelos principales, el modelo de solubilidad y el modelo sólido.

Los modelos sólidos tratan a la precipitación de asfaltenos como un componente en fase sólida (equilibrio líquido-sólido) que residen en diferentes fases fluidas y son modelados con colaboración de una ecuación cubica de estado EOS.

La ecuación cubica de estado de PENG-ROBINSON 1978 es utilizada para describir y predecir el comportamiento de las fases de aceite y gas. La forma explícita de esta ecuación:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a\alpha}{v(v + b) + b(v - b)}$$

Ecuación 1

Donde, v es el volumen molar y α es el parámetro que considera el factor acéntrico (ω).

$$\alpha = [1 + (0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2)(1 - \sqrt{Tr})]^2$$

Ecuación 2

La EOS de PR conserva la dependencia de la temperatura. Los coeficientes "a" y "b" se hacen función de las propiedades críticas y se pueden calcular a partir de las siguientes expresiones:

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$$

Ecuación 3

$$b = 0.07780 \frac{RTc^2}{Pc}$$

Ecuación 4

Fuente: Winprop de CMG

El modelo sólido se basa en la fugacidad, la cual es una medida de la tendencia de un componente a escapar de la fase gaseosa a la fase líquida y viceversa. El término fugacidad fue introducido por Lewis en 1923 para representar una “presión corregida” de un componente existiendo en un estado no ideal.

Cuando la fugacidad de cada componente en la fase vapor (f_i^V) se hace igual a la del mismo componente en la fase líquida (f_i^L) no ocurre transferencia neta de masa entre las fases, y por tanto se ha alcanzado equilibrio termodinámico. Este equilibrio puede ser expresado matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$f_i^V = f_i^L$$

Ecuación 5

Nghiem et al., 2000 en sus investigaciones elaboró una ecuación general que relaciona la fugacidad de un sólido a la fugacidad de un componente puro, el cual estado dado por la siguiente expresión es:

$$\ln(f_s) = \ln(f_s^*) + V_s (P_1 - P_0)/RT_0$$

Ecuación 6

f_s , es referida como la fugacidad del sólido

f_s^* , es referida como la referencia de la fugacidad

P_0 y T_0 son condiciones de referencia de temperatura y presión en la fugacidad

V_s , es el volumen molar del sólido

R , constante universal de los gases

Este modelo sólido de Nghiem et al. 2000⁵² es fácil de implementar, pero se requieren datos experimentales para determinar los principales parámetros de entrada para ponerlo en práctica en el simulador.

1.3.5.2 MODELO DE SOLUCIÓN COLOIDAL (LEONTARITIS Y MANSOORI, 1987)

Modelos coloidales tienen su base en la termodinámica y la ciencia coloidal. El modelo asume que existen asfaltenos en el aceite crudo en forma de partículas sólidas en suspensión coloidal, estabilizadas o peptizadas por resinas adsorbidas sobre sus superficies. Más pruebas demuestran la invalidez de este modelo ya que deja de lado el proceso de reversibilidad, un parámetro el cual es muy importante y ampliamente aceptado⁴⁰.

Este modelo incorpora las siguientes suposiciones:

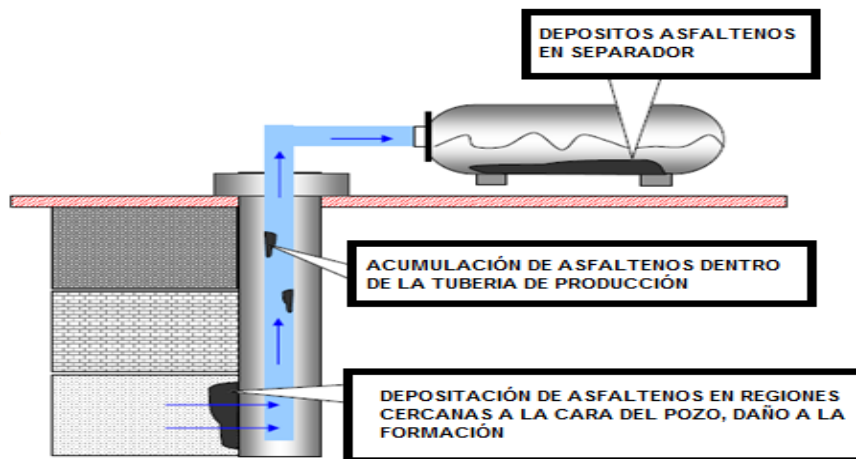
- Asfalteno es estable en el petróleo crudo si la proporción de la resina de contenido de asfaltenos es mayor que un cierto valor, tales como 1,25.
- El proceso de precipitación de asfaltenos y la disolución no es reversible
- Asfalteno se suspende en el petróleo crudo y estabilizado por resinas.

La mayoría de los modelos de precipitación de asfaltenos anteriores carecen de datos experimentales fiables que son necesarios para el desarrollo y calibración del modelado. En muchos estudios de investigación publicados relacionados con el modelamiento de asfaltenos se afirma que los modelos pueden dar una predicción exacta desde el punto de vista teórico. Sin embargo, la mayoría de los modelos de precipitación de asfaltenos son objeto de desarrollo debido al hecho de que la mayoría de ellos fueron desarrollados antes de los nuevos avances de campo sobre el peso molecular de los asfaltenos y su estructura.

1.3.6 MECANISMOS DE AGREGACIÓN Y DEPOSITACIÓN

En la figura 27 se muestran cuáles son los puntos más afectados por la presencia de depositación de los asfaltenos en la producción de petróleo.

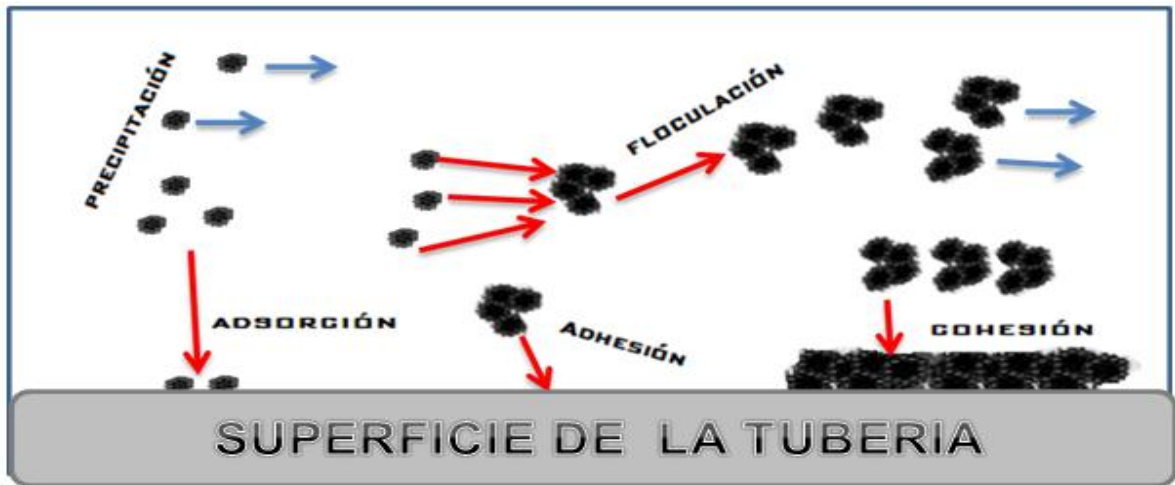
Figura 27. Depositación de asfaltenos en Sistemas de Flujo



Fuente: Choiri Miftachul, MASTER'S THESIS ,Study of CO₂ Effect on Asphaltene Precipitation and Compositional Simulation of Asphaltenic Oil Reservoir, FACULTY OF SCIENCE AND TECHNOLOGE, University of Stavanger, Norway 30th June , 2010. (Modificado Autores del proyecto)

La depositación implica la unión o adhesión de esta fase sólida en una superficie de un medio de contacto, en el cual dicho fenómeno puede ocurrir a través de varios pasos secuenciales y paralelos, incluyendo la precipitación, floculación, el transporte de los asfaltenos floculados a la superficie, y finalmente la adhesión de los asfaltenos a la superficie. Este proceso también es seguido subsecuente por la cohesión de los asfaltenos precipitados / floculadas hacia el medio de contacto. La figura 28 ilustra los términos anteriormente mencionados:

Figura 28. Mecanismo de deposición de asfaltenos



Fuente: Amit Rudrake, "Investigation of Asphaltene-Metal Interactions" A thesis submitted to the Department of Chemical Engineering in conformity with the requirements for the degree of Master of Science (Engineering), Queen's University Kingston, Ontario, Canada February, 2008.


Los diferentes tipos de deposición según Karan et al.,2001 se describen a continuación:

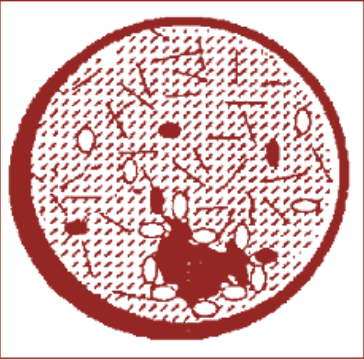

- 1) Los asfaltenos precipitados debido a las fuerzas de atracción, pueden formar flóculos (Floculación), mientras que algunas partículas pueden ser transportadas y se adhieren a la superficie de la tubería.
- 2) La formación de una capa de asfaltenos precipitados sobre una superficie desnuda se produce a través de la adhesión y puede ser considerado como deposición.
- 3) La formación de múltiples capas puede ocurrir fácilmente por la cohesión (atracción entre asfaltenos adsorbido / adherido y asfaltenos precipitado / floculado).

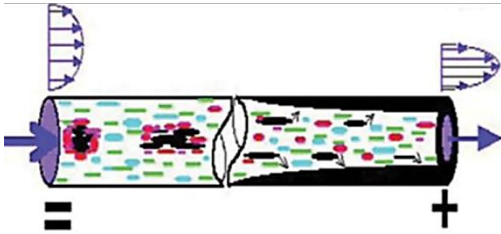
- 4) Las moléculas de asfaltenos o nano-agregados de asfaltenos pueden depositarse directamente a una superficie en donde el proceso se denomina como adsorción.

El tipo y la cantidad de depósitos orgánicos del petróleo varían dependiendo de los hidrocarburos presentes en el crudo y de las proporciones de compuestos pesados. En la tabla 5 se describen los mecanismos de depositación orgánica durante la producción, transporte y procesamiento del crudo según Mansoori⁴³.

Tabla 5. Mecanismos de agregación y depositación de asfaltenos

<p>EFFECTOS DE DISPERSIÓN MIXTA</p>	<p>La relación moléculas polares moléculas no polares y partículas presentes son los factores responsables de la estabilidad de la poli dispersión presente en el seno del crudo, cualquier perturbación que altere el balance de los factores mencionados dará origen a la deposición de fracciones pesadas.</p>	<p>Figura 29. Composición del petróleo a nivel microscópico, efecto dispersión mixta</p>  <p>Fuente: Jamaluddin, A.K.M., et al., Laboratory Techniques to Measure Thermodynamic Asphaltene Instability. 2002.</p>
<p>EFFECTO ESTERICO COLOIDAL</p>	<p>Es conocido que algunos de los constituyentes del petróleo, especialmente los asfaltenos tienen una fuerte tendencia a auto asociarse. Un incremento en el contenido de parafinas permite que una parte de los asfaltenos</p>	<p>Figura 30. Composición del petróleo a nivel microscópico, efecto estérico coloidal</p>

	<p>presentes en el crudo formen coloides, que se separen de la fase aceite en forma de agregados.</p>	 <p>— Moléculas de Parafinas ● Moléculas Aromáticas ○ Moléculas de Resinas — Moléculas de Asfaltenos</p> <p>Fuente: Jamaluddin, A.K.M., et al., <i>Laboratory Techniques to Measure Thermodynamic Asphaltene Instability</i>. 2002.</p>
<p>EFFECTO AGREGACIÓN</p>	<p>Una variación en la concentración de agente peptizante (como las resinas) origina también un cambio en la cantidad que se adsorbe de éste en la superficie de los asfaltenos. La concentración de las resinas puede caer a tal punto que la cantidad presente no sea suficiente para cubrir toda la superficie de los asfaltenos. Esto permite la agregación irreversible de partículas asfaltenicas y su posterior floculación.</p>	<p>Figura 31. Migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia del potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas</p>  <p>La migración de las moléculas peptizantes desde la superficie de los asfaltenos (flechas Negras) debido a cambios en el balance químico entre el petróleo y la superficie de los asfaltenos causa la agregación de las partículas orgánicas y su eventual floculación (flechas Blancas)</p> <p>Fuente: Jamaluddin, A.K.M., et al., <i>Laboratory Techniques to Measure Thermodynamic Asphaltene Instability</i>. 2002.</p>

<p style="text-align: center;">EFFECTOS ELECTROKINETICOS</p>	<p>Las principales causas de desestabilización de los asfaltenos constituye la presencia de un campo eléctrico que se genera por el flujo de partículas cargadas dentro del medio poroso y de la tubería. Los asfaltenos por su característica polar, poseen una carga eléctrica intrínseca, que se considera responsable en cierta forma de la estabilidad de la micela asfaltenos-resina, según el modelo coloidal⁴³.</p>	<p>Figura 32. Mecanismo de deposición asfaltenos por efectos electro cinéticos</p>  <p>Fuente: Mansoori .G.A. "Remediation of Asphaltene and other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines", University of Illinois, USA 2010</p>
---	--	--

1.3.7 METODOS DE PREVENCION, CONTROL Y REMEDIACIÓN DE LOS PROBLEMAS ASOCIADOS A ASFALTENOS

Para poder controlar estos problemas operativos por deposición de asfaltenos, existe una amplia gama de investigaciones específicas relacionadas a analizar las estrategias preventivas de problemas tales como la precipitación de asfaltenos y la deposición. A continuación se ilustra en la tabla 6 los métodos para prevención y control de los problemas operativos por asfaltenos

Tabla 6. Metodos de prevención y control para problemas operativos por asfaltenos

METODO	TIPO	DESCRIPCIÓN	CLASIFICACIÓN
Pruebas de Laboratorio	preventivo	Las pruebas realizadas en laboratorio son las primeras y las más importantes, puesto a que intentan reproducir a manera de escala real el comportamiento de la precipitación y el contenido de asfaltenos presente en un crudo determinado, bajo diferentes procesos específicos.	De Boer plot
			Relación asfaltano-resina
			Índice de estabilidad coloidal (IC)
Mecánico	correctivo	En general, los depósitos de los asfaltenos son más duros que los de las parafinas, y el uso de las herramientas de corte de wireline no serían exitosas o eficientes. Este tipo de métodos puede ser usado periódicamente para remover los depósitos en los pozos, las líneas de flujo y las facilidades de superficie.	Sistema de limpieza de tuberías "pigging"
			Coiled tubing o tubería flexible
Control químico	Preventivo/correctivo	El control químico se utilizara para poder manejar la presencia de sólidos que están causando taponamiento en las líneas que transportan el flujo.	Dispersantes asfaltenos
			Resinas como inhibidores de la precipitación de asfaltenos
			Solventes (xileno y tolueno)

Fuente: Autores del proyecto, basado en el proyecto de grado de Mayorga Gonzalo, Mantilla Javier, Tesis de grado "Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo para un sistema de producción costa afuera", Universidad Industrial de Santander, Escuela de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2010.

2 CAPITULO

DIAGNOSTICO Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO DE CRUDO PARAFINICO COLOMBIANO EN BASE A PROBLEMAS OPERACIONALES POR TAPONAMIENTOS DE SOLIDOS ORGANICOS

2.1 APLICACIÓN CAMPO ESCUELA COLORADO

2.2 GENERALIDADES DEL CAMPO

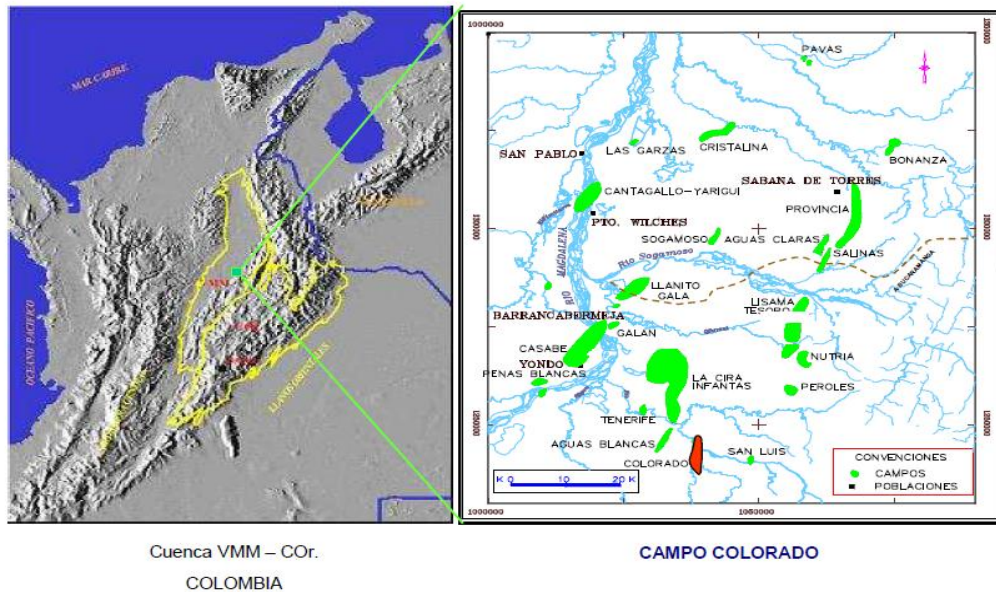
El proyecto Campo Escuela Colorado nace de un convenio entre La Universidad Industrial de Santander y La empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A, con el propósito de desarrollar proyectos de investigación y extensión, probar tecnologías y contribuir a la formación de talento humano integral, mediante la creación de un espacio teórico práctico para la comunidad UIS⁸¹.

El convenio fue firmado en el año 2006, en la cual desde su inicio se han planteado propuestas de investigación aplicadas al desarrollo tecnológico y a la innovación del Campo Colorado, puesto que esto es uno de los pilares del convenio entre ECOPETROL y la UIS.

2.2.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Colorado está localizado en la cuenca del valle medio del Magdalena en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares⁷⁷.

Figura 33. Localización CAMPO ESCUELA COLORADO



Fuente: Primer Informe; servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la gerencia regional Magdalena. Cesar Augusto Pineda. UIS. 2006.

Históricamente en campo escuela Colorado se ha presentado problemas de taponamiento por depositación de sólidos orgánicos e inorgánicos tanto en las líneas como en la tubería de producción en el pozo⁸⁰. El sistema de producción actual del campo Colorado es de levantamiento artificial por bombeo mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo⁷⁶.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

2.3 PRUEBAS DE LABORATORIOS Y TECNICAS APLICADAS PARA EL ANALISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS

Uno de los mayores inconvenientes que ha tenido que enfrentar campo escuela Colorado es en el control de la precipitación tanto de ceras parafinicas como de asfaltenos en el trayecto del fluido hacia superficie. Estos sólidos han logrado restringir el flujo de aceite desde yacimiento hasta la tubería de producción por sus efectos de depositación, en el cual debido a dichas restricciones de flujo el Campo Colorado ha tenido que abandonar la gran mayoría de los pozos perforados puestos en marcha a etapas tempranas de producción, esto debido a que estos sólidos han restringido paulatina y totalmente por taponamientos el flujo en las tuberías de producción. Por otro lado estos solidos precipitados y depositados han ocasionado paros definitivos en la producción por atascamientos en la unidad de fondo del sistema de bombeo mecánico, como tal ocasionando que el sistema de levantamiento artificial no pueda levantar eficientemente la columna de fluido hasta superficie.

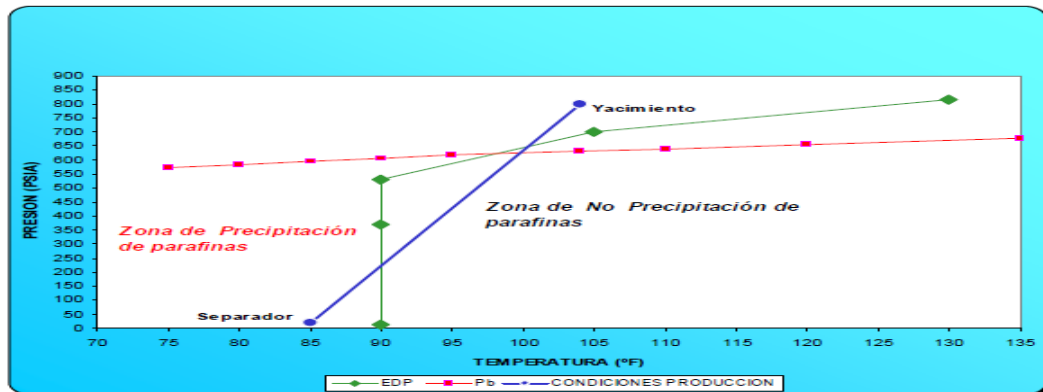
Actualmente en campo escuela Colorado se han realizado una amplia gama de investigaciones de gran envergadura que logran comprender estos efectos de precipitación de parafinas y asfaltenos en el sistema de recuperación de aceite. A continuación se presentan los estudios más relevantes que han podido destacar a campo escuela Colorado en compañía de los estudiantes universitarios de la UIS en un ejemplo de investigación en pro del desarrollo.

2.3.1 COMPORTAMIENTO DEL PUNTO DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN RELACION A LA PRESION, TEMPERATURA

En campo escuela fue realizada una técnica experimental para determinar el umbral de cristalización de parafinas bajo equipos ampliamente cualificados como lo es la NIR (NEAR INFRA RED - NIR) del laboratorio de daño a la formación en el Instituto Colombiano del petróleo⁷⁵. La prueba a presión de yacimiento se inició a 130 °F, pero con el enfriamiento no fue observado ningún cambio; por tanto se decidió iniciar en 150 °F y se encontró que el punto de cristalización es de 130 °F. Los resultados pertinentes que fueron obtenidos para los puntos de cristalización de las parafinas para el fluido de Colorado 25 por medio de la técnica NIR son los siguientes:

A las condiciones de presión original de las arena B (805 psia) y la temperatura máxima de las arenas B (104 °F), (con la composición actual del fluido de yacimiento) ya se había pasado el umbral de precipitación y probablemente se presentó el problema de precipitación y depositación de parafinas en la formación cerca de la cara del pozo por la cristalización de parafinas, igualmente dentro de la tubería de producción (Figura 34). Para corroborar el daño a la formación se requiere una evaluación profunda del mismo en el yacimiento⁷⁵.

Figura 34. Delimitación de las condiciones de precipitación de parafinas (arena B Campo Colorado)



Fuente: Ariza Emiliano, Tesis de maestría "Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo Colorado", Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías físicoquímicas, Bucaramanga 2008.

2.3.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN CAMPO ESCUELA COLORADO (ARENA B PRODUCTORA)

En la Tabla 7 se presentan los resultados de la prueba de reversibilidad de asfaltenos del crudo del Col-25. Se midió el contenido de asfaltenos a una presión muy superior a la presión del yacimiento para procurar que estuvieran totalmente suspendidos en el crudo; luego se determinaron a presión de yacimiento y se bajó a una presión por encima del punto de burbuja en donde ocurre una gran precipitación; finalmente se lleva el fluido de nuevo a presión de yacimiento en donde se observa que la redisolución es muy baja por tanto se considera que la precipitación en yacimiento se puede considerar como irreversible⁷⁵.

Tabla 7. Prueba de reversibilidad de los asfaltenos del crudo de la arena B de campo Escuela Colorado.

Presión (psia)	% Peso de Asfaltenos en la muestra	Asfaltenos precipitados (wt%)
3800	0,5689	0
810	0,5511	0,0178
660	0,0715	0,4974

Ty=104 °F.

Fuente: Ariza Emiliano, Tesis de maestría "Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo colorado", Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2008.

Las fracciones SARA de los crudos se correlacionaron con el Índice de Inestabilidad Coloidal IEC, utilizado en la caracterización de asfaltos para indicar la solubilidad de la fase dispersa en el medio dispersante y determinar si los asfaltenos presentes se encuentran en una dispersión coloidal estable. A continuación se muestra en la tabla 8 donde se ilustran los índices de estabilidad coloidal para 2 pozos representativos de las arenas productoras de campo colorado (B Y C).(Ver tabla 8)

Tabla 8. Índice de inestabilidad coloidal para los pozos Colorado 25 (Arena) y Colorado 75 (Arena C)

POZO	COL 25	COL 75
CII	1,62	1,60

Fuente: Poveda Malaver, Diana. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos en la cara de la formación. Aplicación al campo colorado. Tesis de maestría.2009

El índice de inestabilidad coloidal es superior a 0,9 por lo que se considera que los crudos Col 25 y Col 75 presentan tendencia Inestable, lo que quiere decir que aunque las fracciones de asfaltenos presentes en los crudos son bajas, con un pequeño cambio de temperatura y presión los asfaltenos en solución tienden a aglomerarse y a precipitar junto con el material orgánico, incrementando el problema de precipitación.

Actualmente en campo escuela Colorado no se ha realizado una envolvente experimental de precipitación de asfaltenos, por lo cual se necesita colaboración e investigación para poder determinar un comportamiento efectivo de estos sólidos en el trayecto de flujo de pozo a superficie.

2.3.3 PROYECTOS DE INVESTIGACION DESARROLLADOS EN CAMPO ESCUELA COLORADO PARA EL CONTROL DE LOS EFECTOS DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS

Actualmente en campo escuela Colorado se lleva un registro de todas las investigaciones o tratamientos realizados, con el fin de garantizar condiciones óptimas de operación de las unidades de producción. A continuación el presente proyecto de investigación presenta en la tabla 9 un breve recuento de algunos de estos proyectos en investigación.

Tabla 9. Proyectos de investigación desarrollados en campo escuela en relación a las ramas de control de la precipitación de ceras parafinicas, asfaltenos y sus depósitos

TESIS	AUTOR	DESCRIPCION GENERAL
<p>EVALUACIÓN DE MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES PARA LA REMEDIACIÓN E INHIBICIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS EN POZOS DE PETRÓLEO</p>	<p>PREGRADO Ing. Petróleos</p>	<p>Se presenta una metodología para la selección del método de control de parafinas en pozos de petróleo a partir de la evaluación de las técnicas de inhibición y remoción para obtener un conjunto de rangos óptimos que permiten la identificación y selección del tratamiento más adecuado a través de la aplicación de un software.</p>
<p>DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS: ESTADO DEL ARTE</p>	<p>PREGRADO Ing. Petróleos</p>	<p>Comprende una recopilación bibliográfica de artículos, libros, tesis, publicaciones, entre otros, que abarcan los procesos de depositario de parafinas en el yacimiento y sus posteriores problemas.</p>
<p>DETERMINACIÓN DEL UMBRAL DE CRISTALIZACIÓN DE LAS PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO</p>	<p>POSGRADO MAGISTER Ing. Petróleos</p>	<p>Se determinó a nivel experimental la envolvente de precipitación de parafinas del crudo del Col-25 perteneciente a las arenas B del CEC, con lo cual se deja caracterizado el estado termodinámico bajo el cual inicia el problema. Los resultados son comparados con modelos académicos y comerciales para la predicción de precipitación.</p>

<p>EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO.</p>	<p>PREGRADO Ing. Química</p>	<p>Presenta la evaluación de un tratamiento químico conformado por un dispersante que tiene una acción preventiva por la disminución o eliminación del crecimiento de los cristales, un surfactante, un solvente y un solvente mutual. Se realizó una aplicación en campo con la mejor formulación obtenida de las pruebas de laboratorio considerando, la cantidad tiempo y costo. Se presentaron buenos resultados ya que la totalidad de las formulaciones logró la reducción del punto de nube, siendo la mejor formulación compuesta por: 4% dispersante, 2% surfactante, 86% solvente y 8% solvente mutual con un reducción del punto de nube de 62,12%.</p>
<p>MEJORA DE LA MOVILIDAD DEL CRUDO PARAFÍNICO MEDIANTE CAMPOS MAGNÉTICOS.</p>	<p>PREGRADO Ing. Electrónica</p>	<p>Se realizaron simulaciones de las condiciones de pozo a escala de laboratorio para estudiar, el efecto de los campos magnéticos midiendo el cambio de las propiedades reológicas del crudo tratado. De igual manera se midió el efecto de la aplicación de campos magnéticos a cristales de parafina depositados en la tubería del pozo. Numerosos experimentos demostraron que la aplicación de campos magnéticos para la remoción de depósitos de parafina no es eficiente. Sin embargo aplicando campos magnéticos al crudo de los pozos Colorado 25 y Colorado 63, bajo las condiciones de temperatura en la cara de la formación se logró una mejora sustancial de las propiedades reológicas del crudo tratado en cuanto a viscosidad, punto de nube, punto de fluidez.</p>
<p>APLICACIÓN DE COMPUESTOS POLIMÉRICOS COMO INHIBIDORES DE CRISTALIZACIÓN DE PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.</p>	<p>PREGRADO Ing. Petróleos</p>	<p>Se realiza un estudio sobre los materiales con carácter anfílico y su influencia en la cristalización de parafinas.</p> <p>Se describe la síntesis de los compuestos derivados de ácidos carboxílicos y su caracterización mediante espectroscopia infrarroja y posteriormente se hace una evaluación de la eficiencia de estos materiales como depresores del</p>

		punto de fluidez. Los copolímeros de etileno-acetato de vinilo reducen notablemente el punto de fluidez y la viscosidad del crudo al aplicar una dosis que no supere la concentración de 500 ppm. Estos aditivos poliméricos son más efectivos como reductores de viscosidad al disminuir la temperatura.
--	--	---

<p>DISEÑO DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA REMOVER DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN LA CARA DE LA FORMACIÓN. APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO.</p>	<p>POSGRADO MAGISTER Ing. Química</p>	<p>Se diseñó un tratamiento químico de estimulación matricial para remoción de depósitos parafinicos a nivel de los túneles de las perforaciones y la cara de la formación. Este diseño se basó en parámetros como identificación del tipo de material y su fracción orgánica para discriminar entre depósitos parafinicos y asfaltenicos. La metodología de investigación propuesta para la remoción de depósitos orgánicos en Campo Colorado tiene una amplia aplicabilidad a otros campos que presenten los mismos problemas de obstrucción de flujo por depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación.</p>
<p>CARACTERIZACIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS MEDIANTE UN ANÁLISIS ESTADÍSTICO EN UN CAMPO COLOMBIANO. APLICACIÓN AL CAMPO COLORADO</p>	<p>PREGRADO Ing. Petróleos</p>	<p>Se desarrolla una herramienta software en Excel que entrega al usuario un diagnóstico del estado del pozo y entrega una recomendación respecto a un tratamiento de prevención o remoción, con la cual se evalúan los pozos a reactivar en el campo. Todo esto con la data histórica disponible. Se analizó la totalidad de tratamientos realizados en los 54 pozos, a lo largo de largo de 55 años de vida del campo y se encontraron 340 tratamientos exitosos 302 tratamientos no exitosos. Se estructuró una metodología para determinar la precipitación de parafinas, la cual se validó utilizando el método de cálculo de curvas IPR en función de las eficiencias de flujo.</p>

<p>EVALUACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFÁLTENOS EN EL CAMPO COLORADO.</p>	<p>PREGRADO Ing. Petróleos</p>	<p>Se realizaron pruebas de desplazamiento en el laboratorio a condiciones termodinámicas, tomando como referencia el umbral de cristalización de las parafinas del Campo Colorado. Con estos datos se realizaron cálculos de permeabilidades efectivas y su variación en las pruebas, para realizar una estimación del daño a la formación a nivel global. Simulando las condiciones del yacimiento se determinó experimentalmente una reducción de la permeabilidad, lo que implica daño en la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en las arenas B del campo Colorado.</p>
--	--	--

<p>APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN EL CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO</p>	<p>PREGRADO Ing. Química Ing. Petróleos</p>	<p>Con base en un diseño experimental, se determinaron los volúmenes de tratamiento químico y los tiempos de recirculación a aplicar en el pozo piloto Colorado 75 , para controlar la depositario de parafina en la tubería de producción. Este tratamiento fue previamente desarrollado a nivel de laboratorio donde demostró ser efectivo. Con los resultados se identificó que el mejor tratamiento para prevenir la cristalización de parafinas dentro de la tubería de producción es el que presenta los niveles más bajos de volumen de tratamiento y tiempo de recirculación, siendo a la vez viable económicamente. Este tratamiento se puede hacer extensivo a otros pozos del Campo Colorado bajo ciertas recomendaciones.</p>
---	--	---

Fuente: Proyectos de investigación Campo escuela Colorado

<p>ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS PARA APLICACIÓN EN EL CAMPO COLORADO.</p>	<p>PREGRADO Ing. Petróleos</p>	<p>Se construyó una herramienta (PARAFFIN CONTROL) que permite al usuario, por medio de un análisis detallado de temperatura, identificar el lugar donde se está presentando la precipitación de parafinas y a través de una metodología planteada encontrar el procedimiento y método convencional o no convencional más indicado para enfrentar la depositación de sólidos.</p>
<p>ESTUDIO DEL MODELO TERMODINÁMICO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL CRUDO DE CAMPO COLORADO</p>	<p>PREGRADO Ing. Petróleos</p>	<p>Se describe la simulación del comportamiento de fases de asfaltenos teniendo en cuenta las condiciones existentes durante el recorrido del crudo desde yacimiento hasta superficie. Esto con ayuda del software Winprop de CMG</p>

Fuente: Proyectos de investigación Campo escuela Colorado

3 CAPITULO

PREDICCIONES DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS A NIVEL DE POZO, A TRAVES DE HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN.

“Aplicación campo escuela Colorado, arena productora B”

Como primera instancia en el presente trabajo de investigación se buscan evaluar las simulaciones aplicadas y las herramientas tecnológicas implementadas en la evaluación del aseguramiento de flujo con énfasis a la precipitación de orgánicos en campo escuela Colorado. Para ello cabe destacar que para una mejor comprensión de esta especialidad de simulación, es necesario que los resultados calculados por los software de entrenamiento guarden una estrecha relación entre las diferentes pruebas de laboratorio, en donde los resultados se complementen cumpliendo con el sentido físico de los modelos disponibles para el modelamiento referente a las áreas combinadas al aseguramiento de flujo, de tal manera que se pueda efectuar un eficiente monitoreo y predicción de la fases solidas alternas (solidos precipitados) que pueden estar presentes en el crudo en su trayecto a la producción.

La aplicación de este capítulo esta enfatizado en el análisis de los sólidos orgánicos precipitantes del fluido de la arena B (específicamente el pozo Colorado 25), debido a que es la arena la cual cuenta con más estudios en la especialidad de aseguramiento de flujo en campo escuela Colorado.

3.1 AJUSTES A LA SIMULACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS APLICADO A EL CRUDO DE COLORADO 25

En campo escuela Colorado fue llevado a cabo el modelamiento termodinámico de la precipitación de asfaltenos con el software WInprop de CMG, este software se encuentra instalado en las instalaciones de la Universidad Industrial de Santander a la fecha. WInprop utiliza el modelo termodinámico mejorado de sólidos (Ecuación 6) para describir el comportamiento de la precipitación de asfaltenos en el aceite. Este modelo nuevo y mejorado trata los precipitados como multicomponentes en lugar de una fase sólida de un solo componente puro.

El objetivo de esa simulación fue reproducir el comportamiento de la precipitación de los asfaltenos en el crudo del aceite pesado de la arena B del pozo Colorado 25, en donde el estudio fue centrado en el procedimiento del simulados de estos solidos desde condiciones iniciales a las cuales se encontraba el aceite, desde presión de yacimiento hasta presión atmosférica.

Como investigación en aseguramiento de flujo, el presente proyecto evaluó la metodología a la cual fue desarrollado la simulación de precipitación de asfaltenos en Colorado 25, para lo cual se proponen ciertas mejoras que ofrecerán nuevos resultados de la precipitación de estos sólidos.

3.1.1 METODOLOGIA DE SIMULACIÓN PARA LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS DE COLORADO 25

Los pasos para poder desarrollar el modelo de precipitación de asfaltenos en el simulador Winprop de CMG son los siguientes:

1. Caracterización del fluido y Modelos de distribución
2. Regresión PVT del fluido
3. Especificación del componente asfalteno

4. Especificación del parámetro del modelo solido
5. Predicción de la precipitación de asfaltenos

En esta sección, el presente trabajo de investigación describirá con detalle estos pasos con sus respectivas mejoras a la simulación aplicada de la precipitación de asfaltenos al pozo Colorado 25.

Para entrar en detalle para el presente estudio los datos de entrada necesarios para la simulación son las siguientes tablas 10 y 11, 12 y la figura 35:

- ✓ Tabla 10 Composición extendida del fluido de la arena B productora (Col-25)

Componentes	wt%	Mol%	MW	Densidad
N2	0,0016	0,009	28,01	0,808
CO2	0,0012	0,0043	44,01	0,827
C1	1,7747	17,2441	16,04	0,3
C2	1,1674	6,0508	30,07	0,356
C3	1,7405	6,1511	44,1	0,508
iC4	0,5664	1,5189	58,12	0,563
nC4	1,2945	3,4715	58,12	0,584
iC5	0,8187	1,7685	72,15	0,625
nC5	0,9925	2,1439	72,15	0,631
C6	1,8278	3,3914	84	0,685
C7	3,0044	4,8778	96	0,722
C8	3,8181	5,5615	107	0,745
C9	3,9235	5,0538	121	0,764
C10	3,6783	4,2784	134	0,778
C11	3,2389	3,4341	147	0,789
C12	2,9591	2,8646	161	0,8
C13	3,298	2,9372	175	0,811
C14	2,971	2,4372	190	0,822
C15	3,0575	2,3133	206	0,832
C16	2,7161	1,9069	222	0,839
C17	2,5292	1,6633	27	0,847
C18	2,5866	1,6061	251	0,852
C19	2,5317	1,5004	263	0,857
C20	2,276	1,2899	275	0,862
C21	2,0542	1,1002	291	0,867
C22	2,0287	1,0367	305	0,872
C23	1,9195	0,9408	318	0,877
C24	1,723	0,8113	331	0,881
C25	1,6576	0,7488	345	0,885
C26	1,5971	0,6934	359	0,889
C27	1,5932	0,6639	374	0,893
C28	1,5524	0,6236	388	0,896
C29	1,3167	0,5105	402	0,899
C30+	31,2161	8,3885	580	1,059
Benceno	0,1445	0,2884	78,1	0,884
Tolueno	0,4235	0,716	92,2	0,872

- ✓ Tabla 11 Caracterización de las fracciones pesadas del crudo de la arena B (Col-25)

Fracción (+)	Wt%	Mol%	MW	Densidad a 60 F (g/cc)
C7+	89,815	58,246	362,237	0,9547
C10+	78,501	41,749	371,155	0,9574
C20+	48,934	16,808	472,551	0,9982
C30+	31,216	8,388	580	1,0591
Peso Molecular del fluido	155,86lb/lb-mol			

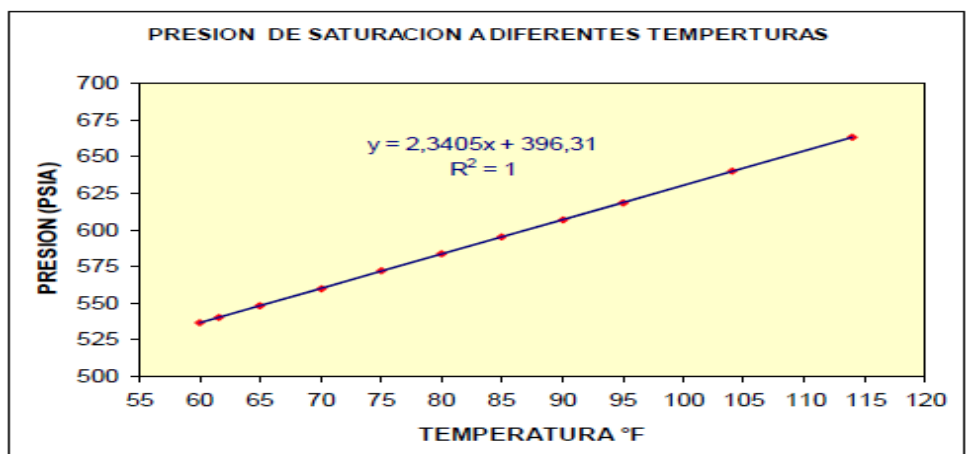
Fuente: Ariza Emiliano, Tesis de maestría "Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo colorado", Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2008.

- ✓ Prueba de reversibilidad de asfaltenos (Col-25, Arena B),(Tabla 7)
- ✓ Tabla 12. Análisis SARA del material solido de los pozos Colorado 25 (Arena B) y Colorado 75(Arena C)

FRACCIÓN	Unidades	MATERIAL SÓLIDO	
		Colorado 25	Colorado 75
Saturados	% Peso	61,07	52,56
Aromáticos	% Peso	14,04	16,04
Resinas	% Peso	18,25	24,05
Asfaltenos	% Peso	6,65	7,35

Fuente: Fuente: Poveda Malaver, Diana. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos en la cara de la formación. Aplicación al campo colorado. Tesis de maestria.2009

- ✓ Figura 35.Comportamiento de la presión de burbuja del fluido de la arena B a diferentes temperaturas



Fuente: Aramendiz. J. Velásquez. O. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado (2008).(LAB de Análisis PVT-ICP)

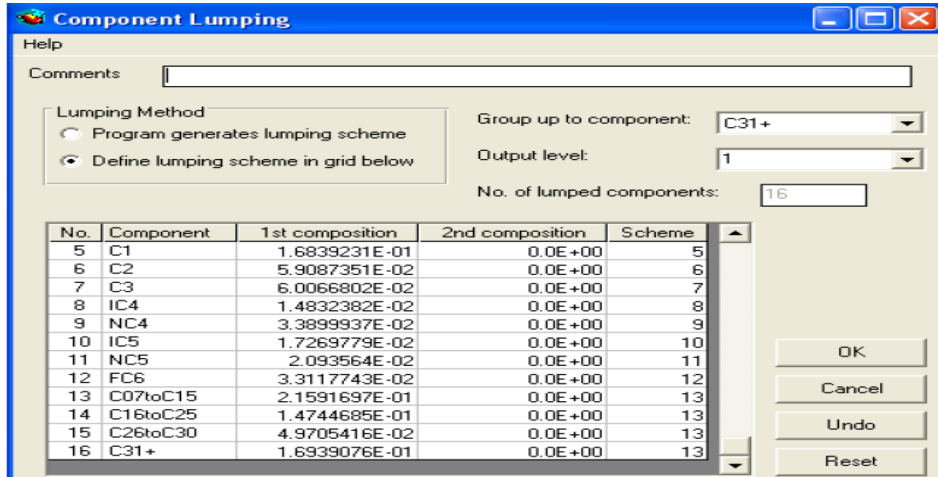
3.1.1.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO Y MODELOS DE DISTRIBUCIÓN EN LA SIMULACIÓN

El primer paso que se debe realizar antes de la caracterización del fluido, es necesario seleccionar en Winprop la ecuación cubica de estado de PENG-ROBINSON 1978, junto a las unidades a trabajar de temperatura (°F), presión (Psia) y composición (mol). La ecuación cubica de estado de PENG-ROBINSON 1978 es utilizada en la simulación para describir y predecir el comportamiento de las fases de aceite y gas. Una vez elegido estos parámetros, el primer paso que es importante en la simulación de la precipitación de asfaltenos es la división de la fracción más pesada del crudo, debido a lo siguiente:

“El principio por el cual Winprop realiza el modelamiento de la precipitación de asfaltenos se basa en una de las teorías del investigador Hirschberg et al. (1984), el cual reportó que los asfaltenos precipitados encontrados en los depósitos y en los tanques de almacenamiento consistían el 90% de cadenas de hidrocarburos mayores al C_{30} . Debido a ello si se cuenta con fracciones plus en el orden de C_{7+} , C_{10+} , C_{20+} , es estrictamente necesario para la simulación que esta fracción sea dividida y llevada a la fracción C_{30+} o una fracción cercana para llevar una adecuada predicción de la precipitación de asfaltenos”^{52,53}.

En lo respectivo al trabajo propuesto en el 2011 realizado de la simulación de los asfaltenos en Colorado 25, ingresaron la composición del crudo hasta el hidrocarburo C_6 , y se llevó a cabo la caracterización de la fracción pesada del C_{7+} llevándola hasta el C_{31+} . Las propiedades de cada componente fueron estimadas por correlaciones empíricas y reagrupadas a pequeñas subdivisiones de pseudocomponentes (C_7-C_{15} , $C_{16}-C_{25}$, $C_{26}-C_{30}$, C_{31+}). Para poder realizar esta distribución fue necesario contar con el peso molecular de la fracción plus (C_{7+}), su fracción molar y su gravedad específica, en donde el software reagrupó los componentes hasta el C_{31+} , asignando moles por defecto respectiva a toda esta nueva familia de pseudocomponentes creados, esto se corrobora en la Figura 36.

Figura 36. Subdivisión de la fracción plus C_{7+} a pseudocomponentes hasta la fracción C_{31+}



Fuente: Gutierrez Julian, Bolaño Alexander, "ESTUDIO DEL MODELO TERMODINÁMICO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO", Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2011.

En el caso de la metodología de simulación propuesta en el 2011, el software calculó el peso molecular del crudo vivo de Colorado 25 con un valor de 227.419 lb/lb mol, el cual es un dato erróneo debido a que según la caracterización del fluido producido de la arena B el valor verdadero del peso molecular correspondiente a ese crudo con gas en solución es de 155.86 lb/lb mol, es decir que existió un porcentaje de error del 46%.

Analizando los datos de entrada necesarios para realizar la simulación de la precipitación de asfaltenos y buscando cumplir con el objetivo del investigador Hirschberg et al. (1984), se encontró que dentro del análisis experimental realizado a las fracciones pesadas del crudo de Colorado 25 está presente la caracterización de la fracción plus C_{30+} , lo cual indicaría que no es necesario realizar una subdivisión de ninguna fracción plus, debido a que esta última cumple con el objetivo de representar el punto de partida para poder discretizar a los asfaltenos en el crudo del presente pozo en estudio. Debido a eso una de las mejoras que se le realiza a la metodología de simulación del 2011 es alimentar como datos de entrada en el software la

composición completa del fluido de Colorado 25 sin discriminación de las moles que le corresponden respectivamente a cada componente hasta la fracción C_{30+} . Para ello se ingresa la composición de Colorado 25 desde los componentes no hidrocarburos (CO_2, N_2), hasta la familia de componentes del fluido desde el C_1 hasta el C_{29} . Dicha composición es ingresada hasta el C_{29} debido a dentro de la estructura de simulación es necesario poder caracterizar la fracción plus que en este caso sería el C_{30+} experimental. En el siguiente paso no se realizará ningún tipo subdivisión a esta fracción plus, sino que se busca que la herramienta de simulación entienda que esta última fracción es la indicada y que representa el valor experimental, es decir que el C_{30+} experimental siga siendo C_{30+} en la simulación, respetando de esa manera la composición del fluido y que esta distribución permita que el modelo composicional para la simulación sea representativo. Por otro lado la composición en la simulación en ausencia de la fracción plus está en 90.6072.

Una vez discutido lo respectivo a la caracterización de la fracción plus, en la figura 37 se ilustra el proceso anteriormente planteado:

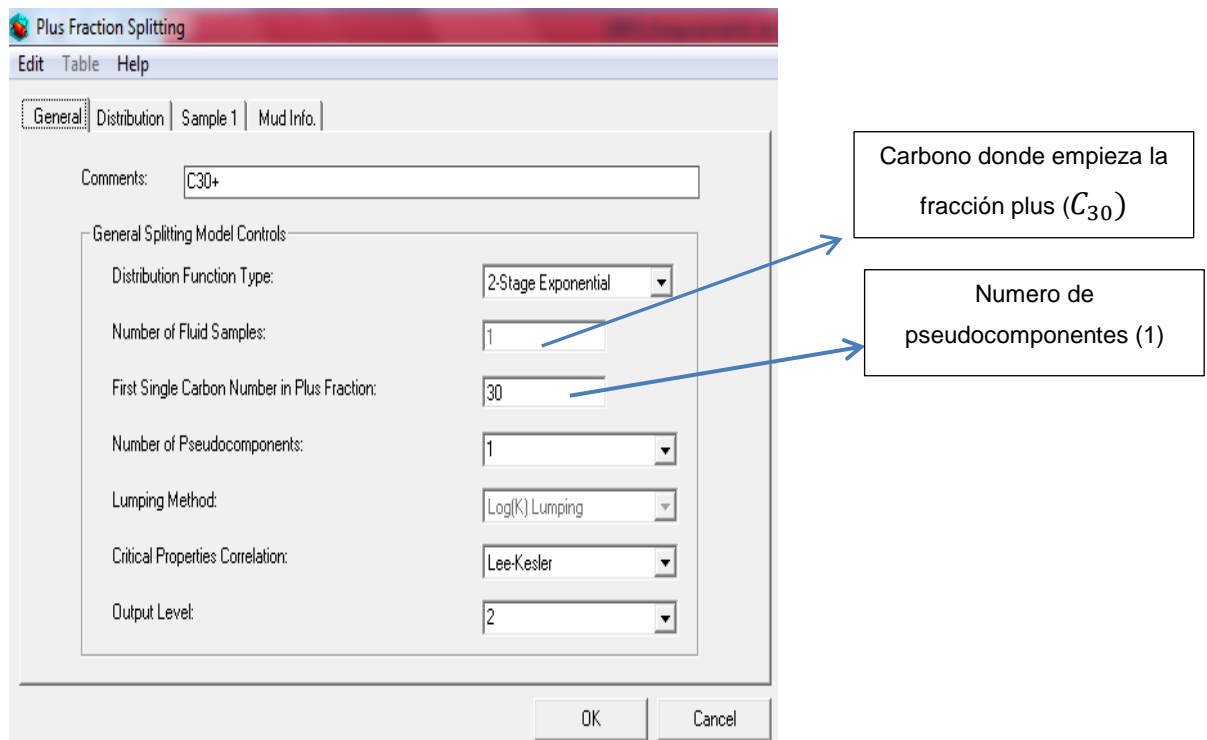
Figura 37. Composición del crudo de Colorado 25 hasta la fracción C_{29} en la simulación

Component	Primary	Secondary
Sum	90.6072	0.000000
FC18	1.6061	0.0000
FC19	1.5004	0.0000
FC20	1.2899	0.0000
FC21	1.1002	0.0000
FC22	1.0367	0.0000
FC23	0.9408	0.0000
FC24	0.8113	0.0000
FC25	0.7488	0.0000
FC26	0.6934	0.0000
FC27	0.6639	0.0000
FC28	0.6236	0.0000
FC29	0.5105	0.0000

Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto)

Dentro del paquete de modelos de la caracterización de la fracción plus ofrecida por el simulador Winprop se encuentra la opción 2-Stage exponential (Adecuado para la simulación de aceite negro), la cual es seleccionada. Para la distribución del número de pseudocomponentes se digita el valor igual a 1, en donde se crea un solo pseudocomponente, el cual en este caso la fracción C_{30+} sigue siendo C_{30+} . De la misma manera se utiliza el paquete de la correlación para el cálculo de las de propiedades críticas de Lee-Kesler (1975). A continuación en la figura 38 se ilustra lo discutido.

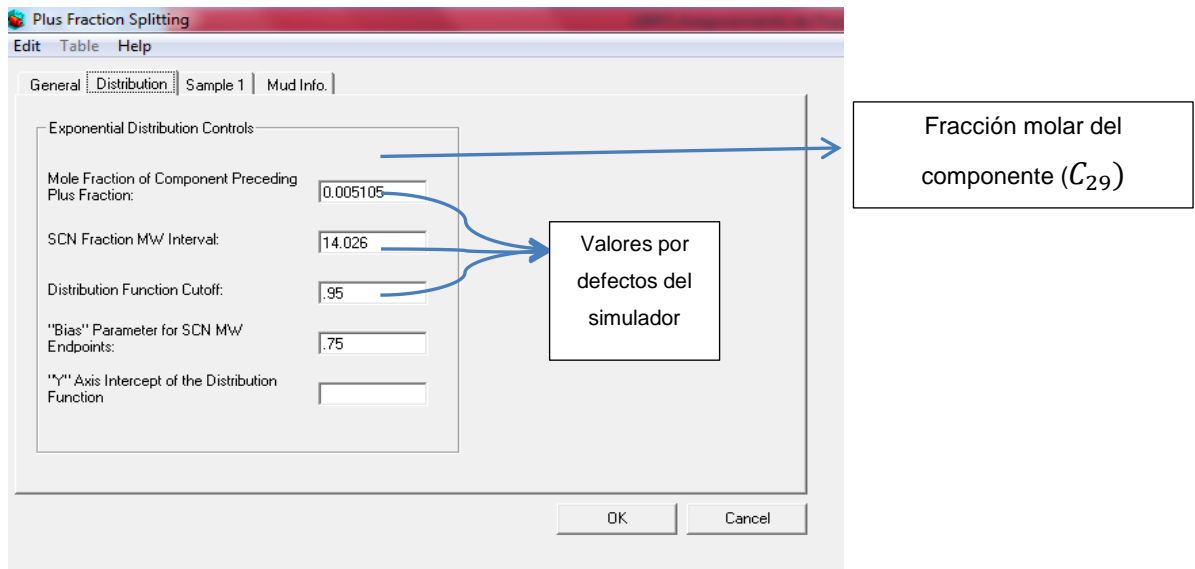
Figura 38. Parámetros generales para la caracterización de la fracción plus C_{30+}



Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto)

Entrando en detalle con los datos necesarios para realizar la distribución de la fracción plus C_{30+} es necesario ingresar las moles del componente que precede a esta fracción pesada, que en este caso sería el C_{29} (0.005105).

Figura 39. Datos necesarios para la distribución de la fracción plus C_{30+}

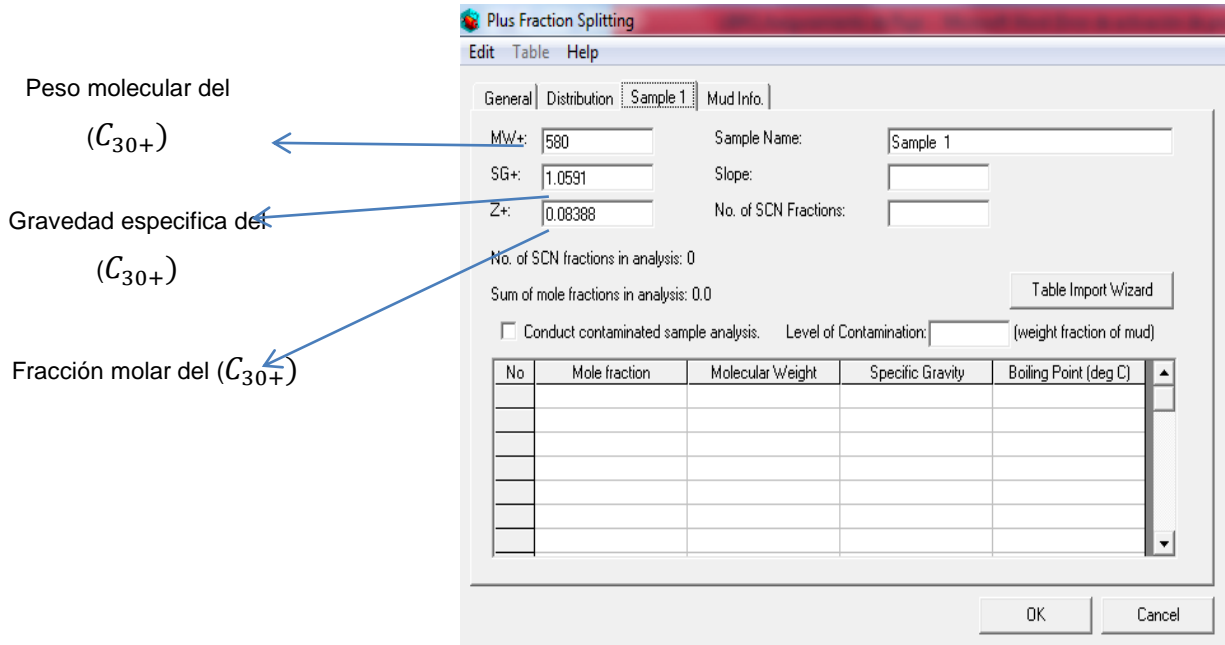


Fuente: Pantallazos WINPROP de CMG (Simulación Autores del proyecto)

Como se muestra en la Figura 39, en las casillas utilizados para el intervalo de la fracción SCN (*SCN Fraction Mw interval*), la función de distribución de corte (*Distribution function cut-off*), (utilizada para determinar el número de pseudo-componentes para la formación de divisiones), y el valor del parámetro de distribución de SCN (*Molecular weight endpoints*), se dejan los valores por defecto del simulador.

Por otro lado para la caracterización es necesario ingresar las propiedades de la fracción C_{30+} , en donde se tiene en cuenta fracción molar (0.08388), gravedad específica (1.0591), y su peso molecular (580 lb/lb mol) (Ver figura 40). Estos valores son necesarios para los cálculos de las propiedades críticas de este componente, los cuales fueron obtenidos de la Tabla 11.

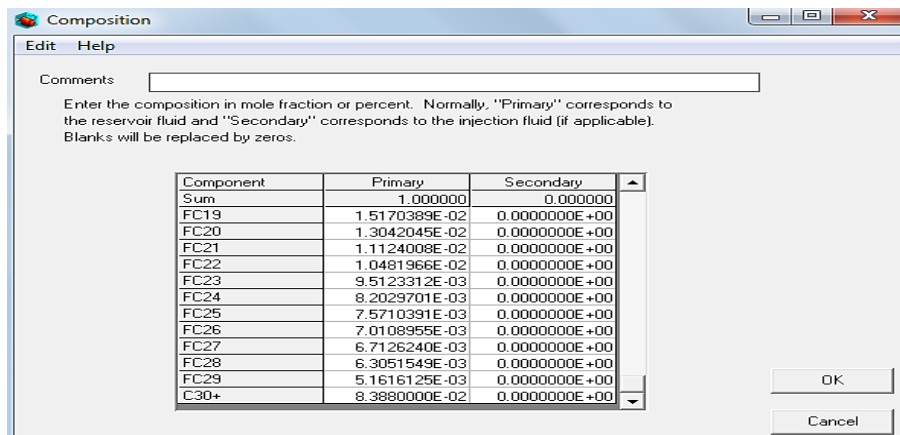
Figura 40. Datos referentes a las características de la fracción plus C_{30+} .



Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto)

Una vez alimentado el software con los datos pertinentes para la caracterización de la fracción plus C_{30+} se corre el modelo y se actualiza la composición, en donde dentro de esta última tiene que aparecer la fracción molar del C_{30+} , por lo cual la composición cambia de porcentaje molar a fracción molar en donde la sumatoria es igual a 1. La figura 41 muestra en detalle este proceso.

Figura 41. Composición actualizada del fluido en estudio con la fracción plus



Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto)

Como la composición del fluido no se alteró por la caracterización de la fracción plus C_{30+} , el peso molecular calculado por el software Winprop de CMG con la presente metodología fue de 155.623 lb/lb mol, que con respecto al valor real del peso molecular del fluido existe un porcentaje de error del 0.15% (valor real 155.86 lb/lb mol). Lo anterior indica que la distribución molar realizada cumple con los requisitos de ser representativa y de alta calidad para la simulación de la precipitación de asfaltenos. En la tabla 13 se realiza una representación de los contrastes obtenidos por la distribución composicional de las metodologías de simulación de la precipitación de asfaltenos hasta la fecha en Winprop de CMG reflejado en los pesos moleculares.

Tabla 13. Contraste de los resultados de los pesos moleculares del fluido en las simulaciones

Metodología	Peso molecular experimental del fluido	Peso molecular del fluido en simulación	Observaciones
PASADA GUTIERREZ-BOLAÑO (2011)	155.86 lb/lb mol	227.419 lb/lb mol	La distribución del fluido no fue representativa por la caracterización del C7+ al C31+.
NUEVA VILLAMIZAR-CASTAÑO (2013)		155.623 lb/lb mol	Al ingresar la composición extendida del fluido y la fracción plus C30+ experimental la distribución composicional fue representativa.

Fuente: Autores del proyecto

3.1.1.2 REGRESIÓN PVT DEL FLUIDO

Después de realizar el cálculo de la división de la fracción plus, el modelo EOS se puede ajustar a los datos PVT disponibles mediante regresión. El objetivo de la regresión es simplemente obtener valores cercanos a los datos experimentales. El simulador Winprop utiliza el procedimiento de regresión Agarwal et al. (1987)².

En esta sección en el módulo del menú principal del simulador Winprop fue seleccionada la opción STRT Reg, en donde se buscó como primera instancia ajustar las presiones de burbujas a temperaturas específicas del fluido en estudio, en la cual las presiones de burbuja que son calculadas, iteradas y convergidas tiende a tener un valor muy similar a las verdaderas, esto debido a la distribución composicional. Cabe aclarar que este paso es conveniente para que se pueda reproducir efectivamente el modelo PVT del fluido a diferentes condiciones de presión y temperatura.

A continuación en la tabla 14 se describen los valores que fueron utilizados de la presión de burbuja con sus respectivas temperaturas para alimentar al software en el proceso de regresión, estos valores son obtenidos de la figura 35.

Tabla 14. Presión de burbuja del crudo de la arena B de campo Colorado a las temperaturas seleccionadas

Presión de burbuja (Psia)	Temperatura (°F)
635.041	102
637.3815	103
639.722	104
644.403	106
649.084	108
653.765	110
658.446	112

Fuente: Autores del proyecto. Basado en los estudios de Aramendiz. J. Velásquez. O. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado (2008). (LAB de Análisis PVT-ICP)

De la misma manera a la propuesta del 2011 se selecciona la opción de parámetros de regresión y dentro del mismo se escoge el paquete de datos respectivo a los coeficientes de interacción binaria HCIntCoefExp - (1.2), y se establecieron los controles de la regresión y la tolerancia de convergencia de 0,00001.

Una vez activada la sección STRT Reg (Parámetros de regresión), se seleccionan las casillas de presión de saturación en Sat Pres respectivamente al número de datos a ingresar. En este caso la casilla fue ingresada 7 veces para poder determinar el comportamiento de la presión de burbuja a las condiciones dadas en la tabla 14 (Ver figura 42)

Figura 42. Estructura del ingreso de la casilla de Sat Pres para el cálculo de regresión

Inc Stat Forms		Comments
✓	Titles/EOS/Units	New Model-TermoAsf-Col25
✓	Component Selection/Properties	
✓	Composition	
✓	Regression Parameters	
✓	Saturation Pressure	Pb a T=112°F
✓	Saturation Pressure	Pb a T=110°F
✓	Saturation Pressure	Pb a T=108°F
✓	Saturation Pressure	Pb a T=106°F
✓	Saturation Pressure	Pb a T=104°F
✓	Saturation Pressure	Pb a T=103°F
✓	Saturation Pressure	Pb a T=102°F

Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto)

Para poder seguir ajustando el PVT del fluido se ingresan Los datos experimentales del fluido en el separador, en la cual fue activada la sección SEP para poder alimentar al software los valores pertinentes que correlacionan los datos del fluido en la simulación a condiciones de superficie (Ver figura 43)

Figura 43. Parámetros PVT del fluido de Col-25 en separador (API, GOR, Bob)

Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

Realizada esta propuesta metodológica en la sección de regresión se procede a ilustrar en la tabla 15 las observaciones obtenidas en las metodologías para esta sección.

Tabla 15. Observaciones de las metodologías de simulación en la regresión PVT del fluido en Winprop para la precipitación de asfaltenos

METODOLOGIA	OBSERVACIONES EN LA REGRESIÓN PVT SIMULACIÓN Winprop CMG
PROPUESTA GUTIERREZ-BOLAÑO (2011)	Debido a la no distribución composicional representativa, fue necesario realizar regresiones para cálculos de volúmenes de los nuevos pseudocomponentes del C7 al C31+. Por otro lado solo se ingresó una sola presión de burbuja a 104°F y por no haber una distribución composicional representativa inicialmente las regresiones no arrojaban valores adecuados al experimental, por lo cual fue necesario realizar sensibilidades.
PROPUESTA VILLAMIZAR-CASTAÑO (2013)	No fue necesario realizar regresiones para el cálculo de volúmenes de ningún componente, debido a que la composición fue ingresada en casi su totalidad y por la distribución del C30+ experimental no fueron creados nuevos pseudocomponentes. Fueron ingresadas varias presiones de burbuja experimentales y el cálculo de las regresiones de las presiones de las mismas fueron representativas por la composición del fluido en la simulación.

Fuente: Autores del proyecto

3.1.1.3 DEFINICION DEL COMPONENTE ASFALTENO

Como anteriormente se comentaba el investigador Hirschberg et al. (1984) aportó que a partir de la fracción C_{30+} se encontraban las fracciones que definían a los asfaltenos como los componentes más pesados del crudo. En esta sección es necesario definir el componente asfalteno que precipitará bajo diferentes condiciones de presión y temperatura, y el asfalteno que permanecerá en solución bajo condiciones termodinámicas^{2,52,53}. Para ello se debe caracterizar la fracción representativa del componente asfalteno C_{30+} en 2 componentes, el componente precipitante y el no precipitante. Según la teoría respectiva al modelamiento termodinámico de la precipitación de asfaltenos el componente precipitante y no precipitante deben tener las mismas propiedades críticas y factores acéntricos, de tal manera que se comparta su misma naturaleza, pero difieren en los coeficientes de interacción binaria respecto a los componentes más livianos en el orden de C_1 a C_5 , esto debido a que el

componente precipitante tendría menos afinidad con los componentes ligeros y esto representaría que dichos coeficientes de interacción binaria con dichos componentes tengan que ser mayores los del asfálteno precipitante que los del componente no precipitante ^{2,52} .

A continuación se muestran las expresiones propuestas en el modelo termodinámico de la precipitación de asfaltenos para poder caracterizar a los asfaltenos en la simulación:

$$(X_{Aspprecip}) = \frac{W_{Asp} * MW_{oil}}{MW_{Asp}}$$

Ecuación 7

$$X_{Asnprecip} = X_{Asf} - X_{Aspprecip}$$

Ecuación 8

Donde

X_{Asp} = Fracción molar del componente denominado asfálteno

$X_{Aspprecip}$ = Fracción molar del componente denominado asfálteno precipitante

$X_{Asnprecip}$ = Fracción molar del componente denominado asfálteno no precipitante

W_{Asp} = Porcentaje en peso de los asfaltenos encontrados en depósitos sólidos o en tanques

MW_{oil} = Peso molecular promedio del aceite

MW_{Asp} = Peso molecular del asfálteno, la fracción más pesada del crudo alrededor de C_{30+}

Fuente: Winprop de CMG

Los coeficientes de interacción binaria entre componentes son parámetros importantes para la predicción del comportamiento de una fase. En relación al

modelamiento de la precipitación de los asfaltenos los coeficientes de interacción binaria para componentes hidrocarburos se calculan por la siguiente ecuación:

$$d_{ik} = 1 - \left(\frac{2 * V_{ci}^{\frac{1}{6}} * V_{ck}^{\frac{1}{6}}}{V_{ci}^{\frac{1}{3}} + V_{ck}^{\frac{1}{3}}} \right)^{\theta}$$

Ecuación 9

Donde,

d_{ik} = Coeficientes de interacción binaria entre el componente i y k (adimensionales)

θ = Exponente de los coeficientes de interacción binaria

V_{ci} = Volumen crítico del componente i (m³/kmol)

V_{ck} = Volumen crítico del componente k (m³/kmol)

Fuente: Winprop de CMG

La ecuación con un $\theta = 1$ fue propuesta por Chueh y Prausnitz (1967). Mehra (1981) mostro que para un $\theta = 1.2$ proporcionaba un buen ajuste de los coeficientes de interacción del metano de Katz y Firoozabadi (1978). Li et al. (1983) afirmó que un valor de $\theta = 1.2$ también proporciona una buena correlación para las coeficientes de interacción entre parafina-parafina de Oellrich et al. (1981). Finalmente el investigador Li et al. (1983) propuso que el exponente θ es un parámetro ajustable^{2,52}. Para la simulación de la precipitación de asfaltenos los coeficientes de interacción binaria permiten ajustar los valores de precipitación de los mismos a la presión de saturación y definen el comportamiento de la solubilidad de estos sólidos en el crudo.

En lo referente a la presente metodología de simulación, los componentes de asfaltenos se especificaron en uno que representaría el componente precipitante y el otro no precipitante. Por otro lado se realizó previamente el balance respectivo de las moles de dichos componentes representativos de asfaltenos para realizar la simulación al fluido, para ello fue necesario conocer el contenido en peso de los asfaltenos encontrados en los depósitos solidos del crudo de Colorado-25, el cual fue determinado experimentalmente por medio de un análisis SARA en donde se obtuvo

un porcentaje de 6.65% en peso de los asfaltenos precipitados (Tabla 12). Para esta caracterización de los componentes asfaltenos se debe tener en cuenta la tabla 16 ilustrada a continuación.

Tabla 16. Parámetros experimentales y simulados en la presente metodología de simulación

PARAMETRO	DATOS LABORATORIO	DATOS SIMULADOS	ERROR RELATIVO
PESO MOLECULAR CRUDO VIVO	155.86 Lbm/lb mol	155.623 Lbm/Lb mol	0.15%
FRACCION MOLAR C_{30+}	0.08388	0.08388	0%
PESO MOLECULAR C_{30+}	580 lb/lb mol	580 lb/lb mol	0%

Fuente: Autores del proyecto

Con la tabla 18 se indica que se puede caracterizar eficientemente el componente asfalteno en su fracción como precipitante y no precipitante, en donde esta caracterización se hace siguiendo los pasos propuestos en la literatura y se esperaría que el modelamiento reproduzca efectivamente el comportamiento de los asfaltenos precipitados en el crudo de Colorado 25.

Por medio de las ecuaciones 7 y 8 se obtuvieron las fracciones molares de los componentes que representarían al asfalteno precipitante C_{30B+} y al no precipitante C_{30A+} , en el cual se tiene en cuenta el porcentaje másico de los asfaltenos precipitados en el análisis SARA del depósito de Colorado 25 (6.65%wt). En donde los resultados pertinentes son los siguientes:

$$X_{Asprecip}(C_{30B+}) = \frac{(0.0665 \text{ lb}) * (155.623 \text{ lb/lbmol.})}{580 \text{ lb/lbmol}}$$

$$X_{Asp}(C_{31B+})= 0.017842982$$

El asfalteno no precipitante en la presente metodología viene dado de la siguiente manera:

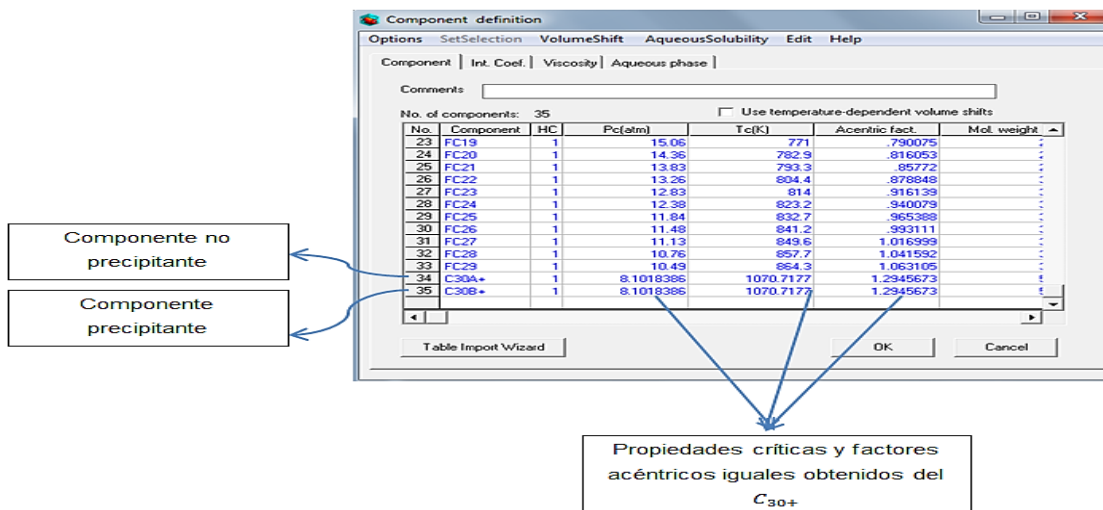
$$X_{Aspno\ precip}(C_{30A+})=0.08388-0.017842982$$

$$X_{Aspno\ precip}(C_{30A+})= 0.0660370181$$

Una vez calculadas las moles que representan a los asfaltenos precipitantes y no precipitantes se procede a agregar un nuevo componente a la lista de componentes para poder remplazarle sus características totalmente idénticas a las del C_{30+} , de esa manera para que exista en la simulación dos componentes con propiedades iguales, en donde su nomenclatura cambiará a C_{30A+} y C_{30B+} respectivamente.

Siguiendo con la metodología del proceso de simulación se hacen los respectivos cambios en las fracciones de estos componentes en donde en la sección (**Composition**) del simulador se ingresan los valores molares anteriormente calculadas tanto para C_{30A+} y para C_{30B+} . Lo anterior se ilustra en las figuras 44 y 45:

Figura 44. Componentes precipitante y no precipitante para la simulación de la precipitación de asfaltenos Col-25



Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

Figura 45. Composición del fluido con los componentes representativos de asfalteno

Comments:

Enter the composition in mole fraction or percent. Normally, "Primary" corresponds to the reservoir fluid and "Secondary" corresponds to the injection fluid (if applicable). Blanks will be replaced by zeros.

Component	Primary	Secondary
Sum	1.000000	0.000000
FC20	0.013042045	0.000000E+00
FC21	0.011124008	0.000000E+00
FC22	0.010481966	0.000000E+00
FC23	0.009512331	0.000000E+00
FC24	0.00820297	0.000000E+00
FC25	0.007571039	0.000000E+00
FC26	0.007010896	0.000000E+00
FC27	0.006712624	0.000000E+00
FC28	0.006305155	0.000000E+00
FC29	0.005161613	0.000000E+00
C30A+	0.066037018	0.000000E+00
C30B+	0.017842982	0.0000

Buttons: OK, Cancel

Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

A continuación en la tabla 17 se hacen las respectivas observaciones pertinentes a las metodologías de simulación aplicadas a la caracterización de los asfaltenos en precipitantes y no precipitantes.

Tabla 17. Observaciones de las caracterizaciones de los componentes asfaltenos precipitantes y no precipitantes en las metodologías de simulación

METODOLOGIA	Observaciones en las simulaciones para la descripción de los Componentes asfaltenos precipitantes(B+) y no precipitantes(A+)
PROPUESTA GUTIERREZ-BOLAÑO (2011)	Por la caracterización del C7+ a C31+ las moles de C31+ son mucho mayores a las moles experimentales de C30+ del fluido en estudio, por ende las caracterizaciones de los componentes asfaltenos precipitantes y no precipitantes no serían representativos.
PROPUESTA VILLAMIZAR-CASTAÑO (2013)	Al trabajar con la fracción plus C30+ experimental, se espera que la división de los asfaltenos en precipitantes (C30B+) y no precipitantes (C30A+) cumplan con ser representativos para los asfaltenos en estudio, por ello las moles calculadas para estos componentes serían las necesarias para llevar a cabo una eficiente simulación de la precipitación de asfaltenos.

Fuente: Autores del proyecto

Por otro lado para cumplir con la teoría referente a los coeficientes de interacción binaria para la simulación, para el componente precipitante C_{30B+} no se coloca como 0 al valor respectivo a la interacción (HC) en la lista del componente en **Component Selection/Properties**, sino que se deja el valor de 1 que hace referencia a que el software Winprop dentro de sus paquetes calcule el valor respectivo a la interacción de este componente con los otros componentes del fluido, en donde el usuario encargado de la simulación no puede digitar o cambiar estos valores aleatoriamente, sino que se busca que el software lo calcule por medio de la correlación respectiva de los coeficientes de interacción binaria que utiliza las propiedades de los volúmenes críticos de los componentes. Winprop de CMG utiliza la ecuación 9 de los coeficientes de interacción con exponente de 1.2, basándose inicialmente en los argumentos teóricos de este exponente para calcular dichos coeficientes, por ello fue necesario escoger la selección del paquete HCIntCoefExp - (1.2) comentado previamente en la sección de regresión del PVT.

Por otro lado en esta metodología de simulación inicialmente los valores de los coeficientes de interacción con los componentes livianos del componente C_{30B+} (Asfalteno precipitante) calculados por el simulador son exactamente iguales a los del C_{30A+} (Asfalteno no precipitante).

En la tabla 18 se ilustran las observaciones pertinentes de los cálculos de los coeficientes de interacción binaria para las simulaciones en las metodologías.

Tabla 18. Observaciones de los coeficientes de interacción binaria en las metodologías de simulación de precipitación de asfaltenos

METODOLOGIA	Observaciones de los Coeficientes de interacción Binaria en las simulaciones
<p>PROPUESTA GUTIERREZ-BOLAÑO (2011)</p>	<p>Fue desactivada la opción de que el software calcule los coeficientes de interacción binaria de hidrocarburos (HC) para el asfalteno con característica precipitante, en el cual se buscó que tales coeficientes entre los componentes livianos y el asfalteno precipitante fueran digitados y tengan un valor constante, en el cual en dicha metodología tuvieron un valor de 0.4.</p>
<p>PROPUESTA VILLAMIZAR-CASTAÑO (2013)</p>	<p>En esta metodología no se desactiva la opción de los cálculos de los coeficientes de interacción binaria entre el asfalteno precipitante (C30B+) y los componentes livianos del C1 al nC5, por ello se busca que inicialmente tales valores sean calculados por la correlación que ofrece el software, en el cual se calculan tales coeficientes con los volúmenes críticos de cada componente. Por otro lado los coeficientes de interacción binaria inicialmente en el asfalteno precipitante C30B+ serán exactamente iguales a los del no precipitante C30A+.</p>

Fuente: Autores del proyecto

3.1.1.4 SELECCIÓN DEL MODELO SOLIDO DE ASFALTENOS EN EL SOFTWARE

Para el cálculo de la fugacidad patrón (F_s^*) es necesario activar la opción **Asphaltene/Wax Modelling**, para lo cual se deben tener en cuenta el test de reversibilidad de asfaltenos del fluido en estudio con las condiciones de la presión de 660 Psia y una cantidad de precipitados 0.4974 wt% a temperatura de yacimiento (104°F) (Tabla 7).

Antes de la selección de **Asphaltene/Wax Modelling**, fue necesario para el cálculo de la fugacidad del solido calcular una nueva composición del fluido, esto debido a que en la metodología es necesario realizar un nuevo balance en donde se represente el comportamiento del asfálteno precipitado a las condiciones del test de reversibilidad de asfaltenos. Debido a esto e igual a la metodología propuesta en el 2011 fue calculado cuanto de la fracción molar de asfálteno precipito con un valor de 0.4974 wt%. Posteriormente a dicho cálculo se realizó un ajuste a la fracción molar del

asfálteno precipitante, ya que se debe calcular cuánto de ese componente asfálteno precipitante (C_{30B+}) aún permanecía en solución.

Los cálculos de las fracciones molares del asfálteno precipitante antes y después de la fugacidad son calculados con las ecuaciones 7 y 8:

$$X_{Asprecip}(C_{30B+}) fugacidad = \frac{(0.004974 lb) * (155.623/lbmol.)}{580 lb/lbmol}$$

$$X_{Asprecip}(C_{30B+})fugacidad = 0.001334601$$

$$X_{Asprecip}(C_{30B+})antes = 0.017842982$$

$$X_{Asprecip}(C_{30B+})nuevas = X_{Asprecip}(C_{30B+})antes - X_{Asprecip}(C_{30B+})fugacidad$$

$$X_{Asprecip}(C_{30B+})nuevas = 0.017842982 - 0.001334601$$

$$X_{Asprecip}(C_{30B+})nuevas = 0.016508381$$

Para una mayor comprensión de los resultados estos ilustran en la tabla 19.

Tabla 19. Fracciones molares del asfálteno precipitante antes y luego del cálculo de la fugacidad patrón

PARAMETRO	VALOR
Fracción molar del componente denominador asfálteno precipitante C_{30B+}	0.017842982
Fracción molar del componente asfálteno precipitante C_{30B+} para la fugacidad (0.497%wt asfaltenos precipitados)	0.001334601
Nueva fracción molar del componente asfálteno precipitante C_{30B+}	0.016508381

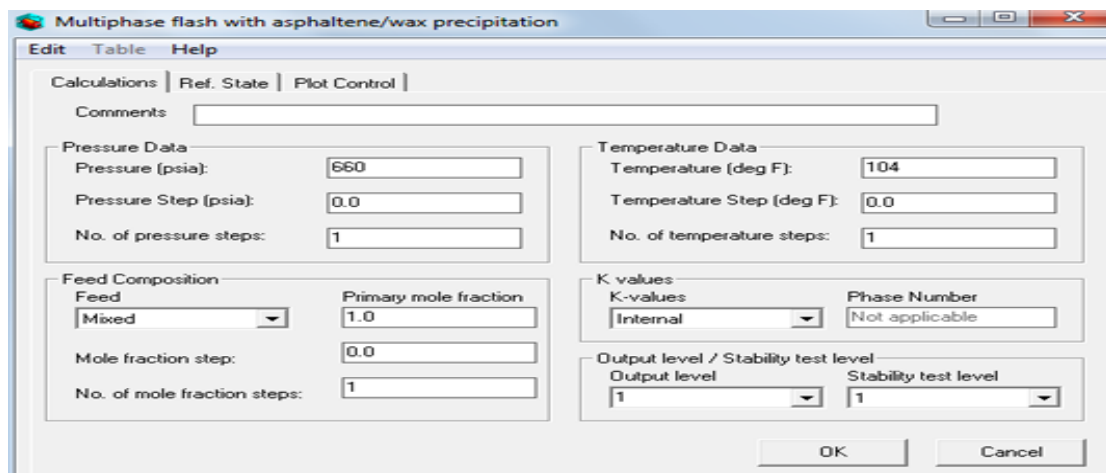
Fuente: Autores del proyecto

Se realiza una normalización a la nueva composición debido a que las moles totales son (0.998866540), lo cual representa como tal que una fracción del asfálteno está ausente, en donde en este caso representa que ha sido precipitada y no se encuentra

en solución en el fluido (Anexo 1). Discutido lo anterior, en Winprop se ingresa esta una nueva composición con las composiciones del fluido normalizadas para parámetros de fugacidad, de esa manera se estructuran las condiciones molares para que el software pueda determinar la fugacidad del sólido para las condiciones que posteriormente serán especificadas.

Luego de haber realizado la normalización de la composición se procede a especificar en la sección que modela la precipitación de asfaltenos (**Asphaltene/Wax Modelling**) (Calculations) el ingreso de los parámetros de presión y temperatura seleccionados para el cálculo de la fugacidad patrón (660 Psia y 104°F). De la misma manera dentro de la sección **Asphaltene/Wax Modelling** (Ref. State) se describe el componente del fluido con la característica de ser el asfalteno precipitante, en donde se indica que el número de componentes solidos es igual a 1 y que este es el componente C_{30B+} , de igual forma se debe especificar la opción del método de cálculo de la fugacidad del componente sólido, el cual para el modelamiento de asfaltenos en Winprop es igual a 2 (este valor representa el método de cálculo a identificar) y CALCULATE. Las anteriores opciones descritas permiten que el software calcule la fugacidad del solido con la ecuación que representa el modelo solido de Nghiem *et al.*, 2000.

Figura 46. Parámetros de presión y temperatura para el cálculo de la fugacidad patrón.



Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

Llevado a cabo la especificación de la composición del parámetro de fugacidad, la descripción del componente asfáltico precipitante C_{30B+} , los parámetros de presión y temperatura para la fugacidad escogidos, y por último el método de cálculo como componente sólido en **Asphaltene/Wax Modelling**, en ese contexto ya se puede empezar a predecir el comportamiento de la precipitación de asfaltenos de Colorado 25 bajo simulación en Winprop de CMG en la presente metodología.

Figura 47. Estructura de simulación junto a los parámetros de fugacidad en Winprop CMG.

Inc	Stat	Forms	Comments
✓		Titles/EOS/Units	New Model TermoAsf-Col25
✓		Component Selection/Properties	
✓		Composition	
✓		Regression Parameters	
✓		Saturation Pressure	Pb a T=112°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=110°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=108°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=106°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=104°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=103°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=102°F
✓		Separator	
✓		End Regression	End regression
✓		Composition	Composición para Fugacidad
✓		Asphaltene/Wax Modelling	Parametros presión 660 Psia y temperatura, 104°F, Fugacidad

Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

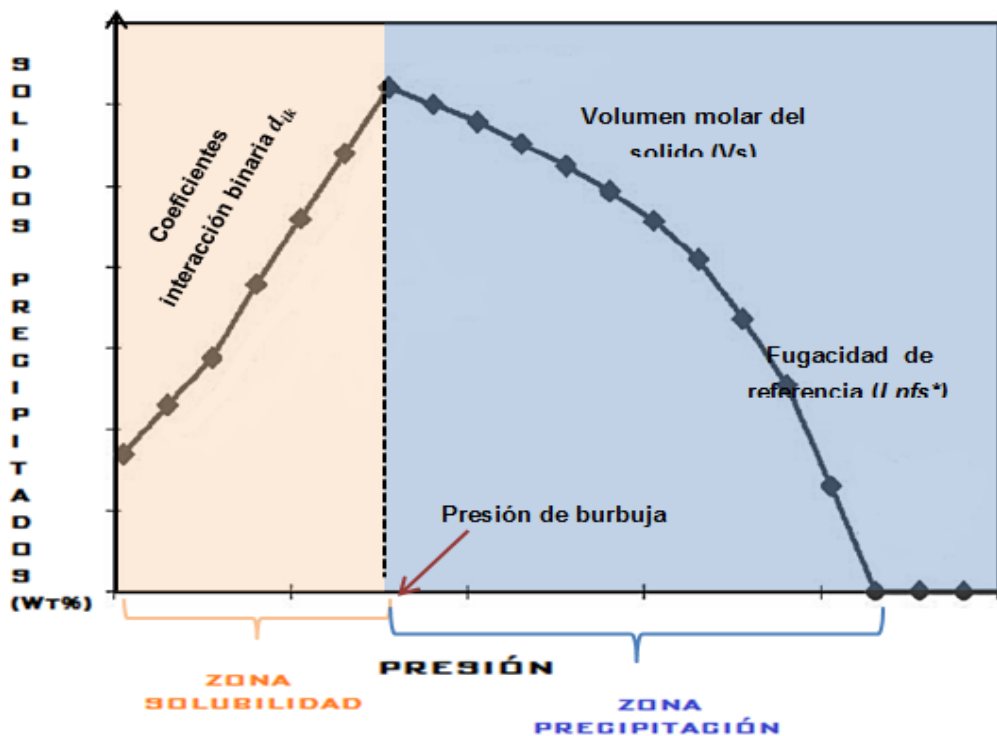
3.1.2 PREDICCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Una vez realizado el ajuste del análisis PVT con el componente asfáltico se busca reproducir el comportamiento de los mismos a las condiciones experimentales, en donde se deben controlar los siguientes parámetros en la simulación para ese ajuste 2,52.

Volumen Molar (V_s) en la Fugacidad de Referencia (L_nfs^*): Controlan la cantidad máxima de precipitados a una presión cercana a la presión de burbuja y definen la presión de inicio de precipitación de los asfaltenos.

Coefficientes de Interacción Binaria (d_{ik}): Definen el efecto de la solubilidad de los asfaltenos, de la misma manera pueden controlar la cantidad de precipitados a la presión de burbuja. Altos d_{ik} hacen que el pseudocomponente precipitante sea incompatible con los componentes livianos puesto que estos pseudocomponentes se liberan de la solución a bajas presiones, en donde la solubilidad del pseudocomponente en la fase líquida aumenta. La incidencia de la composición a través de los d_{ik} supera el efecto de la presión y ocasiona que se detenga la precipitación.

Figura 48. Parámetros que controlan la simulación precipitación de asfaltenos



Fuente: Autores del proyecto, Basado en los estudios de Ngheim, L. X., Kohse, B. F., Ali, Farouq S. M., and Doan, Q., "Asphaltene Precipitation, Phase Behavior Modeling and Compositional Simulation," SPE 59432, Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management, Yokohama, Japan, 25 –26 April, 2000.

En el modelamiento termodinámico de la precipitación de asfaltenos el coeficiente de interacción binaria representa el parámetro de solubilidad del componente, dado por la siguiente expresión ^{2,52}:

$$d_{ik}=\delta$$

Ecuación 10

Donde

d_{ik} =Coeficientes de interacción binaria

δ = Solubilidad de la fase solida (asfalteno) en el crudo

En la estructura de simulación en Winprop una vez realizado la descripción que representa el cálculo del parámetro de la fugacidad del sólido, se especificó nuevamente la composición inicial del fluido, esto es necesario debido que en la simulación una vez especificado los parámetros para el cálculo de la fugacidad se necesita activar nuevamente la opción **Asphaltene/Wax Modelling**, en donde en esta sección se deben controlar las condiciones de presión y temperatura a la cual será evaluada la simulación de la precipitación de asfaltenos. En una nueva sección **Asphaltene/Wax Modelling** (añadida después de agregar la nueva composición), se ingresaron los parámetros de evaluación del modelo de precipitación, en donde para esta metodología se evalúa el modelo desde presión atmosférica 14.7 Psia hasta una presión de 1004.7 Psia, de la misma manera se ingresa el valor de la temperatura de yacimiento de 104°F para que el comportamiento de precipitación sea llevado inicialmente como isotérmico. A continuación la figura 49 muestra lo anteriormente discutido

Figura 49. Rangos de evaluación del modelo de precipitación de asfaltenos en la simulación

Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

Figura 50. Estructura de simulación final para la predicción de la precipitación de asfaltenos en la presente metodología

Inc	Stat	Forms	Comments
✓		Titles/EOS/Units	New model TermoAsfCol25
✓		Component Selection/Properties	
✓		Composition	
✓		Regression Parameters	
✓		Saturation Pressure	Pb a T=112°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=110°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=108°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=106°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=104°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=103°F
✓		Saturation Pressure	Pb a T=102°F
✓		Separator	
✓		End Regression	End regression
✓		Composition	Fugacidad
✓		Asphaltene/Wax Modelling	Parametros Presión 660 Psia y Temperatura 104°F, Fugacidad
✓		Composition	Composición Inicial con asfaltenos
✓		Asphaltene/Wax Modelling	Rango de evaluación del modelo de precipitación (14.7 a 1004.Psia, 104°F)

Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

La respuesta de la precipitación de asfaltenos simulada será representada inicialmente bajo los parámetros del volumen molar del sólido calculado en esta metodología junto con los coeficientes de interacción binaria para un $\theta = 1.2$ entre el asfalteno C_{30B+} y los componentes ligeros.

El valor del volumen molar calculado por Winprop para el componente solido C_{30B+} por la EOS PR 1978 obtenido en la presente metodología fue de 0.55013 L/mol (Ver figura 51)

Figura 51. Volumen molar del componente solido C_{30B+} calculado por Winprop (Output)

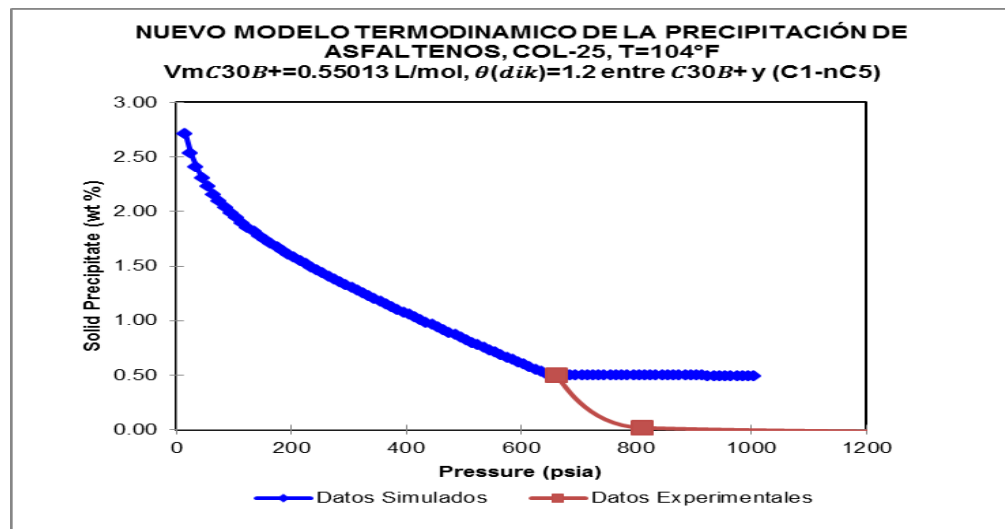
Parameters of solid model								
Component	ln (ref fug(atm))	Ref pres (psia)	Ref temp (deg F)	Molar vol (l/mol)	Heat cap (cal/mol-k)	Fusion heat (cal/mol)	Triple temp (deg F)	Triple pres (psia)
C30B+	-0.43551E+02	0.66000E+03	0.10400E+03	0.55013E+00	0.00000E+00	0.29353E+05	0.17915E+03	0.14696E-14

Convergence status :	
Total iterations in phase equilibrium calculation	2
Total iterations in phase stability test	209
Total iterations in phase split calculation	10
Residual sum of squares error	2.99121E-11

Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

En la figura 52 se representa el resultado de una primera corrida de simulación para la predicción de los asfaltenos precipitados de Colorado 25:

Figura 52. Representación gráfica de la primera predicción simulada de asfaltenos precipitados sin ajustes



Fuente: Autores del proyecto

Los resultados obtenidos en grafica 52 representan que la simulación no cumple acertadamente con el comportamiento real del test de reversibilidad de los asfaltenos

de Col-25. Estos resultados no representativos inicialmente en la simulación son algo normal puesto que no se han realizado los ajustes pertinentes que según la literatura se deben hacer, entre ellos los siguientes:

“En base a la observaciones experimentales, los investigadores Nghiem y Dennis, 1997) establecieron que el volumen molar sólido se debe establecer en un valor ligeramente mayor que el volumen molar del componente precipitante predicho por la EOS PR 1978, para ayudar a compensar los errores del volumen calculado por esta ecuación en la simulación”^{2,52}

Por otro lado el comportamiento de precipitación no se ajusta al real debido a que los coeficientes de interacción binaria de los componentes asfaltenos respecto a los componentes ligeros (C_1 al nC_5) son exactamente los mismos, lo cual para el componente precipitante este valor se debe aumentar.

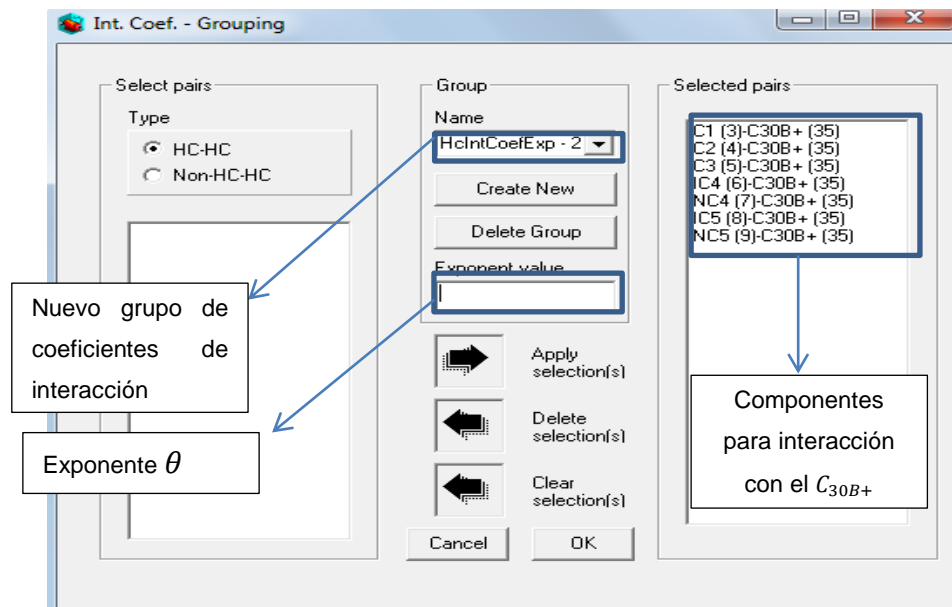
La manera por la cual en la presente metodología se realiza el ajuste de la precipitación de asfaltenos son los siguientes:

- 1) Se aumenta paulatinamente el volumen molar inicial con pasos de 0.05 L/mol
- 2) La sensibilidad se realiza al exponente θ para el cálculo de los coeficientes de interacción binaria que inicialmente es 1.2, de tal manera que aumentando θ el software determine los coeficientes de interacción que deben ser necesarios entre el componente precipitante y los componente ligeros para ajustar los resultados simulados a los reales^{2,50}.

La manera para implementar el ajuste en Winprop de los coeficientes de interacción binaria es ingresar en la sección **Component Selection/Properties** (Int Coef) donde se ilustran estos coeficientes, en donde se especifican los cambios de los coeficientes de interacción en (HC-HC Groups), en la cual aparecerá un nuevo ambiente de simulación donde se pueden escoger los componentes que interactúan con el

asfalteno precipitante C_{30B+} (en este caso con los componentes ligeros). Después de seleccionar esos componentes se crea un nuevo grupo en el cual el θ puede tener un valor aleatorio según lo desee el usuario, es entonces en esta sección en la cual dicho exponente se sensibiliza hasta que se ajuste el comportamiento de la precipitación de asfaltenos de Colorado 25. Esta sensibilidad debe ir de la mano a los cambios en el volumen molar (Ver figura 53).

Figura 53. Ambiente de simulación para el cálculo de los coeficientes de interacción binaria



Fuente: Pantallazos Winprop de CMG (Simulación Autores del proyecto).

Una vez descrito lo anteriormente, se realizaron la sensibilidades pertinentes a estos parámetros que controlan la precipitación de asfaltenos, en donde los resultados simulados se ajustaron al comportamiento real con un volumen molar de 0.73638 L/mol y un θ para los coeficientes de interacción binaria entre el C_{30B+} y los componentes ligeros de 2.0802.

En la tabla 20 se ilustran los coeficientes de interacción binaria calculados en el simulador Winprop de CMG, en el cual se parte del caso base del simulador $\theta_{dik}=1.2$ hasta un $\theta_{dik}=2.0802$ como valor de ajuste.

Tabla 20. Cambios en los coeficientes de interacción binaria para el ajuste de la precipitación de asfaltenos

Metodología (Villamizar-Castaño 2013) COEFICIENTES DE INTERACCION BINARIA DEL C30B+							
Componente	C1	C2	C3	I-C4	N-C4	I-C5	N-C5
VALOR BASE $\theta_{dik}=1.2$	0.13296	0.102231	0.080218	0.063796	0.065673	0.05493	0.055302
VALOR AJUSTE $\theta_{dik}=2.0802$	0.219108	0.17051	0.134937	0.107987	0.111086	0.093294	0.093912

Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 21 se ilustran los parámetros sensibilizados del volumen molar del sólido y del exponente para el cálculo de los coeficientes de interacción binaria en el ajuste del comportamiento de la precipitación de asfaltenos (test de reversibilidad) de Colorado-25.

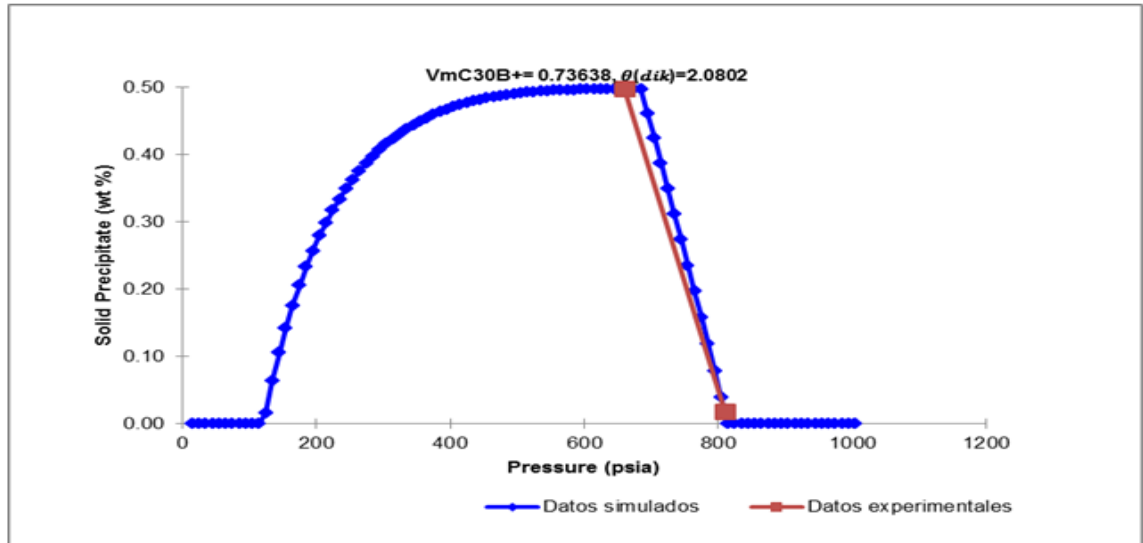
Tabla 21. Parámetros sensibilizados para ajustar la simulación de la precipitación de asfaltenos en la presente metodología.

PARAMETRO	SENSIBILIDAD	
	VALOR BASE	VALOR AJUSTE
Vm del C30B+ (L/mol)	0.55013	0.73638
$\theta(dik)$	1.2	2.0802

Fuente: Autores del proyecto

En la figura 54 se representan los resultados obtenidos de la simulación de la precipitación de asfaltenos con respecto a los valores experimentales de los mismos.

Figura 54. Ilustración de los resultados de simulación de la precipitación de asfaltenos con los datos experimentales



Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 22 se representan algunos resultados de la simulación de la precipitación de asfaltenos a temperatura de yacimiento, en donde se seleccionaron los propuestos rangos de presión (620-850 Psia) debido a que abarcan a las presiones a las cuales fueron encontrados sólidos precipitados en la prueba del test de reversibilidad de asfaltenos en Colorado 25 (660-810 Psia).

Tabla 22. Algunos resultados de la simulación de asfaltenos precipitados de Col-25 a temperatura de yacimiento de 104°F

Pressure (psia)	Solid Precipitate (wt %)
Pressure (psia)	104.00 deg F
620	0.4973800
635	0.4974160
660	0.4973920
680	0.4972170
700	0.4421410
750	0.2534140
800	0.0577406
810	0.0177435
850	0.0000000

**VALORES A AJUSTAR
MAXIMA CANTIDAD
PRECIPITADOS Pb**

Fuente: Autores del proyecto

Para el ajuste de la precipitación con los parámetros anteriormente descritos, a una presión de 660 psia se obtuvo 0.497392 wt% de sólidos precipitados y a 810 Psia un valor 0.0177435 wt%. Lo anterior indica que el ajuste ha sido representativo puesto que los valores obtenidos difieren en pequeños porcentajes a los valores precipitados a escala experimental (Tabla 23).

Tabla 23. Contraste entre los valores experimentales y los simulados de la precipitación de asfaltenos de Col-25

Presión (Psia)	Asfaltenos precipitados (Wt%)		ERROR RELATIVO
	DATOS EXPERIMENTALES	DATOS SIMULADOS	
810	0.4974	0.497392	0.0016%
660	0.0178	0.0177435	0.3174%

Fuente: Autores del proyecto

En lo referente a los resultados obtenidos en la presente simulación de la precipitación de asfaltenos se observan una gran discrepancia en los resultados obtenidos con respecto a la metodología pasada propuesta en el 2011 por Gutiérrez-Bolaño debido a lo siguiente:

- 1) Al no haber una distribución de la fracción plus representativo del fluido en la metodología de simulación en el 2011 las moles calculadas del asfálteno precipitante difieren en ambas metodologías, puesto que en la presente propuesta por este proyecto se trabajan con los valores exactos de la fracción más pesada del crudo de la composición a la fecha. Por tal motivo la fugacidad del sólido calculada en ambas metodologías permite que se difieran en los resultados de las mismas, lo que las lleva a obtener un comportamiento distinto en los cálculos de la precipitación.
- 2) En esta presente metodología el aumento en el volumen molar (0.55013 a 0.73638 L/mol) permite que la máxima cantidad de precipitados se obtengan a la presión de burbuja a temperatura de yacimiento con un porcentaje de

0.4974160 wt% de asfaltenos precipitados (Tabla 23), en cambio en la metodología pasada en el 2011 el volumen molar calculado inicialmente por el software fue de 0.6874 y aumentado a 0.81 L/mol (Tabla 24) alteró la máxima cantidad de precipitados que se deberían alcanzar en la presión de burbuja y por ende puede estar subestimando el monto de precipitados, esto debido a que les fue calculado a la presión de burbuja de 630 Psia (104°F) un monto de precipitados de 0.5933 wt% de asfaltenos precipitados, lo último descrito se observa en la Tabla 25.

Tabla 24. Volumen molar del asfalteno precipitante en las metodologías de simulación

VOLUMEN MOLAR DEL ASFALTENO PRECIPITANTE		
METODOLOGIAS	VALOR BASE EOS PR-1978 (L/mol)	VALOR AJUSTE (L/mol)
Gutiérrez-Bolaño (2011)	0.6874	0.81
Villamizar- Castaño(2013)	0.55013	0.73638

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 25. Resultados de la simulación de la precipitación de asfaltenos en la metodología propuesta en 2011.

Presión (Psia)	Precipitados (wt%)
814.7	0,017235
810	0,017800
789.7	0,098467
764.7	0,178259
739.7	0,256593
714.7	0,333579
689.7	0,409225
664.7	0,483566
660	0,4974002
640	0,561346
639.7	0,556635
630	0,5933202
614.7	0,532997
589.7	0,393729
564.7	0,249159
539.7	0,098594

Fuente: Gutierrez Julian, Bolaño Alexander, "ESTUDIO DEL MODELO TERMODINÁMICO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO", Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2011.

3) Los cambios en los coeficientes de interacción binaria en esta presente metodología son muy suaves, lo cual permitió generar un ajuste en los resultados a los experimentales sin que se diera un aumento considerable en los mismos. Sin embargo en la simulación realizada en 2011 estos valores fueron de 0.4 para los componentes ligeros con el asfalteno precipitante (Tabla 26), lo anterior acarrea que en la simulación de la precipitación de asfaltenos en la propuesta del 2011 al tener valores muy altos para todos los componentes del C_1 al nC_5 promueve mucha incompatibilidad entre el sólido y el crudo, aumentando la solubilidad de los asfaltenos en la solución. En cambio como en la presente metodología de simulación los coeficientes de interacción binaria tiene su máximo valor en el etano (0.219108) y decrecen suavemente hasta el n-pentano con un valor de (0.093912) (Tabla 20), esta cumpliría con los argumentos teóricos para poder llevar a cabo una eficiente simulación de la precipitación de asfaltenos, debido a que el componente precipitante tendría un valor mayor de interacción con el componente más liviano y decrece paulatinamente a medida que la cadena de carbonos aumenta^{2,52}.

Tabla 26. Coeficientes de interacción binaria asfalteno precipitante en la propuesta de simulación de 2011

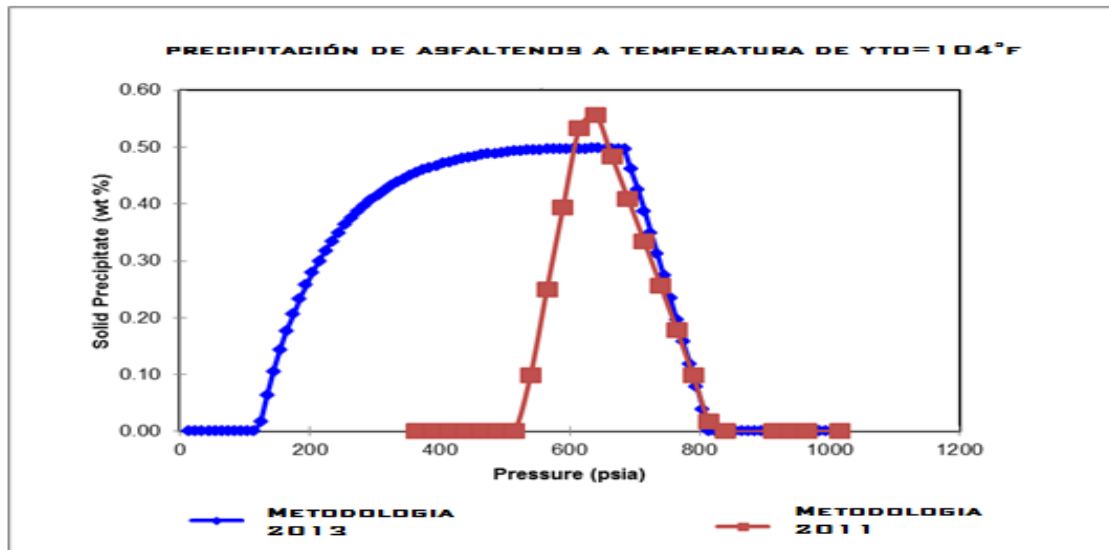
COEFICIENTES DE INTERACCIÓN BINARIA ASFALTENO PRECIPITANTE		
METODOLOGIA GUTIERREZ-BOLAÑO (2011) ASF.PRECP (C31B+)		
COMPONENTE	dik Inicial	dik ajuste
C1	0.4	0.4
C2	0.4	0.4
C3	0.4	0.4
I-C4	0.4	0.4
N-C4	0.4	0.4
I-C5	0.4	0.4
N-C5	0.4	0.4

Fuente: Autores del proyecto, Basado en el estudio de Fuente: Gutierrez Julian, Bolaño Alexander, "ESTUDIO DEL MODELO TERMODINÁMICO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO", Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2011.

- 4) La propuesta metodológica por el presente proyecto de investigación se considera que es más representativa debido a que se cumple con el modelamiento termodinámico con datos de calidad (experimentales) y debido a que se siguieron con mucha profundización las pautas y los pasos que realmente debe tener el modelamiento termodinámico de la precipitación de asfaltenos. Lo anterior puede permitir que la predicción de la precipitación realizada por el presente proyecto pueda brindar resultados más confiables y posiblemente más cercanos al comportamiento real.

En la figura 55 ilustra la comparación de los resultados de simulación obtenidos en las metodologías aplicadas para la precipitación de asfaltenos de Colorado 25.

Figura 55. Comparación de los resultados de simulación en la metodología propuesta en (2011) y la generada (2013) en base a la precipitación de asfaltenos



Fuente: Autores del proyecto

Los contrastes de las presiones que gobiernan el control de la precipitación en ambas metodologías se ilustran en la tabla 27:

Tabla 27. Comparación entre las presiones que gobiernan la precipitación de asfaltenos en las metodologías aplicadas de simulación

	METODOLOGIA PASADA	NUVEA METODOLOGIA
AOP (PSIA)	814.7	810
Presión @ Max Cant Asf precipitados (PSIA)	639.7	635
Ultima presión donde hay asfaltenos precipitados (PSIA)	539.7	124.7

Fuente: Autores del proyecto

De la Tabla 27 se concluye que existe una amplia discrepancia entre los valores obtenidos para las presiones donde aún habría asfaltenos precipitados. Pero se debe tener en cuenta que como actualmente no hay un dato de precipitación de asfaltenos a una presión por debajo de la presión de burbuja a escala experimental para Colorado25, por lo cual se esperaría que los valores obtenidos en esta simulación por ajuste en la zona solubilidad en la presente metodología puedan ser aproximados a los reales. Para ello es importante que exista mayor información y colaboración respecto a la prueba de reversibilidad de asfaltenos de Colorado-25 para poder llevar a cabo un excelente modelamiento.

3.1.3 ENVOLVENTE DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN LA SIMULACIÓN

Teniendo en cuenta que el modelo de simulación en la presente metodología permite realizar la precipitación de asfaltenos del crudo de la arena B cumpliendo con los pasos óptimos del modelamiento termodinámico de la precipitación de asfaltenos, se busca como nuevo objetivo poder predecir el comportamiento de los asfaltenos bajo diferentes escenarios de presión y temperatura, de esa manera realizar una nueva envolvente de precipitación para los futuros proyectos en campo escuela Colorado.

Para ello el cálculo de la fugacidad patrón a las condiciones de 104°F (Presión 660 Psia y 0.4974% wt) permite ser el punto de partida para que el software con la

(Ecuación 6) pueda interpolar los valores de precipitación a diferentes temperaturas y presiones. Para esto en la sección del modelamiento de asfaltenos donde se especificaban los rangos de evaluación de la simulación, entraran en juego los cambios en la presión y los cambios en la temperatura, en donde para las simulaciones se trabaja nuevamente que la presión varíe desde 14.7 Psia a 1004.Psia y que la temperatura varíe de 102°F a 108°F.

En estas simulaciones las presiones de burbuja juegan un rol importante para definir la máxima cantidad de precipitado, en el cual por ser un crudo parafinico, a mayor temperatura la presión de burbuja aumenta, esto debido a que los componentes livianos por el aumento de esta variable y junto a los descensos de presión logran disociarse más rápido del seno del crudo, promoviendo su volatilización. Por este suceso a mayores temperaturas los asfaltenos de Colorado 25 son menos compatibles con el crudo y por ende precipitarían mucho más rápido y se solubilizarían mucho más lento.

Las interpolaciones realizadas a la fugacidad patrón del solido se deben ajustar a que el máximo valor de precipitados esté justamente en la presión de burbuja que le corresponde a la temperatura que sea evaluada, es decir que para ello se tienen que hacer sensibilidades a los parámetros que controlan la precipitación de asfaltenos en las simulaciones (Volumen molar y coeficientes de interacción binaria). (Ver tabla 28)

Tabla 28. Parámetros sensibilizados para la nueva envolvente de precipitación de asfaltenos

Temperatura(°F)	Pb(Psia)	PARAMETROS SENSIBILIZADOS	
		Vm C30B+	θdik C30b+ y C1-nC5
102	635.041	0.7365	2
102.56	636.35168	0.7365	2.096
102.57	636.375085	0.7365	2.096
102.58	636.39849	0.7365	2.096
102.59	636.421895	0.7365	2.096
102.6	636.4453	0.7365	2.096
102.61	636.468705	0.7365	2.096
102.62	636.49211	0.7365	2.0959
102.63	636.515515	0.7365	2.0959
103	637.3815	0.73648	2.091
104	639.722	0.73638	2.0802
105	642.0625	0.736	2.0801
106	644.403	0.7359	2.0635
108	649.084	0.7356	2.05012

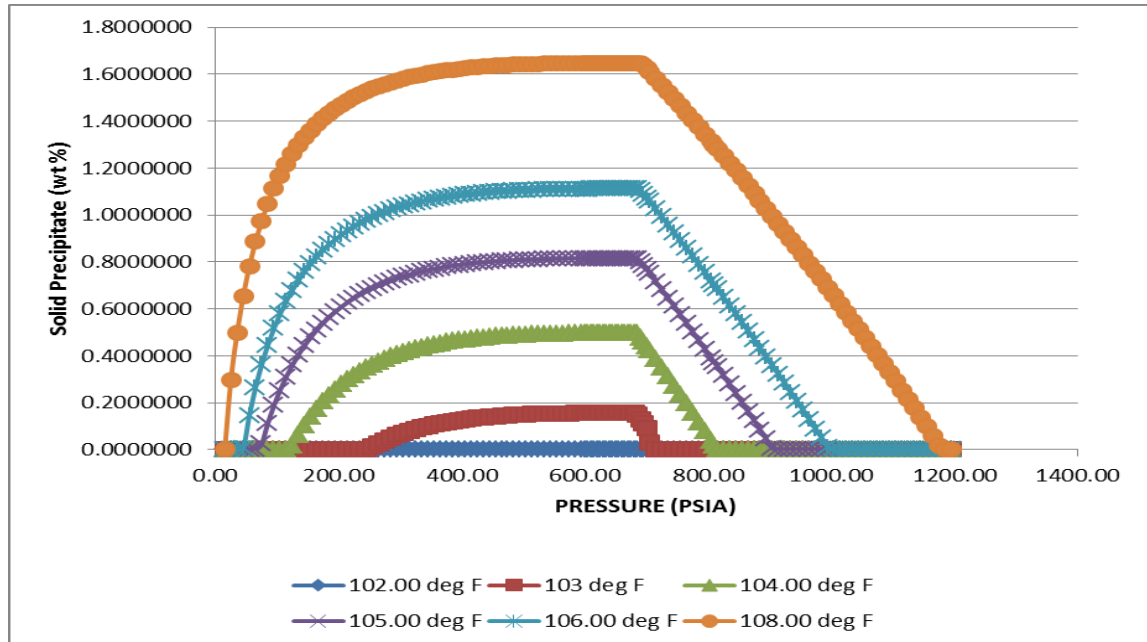
Fuente: Autores del proyecto

La tabla 28 muestra los resultados de la magnitud de sensibilidades realizadas para el ajuste de la precipitación de asfaltenos a varias temperaturas (102-108°F), de lo cual se concluye lo siguiente:

- 1) El volumen molar controla la cantidad máxima de precipitados a la presión de burbuja, como esta última variable incrementa al aumentar la temperatura, la cantidad máxima de precipitados por cada cambio se alcanza cada vez más rápido, por ende al momento de realizar los ajustes correspondientes al volumen molar el valor cada vez decrece^{2,52}.
- 2) La solubilidad del asfálteno disminuye al aumentar la temperatura, puesto que a medida que se liberen los livianos la incompatibilidad del sólido en el crudo aumenta, este fenómeno ocasiona que la solubilidad del asfálteno en el aceite disminuya. Por ende los coeficientes de interacción binaria a medida que la temperatura aumenta estos disminuyen, debido a que este parámetro controla la solubilidad de los asfaltenos en el crudo^{2,52}.

A continuación se presentan los gráficos referentes a estos resultados de simulación:

Figura 56. Asfaltenos precipitados a temperaturas de 102°F-108°F para Col-25



Fuente: Autores del proyecto

En esta metodología la temperatura mínima a la cual aún aparecen asfaltenos precipitados en el fluido en estudio es de 102.56°F, sin embargo se aproxima este valor a 103°F para obtener un dato más preciso a una situación real. Este valor se debe corroborar a escala de laboratorio para validar su eficiencia.

Según los resultados obtenidos de las simulaciones de precipitación (Anexo 2), los límites (presiones) a las cuales aparece el primer precipitado de asfalto y en el cual aún hay asfaltenos precipitados se ilustran en la siguiente tabla 29.

Tabla 29. Límites de reversibilidad y precipitación de asfaltenos en la nueva metodología.

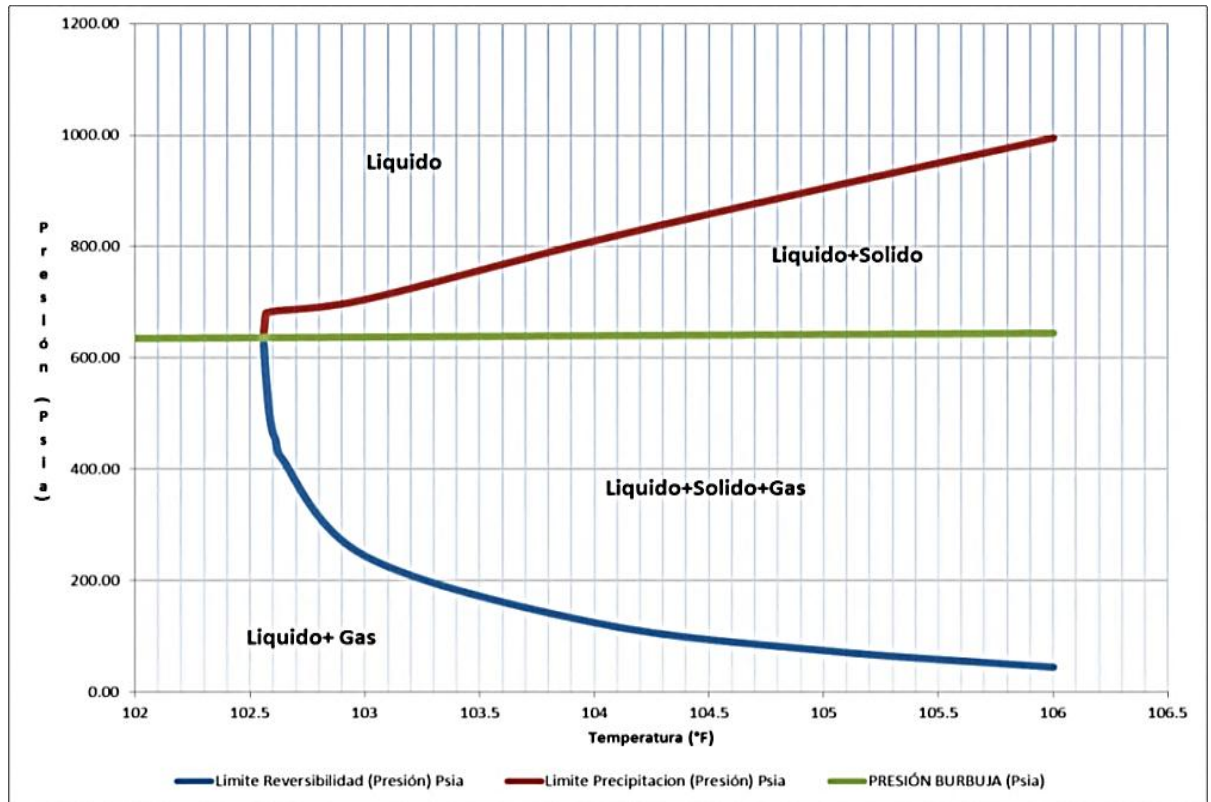
Limite Reversibilidad (Presión) Psia	TEMPERATURA (°F)	PRESIÓN BURBUJA (Psia)	Limite Precipitación (Presión) Psia
0	102	635.04	0
625.00	102.56	636.35	645.00
564.70	102.57	636.38	680.00
514.70	102.58	636.40	681.00
484.70	102.59	636.42	683.00
464.70	102.6	636.45	683.00
454.70	102.61	636.47	684.00
434.70	102.62	636.49	685.00
424.70	102.63	636.52	685.00
244.70	103	637.38	704.70
124.70	104	639.72	810
74.70	105	642.06	904.70
44.70	106	644.40	994.70
24.70	108	649.08	1174.70

Fuente: Autores del proyecto

Para la envolvente de asfaltenos son necesarias las presiones anteriormente descritas en la tabla 29, las de límite de reversibilidad (última presión donde hay asfaltenos precipitados) y las de límites de precipitación la cual hace referencia a la AOP.

A continuación se ilustra la figura 57 la envolvente de precipitación de asfaltenos obtenida en lo referente a la metodología de este proyecto de investigación.

Figura 57. Envoltente de precipitación de asfaltenos para el crudo de la arena de campo escuela Colorado.

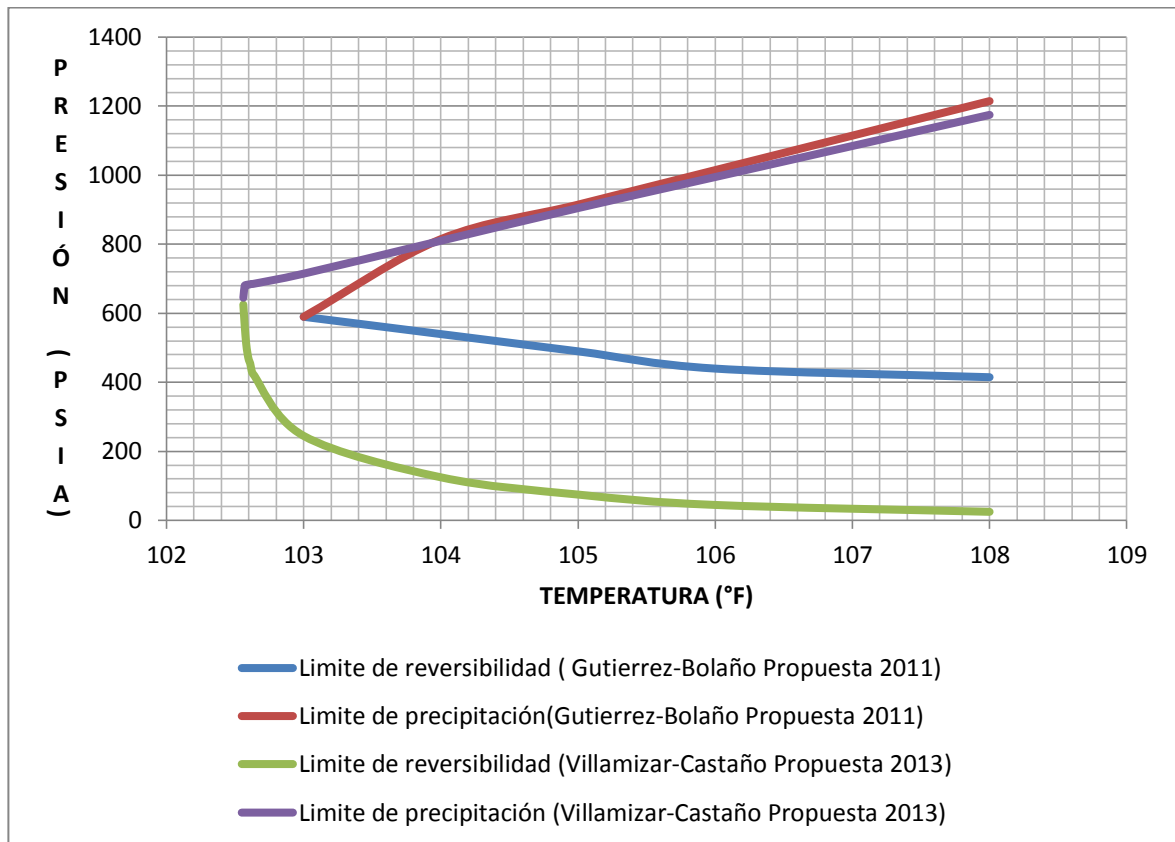


Fuente: Autores del proyecto

Con esta envolvente de precipitación de asfaltenos se pueden predecir las zonas a las cual existe la probabilidad de encontrar fases en el fluido como líquido, gas y sólidos (asfaltenos).

A continuación en la figura 58 se muestra una comparación entre las envolventes obtenidas en la simulación de la propuesta del 2011 y en la presente metodología

Figura 58. Comparación entre las envolventes obtenidas en la simulación de la precipitación de asfaltenos en Col-25.



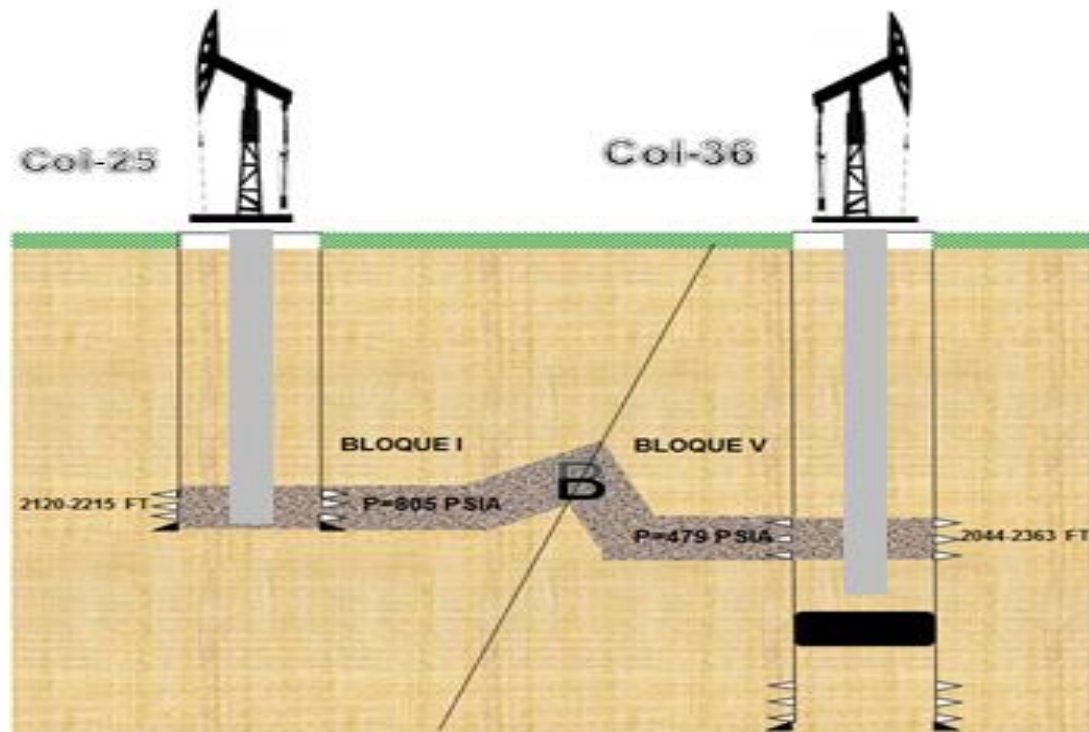
Fuente: Autores del proyecto

El contraste entre las gráficas anteriores se debe a la manera a la cual fue realizada la metodología de precipitación de asfaltenos, las cuales fueron explicadas previamente en este proyecto.

3.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES DE TEMPERATURA Y PRESIÓN EN LOS POZOS COL-25 Y COL-36

Una vez generada la envolvente de precipitación de asfaltenos, se busca caracterizar las variables operacionales de presión y temperatura de los pozos Col-25 y Col-36. Estos pozos fueron seleccionados debido a que ambos representan 2 patrones importantes de la distribución de la presión de yacimiento de la arena productora B de campo escuela Colorado, esto debido a que el dato más actual de la presión de yacimiento de Col-25 es 805 Psia (15-Dic-2007) y la del pozo Col-36 479 Psia a (07-Oct-1996). Dado esto y conociendo que la presión de burbuja para el fluido de la arena productora B es de 630 Psia a 104°F, el pozo Colorado 25 a dichas condiciones iniciales de yacimiento se encontraría por encima de la presión burbuja caracterizándose por ser un fluido subsaturado y el pozo Colorado 36 por debajo de esta presión caracterizado por ser un fluido saturado, lo cual permitiría abarcar las condiciones en las cuales se ha encontrado la arena B productora en el tiempo. Con estos pozos se realizaran simulaciones de la presión y temperatura con las condiciones similares a las iniciales y también con las que actualmente muchos pozos de esta arena se encuentran que es por debajo de la presión de burbuja.

Figura 59. Pozos representativos de las condiciones de presión para la arena productora B (Col-25) y (Col-36) a la fecha.



Fuente: Autores del proyecto

La metodología por la cual se caracterizarán las variables operacionales de presión y temperatura a lo largo de la tubería de producción para estos pozos se describirán en la siguiente sección.

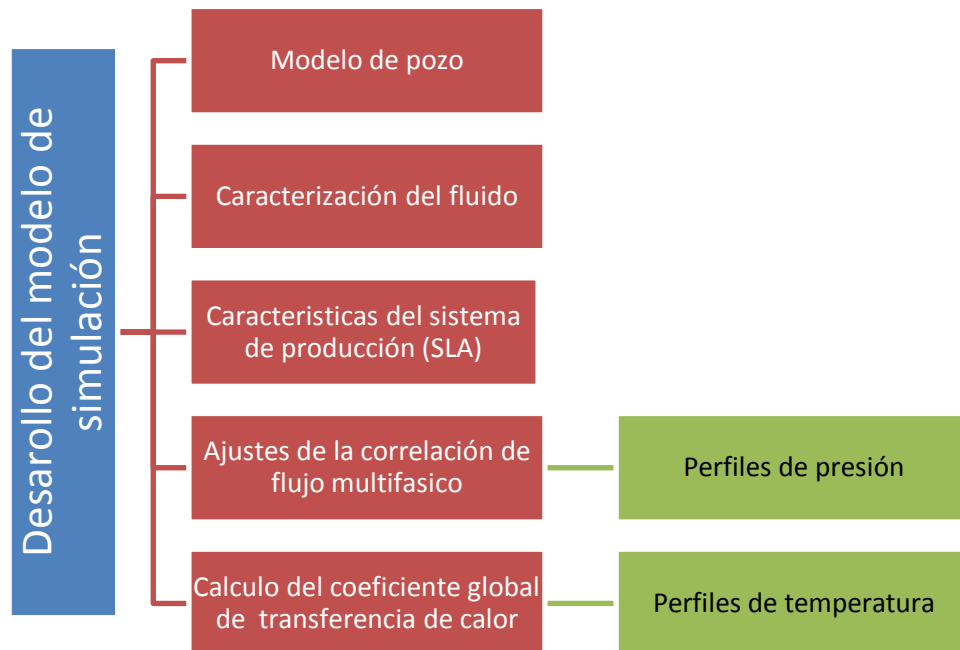
3.2.1 INTEGRACIÓN DEL SOFTWARE DE PRODUCCIÓN PIPESIM DE SCHLUMBERGER

El software PIPESIM de Schlumberger instalado en la Universidad Industrial de Santander a la fecha con una licencia académica, cuenta con la capacidad de evaluar los sistemas de producción de un campo o pozo en específico de acuerdo a sus condiciones de operación. Este software permitirá discretizar el comportamiento de la

presión y la temperatura de los pozos en estudio, de la mano con modelos matemáticos de gran envergadura y amplia confiabilidad que permitirán integrar una simulación de la producción de una manera eficiente.

Para el desarrollo de la simulación se seguirán los siguientes pasos de la Figura 60:

Figura 60. Esquema de desarrollo de la simulación en PIPESIM

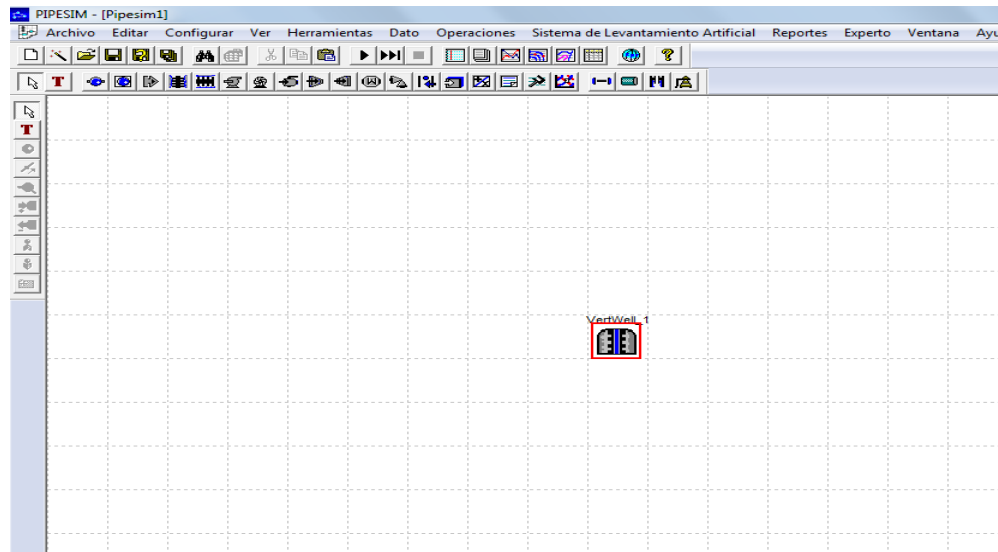


Fuente: Autores del proyecto

1) MODELO DE POZO

En PIPESIM se selecciona la opción que representa esquemáticamente el pozo, en este caso como los pozos son verticales se selecciona la opción que representa el completamiento de un pozo vertical. Las simulaciones de los pozos se deben realizar de manera independiente, por ello este paso y los demás de la metodología se deben hacer por aparte, tanto para Col-25 como para Col-36.(Ver figura 61)

Figura 61. Opción esquemática que representa el completamiento de un pozo vertical



Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto)

El cuadro rojo en la figura 61 representa que se necesita alimentar con información las características pertinentes al modelo de pozo, en el cual se debe ingresar los datos respectivos para el cálculo de la curva IPR y calibrar el PVT del fluido de la arena B productora a las diferentes condiciones de presión a temperatura de yacimiento. Una vez seleccionado el completamiento vertical se ingresan los datos correspondientes de presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo a un caudal específico y la temperatura de yacimiento para el cálculo del IPR de los pozos.

A continuación se muestran en la tabla 30 se ilustran los datos que fueron ingresados para el modelo de pozo para los pozos Col-25 y Col-36 según la data disponible de campo Colorado.

Tabla 30. Datos para el modelo de pozo en la simulación PIPESIM

POZO	Presión Promedio Pozo	Presión Fondo Fluyendo	Caudal Producción
COL-25	805 Psia	768 Psia	6
COL-36	479 Psia	442Psia	19

Fuente: Departamento de producción Campo Escuela Colorado.

Como se muestra en las figuras 62 y 63 se ingresan los datos de la tabla 30 para la simulación en donde se selecciona el método de la ecuación de Vogel para el cálculo del IPR para los 2 pozos en estudio.

Figura 62. Datos para el cálculo del IPR del modelo para el pozo Colorado 36

Figura 63. Datos para el cálculo del IPR del modelo para el pozo Colorado 25

Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto)

2) CARACTERIZACION DEL FLUIDO

Para la caracterización del fluido es necesario describir el fluido que se va a simular, en este caso como los fluidos de la arena productora B son Black Oil, se selecciona la opción que representa el modelado de un fluido de aceite pesado (Black Oil). Esta caracterización se realiza accediendo al menú del ambiente de simulación de PIPESIM, en el cual en configurar (Black Oil) se ingresa la data correspondiente a las características del fluido para la simulación.

El siguiente paso en la caracterización del fluido son ingresar las propiedades del petróleo negro como el °API, Cw% y GOR respectivamente para cada pozo, la figura 64 y 65 muestra esto en detalle los datos para los pozos en estudio.

Figura 64. Propiedades del petróleo negro de Col-36

The screenshot shows the 'DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro' window. The 'Propiedades de Petróleo Negro' tab is active. The 'Nombre del Fluido' field contains 'Col36'. Under 'Propiedades a Condiciones Estándar', the following values are entered: WCut is 3.045 %, GOR is 500 scf/STB, S.G. Gas is 0.64, G.E. Agua is 1.02, and API is 36.7. The 'Datos de Calibración en el Pb' section is empty, with a note indicating that advanced calibration options are shown in the 'Calibración Avanzada' window.

Figura 65. Propiedades del petróleo negro de Col-25

The screenshot shows the 'DEFAULT - Propiedades del Modelo Petróleo Negro' window. The 'Propiedades de Petróleo Negro' tab is active. The 'Nombre del Fluido' field contains 'Col25'. Under 'Propiedades a Condiciones Estándar', the following values are entered: WCut is 2.56 %, GOR is 240 scf/STB, S.G. Gas is 0.64, G.E. Agua is 1.02, and API is 36.7. The 'Datos de Calibración en el Pb' section is empty, with a note indicating that advanced calibration options are shown in the 'Calibración Avanzada' window.

Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto). Datos Departamento Campo Escuela Colorado

Posteriormente se debe realizar una calibración y ajuste al PVT en la simulación, para ello los datos correspondientes para la calibración avanzada del fluido son obtenidos de las gráficas resultantes del PVT de campo escuela Colorado realizado para el fluido de la arena productora B. Estas graficas son las siguientes:

Figura 66. Factor Volumétrico Aceite PVT COL-25

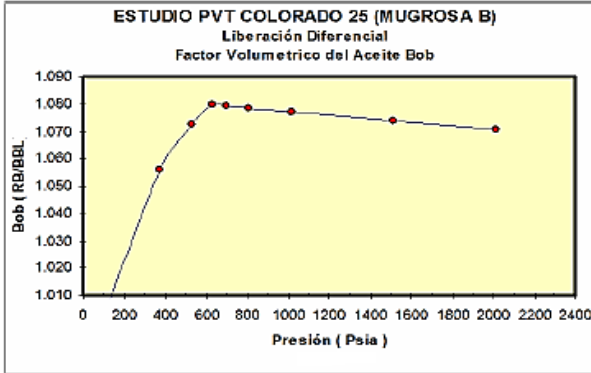


Figura 67. Densidad Aceite PVT COL-25

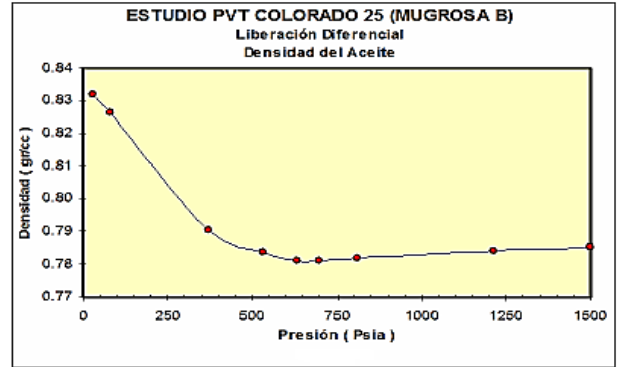


Figura 69. Solubilidad del Gas PVT COL-25

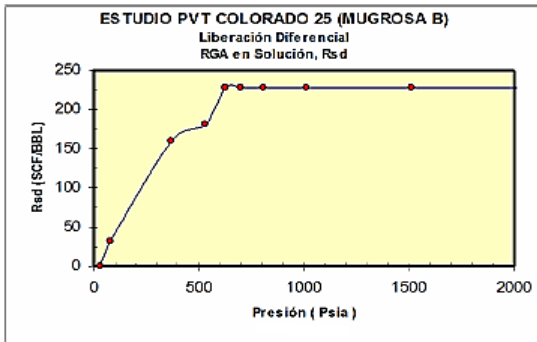


Figura 68. Factor Z del gas PVT COL-25

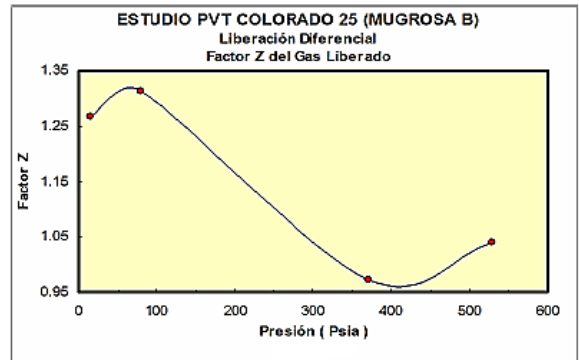


Figura 71. Viscosidad del Gas PVT COL-25

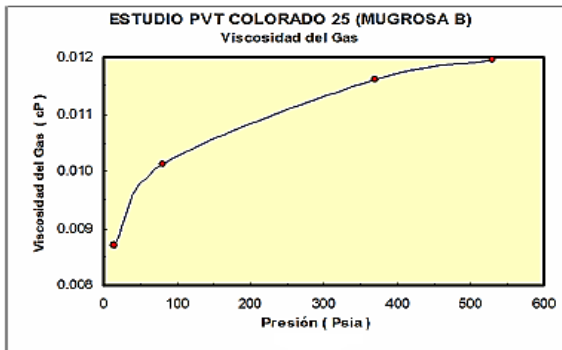
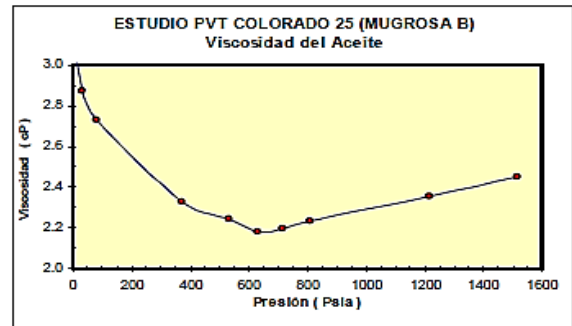


Figura 70. Viscosidad del Aceite PVT COL-25



Fuente: Aramendiz. J. Velásquez. O. Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado (2008).(LAB de Análisis PVT-ICP)

Gracias a las gráficas PVT de campos maduros se leyeron los valores que el simulador pide para calibrar a temperatura de yacimiento como lo son: el factor volumétrico del aceite, Solubilidad del gas, Viscosidad del gas, Viscosidad del crudo Vivo y el factor Z del gas. Estas calibraciones son modeladas por correlaciones matemáticas ofrecidas por PIPESIM, en el cual para los parámetros anteriormente especificados las correlaciones que fueron sensibilizadas y que se ajustaban al comportamiento PVT real son los ilustrados en la tabla 31:

Tabla 31. Calibración PVT para el fluido de la arena productora B y sus correlaciones de simulación para ajuste en PIPESIM.

PARAMETRO	CORRELACIONES DE SIMULACIÓN
Factor volumétrico del aceite por encima de la presión de Burbuja	Vasquez Beggs
Solubilidad del gas en la presión de burbuja	Standing
Factor volumétrico del aceite a la presión de burbuja	Standing
Viscosidad del crudo vivo a la presión de burbuja	Petrosky-Farshad
Viscosidad del gas por debajo de la presión de burbuja	Lee et al
Factor Z del gas por debajo de la presión de burbuja	Standing

Fuente: Autores del proyecto

A continuación en la figura 72 se ilustran la data cargada en PIPESIM junto a las correlaciones ofrecidas por el simulador para el ajuste del PVT del fluido de la arena productora B.

Figura 72. Datos para la calibración de los parámetros exigidos para el modelo PVT de simulación PIPESIM

Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

En proyectos de campo escuela fue concluido que debido a los gradientes del fluido en varios pozos de la arena B corrobora que existiría el mismo fluido en todos los bloques del campo, por ello el fluido producido de los pozos Col-25 y Col-36 y el PVT de calibración en la simulación es igual para ambos pozos. Comentado lo anterior los resultados obtenidos para la calibración del PVT en la simulación para los pozos en estudio a condiciones de laboratorio se muestran a continuación, en donde el simulador extrapola la variable a calibrar a varios escenarios con distintas temperaturas incluyendo la de yacimiento.

Figura 73. Densidad del aceite de la arena productora B en la simulación

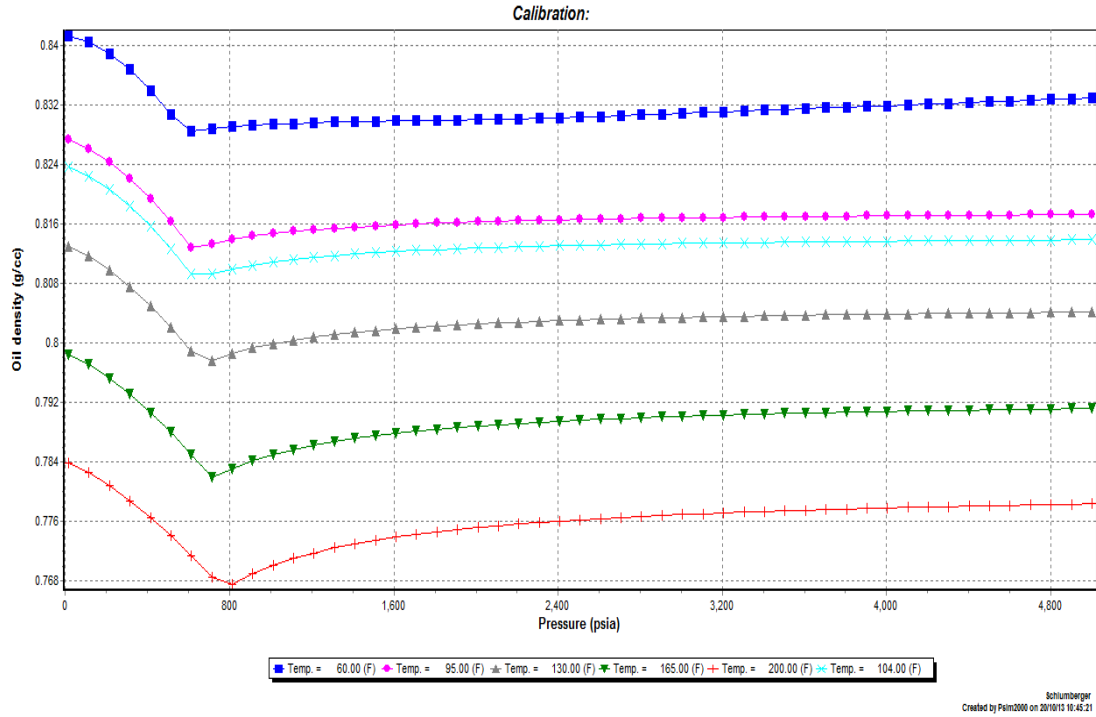


Figura 74. Solubilidad del gas del fluido de la arena productora B en la simulación

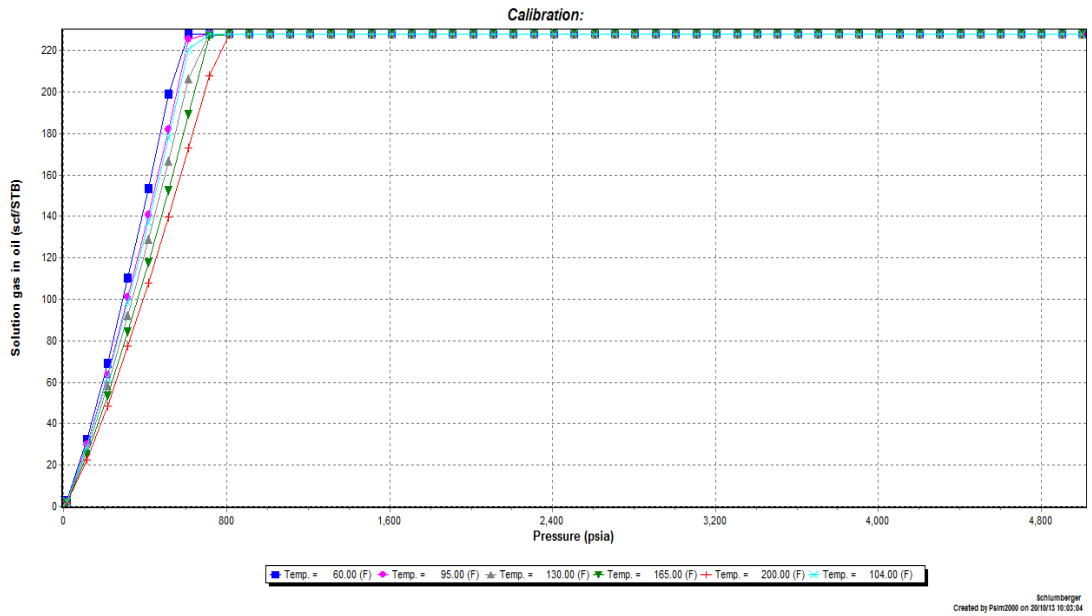


Figura 75. Factor volumétrico del aceite para el fluido de la arena productora B en la simulación

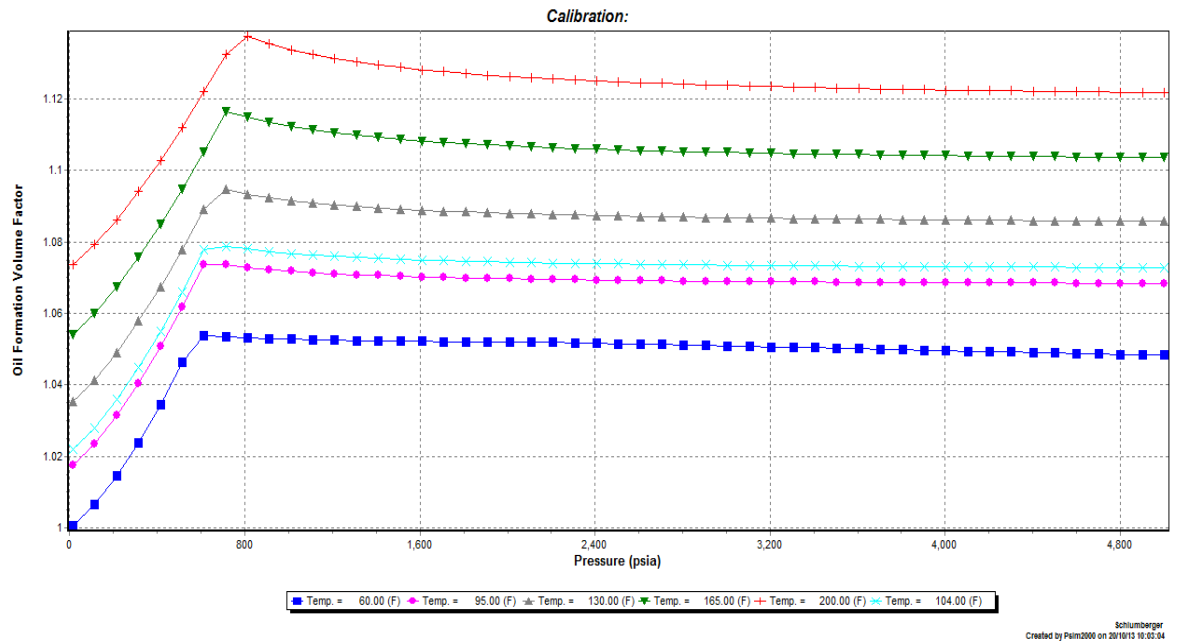


Figura 76. Viscosidad del gas del fluido de la arena productora B en la simulación

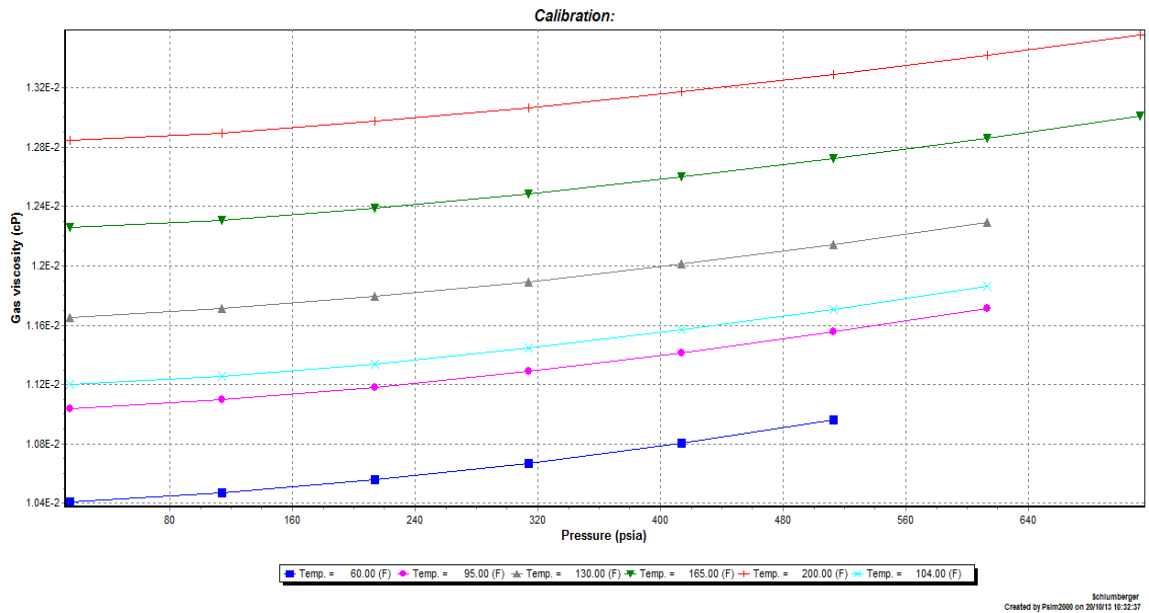
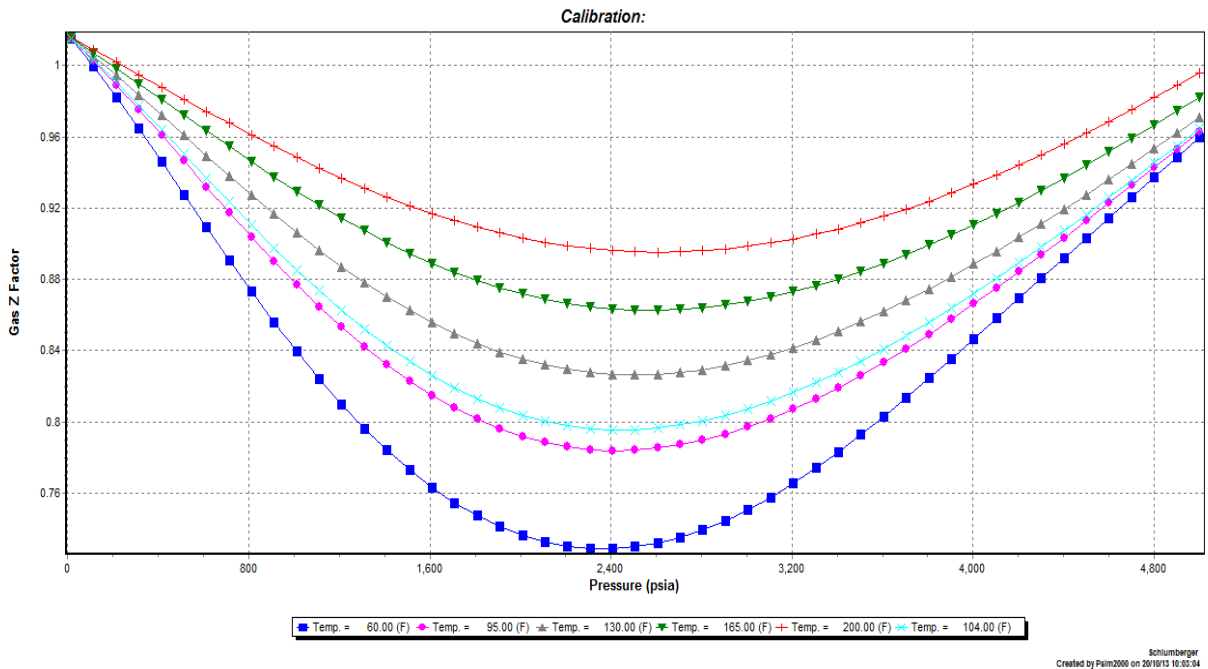


Figura 77. Factor Z del gas para el fluido de la arena productora B en la simulación



Fuentes: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Para el ajuste de la viscosidad del aceite muerto, aceite vivo y el aceite por debajo de la presión de burbuja se utilizó la correlación de Petrosky-Farshad para un crudo de gravedad API de 37, la figura 78 muestra esto en detalle

Figura 78. Calibración de la Viscosidad del fluido de la arena productora B en la simulación

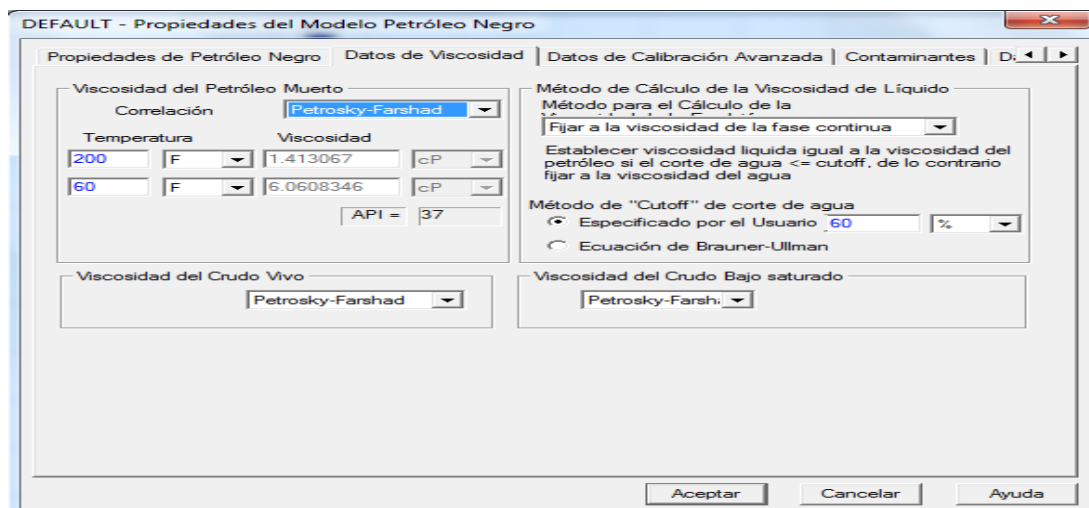
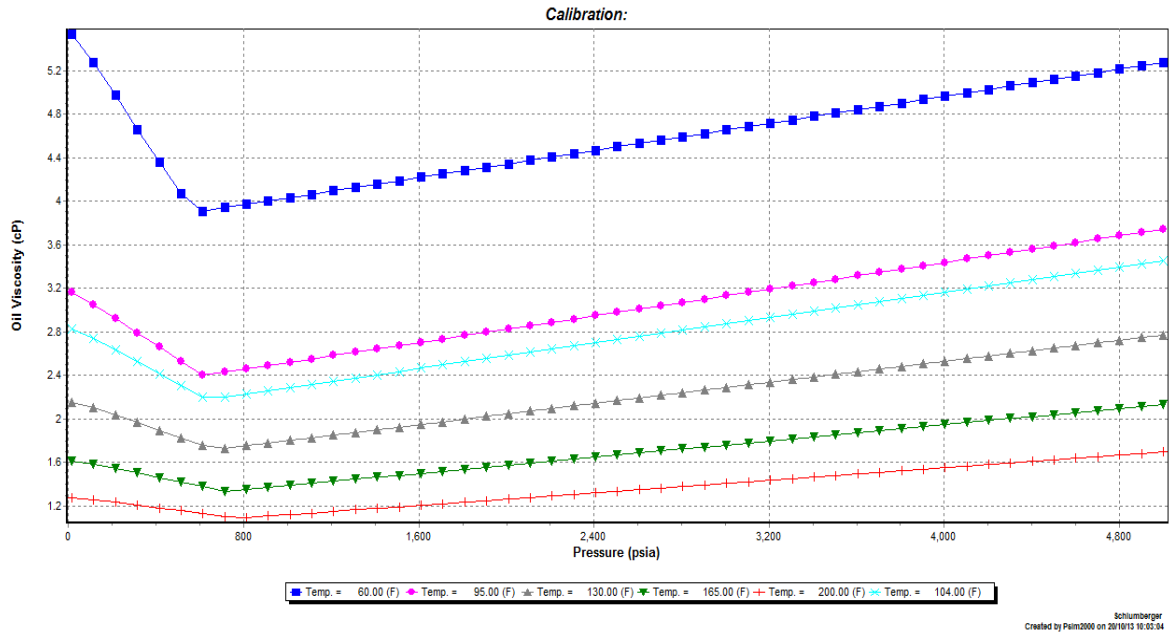


Figura 79. Viscosidad del aceite para el fluido de la arena B productora en la simulación



Fuentes: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Por medio de las correlaciones utilizadas para simular el PVT del fluido de la arena productora B se lograron resultados muy similares a los obtenidos del PVT de campo escuela Colorado, indicando que dicho PVT de simulación es representativo las posteriores simulaciones.

3) CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN (SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL)

En esta sección de la simulación se carga la data necesaria de los estados mecánicos de los pozos Col-25 y Col-36, en el cual se tienen en cuenta las características de la tubería de producción, casing y lo más importante el sistema de bombeo. En estos casos los sistemas de levantamiento artificial son de bombeo mecánico.

Dentro de los datos más relevantes para cargar la data en el simulador respecto a las características de la tubería de producción y la unidad de bombeo mecánico para estos pozos se describen en tabla 32.

Tabla 32. Data requerida para la configuración de la tubería de producción y la unidad de bombeo mecánico para los pozos Col-25 y Col-36

DATA	COLORADO 25	COLORADO 36
PROFUNDIDAD DEL TUBING	2002 FT	2213 FT
DIAMETRO INTERNO DE LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN	2.441 in	2.441 in
ESPESOR DE LA TUBERIA DE PRODUCCIÓN	0.434 in	0.434 in
RUGOSIDAD	0.001 in	0.001
DIAMETRO INTERNO DEL CASING	6.049 in	6.049 in
EQUIPO DE FONDO (BOMBA)	Rod Pump(Bombeo mecánico)	Rod Pump(Bombeo mecánico)
PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	2002 Ft	2213 Ft
CAUDAL NOMINAL	13 (BBL/DIA)	60 (BBL/DIA)
DIAMETRO DEL PISTÓN	0.75 in	0.75 in
POTENCIA MAXIMA	10 HP	10 HP
EFICIENCIA DEL SEPARADOR DE GAS	0	0

Fuente: Autores del proyecto. Departamento de producción Campo escuela Colorado.

En la data de las características de la tubería de producción se ingresan el TVD (Distancia vertical total) y el MD (Distancia verdadera de la tubería), en el cual como son pozos exactamente verticales el $TVD=MD$ (Distancia vertical desde cabeza de pozo hasta la base de la zona productora (ingresados del estado mecánico de los pozos), también teniendo en cuenta el grado de desviación de los pozos que en esto casos es igual a cero (0).

Por otro lado en la configuración de la tubería de producción se ingresan las características pertinentes de esta tubería junto a la del casing para los pozos en estudio. De la misma manera en el equipo de fondo para cada pozo se selecciona la opción de unidad de bombeo Rod Pump para los pozos Col-25 y Col-36 y se ingresan los datos descritos en la tabla 32, en la cual se hace referencia a la bomba de bombeo mecánico.

Para los pozos en estudio se seleccionó la opción esquemática del cabezal de pozo (



nodo frontera). En las figuras 80 y 81 se ilustra el sistema esquemático de producción para los pozos Col-25 y Col-36 en PIPESIM, desde las condiciones de pozo hasta el cabezal, en donde cabe aclarar que se necesita ajustar las simulaciones de acuerdo a las condiciones de producción de los pozos, de esa manera que se puedan realizar los escenarios de presión y temperatura dentro de la tubería según las condiciones de operación para ambos.

Figura 80. Sistema de producción desde fondo hasta cabezal para el pozo Col-36

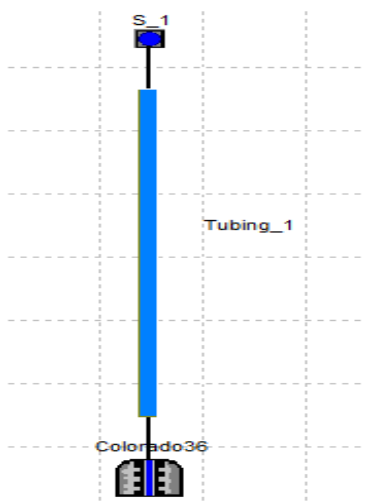
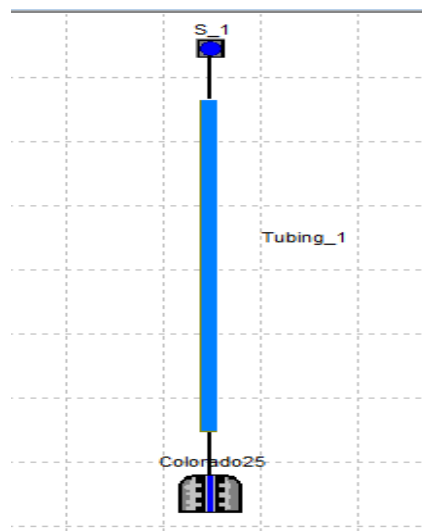


Figura 81. Sistema de producción desde fondo hasta cabezal para el pozo Col-25



Fuentes: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

4) AJUSTE DE LA CORRELACION DE FLUJO MULTIFASICO

Una vez realizado el montaje de simulación para los pozos Col-25 y Col-36, es necesario ajustar según las condiciones de presión y producción de estos la correlación de flujo multifasico que simulara el comportamiento de la presión desde fondo de pozo hasta el cabezal. Para ello se necesita conocer la presión de entrada a la bomba, presión en cabeza y caudal de producción en cabeza para los pozos Col-25 y Col-36. A continuación se muestra en la tabla 33 los parámetros anteriormente mencionados obtenidos de campo escuela Colorado:

Tabla 33. Data disponible en campo escuela Colorado para ajuste de correlación de flujo multifasico

PARAMETRO	COL-25	COL-36
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	768 Psia	442 Psia
CAUDAL DE PRODUCCIÓN EN CABEZA	5 bbl/día	20 bbl/día
PRESIÓN EN CABEZA DE POZO	25 Psia	45 Psia

Fuente: Autores. Campo escuela Colorado. Departamento de producción

Cabe aclarar que actualmente no hay datos confiables de la presión de entrada a la bomba para los pozos en estudio en los registros ECHOMETER, por lo cual se calculó estos valores de presión a través de la teoría, esta dice que la presión de entrada de la bomba disponible (PIP) considerando la gravedad específica del fluido indica que la presión de fondo fluyente (Pwf) debe levantar desde el punto medio de las perforaciones (PMP) hasta la profundidad de la bomba (PB).

La ecuación utilizada para el cálculo de la presión de entrada de la bomba (PIP) es la siguiente:

$$PIP = P_{wf} - \frac{\gamma_f}{2.31} (PMP - PB)$$

Ecuación 11

Donde

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

γ_f = Gravedad especifica del fluido

PMP = Profundidad media de las perforaciones

PB = Profundidad de la bomba

Fuente: Arcentales Danilo, Caizapanta Marco, Bolivar Miranda, "APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL PARA LA EVALUACION DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE DEL CAMPO ESPOL III, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil-Ecuador

Para ello se calcularon los valores de las variables involucradas directamente para este cálculo, en donde se debe tener en cuenta que la gravedad específica del fluido para la ecuación de la PIP debe estar a condiciones de yacimiento (104°F), finalmente se utiliza la ecuación 11.

Tabla 34. Datos para el cálculo de la presión de entrada a la bomba para los pozos de la arena B productora

PARAMETRO	VALOR	
API	36.7	60F
DENSIDAD agua	62.4	lb/ft3
Gravedad con estándar	0.841260404	adim
Densidad aceite con estándar	52.49464923	lb/ft3
Temperatura Yto	104	°F
Densidad petróleo Tyto	51.51088693	lb/ft3
Gravedad específica	0.825494983	adim

Fuente: Autores del Proyecto

A continuación en la tabla 35 y 36 se muestran los resultados obtenidos de las presiones de entrada a la bomba para los pozos en estudio.

Tabla 35. Calculo de la presión de entrada a la bomba (PIP) para el pozo Colorado 25

COLORADO 25		
PWF	768	Psia
PROFUNDIDAD BOMBA	2002	Ft
PROFUNDIDAD MEDIAS DE LAS PERFORACIONES	2190	Ft
PRESION DE ENTRADA BOMBA	700.816	Psia

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 36. Calculo de la presión de entrada a la bomba (PIP) para el pozo Colorado 36

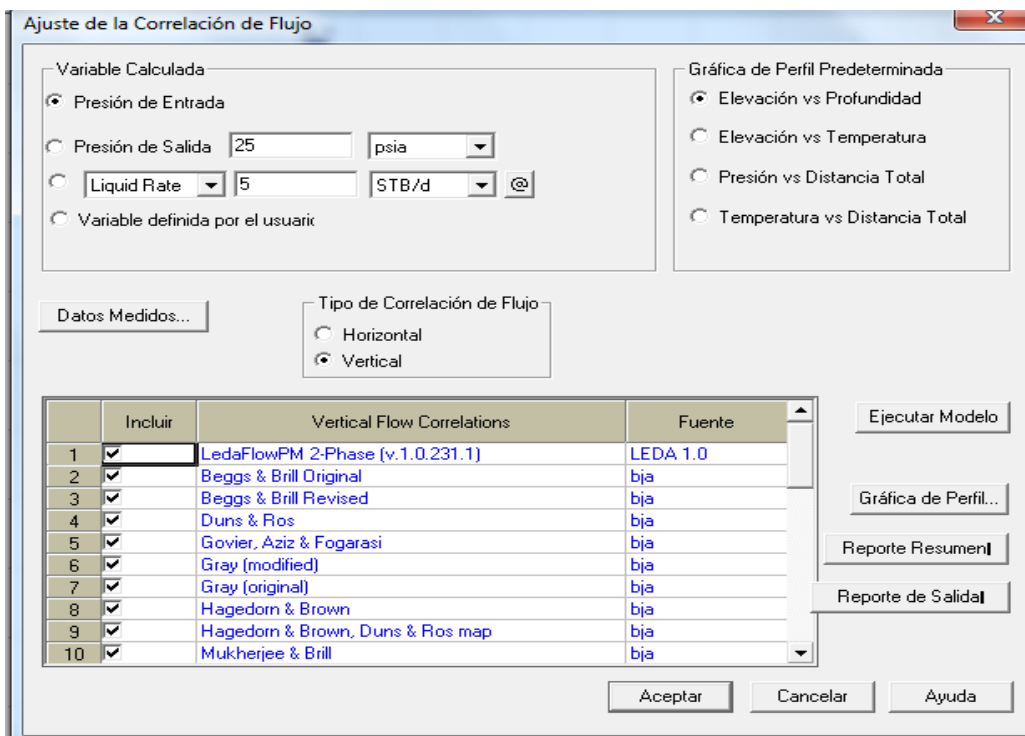
COLORADO 36		
PWF	442	Psia
PROFUNDIDAD BOMBA	2215	Ft
PROFUNDIDAD MEDIAS PERFORACIONES	2220.8	Ft
PRESION DE ENTRADA BOMBA	439.927	Psia

Fuentes: Autores del proyecto

Una vez calculada la presión de entrada a la bomba para cada pozo, en la sección del menú de herramientas (operaciones) se selecciona la opción que representa el ajuste de la correlación de flujo multifásico, en donde para cada pozo se ingresaran el caudal de producción en cabeza y la presión en cabeza (Tabla 33), esto permitirá al software calcular directamente la presión de entrada a la bomba según la data ingresada en la simulación, en donde la correlación de flujo que mejor se ajuste al valor cálculo de PIP representaría el comportamiento de la presión en los pozos.

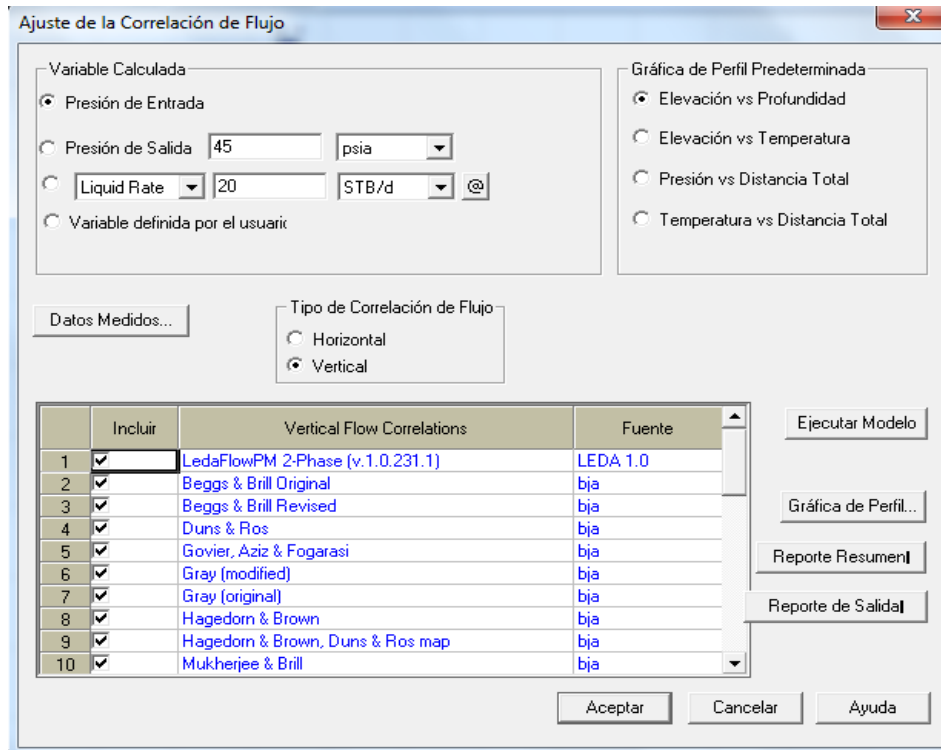
A continuación se muestra el montaje en las figuras 82 y 83 para el ajuste de la correlación de flujo multifásico para los pozos en estudio.

Figura 82. Ajuste de la correlación de flujo multifásico para el pozo Col-25



Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Figura 83. Ajuste de la correlación de flujo multifasico para el pozo Col-36

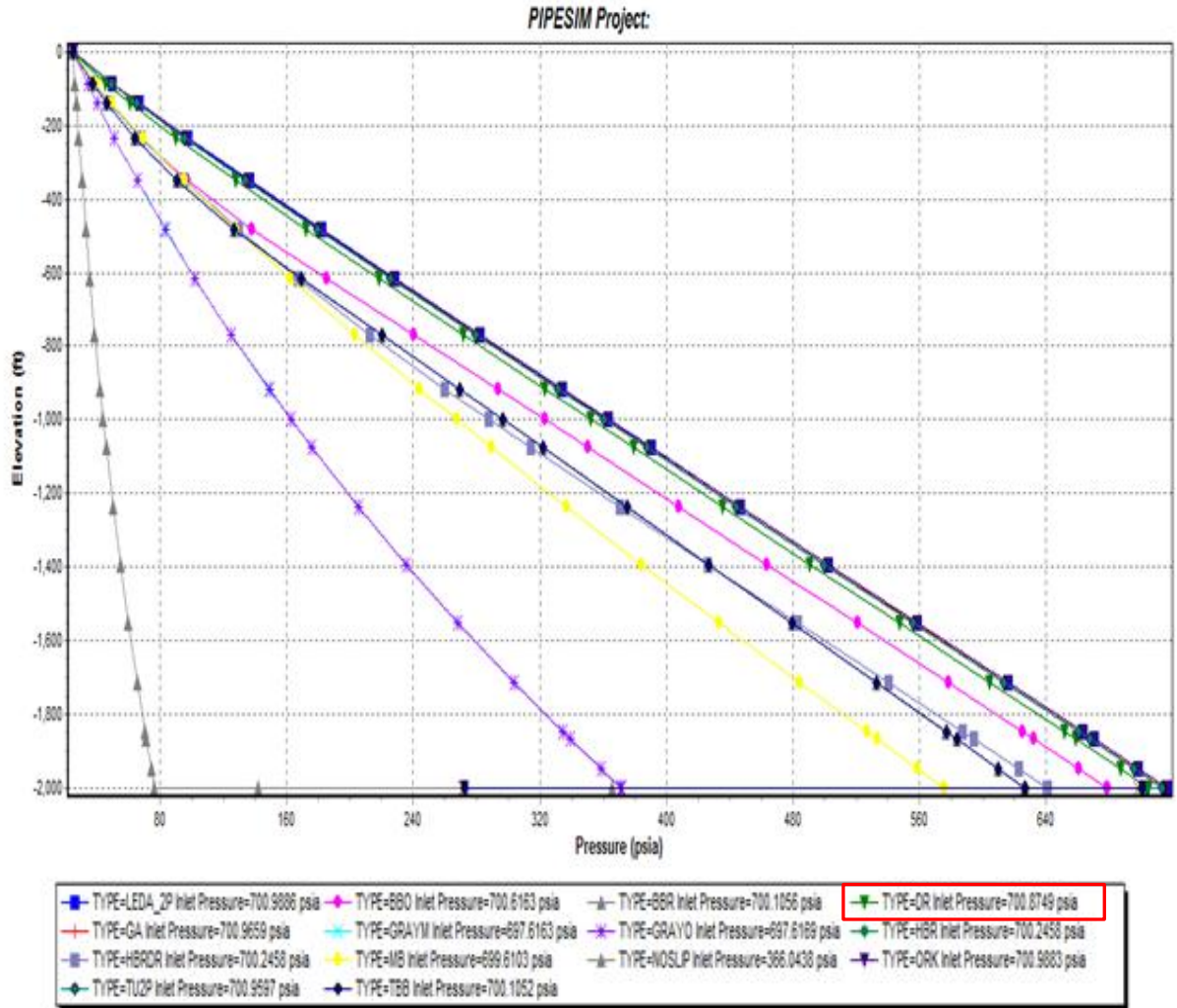


Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Para los casos que están en estudio de los pozos Col-25 y Col-36, por medio de la sensibilidad y ajuste que se realizó a través del simulador la correlación que más se adapta a las condiciones del pozo, y por lo tanto la de mayor compatibilidad con los datos del sistema para el cual se desea determinar las pérdidas por fricción en la tubería, la que mejor modela el comportamiento del fluido es la Duns & Ros, arrojando una presión de entrada de la bomba para Col-25 de 700.87 Psia y para Col-36 439.93 Psia, logrando un ajuste considerable con los valores calculados de la PIP. Por consiguiente se debe cambiar la configuración y seleccionar la correlación anterior en la parte de “Correlaciones de Flujo”, debido a que inicialmente por defecto el simulador tenía seleccionado la correlación de flujo multifasico de Beggs & Brill Revised.

A continuación se muestran las sensibilidades realizadas a las correlaciones de flujo multifasico para el ajuste del comportamiento de la producción para los pozos Col-25 (Figura 84) y Col-36 (Figura 85).

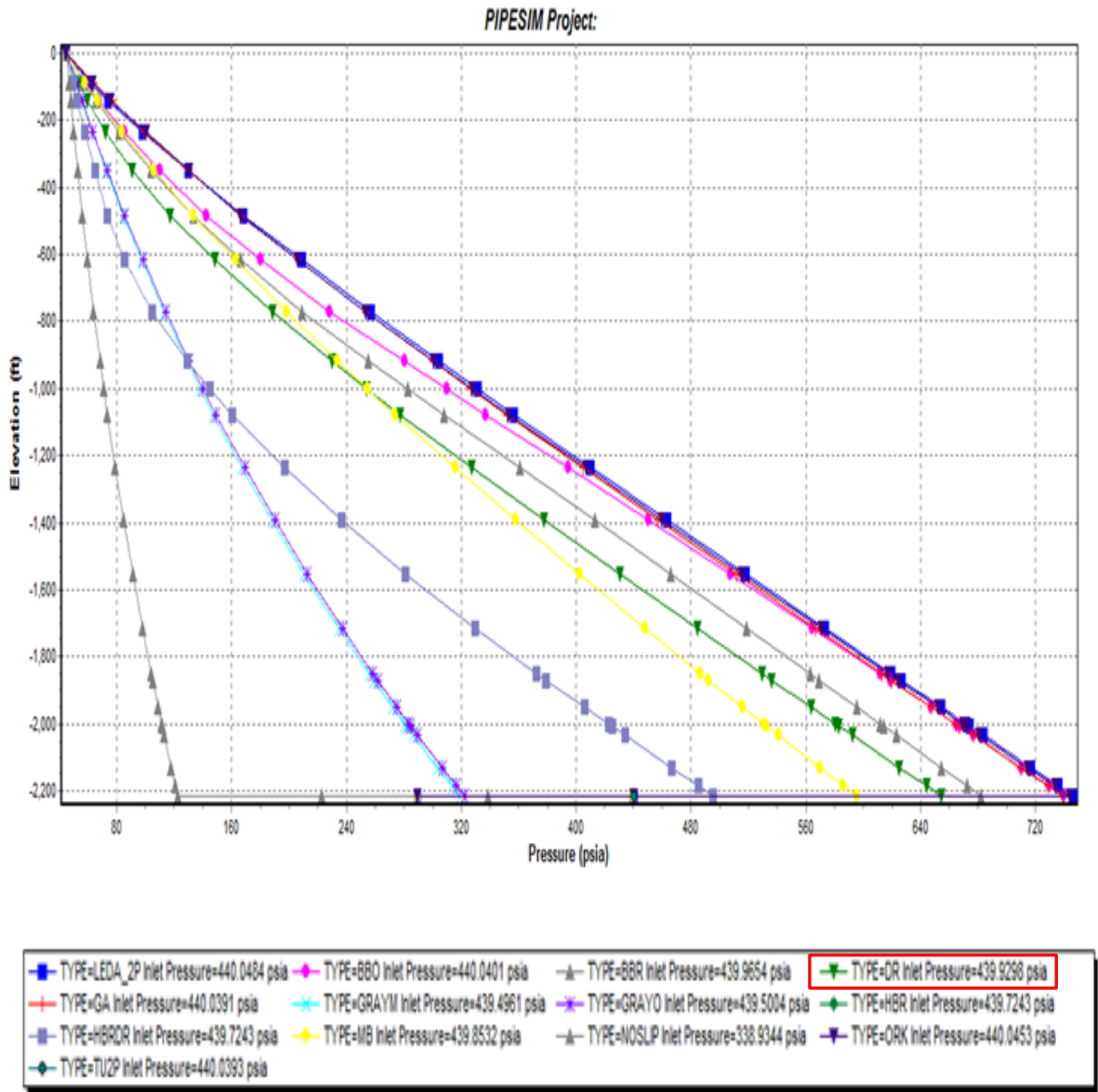
Figura 84. Sensibilidad de las correlaciones de flujo multifasico para el comportamiento de la presión en tubería del pozo Col-25



schumberger
Created by user on 20/10/15 16:48:54

Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Figura 85. Sensibilidad de las correlaciones de flujo multifasico para el comportamiento de la presión en tubería del pozo Col-36.



Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Según los resultados de la gráfica 84 y 85, la correlación de Duns & Ross está basada en datos de campo y laboratorio con tipos de fluidos aceite, agua y gas. Además tiene en cuenta los cuatro tipos de patrones de flujo (burbuja, tapón, transición y neblina). Por otro lado maneja un rango de gravedad API entre 18 y 56° API, un amplio rango

de diámetros de tubería y valores de GOR menores a 5000 SCF/STB (Tabla 37). Como tal esta ecuación se acomoda a las condiciones de operación de los pozos y permite reproducir efectivamente la presión de para Colorado 25 y 36.

Tabla 37. Detalles de la correlación de flujo multifasico de DUNS & ROSS

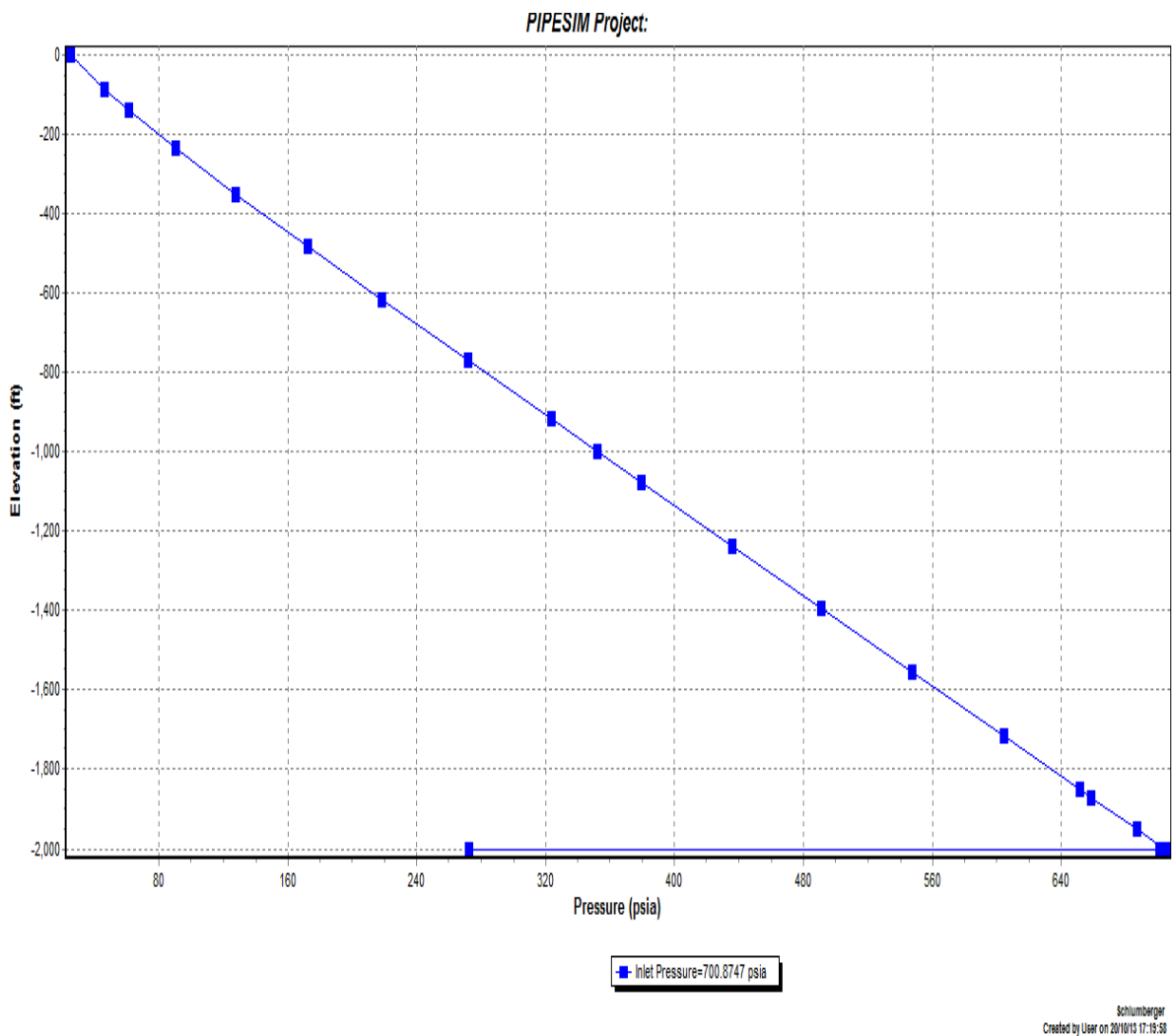
DETALLES	DUNS & ROSS
Patrón de flujo	Considera todos los patrones de flujo vertical
Gravedad API	18-56 °API
OD	1-4 in
GOR	< 5000 SCF/STV

Fuente: DUNS, H.Jr; ROS, N.C.J. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells, Proc. Sixth World Pet. Congress. Frankfurt (Jun. 19-26, 1963). Section II. Paper 22-PD6.

Luego de la sensibilidad, en PIPESIM en la sección de operaciones (Perfiles de presión y temperatura) se corrobora con las condiciones de producción desde yacimiento a cabeza de superficie el comportamiento de la presión de los pozos en estudio con el ajuste de la correlación de Duns & Ross.

Para el pozo Colorado 25 la presión desciende desde la profundidad donde se encuentra la bomba (2002 Ft) con una presión de 700.87 Psia hasta la cabeza de pozo (0ft) con una presión de 25.13 Psia. Lo anterior corrobora que la simulación es representativa y cumple con los criterios del pozo Colorado 25, teniendo en cuenta la data reportada por campo escuela Colorado. La figura 86 corrobora lo anterior.

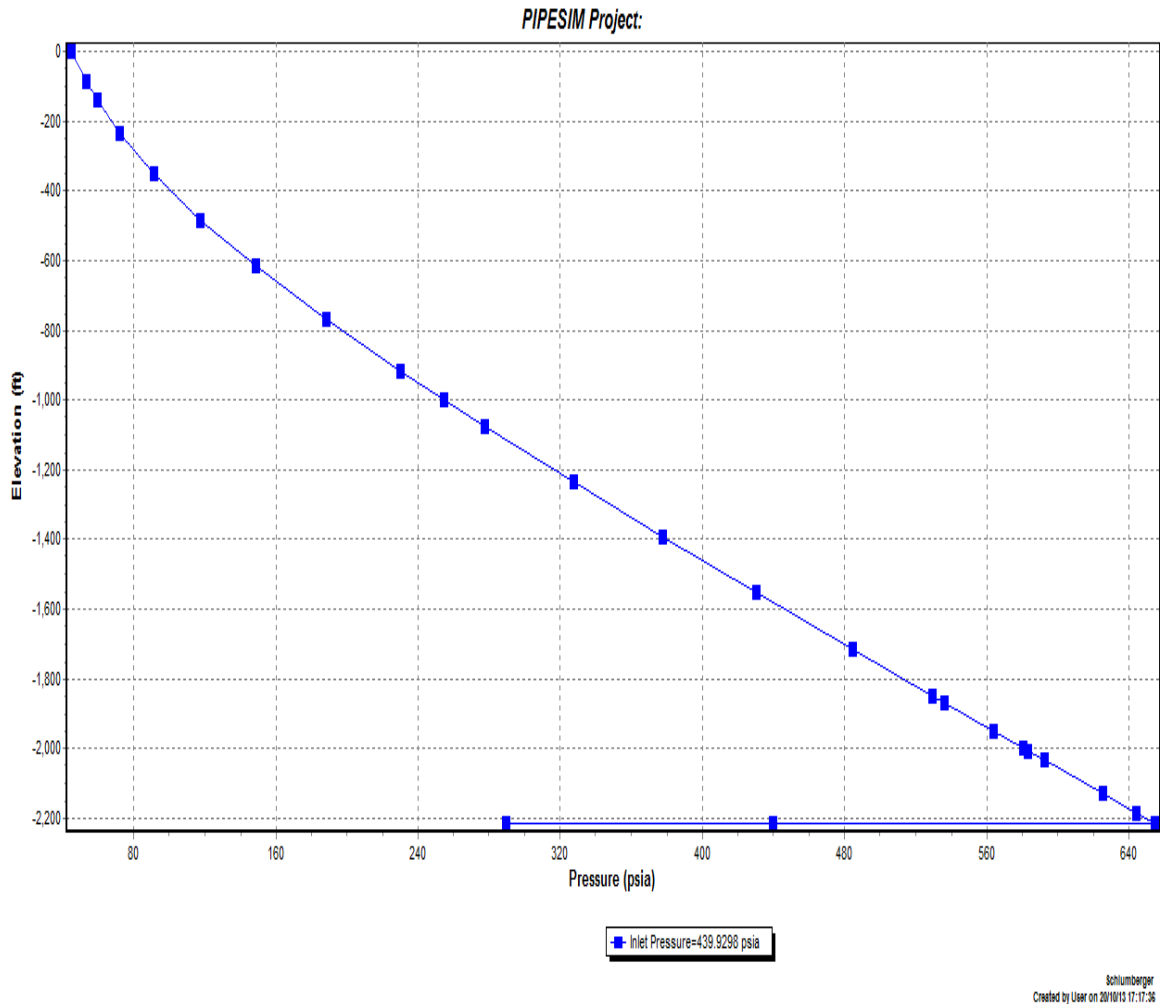
Figura 86. Perfil de presión Vs profundidad de la tubería de producción para el pozo Colorado 25 en la simulación



Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Para el pozo Colorado 36, la presión desciende desde la presión de entrada a la bomba 439.93 Psia (2220.8 Ft) hasta la presión en cabeza de pozo de 44.84 Psia (0ft), por lo cual se corrobora que igualmente la simulación de la presión en la tubería es representativa para el pozo en estudio.(Ver figura 87)

Figura 87. Perfil de presión Vs profundidad de la tubería de producción para el pozo Colorado 36 en la simulación



Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

5) CALCULO DEL COEFICIENTE GLOBAL DE TRANSFERENCIA DE CALOR PARA LOS POZOS COL-25 Y COL-36

Una vez realizado el ajuste del comportamiento de la presión en tubería por medio de la selección de la correlación de flujo multifásico de Duns & Ross, se procede a realizar el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor (U) para determinar los cambios de temperatura desde el fondo del yacimiento hasta el cabezal de pozo.

Este cálculo del coeficiente global de transferencia de calor será realizado para los pozos en estudio bajo la ecuación de Ramey 1982. (Ecuación 12)

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti} h_t} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{K_t} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{K_c} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{cem}}{r_{co}}\right)}{K_{cem}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{wb}}{r_{cem}}\right)}{K_{formación}}$$

Ecuación 12

Donde,

r_{to} Radio externo del tubing, ft

r_{ti} Radio interno del tubing

r_{ins} Radio del aislante, ft

r_{wb} Radio del wellbore, ft

r_{co} Radio externo del casing, ft

r_{ci} Radio interno del casing, ft

k_t Conductividad térmica del tubing, BTU/h ft °F

k_c Conductividad térmica del casing, BTU/h ft °F

k_{cem} Conductividad térmica del cemento, BTU/h ft °F

h_r Coeficiente de radiación en el espacio anular, BTU/h ft² °F

h_c Coeficiente de convección natural en el espacio anular, BTU/h ft² °F

Este coeficiente (U) representaría la pérdidas de calor en el tubing y es necesario para que el software PIPESIM pueda generar la simulación inmediata de la discretización de la temperatura en la tubería de producción. Los datos de pozo necesarios para el cálculo del coeficiente (U) son los ilustrados en la tabla 38:

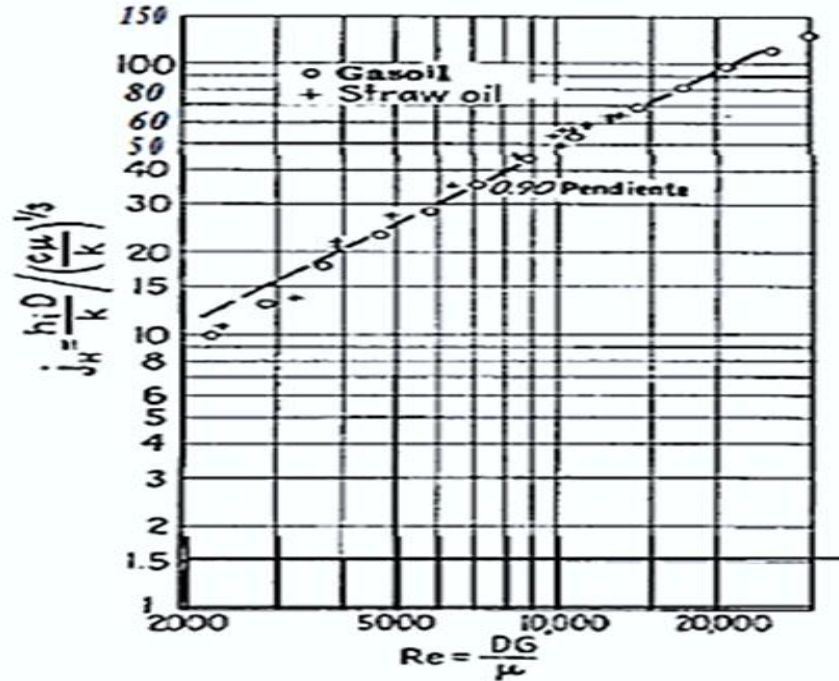
Tabla 38. Parámetros de entrada para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor para los pozos COL-25 Y COL-36

COLORADO 25 Y COL-36		
Parámetro	Valor	Unidad
Diámetro Interno Tubing	2.441	in
Diámetro Externo Tubing	2.875	in
Diámetro hasta el Cemento	10.625	in
Diámetro Externo Casing	6.625	in
Diámetro Interno Caing	6.049	in
Espesor del Cemento	2	in
Espesor del Casing	0.576	in
Espesor del Tubing	0.434	in
Radios	in	ft
Externo tubería producción (rto)	1.438	0.120
Interno tubería producción (rti)	1.221	0.102
Externo Casing (rco)	3.313	0.276
Interno Casing (rci)	3.025	0.252
Externo del Cemento (recem)	5.313	0.443
Externo del Hueco (rhueco)	6	0.5

Fuente: Autores del proyecto. Base de Datos Campo escuela Colorado

El primer paso para determinar el coeficiente global de transferencia de calor es determinar el coeficiente promedio de convección (ht), el cual indica el intercambio de calor entre el fluido y la tubería de producción. Para proceder con el cálculo del coeficiente de promedio de convección se revisa la literatura de procesos de transferencia de calor de KERN, D.Q 1978, en el cual calculan una correlación empírica con datos de laboratorio de MORRIS Y WHITMAN para un Gasóleo de un API=36.8 para el cálculo del coeficiente de convección promedio, esto se muestra en la figura 88.

Figura 88. Ilustración grafica para determinar el coeficiente de convección para un Gasóleo de 36.8°API (MORRIS Y WHITMAN)



Fuente: KERN, D.Q. Procesos de Transferencia de Calor. TRIGÉSIMA PRIMERA REIMPRESIÓN, MÉXICO, 1999, Compañía Editorial Continental, S.A. México, D.F.

La ecuación que gobierna el comportamiento del coeficiente de convección para el Gasóleo de 36.8°API es:

$$\frac{hiD}{k} = 0.00115 \left(\frac{DG}{\mu} \right)^{0.90} \left(\frac{c\mu}{k} \right)^{1/3}$$

Ecuación 13

Donde,

Numero de Reynolds = $\frac{D\rho Q}{\mu A}$, en donde $\frac{Q}{A} = G$, entonces $Re = \left(\frac{D\rho G}{\mu} \right)$

ρ = Densidad a condiciones de flujo, lb/bbl

G = Flujo de calor bbl/h/ft²

D = Diámetro interno de la tubería Ft

μ = Viscosidad a condiciones de flujo (Cp)

c = Calor específico del fluido (Btu/lb*°F)

k = Conductividad térmica del fluido a 200°F (Gasóleo 36.8°API=0.068 BTU/h*Ft*°F)
(Donald Kern)

$h_i = h_t$, Coeficiente de convección en la transferencia de calor para el fluido dentro del tubing.(Btu/h*ft²*°F)

Para el cálculo del coeficiente de convección del líquido dentro del tubing que anteriormente fue descrito para un Gasóleo de 36.8°API, este se acomoda perfectamente a las condiciones del fluido de la arena B productora para los pozos en estudio, puesto que el API del aceite de esta arena es de 36.7°API.

Una vez descrito lo anterior, se procede a calcular el coeficiente de convección para el fluido dentro de los pozos Col-25 y Col-36, donde los pasos a seguir son los siguientes:

- 1) Calcular el número de Reynolds, puesto que el coeficiente de convección descrito en el documento de Donald Q. Kern para el fluido de 36.8°API está en función de este parámetro. Para este cálculo es necesario conocer la viscosidad y densidad en condiciones de operación, para ello se realizó un promedio entre los valores obtenidos tanto de viscosidad y densidad del aceite de los resultados del PVT de campos de campo escuela colorado. Dicho ello los parámetros a tener en cuenta son los mostrados en la tabla 39 para el cálculo del número de Reynolds:

Tabla 39. Parámetros para el cálculo del coeficiente de convección para el fluido de los pozos Col-25 y Col-36

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE LA ARENA B Y DE LOS POZOS COL-25 Y COL 36 PARA CALCULO DEL COEFICIENTE DE CONVECCIÓN		
PARAMETRO		
Densidad del aceite a 2000 Psia y T=104°F	0.7876	g/cm3
Densidad del aceite a Pb=630 Psia y Tyto=104°F	0.781	g/cm3
Densidad promedio del aceite para la simulación	0.7843	g/cm3
Densidad promedio del aceite para la simulación	274.505	lb/bbl
Viscosidad del aceite a presión yto=815 Psia y Tyto=104°F	2.23	Cp
Viscosidad del aceite a Pb=630 Psia y Tyto=104°F	2.18	Cp
Viscosidad promedio del aceite para la simulación	2.205	Cp
Calor específico del fluido obtenido Winprop Cmg	0.5	Btu/Lb*°F
Caudal de producción de Pozo Col-36 a cabezal	20	bbl/dia
Caudal de producción de Pozo Col-36 a cabezal	0.833333333	bbl/hora
Caudal de producción del Pozo Col 25 a cabezal	5	bbl/dia
Caudal de producción del Pozo Col 25 a cabezal	0.208333333	bbl/hora

Fuente: Autores del proyecto. Basado en la Tesis de PVT Campos maduros Campo escuela Colorado.

El resultado del cálculo de número de Reynolds para los pozos son los siguientes:

$$NReCol25 = \frac{(2.441 \text{ in}) \left(0.20833333 \frac{\text{bbl}}{\text{h}}\right) * \left(274.505 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}\right) * \left(12 \frac{\text{in}}{\text{ft}}\right) * 4}{\pi * (2.441 \text{ in})^2 * (2.205 \text{ cp}) * \left(2.42 \frac{\text{lb}}{\text{h} * \text{cp} * \text{ft}}\right)}$$

$$NReCol25=67.081$$

$$NReCol36 = \frac{(2.441 \text{ in}) \left(0.833333 \frac{\text{bbl}}{\text{h}}\right) * \left(274.505 \frac{\text{lb}}{\text{bbl}}\right) * \left(12 \frac{\text{in}}{\text{ft}}\right) * 4}{\pi * (2.441 \text{ in})^2 * (2.205 \text{ cp}) * \left(2.42 \frac{\text{lb}}{\text{h} * \text{cp} * \text{ft}}\right)}$$

$$NReCol36 = 268.33$$

- 2) Una vez obtenido el número de Reynolds, se despeja de la ecuación 13 el coeficiente de convección promedio, el cual para los pozos en estudio los resultados obtenidos son los siguientes:

$$hiCol25 = \frac{0.0115 ** \left(0.068 \frac{Btu}{h * ft * ^\circ F}\right) * (67.081^{0.9}) * \left(\frac{0.5 \frac{Btu}{lb * ^\circ F} * 2.205 cp}{0.068 \frac{Btu}{h * ft * ^\circ F}}\right)^{\frac{1}{3}}}{\left(2.441 in * \frac{ft}{12in}\right)}$$

$$hiCol25 = 0.4286 \frac{Btu}{h * Ft^2 * ^\circ F}$$

$$hiCol36 = \frac{0.0115 * \left(0.068 \frac{Btu}{h * ft * ^\circ F}\right) * (268.33^{0.9}) * \left(\frac{0.5 \frac{Btu}{lb * ^\circ F} * 2.205 cp}{0.068 \frac{Btu}{h * ft * ^\circ F}}\right)^{\frac{1}{3}}}{\left(2.441 in * \frac{ft}{12in}\right)}$$

$$hiCol36 = 1.492 \frac{Btu}{h * Ft^2 * ^\circ F}$$

- 3) Realizado el cálculo de los coeficientes de convección respectivos para los pozos Col-25 y Col-36, se deben definir los coeficientes de conductividad térmica de la tubería de producción, casing, cemento y el más importante el de la formación. Éstos se muestran a continuación teniendo en cuenta los valores por defecto del software PIPESIM para estos parámetros, excepto para la conductividad térmica de la formación.


Tabla 40. Conductividades térmicas del tubing, casing y el cemento para la simulación en PIPESIM

CONDUCTIVIDADES TERMICAS PARA SIMULACIÓN PIPESIM		
Ktubing	Btu/h*ft*°F	26
Kcasing	Btu/h*ft*°F	26
Kcemento	Btu/h*ft*°F	2

Fuente: PIPESIM 2011

Para la conductividad térmica de la formación se debe tener en cuenta la litología a la cual los pozos fueron perforados en campo escuela Colorado, esto debido a que dependiendo del tipo de arena o arcilla en la formación estas tendrían una conductividad térmica específica. Por otro lado teóricamente los valores correspondientes de estas conductividades térmicas se obtendrán de la figura 89, en la cual para las zonas productoras de aceite se escogen las conductividades térmicas de arenas saturadas con agua.

Figura 89. Conductividades térmicas teóricas según el tipo de litología



PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS

ROCA	DENSIDAD (lbs/ft ³)	CALOR ESPECÍFICO (BTU/lbs*°F)	COND. TÉRMICA (BTU/h-pie-°F)	DIF. TÉRMICA (Ft / h)
Arenisca	130	0.183	0.507	0.0213
Arena cienosa	119	0.204	0.396	0.0162
Lutita	145	0.192	0.603	0.0216
Caliza	137	0.202	0.983	0.0355
Arena (fina)	102	0.183	0.362	0.0194
Arena (Gruesa)	109	0.183	0.322	0.0161
Rocas Saturadas de Agua				
Arenisca	142	0.252	1.592	0.0445
Arena cienosa	132	0.288	(1.500)	(0.0394)
Limolita	132	0.276	(1.510)	(0.0414)
Lutita	149	0.213	0.975	0.0307
Caliza	149	0.266	2.050	0.0517
Arena (fina)	126	0.339	1.590	0.0372
Arena (Gruesa)	130	0.315	1.775	0.0433

Métodos de recobro

Fuente: Palma Jorge, Propiedades Térmicas de la Roca. Métodos de recobro UIS 2013

Dado ello fue necesario evaluar la litología de la formación de la arena B productora teniendo en cuenta las profundidades de las zonas productoras de los pozos Col-25 y Col-36, a continuación se ilustra una tabla 41 la litología y las conductividades térmicas seleccionadas según el tipo de formación, estos datos fueron obtenidos de la mano gracias a los corazonamientos petrofísicos realizados en campo escuela Colorado para estos pozos.

Tabla 42. Temperaturas aproximadas de los pozos Col-25 y Col-36 de yacimiento a cabeza de pozo

TEMPERATURAS DE LOS POZOS		
PARAMETRO	COL-25	COL-36
TEMPERATURA DEL FLUIDO EN CABEZA DE POZO	84.32 °F	90°F
TEMPERATURA DEL FLUIDO EN FONDO DE POZO	104°F	104°F

Fuentes: Autores del proyecto. Campo escuela Colorado

- 4) Una vez definidas las temperaturas en cabeza y fondo de pozo se procede a calcular el coeficiente de transferencia global de calor. Este coeficiente se calculará a la profundidad de las zonas productoras de los pozos Col-25 y Col-36 (2215 ft) respectivamente y a la profundidad de (0 Ft) donde se encuentra el cabezal de los pozos. Para realizar el cálculo de este coeficiente global (U) se tendrá en cuenta los valores del coeficiente de convección calculados previamente y se seleccionan las conductividades térmicas de la formación a las profundidades a la cual son evaluadas la simulación. Por otro lado para el coeficiente de convección del aire que se encuentra en el anular de los pozos se asume el valor teórico de 5 Btu/h*ft²*°F.

- 5) En el cálculo del coeficiente de transferencia de calor (U) se despreciarán los efectos de la radiación, debido a la falta de información necesaria para calcular este coeficiente. En la literatura de Donald Kern se reporta que la radiación es de los 3 fenómenos de transferencia de calor el que menos aporta efectos al coeficiente global (U). Dicho ello para las pérdidas de calor en el cual se utiliza la ecuación de Ramey despreciando el hr (coeficiente de radiación) para el presente estudio se muestra a continuación.

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti}h_t} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{Kt} + \frac{1}{(hc)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{Kc} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{cem}}{r_{co}}\right)}{K_{cem}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{wb}}{r_{cem}}\right)}{K_{form}}$$

Ecuación 14. Ecuación de Ramey sin considerar los efectos de la radiación para la simulación

Donde,

r_{to} Radio externo del tubing, ft

r_{ti} Radio interno del tubing

r_{wb} Radio del wellbore, ft

r_{co} Radio externo del casing, ft

r_{ci} Radio interno del casing, ft

k_t Conductividad térmica del tubing, BTU/h ft °F

k_c Conductividad térmica del casing, BTU/h ft °F

k_{cem} Conductividad térmica del cemento, BTU/h ft °F

h_r Coeficiente de radiación en el espacio anular, BTU/h ft² °F

h_c Coeficiente de convección natural en el espacio anular, BTU/h ft² °F

A continuación se muestra en la tabla 43 y 44 los valores obtenidos para el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor, teniendo en cuenta la ecuación 14.

Tabla 43. Resultados del cálculo del coeficiente global de transferencia de calor para colorado 25 en las profundidades establecidas.

Colorado 25								
TVD Ft	ht prom Btu/h*ft2*° F	Ktubing Btu/h*ft* °f	Kcasing Btu/h*ft* °f	Kcemento Btu/h*ft* °f	Kformación Btu/h*ft*°f	hc Aire Btu/h*ft2*° F	Uto BTU/hr- pie2-°F	Temp. °F
0	0.4286	35	35	2	0.519	5	0.3327	84.32
2215	0.42859	35	35	2	1.51	5	0.3348	104

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 44. Resultados del cálculo del coeficiente global de transferencia de calor para Colorado 36 en las profundidades establecidas.

Colorado 36								
TVD Ft	ht prom Btu/h*ft2*° F	Ktubing Btu/h*ft*°f	Kcasing Btu/h*ft*°f	Kcemento Btu/h*ft*°f	Kformación Btu/h*ft*°f	hcAire Btu/h*ft2*° F	Uto BTU/hr -pie2- °F	Temp. °F
0	1.4924	35	35	2	0.519	5	0.9556	90
2215	1.49249	35	35	2	1.51	5	0.9728	104

Fuente: Autores del proyecto

- 6) Después de haber calculado el coeficiente de transferencia de calor para los pozos en estudio para las profundidades establecidas (0 Ft y 2215 Ft), se ingresan esos los valores en PIPESIM en la sección de la configuración de la tubería de producción (registro geotérmico). Estos valores se deben digitar en la simulación de los pozos Col-25 y Col-36, teniendo en cuenta las temperaturas establecidas para los pozos en cabeza y fondo (Tabla 42).

A continuación se muestran en las figuras 90 y 91 lo que se describió anteriormente.

Figura 90. Valores específicos del coeficiente de transferencia global (U) para las profundidades establecidas (Colorado 25)

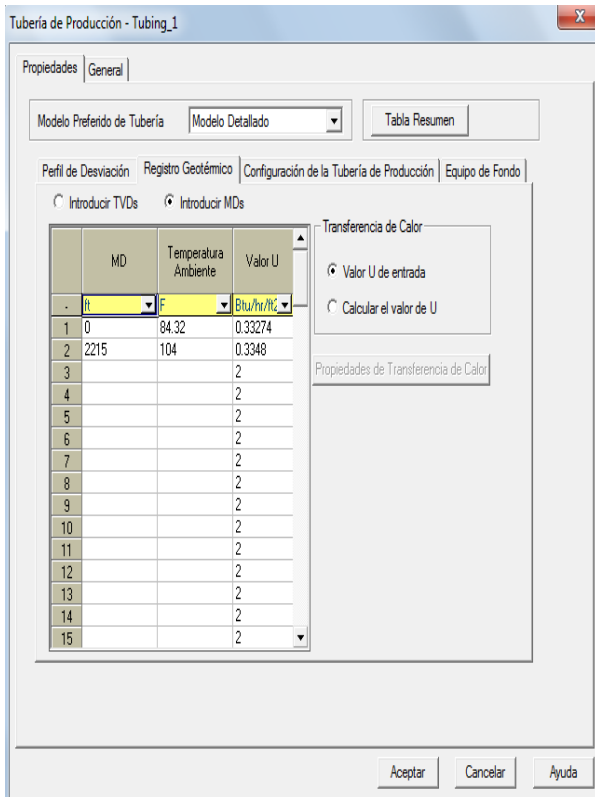
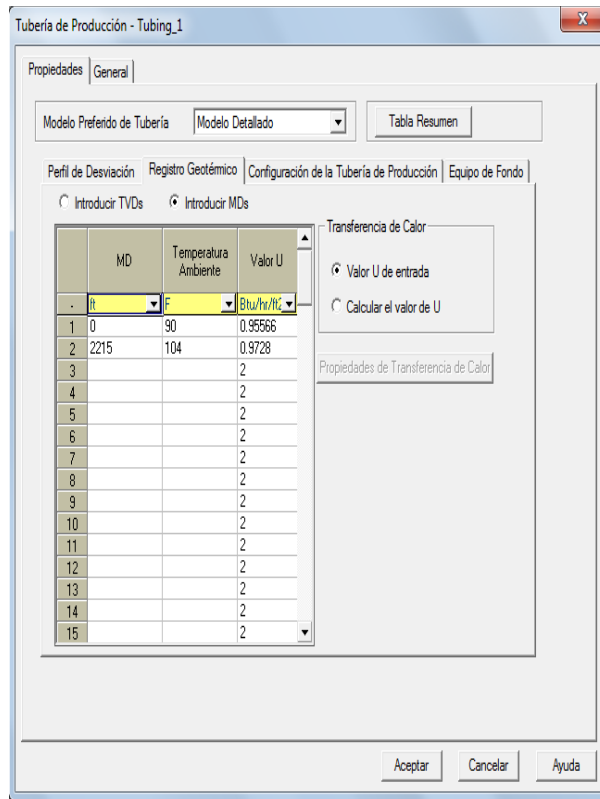


Figura 91. Valores específicos del coeficiente de transferencia global (U) para las profundidades establecidas (Colorado 36)



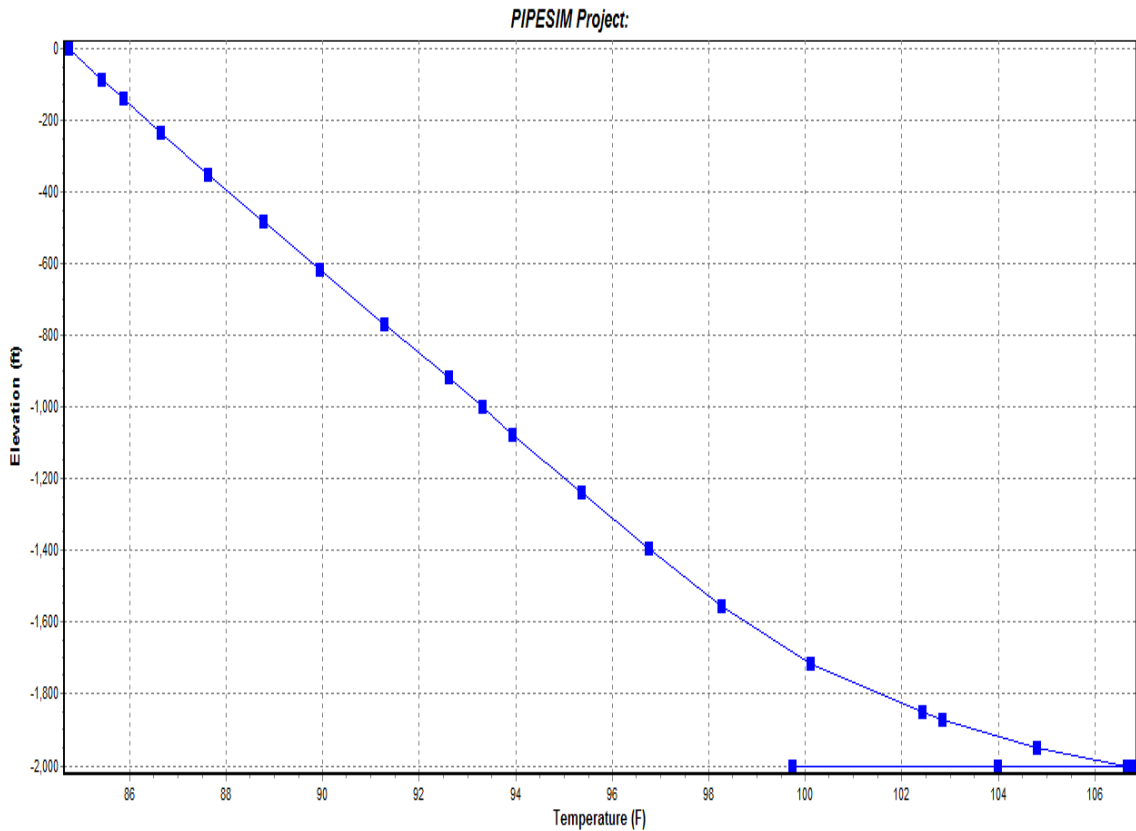
Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

- Luego de haber ingresado los valores correspondientes de estos coeficientes de transferencia de calor en PIPESIM, en el menú de herramientas Operaciones-Perfil presión/Temperatura, se corren la simulación escogiendo la opción de Elevación Vs Temperatura con las condiciones de operación de los pozos, de esa manera se pueden realizar por medio de la simulación los perfiles de temperatura.

Los resultados pertinentes de estos perfiles de temperatura para los pozos en estudio son los siguientes:

En los resultados en la simulación para el pozo Colorado 25 la temperatura desciende desde temperatura de yacimiento de 104°F a 2215 ft hasta 84.74 °F en el cabezal, el comportamiento de la temperatura se observa en la figura 92.

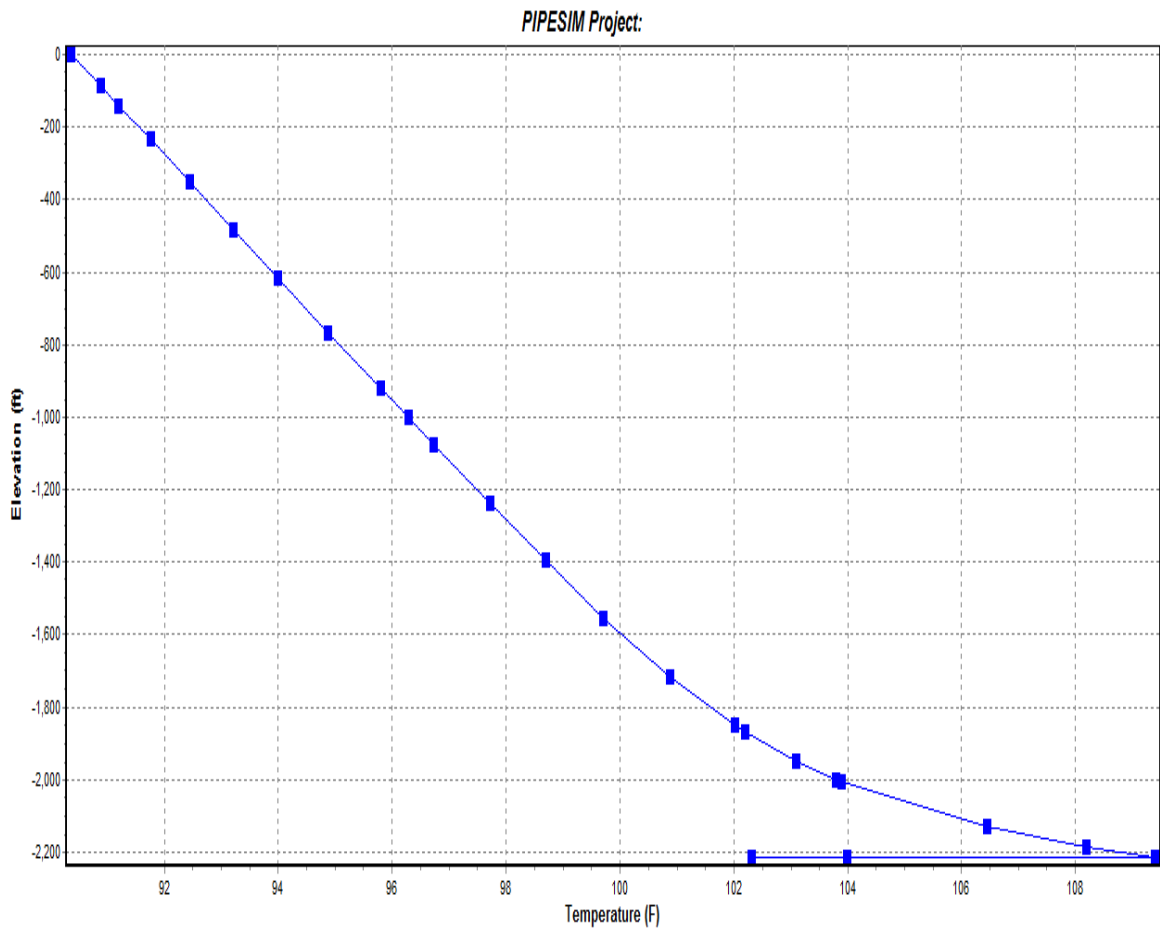
Figura 92. Perfil de temperatura recreado en la simulación a lo largo de la tubería de producción para Colorado 25



Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

De la misma manera la temperatura en el pozo Colorado 36 desciende desde 104°F a 2215 ft hasta 90.36 °F en el cabezal, el comportamiento de la temperatura para este pozo se observa en la figura 93.

Figura 93. Perfil de temperatura recreado en la simulación a lo largo de la tubería de producción para Colorado 36



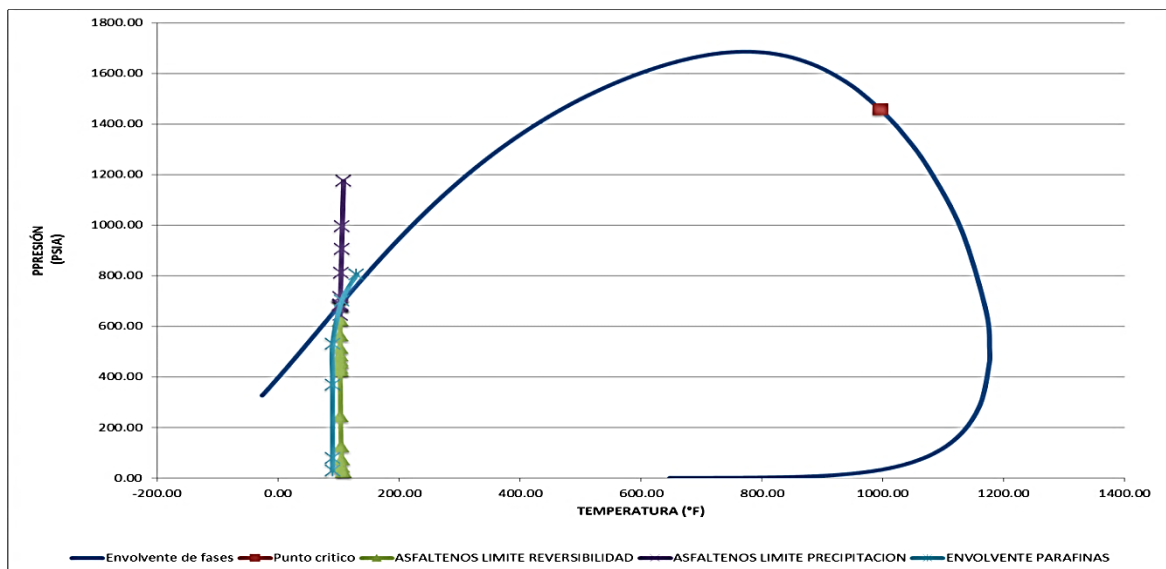
Fuente: Pantallazos Software PIPESIM (Simulaciones Autores del proyecto).

Finalmente se ha caracterizado el comportamiento de la presión y temperatura en la tubería de producción para los pozos Colorado 25 y Colorado 36 , estas serán utilizadas para delimitar las zonas de precipitación de ceras parafínicas y asfaltenos para el fluido en estudio.

3.2.2 ANALISIS DE LA PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS PARA LOS POZOS COL-25 Y COL-36

Las variables operacionales de temperatura y presión que fueron discretizadas a lo largo del tubing en la simulación en PIPESIM permitirán delimitar las zonas en las cuales existirá o no precipitación de ceras parafinicas y asfaltenos para el fluido de la arena productora B, esto se llevará a cabo a partir de los diferentes escenarios de presión y temperatura de los pozos Col-25 y Col 36, debido a que estos abarcan un comportamiento representativo de esta arena. Para el análisis de la precipitación de ceras parafinicas se utilizará la envolvente experimental de parafinas que fue realizada en campo escuela Colorado, la envolvente de fases de crudo y gas junto con la de la precipitación de asfaltenos que fue simulada y propuesta por este trabajo de investigación en Winprop de CMG.

Figura 94. Envoltentes de fases de crudo, gas, y solidos precipitados de asfaltenos y parafinas

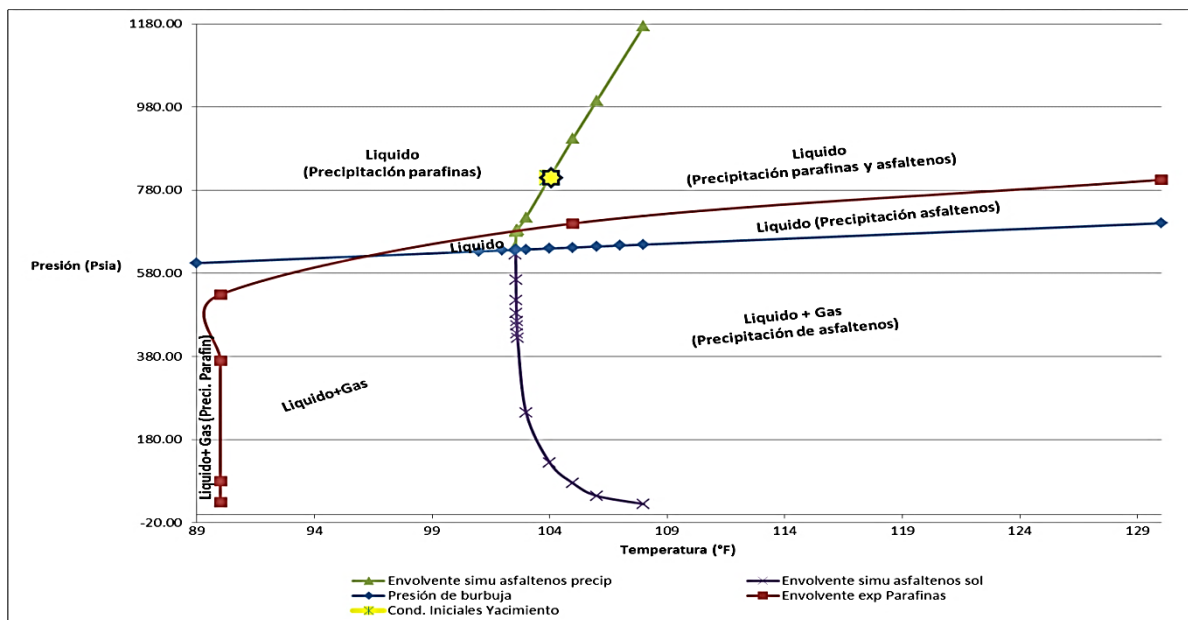


Fuente: Autores del proyecto. Basado en la envolvente experimental de parafinas Ariza Emiliano, Tesis de maestría "Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo colorado", Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2008.

Antes de entrar en los detalles respectivos al comportamiento de la precipitación de estos sólidos orgánicos en los pozos en estudio, se ilustran a continuación las envolventes respectivas de estos sólidos para el fluido de la arena B productora con sus respectivas zonas de precipitación.

Para la envolvente de parafinas los precipitados se forman en el área superior a la envolvente, dando como lugar a las ceras en el flujo de petróleo. Por otro lado en los asfaltenos las zonas de precipitación están delimitadas por el área interna de la envolvente, en la cual una vez alcanzada la presión de burbuja estos sólidos empiezan a disolverse en el crudo. En la figura 95 se observan las zonas donde existe precipitación de asfaltenos y parafinas junto a las fases de líquido y gas del fluido de la arena B.

Figura 95. Envolventes de precipitación de ceras parafinicas y asfaltenos para el fluido producido de la arena B productora en campo escuela Colorado.



Fuente: Autores del proyecto. Basado en la envolvente experimental de parafinas Ariza Emiliano, Tesis de maestría “Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo Colorado”, Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2008.

3.2.2.1 PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS EN COL-25 (CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO ARENA B)

A continuación se presentan los resultados obtenidos en PIPESIM para la caracterización de las variables operacionales de temperatura y presión según la profundidad del tubing para Colorado 25.(Ver tabla 45)

Tabla 45. Datos correspondientes a los perfiles de presión y temperatura para Colorado 25 simulados en PIPESIM

Perfil de presión	Colorado 25	Perfil de temperatura
Presión Psia	Profundidad ft	Temperatura °F
700.88	-2,002.00	104.00
472.44	-2,002.00	99.74
472.44	-2,002.00	99.74
706.07	-2,002.00	106.76
706.07	-2,002.00	106.76
705.37	-2,000.00	106.67
687.79	-1,950.00	104.79
659.64	-1,870.00	102.84
652.61	-1,850.00	102.43
605.35	-1,716.00	100.10
548.12	-1,554.00	98.26
491.57	-1,394.00	96.76
436.10	-1,237.00	95.36
379.65	-1,077.00	93.94
352.54	-1,000.00	93.31
323.72	-918	92.61
271.90	-770	91.28
218.75	-617	89.94
172.76	-483	88.78
127.99	-350	87.63
90.25	-234	86.65
61.34	-140	85.86
45.99	-86	85.43
25.16	0	84.74

Fuente: Autores del proyecto

De la tabla 45 se observa que a la profundidad donde está asentada la bomba (2002 ft) la presión de entrada a la bomba es de 700.88 Psia a una temperatura de 104 °F, en la cual los cambios consecuentes a esa misma profundidad hacen referencia a la caída de presión en la bomba y a la presión de descarga de la misma, de esa manera poder bombear el fluido y obtener una presión en cabeza de pozo de 25.16 Psia a una temperatura de 84.74°F. Con los resultados anteriores y junto a los datos de presión de yacimiento (810 Psia a 104°F), presión de fondo fluyendo (768 Psia a 104°F) se construye el trayecto de presión y temperatura en la cual el fluido fluye desde yacimiento hasta cabeza de pozo, este trayecto es graficado junto a una ampliación de la envolventes de fases de crudo y gas, la envolvente de precipitación de asfaltenos simulada y parafinas experimental de la arena B, de esa manera se evalúa la formación de fases alternas, crudo, gas y sólidos precipitados en el trayecto del flujo de aceite a cabeza. Para colorado el trayecto del flujo se muestra en la tabla 46.

Tabla 46. Trayectoria del fluido en producción del pozo Col-25 en la simulación desde yacimiento a cabeza de pozo

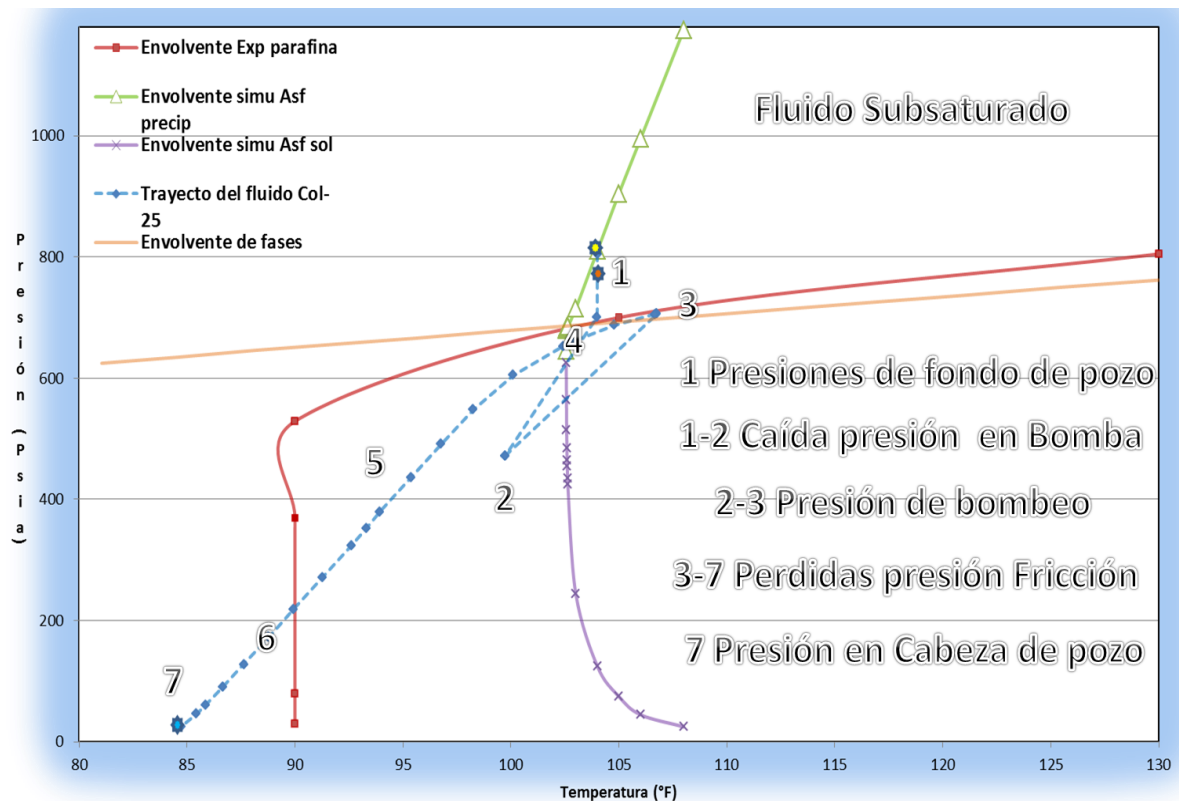
Trayectoria de flujo en pozo Col-25	
Presión Psia	Temperatura °F
805	104
768	104
700.88	104.00
472.44	99.74
472.44	99.74
706.07	106.76
706.07	106.76
705.37	106.67
687.79	104.79
659.64	102.84
652.61	102.43
605.35	100.10
548.12	98.26
491.57	96.76
436.10	95.36
379.65	93.94
352.54	93.31
323.72	92.61
271.90	91.28
218.75	89.94
172.76	88.78

127.99	87.63
90.25	86.65
61.34	85.86
45.99	85.43
25.16	84.74

Fuente: Autores del proyecto

En la figura 96 se ilustra el trayecto del flujo (Presión y temperatura) de colorado 25 desde cabeza hasta de pozo.

Figura 96. Trayecto del flujo de Colorado 25 de yacimiento a cabeza de pozo con las envolventes de precipitación de parafinas y asfaltenos



Fuente: Autores del proyecto. Basado en la envolvente experimental de parafinas basado Ariza Emiliano, Tesis de maestría "Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo colorado", Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2008.

Según la figura 96 enumerada anteriormente se describe el análisis composicional y de sólidos precipitados de parafinas y asfaltenos de la siguiente manera:

- 1) De los análisis pertinentes de la precipitación de parafinas y asfaltenos ilustrado en la figura 96, se observó claramente que como la presión promedio del pozo es 805 Psia y junto a la temperatura de yacimiento de 104°F son menores a la AOP (810 Psia) y a las temperaturas de cristalización (105°F y 130°F), este fenómeno permite que se ocasione en el flujo de aceite a condiciones iniciales de yacimiento tanto ceras precipitadas como asfaltenos. A medida que la presión va descendiendo hasta la presión de entrada a la bomba (700.84 Psia) los asfaltenos precipitados aumentan de 0.017 % (810 Psia) hasta aproximadamente 0.4421 % en peso. Por otro lado por estos descensos de presión disminuye la solubilidad de las parafinas en el seno del crudo, aumentado como tal la precipitación de las mismas (Ver tabla 47).

Tabla 47. Análisis del Trayecto del flujo Col-25 (Punto 1)

TRAYECTO FLUJO COL-25	PROFUNDIDAD	OPERACIÓN	CONDICIONES PRODUCCIÓN	ANÁLISIS	
				PRECIPITACIÓN PARAFINAS	PRECIPITACIÓN ASFALTENOS
1	2215- 2002 ft	CONDICIONES DE YACIMIENTO Y POZO	(805 Psia-104°F) a (768 Psia-104°F)	x	X

Fuente: Autores del proyecto

- 2) Una vez que el fluido es ingresado a la bomba, la presión de entrada cae hasta 472.43 Psia y la temperatura disminuye hasta 99.74°F, dado esto son cruzados las envolventes de precipitación de parafinas y asfaltenos, en la cual para este punto de operación la precipitación de asfaltenos es nula debido a que la temperatura mínima de formación de estos precipitados reportada en simulación fue de (103°F), por lo tanto no habría asfaltenos precipitados. Por otro lado como se observa en la envolvente de parafinas, en este punto la trayectoria del flujo de Colorado 25 permite que no siga el efecto de

precipitación de ceras, debido a que la zona de formación de precipitados de parafinas fue cruzada (Ver tabla 48)

Tabla 48. Análisis del Trayecto del flujo Col-25 (Punto 2)

TRAYECTO DE FLUJO COL-25	PROFUNDIDAD	OPERACIÓN	CONDICIONES PRODUCCIÓN	ANÁLISIS	
				PRECIPITACIÓN PARAFINAS	PRECIPITACIÓN ASFALTENOS
2	2002 Ft	BOMBA, CAIDA DE PRESIÓN	(700.84 Psia-104°F) a (472.43 Psia- 99.73°F)		

Fuente: Autores del proyecto

- Luego que la bomba le entregue energía al fluido para ser bombeado a superficie, el trayecto del flujo permite que se cruce nuevamente la envolvente de precipitación de asfaltenos, en donde la cantidad de precipitados aumenta a aproximadamente a 1.058% en peso (706 Psia y 106.7°F). (Ver tabla 49)

Tabla 49. Análisis del trayecto del flujo Col-25 (Punto 3)

TRAYECTO DE FLUJO COL-25	PROFUNDIDAD	OPERACIÓN	CONDICIONES PRODUCCIÓN	ANÁLISIS	
				PRECIPITACIÓN PARAFINAS	PRECIPITACIÓN ASFALTENOS
3	2002 Ft	BOMBA, PRESIÓN DE BOMBEO	(472.44 Psia- 99.7377°F) a (706. Psia y 106.7°F)		X

Fuente: Autores del proyecto

- A medida que la presión de bombeo entregada al fluido desciende por efectos de las pérdidas por fricción en la tubería, la solubilidad del gas disminuye en el aceite afectando directamente la temperatura de cristalización de las parafinas, en donde estas temperaturas también disminuyen. Por lo tanto desde la presión de bombeo entregada al fluido como se observa en la envolvente de parafinas, como tal el efecto de precipitación de estas no continúa. Por otro lado desde la profundidad donde se encuentra la bomba (2002 Ft) hasta una profundidad de 1870 ft existe aún precipitación de asfaltenos y esta aumenta. Sin embargo solo hasta la profundidad de 1870 ft las condiciones de operación respectivas de 659.6 Psia y 103°F aún favorecerían la precipitación

de asfalteno con una disminución de la precipitación hasta 0.156% en peso. (Ver tabla 50)

- 5) Profundidades menores a 1870 ft no favorecerían la precipitación de asfaltenos puesto que las temperaturas de operación son menores a los 102.56°F, ejemplo de ello la profundidad de 1850 Ft, en donde la temperatura en el trayecto del fluido está por debajo de los 103°F (102.4 °F, 652.6097 Psia) indicando como tal que a partir de esta profundidad en el flujo de aceite la precipitación de asfaltenos no continuaría. (Ver tabla 50)

Tabla 50. Análisis del trayecto de flujo Col-25 (Punto 4 y 5)

TRAYECTO COL-25	PROFUNDIDAD	OPERACIÓN	CONDICIONES PRODUCCIÓN	ANÁLISIS	
				PRECIPITACIÓN PARAFINAS	PRECIPITACIÓN ASFALTENOS
4	2002 Ft-1870 Ft	TRAYECTO DEL FLUJO	(706.035 Psia-106.7°F) a (659.64 Psia-102.84)		X
5	< 1870 -1850 Ft	TRAYECTO DEL FLUJO	(659.64 Psia-102.8444) a (652.60 Psia-102.43 °F)		

Fuente: Autores del proyecto

- 6) Desde profundidades menores a 1850 ft hasta profundidades mayores a 617 ft en el tubing fluye el fluido de producción sin efectos de precipitación de asfaltenos ni de parafinas, puesto que la trayectoria del flujo a esas profundidades y condiciones de producción no permite que tales efectos se den. (Ver tabla 51)
- 7) A profundidades cercanas a los 617 ft en la tubería de producción se alcanza la temperatura de cristalización de las ceras de 90°F, en la cual en estas condiciones de producción hasta el cabezal de pozo el fenómeno de precipitación de ceras parafínicas continúa nuevamente. Lo anterior indica que hasta el cabezal de pozo para Colorado 25 aún existen condiciones de precipitación de ceras parafínicas, esto lo corrobora la temperatura del fluido en cabeza de pozo que es de aproximadamente los 85°F. (Ver tabla 51)

Tabla 51. Análisis del trayecto de flujo Col-25 (Punto 4 y 5)

TRAYECTO COL-25	PROFUNDIDAD	OPERACIÓN	CONDICIONES PRODUCCIÓN	ANÁLISIS	
				PRECIPITACIÓN PARAFINAS	PRECIPITACIÓN ASFALTENOS
6	<1850 ft -> 617 FT	TRAYECTO DEL FLUJO	<(652.60 Psia-102.43 °F) a >(218.74 Psia -89.93°F)		
7	<= 617 FT-0 FT	TRAYECTO DEL FLUJO AL CABEZAL	<=(218.74 Psia -89.93°F) a (25.15 Psia -84.74 °F)	x	

Fuente: Autores del proyecto

Por medio de lo descrito para el pozo Colorado 25 se predice el comportamiento de la precipitación de ceras parafinicas y asfaltenos a lo largo de la trayectoria del flujo de aceite desde pozo hasta cabezal. En donde se infiere que a condiciones de yacimiento hay tanto precipitación de asfaltenos como de parafinas, pero a condiciones de cabeza de pozo solo hay efectos de precipitación de parafinas.

3.2.2.2 PRECIPITACIÓN DE CERAS PARAFINICAS Y ASFALTENOS EN COL-36 (CONDICIONES ACTUALES PARA LOS POZOS DEL YACIMIENTO ARENA B)

Para Colorado 36 los resultados obtenidos que reflejan el comportamiento de la presión y la temperatura a lo largo de la tubería de producción simulada en PIPESIM son los ilustrados en la tabla 52:

Tabla 52. Datos correspondientes a los perfiles de presión y temperatura para Colorado 36

Perfil de presión	Colorado 36	Perfil de temperatura
Presión Psia	Profundidad Ft	Temperatura °F
439.93	-2,215.00	104.00
289.56	-2,215.00	102.31
289.56	-2,215.00	102.31
656.51	-2,215.00	109.40
656.51	-2,215.00	109.40

646.17	-2,185.00	108.19
627.21	-2,130.00	106.45
584.90	-2,007.00	103.89
582.50	-2,000.00	103.79
565.37	-1,950.00	103.10
538.04	-1,870.00	102.21
531.23	-1,850.00	102.02
485.83	-1,716.00	100.88
431.58	-1,554.00	99.72
378.91	-1,394.00	98.69
328.35	-1,237.00	97.72
278.35	-1,077.00	96.74
254.98	-1,000.00	96.29
230.70	-918	95.79
188.81	-770	94.88
148.90	-617	94.00
117.72	-483	93.22
91.19	-350	92.44
72.16	-234	91.77
59.57	-140	91.20
53.38	-86	90.88
44.86	0	90.36

Fuente: Autores del proyecto

En lo que compete a la trayectoria del flujo desde condiciones de yacimiento a cabeza de pozo para el pozo Colorado 36 se muestra a continuación la tabla 53:

Tabla 53. Trayectoria del fluido en pozo Col-36 en la simulación de yacimiento a cabeza de pozo

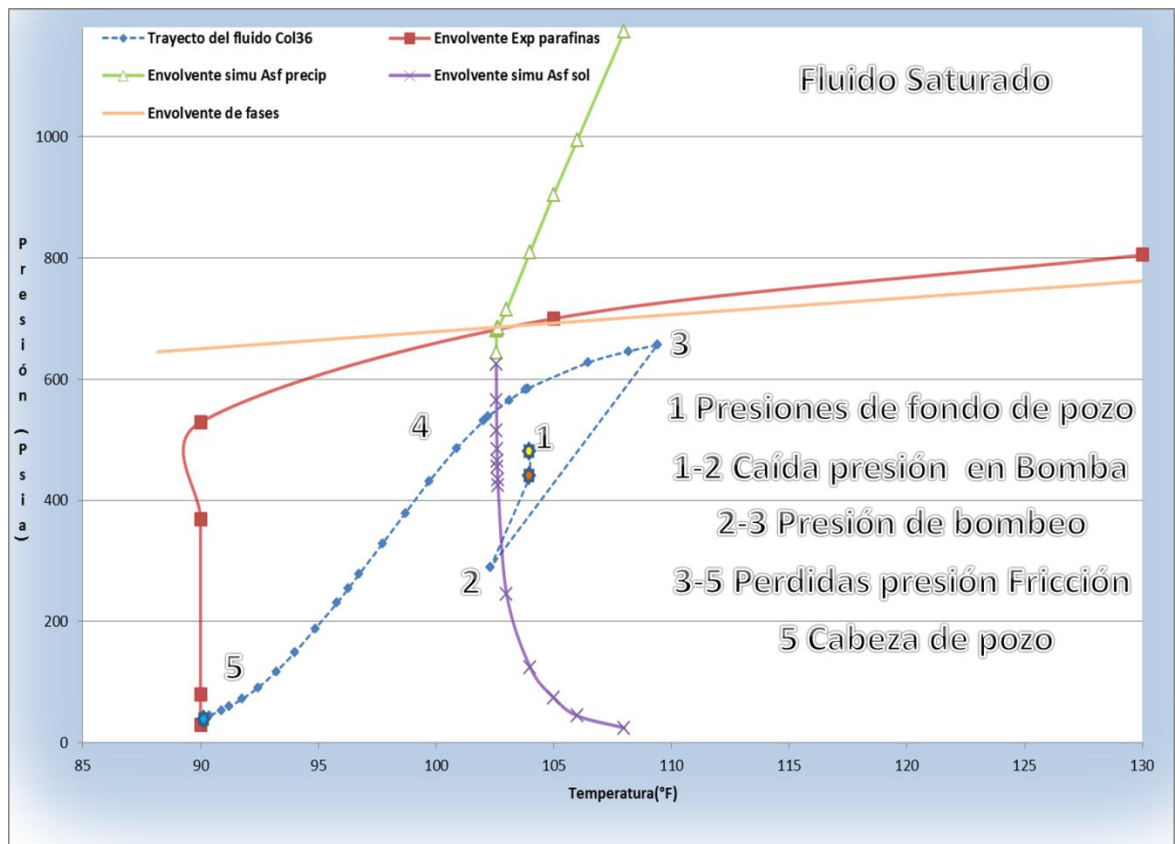
Trayectoria del flujo en pozo Col-36	
Presión Psia	Temperatura °F
479	104
442	104
439.93	104.00
289.56	102.31
289.56	102.31
656.51	109.40
656.51	109.40
646.17	108.19

627.21	106.45
584.90	103.89
582.50	103.79
565.37	103.10
538.04	102.21
531.23	102.02
485.83	100.88
431.58	99.72
378.91	98.69
328.35	97.72
278.35	96.74
254.98	96.29
230.70	95.79
188.81	94.88
148.90	94.00
117.72	93.22
91.19	92.44
72.16	91.77
59.57	91.20
53.38	90.88
44.86	90.36

Fuente: Autores del proyecto

En la figura 97 se observa el trayecto del fluido para Colorado 36 desde yacimiento a cabeza de pozo en las envolventes de precipitación de parafinas y asfaltenos

Figura 97. Trayecto del flujo de Colorado 36 de yacimiento a cabeza de pozo con las zonas de precipitación de parafinas y asfaltenos



Fuente: Autores del proyecto. Basado en la envolvente experimental de parafinas de Ariza Emiliano, Tesis de maestría "Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo de campo Colorado", Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, Escuela Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Bucaramanga 2008.

Los resultados enumerados en la figura 99 se describen a continuación:

- 1) Actualmente en contraste con las condiciones de Colorado 25 la mayoría de los pozos están por debajo de la presión de burbuja en la arena B, tal es el ejemplo de el pozo Colorado 36 el cual la presión promedio de yacimiento reportada fue 479 Psia (1996), en el cual a las condiciones de yacimiento esta presión por ser menor que la presión de burbuja de 630 psia permite que exista una fase hidrocarbúrfica gaseosa. Por tal motivo para el el fenómeno de

precipitación de parafinas a las condiciones de yacimiento para este pozo como se muestra en la figura 99 no se continuaria presentado precipitación, puesto que la liberación del gas no ha permitido que el crudo se enfríe por debajo de la temperatura de cristalización.

Por otro lado para la precipitación de asfaltenos, al encontrarse la presión promedio del pozo por debajo de la presión de burbuja, el gas liberado aumenta la solubilidad de los asfaltenos precipitados, por lo tanto la cantidad de precipitados de asfalteno desde condiciones de yacimiento tendran la tendencia a disminuir a medida que la presión del pozo desciende hasta la presión de cabeza. (Ver tabla 54)

Tabla 54. Análisis del trayecto de flujo Col-36 (Punto 1)

TRAYECTO COL-36	PROFUNDIDAD	OPERACIÓN	CONDICIONES PRODUCCIÓN	ANALISIS	
				PRECIPITACIÓN PARAFINAS	PRECIPITACIÓN ASFALTENOS
1	2215- 2002 Ft	CONDICIONES DE YACIMIENTO Y POZO	(479 Psia-104°F) a (442 Psia-104°F)		X

Fuente: Autores del proyecto

- 2) Una vez discutido el comportamiento de la precipitación de parafinas y asfaltenos a condiciones de yacimiento para este pozo en estudio, a medida que la presión de yacimiento desciende de 479 Psia hasta la presión de entrada a la bomba de 439.93 Psia hay una disminución de la cantidad de precipitados de 0.487 % aproximadamente 0.4795 % en peso. Cuando la presión de entrada a la bomba desciende de 439.93 Psia a 289.55 Psia se cruza el umbral de precipitación de asfaltenos, esto debido a que la temperatura en esa condición de operación es de 102.31°F en la cual el fenómeno de precipitación de asfaltenos es nulo. (Ver tabla 55)

- 3) Una vez cuando la presión de la bomba aumenta hasta la presión de descarga (656.51 Psia a 109.39 °F) la precipitación de asfaltenos aumenta considerablemente hasta 1.68% en peso. (Ver tabla 55)

Tabla 55. Análisis del trayecto de flujo Col-36 (Punto 2 y 3)

TRAYECTO COL-36	PROFUNDIDAD	OPERACIÓN	CONDICIONES PRODUCCIÓN	ANALISIS	
				PRECIPITACIÓN PARAFINAS	PRECIPITACIÓN ASFALTENOS
2	2002 Ft	BOMBA, CAIDA DE PRESIÓN	(439.93 Psia-104°F) a (289.55 Psia- 102.31°F)		
3	2002 Ft	BOMBA, PRESIÓN DE BOMBEO	(289.55 Psia- 102.3114°F) a (656.5125 Psia-109.39 °F)		X

Fuente: Autores del proyecto

- 4) Por otro lado a medida que las pérdidas de presión se van dando desde la presión de descarga de la bomba (2002 ft) a profundidades mayores a 1870 ft aún existiría como tal precipitación de asfaltenos, esto debido a que a la profundidad de 1870 ft se alcanza una temperatura por debajo de los 103°F (102.2 °F respectivamente) indicando como tal que el fenómeno de precipitación de asfaltenos no se dé a esas condiciones. (Ver tabla 56)
- 5) Luego desde profundidades menores a 1870 ft no se da ningún efecto de precipitación de asfaltenos hasta la profundidad del cabezal de pozo (0Ft). Sin embargo a medida que la presión descende y el flujo de gas aumenta el fluido empieza enfriarse y alcanza a condiciones de cabeza de pozo la temperatura de cristalización de parafinas de 90°F, indicando que desde cabeza de pozo para Colorado 36 probablemente exista precipitación de parafinas.(Ver tabla 56)

Tabla 56. Análisis del trayecto de flujo Col-36 (Punto 4 y 5)

TRAYECTO COL-36	PROFUNDIDAD	OPERACIÓN	CONDICIONES PRODUCCIÓN	ANÁLISIS	
				PRECIPITACIÓN PARAFINAS	PRECIPITACIÓN ASFALTENOS
4	2002 Ft->1870 Ft	TRAYECTO DEL FLUJO	(656.51 Psia-109.39 °F) a >(538.04 Psia-102.2 °F)		
5	<= 1870 -0 Ft	TRAYECTO DEL FLUJO A CABEZAL	<=(538 Psia-102.20 °F) a (44.85 Psia-90.36)	X	

Fuente: Autores del proyecto

Por lo anterior, según las condiciones aproximadas de presión y temperatura para el pozo colorado-36 existe la probabilidad de que se precipiten solo las parafinas en cabeza de pozo.

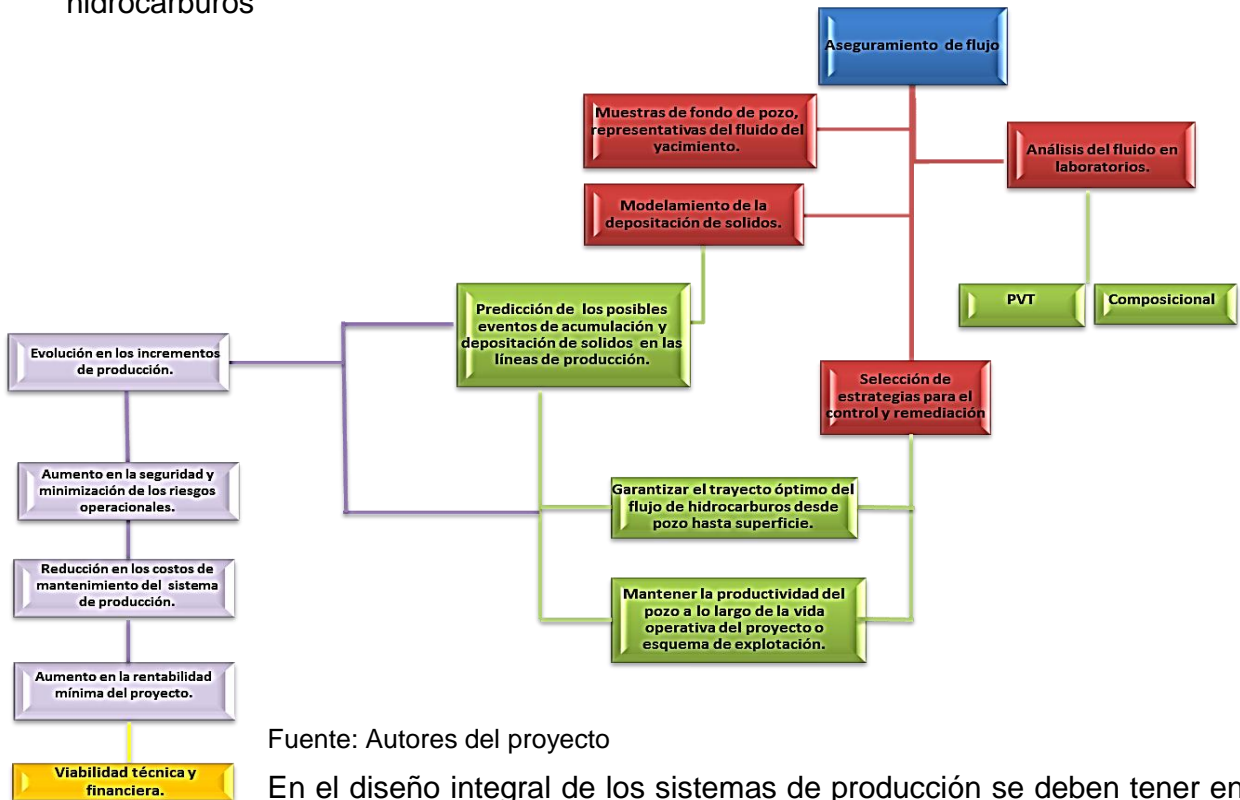
4 CAPITULO

MAPA CONCEPTUAL DE DECISIONES PARA LA INTEGRACIÓN DE ESTRATEGIAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN RELACIÓN A DEPOSITOS ORGANICOS

4.1 ANALISIS BASICO PARA LA INTEGRACION DE ESTRATEGIAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO

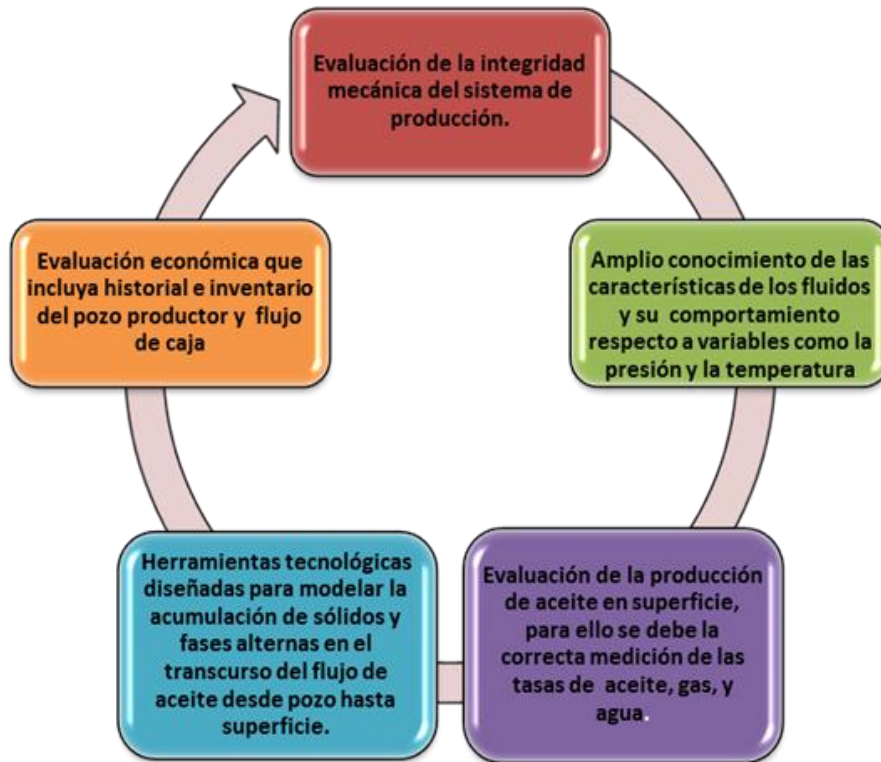
Para poder analizar los requerimientos básicos que permitan la optimización de los sistemas de producción a partir de estrategias de aseguramiento de flujo se debe realizar una recopilación de información que se observa en la figura 98.

Figura 98. Esquema del aseguramiento de flujo en un proyecto de explotación de hidrocarburos



cuenta los siguientes aspectos a la hora de tomar una decisión respecto a la estrategia que se deba aplicar al sistema de producción. (Ver figura 99)

Figura 99. Tópicos para la selección de una estrategia de aseguramiento de flujo



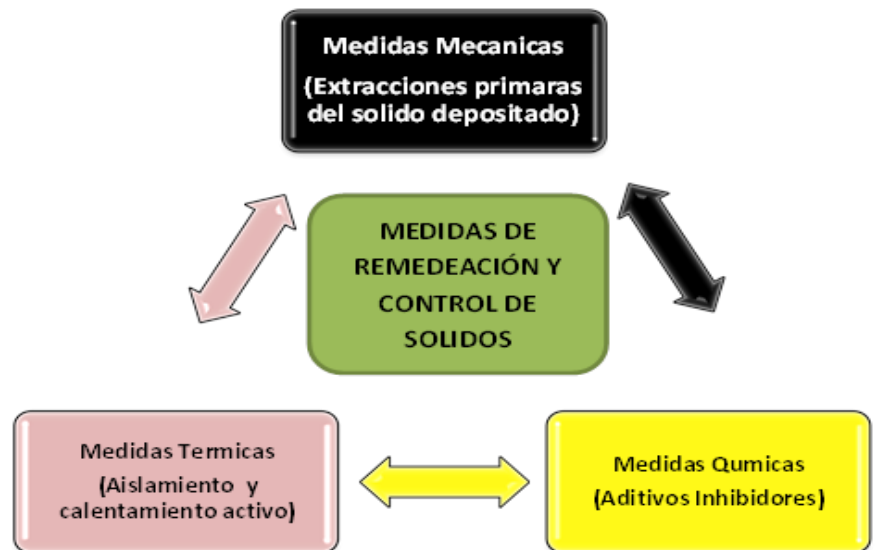
Fuente: Autores del proyecto

Para la selección de una estrategia que permita garantizar efectivamente la producción de aceite es de suma importancia la determinación de las curvas de equilibrio sólido-liquido en el diagrama de fases del crudo, de tal manera que se pueda determinar en el trayecto efectivo que los fluidos desde pozo hasta las instalaciones de superficie deben recorrer sin que pueda existir formación de sólidos. Si de cierta manera no es posible seguir el trayecto en donde se permita la formación de sólidos, es necesario llevar a cabo medidas preventivas o en su defecto correctivas.

Por medio de herramientas software se pueden obtener resultados y posibles escenarios en los que se puedan presentar problemas asociados a depósitos de orgánicos

- Perfiles de presión y temperatura.
- Envolvertes de precipitación de parafinas y asfaltenos.
- Análisis del método óptimo de tratamiento de depósitos orgánicos (mecánico, químico, o térmico). En la figura 100, se enuncian algunas posibles medidas que se pueden tomar en caso de generarse restricción de flujo.

Figura 100. Medidas de remediación y control de solidos



Fuente: Autores del proyecto

4.2 ELABORACIÓN DE UN MAPA CONCEPTIAL DE DECISIONES PARA EL CONTROL Y MANEJO DE DEPOSITOS ORGANICOS

El mapa de toma de decisiones como tal es una herramienta factible que involucra las características del yacimiento, infraestructura, propiedades de los fluidos y el comportamiento de la precipitación de las ceras y asfaltenos en el flujo de aceite.

Estos parámetros descritos anteriormente se utilizan para modelamientos en herramientas tecnológicas y para la posterior selección de las estrategias operacionales pertinentes que permitan la optimización de la producción en un sistema de explotación de petróleo.

Para la realización de este mapa de decisiones se realizó un esquema global y resumido de estrategias de aseguramiento de flujo con énfasis en depósitos orgánicos, lo anterior con el fin de obtener una mayor comprensión al momento de interpretar el mapa de decisiones propuesto por los autores del presente proyecto.

Los tópicos claves para la realización del mapa de decisiones del presente proyecto fueron tomados de la mano con el amplio estudio realizado en el proyecto “Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo para un sistema de producción costa afuera” de los autores (Mayorga. G; Mantilla. J.) Ingeniería de petróleos, Universidad Industrial de Santander 2010”.

Estas estrategias de aseguramiento de flujo se pueden realizar de acuerdo a la tapa actual en el que el proceso de producción tenga lugar ya sea estado estable, remediación, control, etc. Es por esto que se definirán estas condiciones para mayor entendimiento del lector a la hora de comprensión del mapa de decisiones.

PARADAS

Para manejar las parafinas en caso de una parada, ya sea planeada o no, el aislamiento cumple un papel de suma importancia aumentando el tiempo de subenfriamiento con el que se cuenta para tomar decisiones bajo estas condiciones.

Mientras esta última operación “parada” no sea llevada a cabo y según lo determinen los tiempos de parada y las experiencias en las primeras detenciones realizadas en el campo, la inyección de químicos es una operación que puede ser ejecutada como necesaria o como una contingencia operacional. Se recomienda que la inyección de inhibidor de la depositación de parafina sea llevada a cabo desde el inicio de la parada y sin importar que la misma sea corta o larga.

ESTADO ESTABLE

Para el control de la parafina cuando se produce bajo condiciones de estado estable, el primer aspecto que influye directamente es el aislamiento térmico diseñado ya que conserva la temperatura de los fluidos evitando la formación de la misma.

REMEDIACION

Para remediar un tapón de parafina que llegue a generarse es posible llevar a cabo dos operaciones. La primera, si se tiene acceso al tapón, utilizar una herramienta coiled tubing con inhibidor o aceite caliente para fundir la acumulación que está obstruyendo la producción. La segunda, si no se tiene acceso al tapón, incrementar la presión de reinicio del sistema (incrementando la potencia una determinada bomba) para poder, con dicha presión, mover el depósito de parafina que está deteniendo la producción. Si se llega a presentar un tapón de asfaltenos este deberá ser atacado con solventes, si es posible llegar al tapón, dirigidos por medio de herramientas coiled tubing.

Tabla 57. Técnicas aplicadas en el manual de aseguramiento del flujo para manejo de parafinas

TECNICAS APLICADAS - MANUAL / PARAFINAS				
CONTROL	Manejo Térmico	Aislamiento		
	Inyección de Químicos	Calentamiento		
		Inhibidores de depositación de la	Modificadores de cristales	
			Dispersantes	
		Surfactantes		
		Reductores del punto de fluidez		
	Inhibición Magnética			
	Marraneo			
REMEDIACIÓN	Remediación o Eliminación térmica	"Hot Oil"		
	Remediación o Eliminación con solventes	Nitrógeno in-situ"		

Fuente: Mayorga Gonzalo, Mantilla Javier, Tesis de grado "Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo para un sistema de producción costa afuera", Universidad Industrial de Santander, Escuela de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2010.

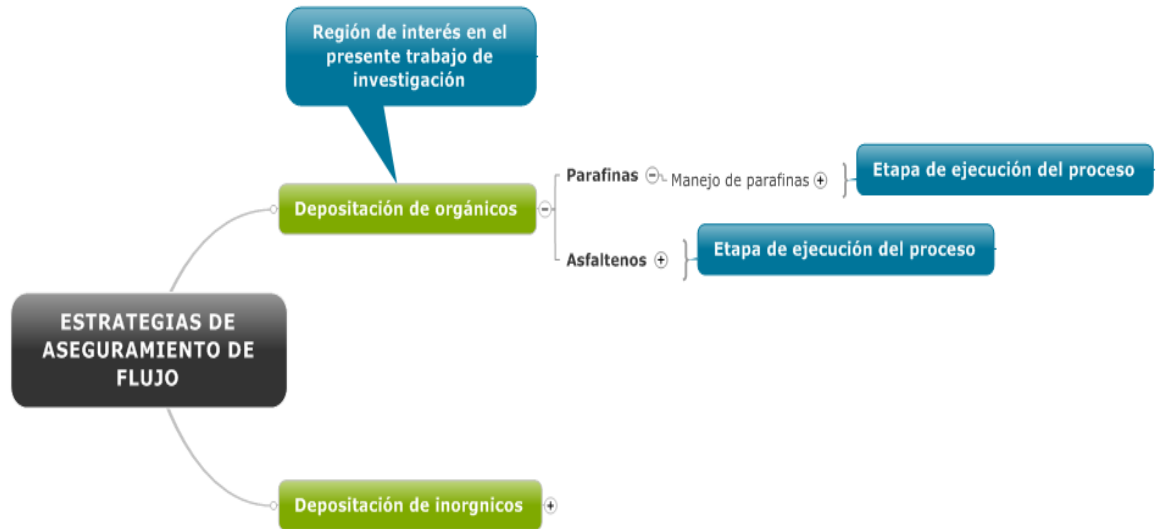
Tabla 58. Técnicas aplicadas en el manual de aseguramiento del flujo ICP para manejo de asfaltenos

TÉCNICAS APLICADAS - MANUAL / ASFALTENOS		
CONTROL	Químico (Inhibidores)	Dispersantes de asfaltenos
		Resinas
	Mecánico	Marraneo
		Raspadores
		Tuberías de superficies lisas (Prevención)
	Térmico	NO FUNCIONAN
REMEDIACIÓN	Solventes	

Fuente: Mayorga Gonzalo, Mantilla Javier, Tesis de grado "Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo para un sistema de producción costa afuera", Universidad Industrial de Santander, Escuela de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2010.

A continuación en la figura 101 se muestra el esquema global con sus ítems principales de las estrategias de aseguramiento de flujo

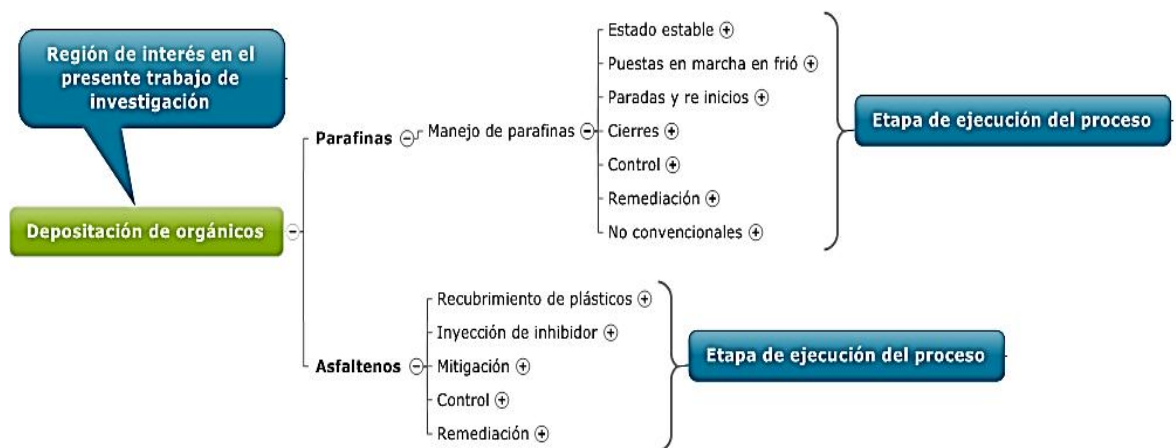
Figura 101. Tópicos principales a manera global del esquema de estrategias de aseguramiento de flujo



Fuente: Autores del proyecto

A continuación se presenta un ampliamiento de la figura 101 en sus respectivos enfoques en las estrategias y métodos en depositación de orgánicos. (Ver figura 102)

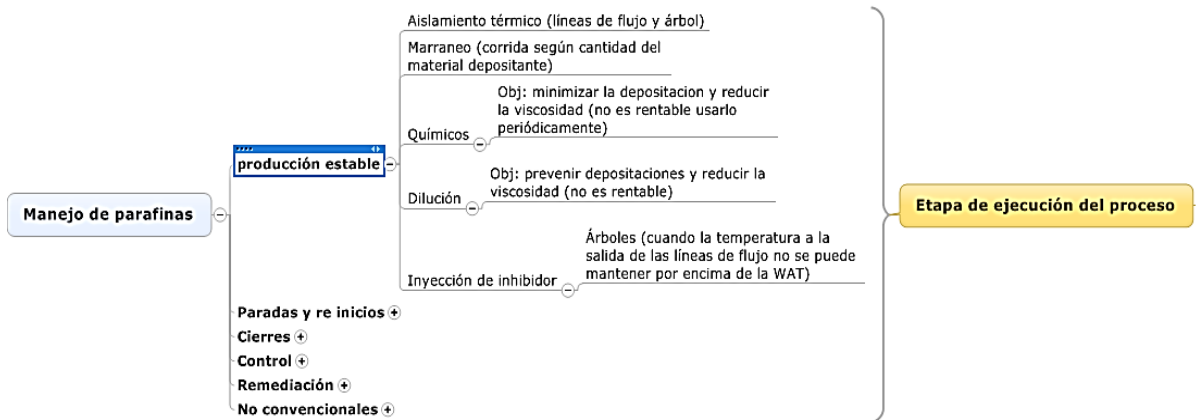
Figura 102. Manejos de depósitos de orgánicos (Aseguramiento de flujo)



Fuente: Autores del proyecto

En a figura 103 se ilustra el manejo de de parafinas según el estado en el que se encuentre el preceso en este caso producción estable, es decir produccion continua de crudo.

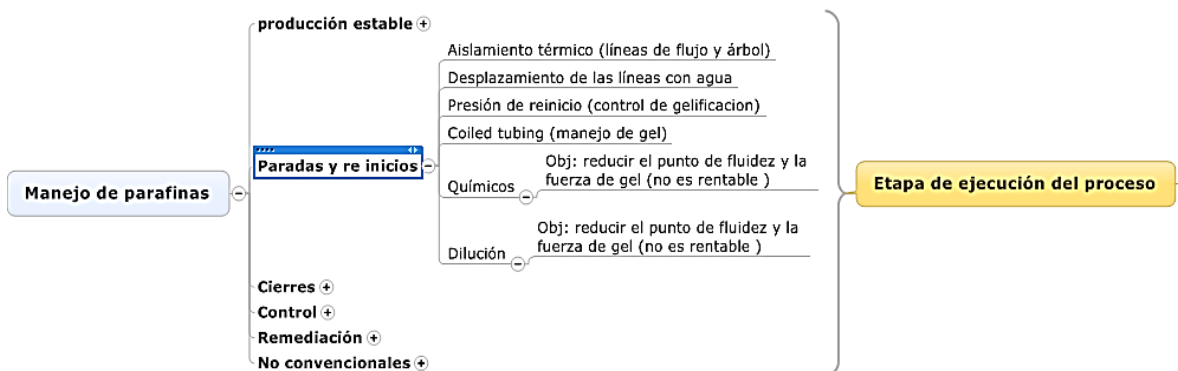
Figura 103. Aseguramiento de flujo: Manejo de parafinas



Fuente: Autores del proyecto

En a figura 104 se ilustra el manejo de de parafinas según el estado en el que se encuentre el preceso, en este caso “paradas y reinicios”. Es decir posibles problemas que hace que la operación sea intermitente.

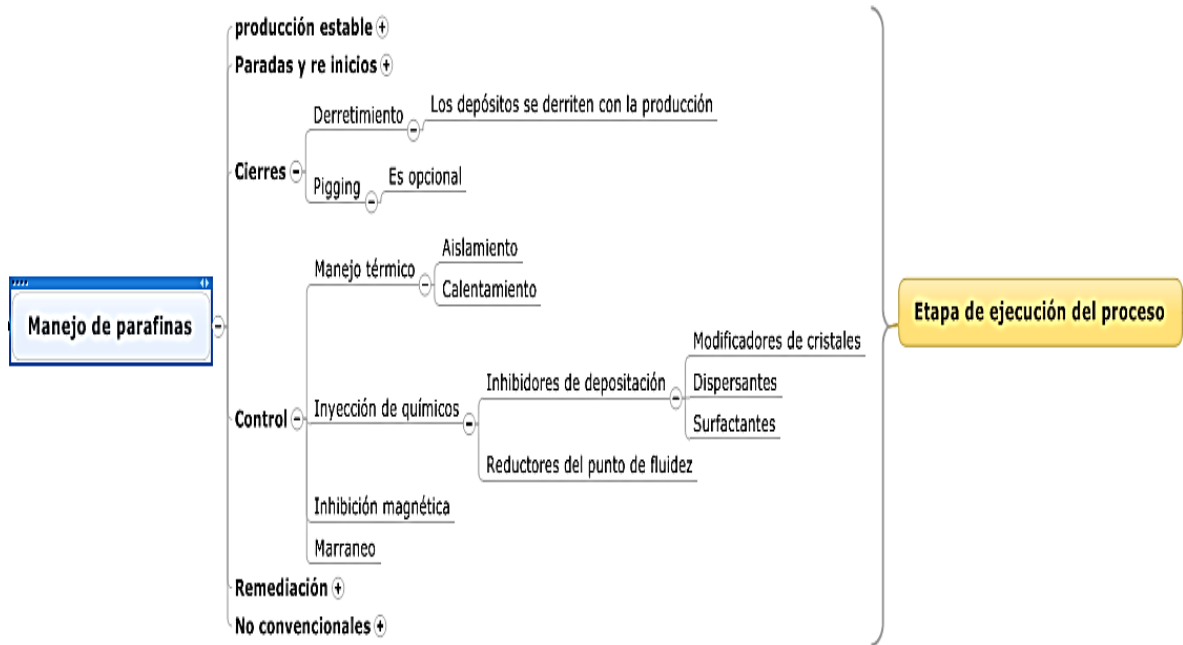
Figura 104. Manejo de parafinas según el estado del proyecto de producción



Fuente: Autores del proyecto

En a figura 105 se ilustra el manejo de deparafinas segunel estado en el que se encutre el preceso en este caso cierres del pozo y control del mismo.

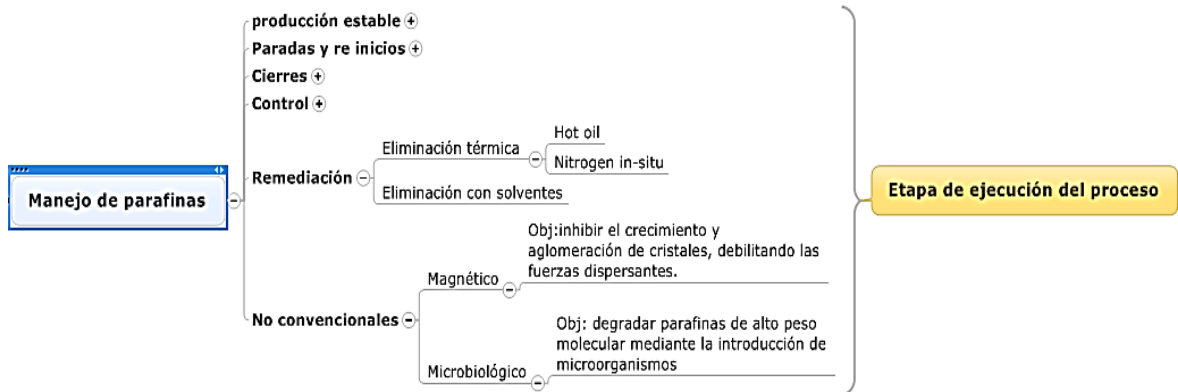
Figura 105. Manejo de parafinas según el estado del proyecto de producción



Fuente: Autores del proyecto

En a figura 106 se ilustra el manejo de de parafinas según el estado en el que se encutre el preceso en este caso remediacion (problema de taponamiento total) e implementacion de estrategias no convencionales.

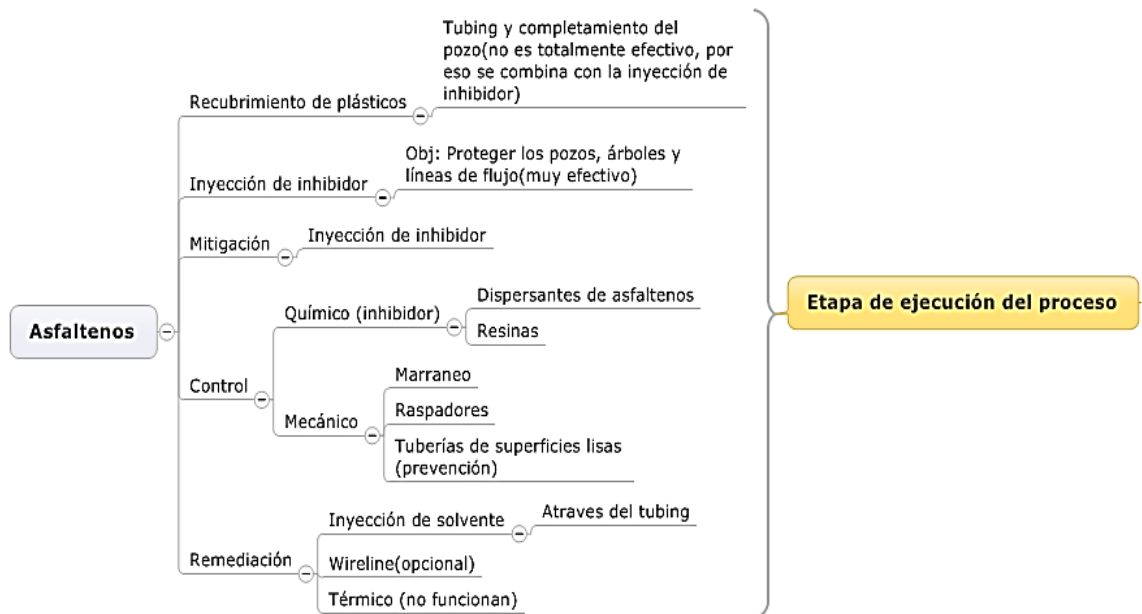
Figura 106. Manejo de parafinas según el estado del proyecto de producción



Fuente: Autores del proyecto

En a figura 107 se ilustra el manejo de de asfaltenos según el estado en el que se encuentre el proceso en este caso cuando la tuberías esta recubierta de plastico, se le añade inhibidor, de controla mediante metodos mecanicos quimico o termicos o en etapa de remediacion.

Figura 107. Manejo de asfaltenos según el estado del proyecto de producción



Fuente: Autores del proyecto

4.1 ELABORACIÓN DE UN MAPA CONCEPTUAL DE DECISIONES PARA EL CONTROL Y MANEJO DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS

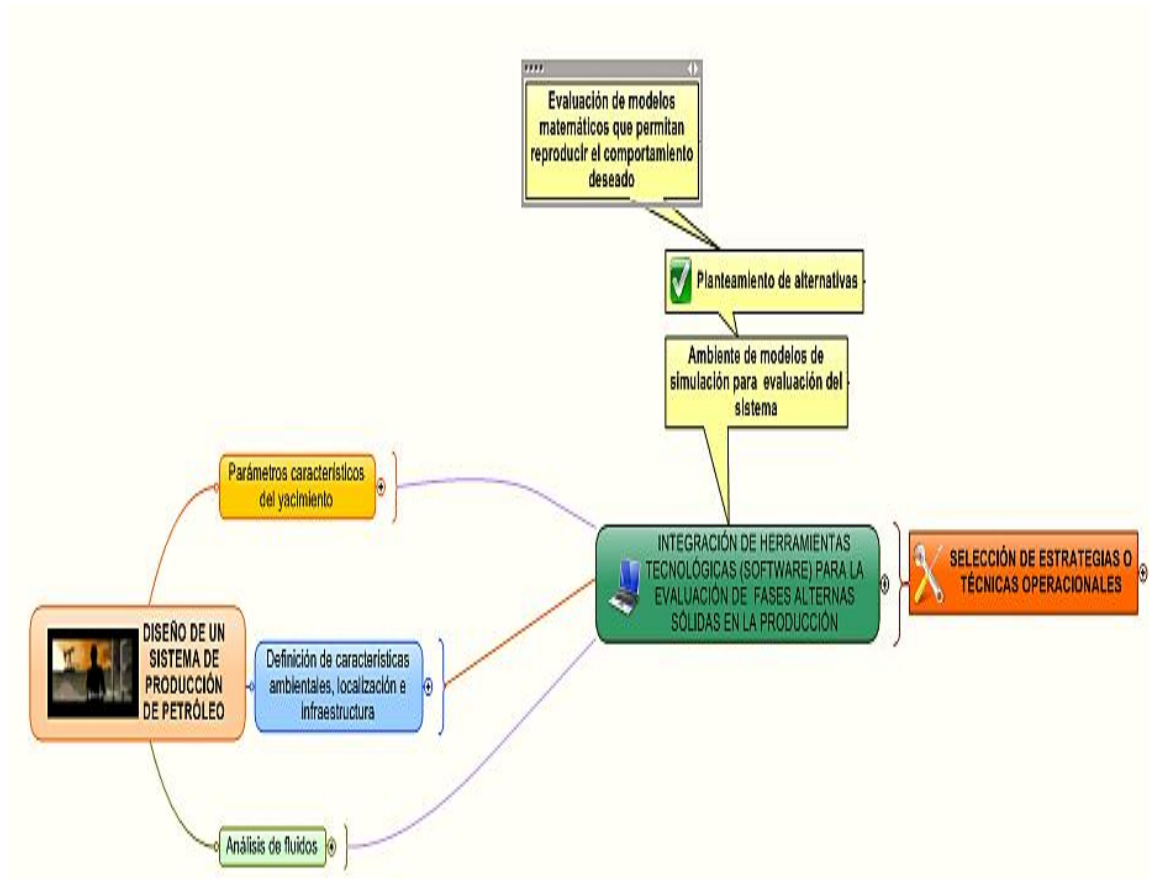
Una vez planteado lo referente a la literatura para la comprensión de las estrategias de aseguramiento de flujo, se da inicio a la estructura planteada para la elaboración del mapa de decisiones el cual estará compuesto por 3 ambientes:

1. Diseño del sistema de producción
2. Implementación de la herramienta software
3. Selección de estrategias o técnicas operacionales.

Este mapa de decisiones fue desarrollado mediante la licencia gratuita del software MindJet Manager 2012. Por otro lado de la misma manera que el esquema de estrategias de aseguramiento de flujo, este mapa estará anexado en el respaldo de los anexos pertinentes del presente proyecto de investigación (Anexo 3).

A continuación se muestra de manera general los tópicos principales de este mapa de decisiones (figura 108).

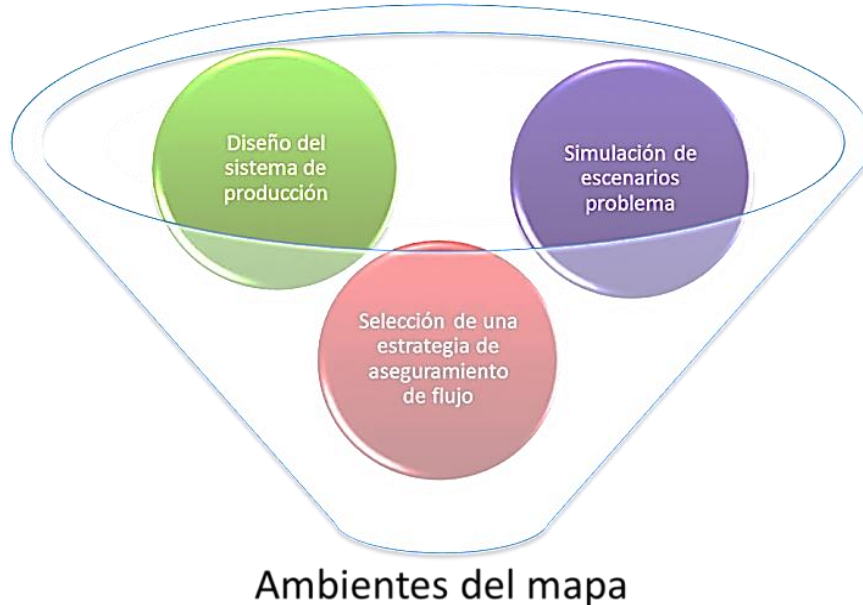
Figura 108. Mapa conceptual de toma de decisiones de aseguramiento de flujo



Fuente: Autores del proyecto. Modificado de “Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo para un sistema de producción costa afuera” de los autores (Mayorga. G; Mantilla. J.) Ingeniería de petróleos, Universidad Industrial de Santander 2010”.

Este mapa de la figura 108 está compuesto por 3 ambientes. A continuación la figura 109 los define como tal.

Figura 109. Ambientes del mapa de toma de decisiones

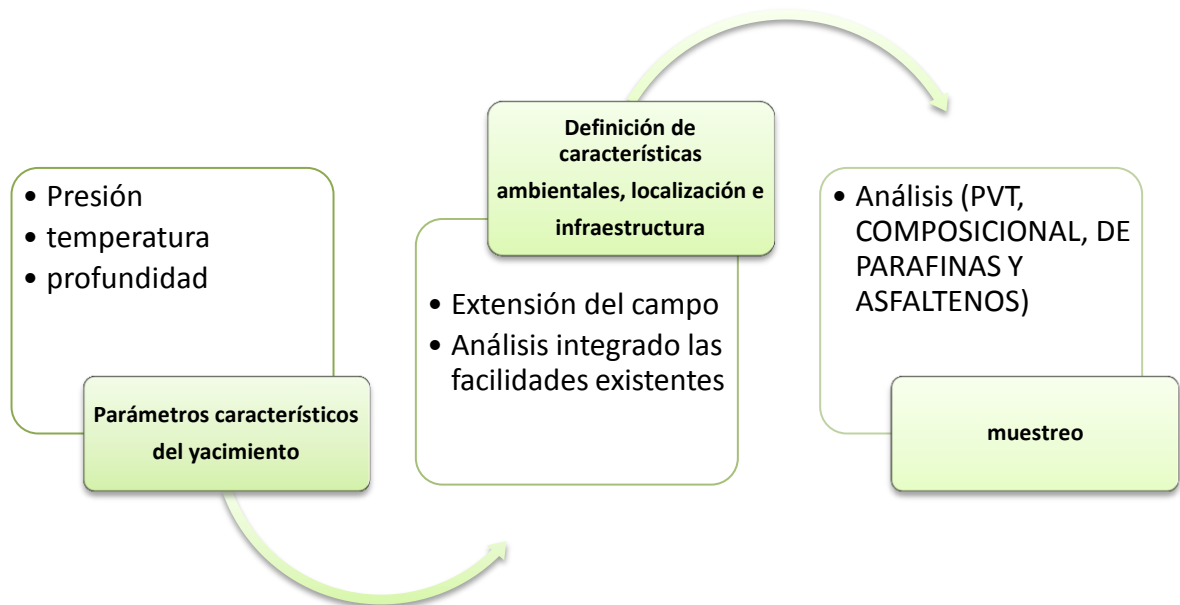


Fuente: Autores del proyecto

4.1.1 PRIMER AMBIENTE: DISEÑO DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN

La figura 109 describe los datos de entrada y las condiciones que se deben tener para poder diseñar exitosamente un esquema de producción. Con esta información es posible determinar la implementación o no de un método de recobro, o la instauración de un sistema de levantamiento artificial, además de las dimensiones del campamento, el diseño de facilidades de superficie y distribución de líneas de flujo y de producción. Para reforzar los diseños es necesario entonces caracterizar el fluido con diversos estudios de laboratorio como se muestra en la figura 110.

Figura 110. Diseño de un sistema de producción



Fuente: Autores del proyecto

4.1.2 SEGUNDO AMBIENTE: INTEGRACIÓN DE HERRAMIENTAS TECNOLÓGICAS (SOFTWARE) PARA LA EVALUACIÓN DE FASES ALTERNAS SÓLIDAS EN LA PRODUCCIÓN.

La figura 111 muestra un esquema sencillo que explica a grandes rasgos como se desarrolla este ambiente. Primero se ingresa la información meticulosamente recolectada previamente, después se generaran envolventes de precipitación de parafinas y asfaltenos, perfiles de presión y temperatura, estudios del método óptimo de destrucción de orgánicos con el fin de brindar un buen análisis y pasar al tercer ambiente donde se tomaran las decisiones.

Figura 111. Integración de herramientas tecnológicas (software) para la evaluación de fases alternas sólidas en la producción.



Fuente: Autores del proyecto

4.1.3 TERCER AMBIENTE: SELECCIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO

El tercer segmento de este mapa muestra la toma de decisión según el tipo de depósito orgánico que debemos manejar, parafina o asfalteno (ver figura 112.) además la etapa en el que el proceso de producción se encuentre el proyecto, para escoger correctamente la estrategia de aseguramiento de flujo.

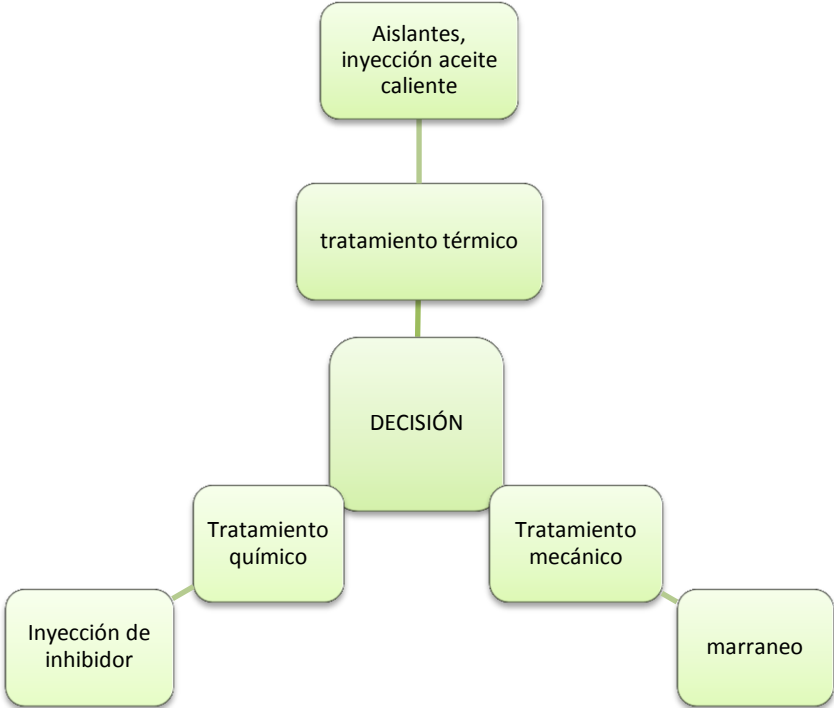
Figura 112. Manejos de problemas de depósitos orgánicos



Fuente: Autores del proyecto

Una vez trazada una ruta se recomienda tomar la decisión (figura 113.)

Figura 113. Selección de una estrategia de aseguramiento de flujo



Fuente: Autores del proyecto

CONCLUSIONES

- La envolvente de precipitación propuesta en la metodología del presente proyecto no sobre predice la cantidad de precipitados a la presión de burbuja. Por otro lado muestra una región más amplia en la cual posiblemente habría mayor riesgo de precipitación de asfaltenos de lo que se tenía pensado a la fecha.
- los pozos representativos de la arena productora B, para colorado 25 (Condiciones iniciales de yacimiento, subsaturado) es posible que hubo precipitación de parafinas y asfaltenos a condiciones de yacimiento, pero a cabeza de pozo solo como tal habría precipitación de parafinas. En el pozo Colorado 36 (Fluido saturado) a condiciones de yacimiento no hay como tal el efecto de precipitación de parafinas, sin embargo según la envolvente de precipitación de asfaltenos generada en este proyecto se puede inferir que podría haber precipitación de estos mismos; por otro lado para este pozo en cabeza solo habría precipitación de parafinas
- La elaboración del mapa de decisiones en el presente proyecto permite integrar un diseño conceptual netamente teórico de las estrategias de aseguramiento de flujo en relación a depositación de parafinas y asfaltenos, por lo cual permite una mayor comprensión de los problemas de depositación de estos sólidos en tubería puesto que se incluyen las etapas en que se encuentra la operación.

RECOMENDACIONES

- Se necesita mayor investigación a escala de laboratorio de la precipitación de asfaltenos en la arena productora B que permita validar los resultados de la simulación de dicho fenómeno.
- Se recomienda caracterizar el fluido de las arenas productoras distintas a la B, de esa manera poder llegar a predecir en laboratorios o en simulación la precipitación de sólidos orgánicos para todos los pozos activos de campo colorado.
- Es necesario que sean realizados en campo los perfiles de presión y temperatura a condiciones de producción para los pozos Col-25 y Col-36, de tal manera que se permita validar los perfiles de estas variables operacionales obtenidos en la simulación.
- La integración de estrategias de aseguramiento aplicadas en un campo específico como campo escuela colorado necesita una amplia investigación de las condiciones de operación y deposición de estos sólidos orgánicos, por lo cual se recomienda que se deben cuantificar los datos operacionales y composicionales con el fin de ofrecer una ruta óptima basada en datos reales si se implementa el mapa propuesto por el presente proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. A. Hammami, J. Ratulowski, J. A. P. Coutinho. Cloud Points: Can We Measure or Model Them? *Pet. Sci. Technol.* 21 (2003) 345-358.
2. Abdulaziz Salem Al-Qasim, "Simulation of Asphaltene Deposition During CO₂ Flooding, MASTER OF SCIENCE IN ENGINEERING", University of Texas at Austin, USA AUGUST 2011.
3. Bermúdez, A.M., Guarique, J.G., "Determinación de la influencia de la Presión, Temperatura y la Viscosidad Sobre la Precipitación de asfáltenos en Pozos Productores de Hidrocarburos en el campo Santa Bárbara" Tesis de Grado, UDO; Barcelona (2000).
4. Binger J. W., "*Chemistry of Asphaltenes*," American Chemical Society, pp. 17 – 27, Washington DC, 1984.
5. Boer, R.B.d. and K. Leerlooyer, *Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation*, in *SPE European Petroleum Conference*. November 1992, SPE: Cannes, France.
6. Branco V., Mansoori G., De Almeida X. L., Park S., Manafi H., *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 32 (2001), 217.
7. Burke, N. E., Hobbs, R. E., and Kashon, S. F., "Measurement and Modeling of Asphaltene Precipitation," *Journal of Petroleum Technology*, 42, p.p. 1440 – 1446, 1990
8. B.J. Musser, P.K. Kilpatrick. Molecular Characterization of Wax Isolated from a Variety of Crude Oils, *Energy Fuels* 12, (1998) 715-725.
9. Burton, Wirral, South UK, chromatography in the petroleum industry
10. C. Lira-Galeana, A. Firoozabadi, J.M. Prausnitz. Thermodynamics of Wax Precipitation in Petroleum Mixtures. *AIChE J.* 42 (1996) 239–248.
11. Calles J.A., Dufour J., Marugán J., Peña J.L., Giménez-Aguirre R. y Merino García D.; Properties of asphaltenes precipitated with different n-alkanes. a study to assess the most representative species for modeling; *Energy & Fuels* 2007.

12. Carnaham, N. F. J. *Pet. Technolo.* 1989, 1024-1025, 1106.(P12)
13. Cimino, R., Corraera S., and Sacomani P.A., "Thermodynamic Modeling for Prediction of Asphaltene Deposition in Live Oil," International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, TX, Feb 14 – 17, 1995.
14. C. Martos, B. Coto, J. J. Espada, M. D. Robustillo, S. G. and J. L. Peña. Experimental Determination and Characterization of Wax Fractions Precipitated as a Function of Temperature. *Energy & Fuels. Vol 22, (2008).*
15. Choiri Miftachul, MASTER'S THESIS ,Study of CO2 Effect on Asphaltene Precipitation and Compositional Simulation of Asphaltenic Oil Reservoir, FACULTY OF SCIENCE AND TECHNOLOGE, University of Stavanger, Norway 30th June , 2010
16. DELGADO J.G. "ASFALTENOS: COMPOSICIÓN, AGREGACIÓN Y PRECIPITACIÓN. CUADERNO FIRP S369-A". Laboratorio de formulación, interfaces, reología y procesos. Universidad de los Andes. Mérida (Venezuela). 2006.
17. Ellison, B. T. and Gallagher, C. T., "The Physical Chemistry of Wax, Hydrates, and Asphaltene," Houston, Texas, 1 – 4 May, 2000
18. E. Benjamin Wylie and Victor L. Streeter "Fluid Transients in Systems Prentice Hall", 1993.
19. Flory, P. J., "Thermodynamics of High Polymer Solutions," *J. Chem. Phys.* 10, 51, 1942.
20. FOX WILLIAM A, "Effect of resins on asphaltene self-association self-association and solubility" Thesis master of science, University of Calgary, Alberta Canada, 2007.
21. G. Centeno, F. Trejo, J. Ancheyta, A. Carlos. *Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión.* *Rev. Soc. Quím. Méx.* 2004. 48:179-188.
22. GARCIA FEDERICO, "Evaluación de un Modelo Termodinámico de Precipitación de Parafinas para Predecir Problemas de Aseguramiento de Flujo" Tesis de grado Ingeniería Química, Universidad Rey Juan Carlos, España 2009.

23. GARCIA GALVAN, Proyecto fin de Carrera Ingeniería Química “EVALUACIÓN DE UN MODELO TERMODINÁMICO DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS PARA PREDECIR PROBLEMAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO”, Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, Curso académico 2008/09, Universidad Rey Juan Carlos España.
24. GARCIA GARCIA ROBERTO, Proyecto fin de Carrera Ingeniería Química “ESTUDIO CINÉTICO DE LA AGREGACIÓN DE ASFALTENOS DE CRUDOS DE PETRÓLEO” Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, Curso académico 2009/10, Universidad Rey Juan Carlos España.
25. Groenzin H., Mullins O., *J. Phys. Chem. A.*, 103, 50 (1999),11237.
26. Hamouda, A. A., Chukwudeme, E. A. and Alipour Tabrizy, V., “Influence of Temperature on Water and CO2 Flooding of Asphaltenic Chalk Reservoirs, Experimental and Simulation Case Study,” Barcelona, Spain, 14–17 June 2010
27. Henning Groenzin, and Oliver C. Mullins. *Asphaltene Molecular Size and Structure*. The journal of physical chemistry. 1999. 103(50):11237-11245
28. Hirschberg, A., DeJong, L. N. J., Schipper, B. A., and Meijer, J. G., “Influence of Temperature and Pressure on Asphaltene Flocculation,” *Petroleum Engineering Journal*, p.p. 283, June, 1984.
29. Hutton, A., Bharati, S., and Robl, T., “Chemical and Petrographic Classification of Kerogen/Macerals,” *Energy and Fuels*, Vol. 8, p.p. 1478 – 1488, 1994.
30. IPIMS, “International Human Resources Development Corporation Website,”http://ipims.com/welcome_/portal.asp , 2011.
31. Jamaluddin, A.K.M., et al., *Laboratory Techniques to Measure Thermodynamic Asphaltene Instability*. 2002.
32. JL, Du and Zhang, “A Thermodynamic Model for the Prediction of Asphaltene Precipitation,” *Petroleum Science and Technology* 22, No. 7 and 8, p.p. 1023 – 1033,2004.
33. JU, B. (2001). A Study of Removal of Organic Formation Damage by Experiments and Modeling Approaches. Society of Petroleum Engineers (SPE) 68752

34. J.A.P. Coutinho, J.L. Daridon. The Limitations of the Cloud Point Measurement Techniques and the Influence of the Oil Composition on its Detection, *Petroleum Science and Technology* 23 (2005) 1113-1128.
35. J.A.P. Coutinho. Predictive UNIQUAC: A New Model for the Description of Solid- Liquid Equilibria in Complex Hydrocarbon Mixtures. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 37 (1998) 4870-4875
36. J.A.P. Coutinho, V. Ruffier-Meray. A New Method for Measuring Solid-Liquid Equilibrium Phase Diagrams Using Calorimetry. *Fluid Phase Equilibria* 148 (1998) 147–160.
37. Kawanaka, S., Park, S. J. and Mansoori, G. A., “The Role of Asphaltene Deposition in EOR Gas Flooding,” presented at the SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Richardson, TX, February 15 – 17, 1988.
38. Kennicutt, M. E., Brooks, J. M., and Burke Jr, R. A., “Hydrocarbon Seepage, Gas Hydrates, and Authigenic Carbonate in the Northwestern Gulf of Mexico,” Houston, Texas, May 1 – 4, 1989.
39. K.W. Won, Thermodynamic Calculation of Cloud Point Temperatures and Wax Phase Compositions of Refined Hydrocarbon Mixtures. *Fluid Phase Equilibria* 53 (1989) 377-396.
40. Leontaritis, K.J. and G.A. Mansoori, *Asphaltene Flocculation During Oil Production and Processing: A Thermodynamic Colloidal Model*, in *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. 1987, 1987 Copyright 1987 Society of Petroleum Engineers, Inc.: San Antonio, Texas.
41. Leontaritis, K. J., “The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes,” *Fuel Science and Technology International*, Vol. 14, No. 1 and 2, 13 – 39, 1996
42. L. Rodriguez, M. Castaneda. Estudio de los fenomenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafinicos-Fase 1. *Ciencia, Tecnología y Futuro (CT&F)*, Vol.2, Num.2, Diciembre 2001
43. MANSOORI, G. A. (1994). Modeling and Prevention of Asphaltene and Other Heavy Organic Deposition in Oil Wells. Society of Petroleum Engineers (SPE) 27070.

44. Mansoori .G.A. “Remediation of Asphaltene and other Heavy Organic Deposits in Oil Wells and in Pipelines”, University of Illinois, USA 2010
45. Mayorga Gonzalo, Mantilla Javier, Tesis de grado “Diseño conceptual de la estrategia de aseguramiento de flujo para un sistema de producción costa afuera”, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Petróleos, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Bucaramanga 2010.
46. Mei, H.Y., *Ph.D. Thesis - The Precipitation Mechanism and Thermodynamic Model Research of Organic Solid*. 2000, U of Science and Technology of China.
47. Moschopedis S.E., Fryer J.f. y Speight J.G., *Fuel*, 55 (1976).
48. Mullins, O.C., et al., *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*. 2007, New York, NY: Springer
49. Mullins O.C., Solbakken T., Marshall A.G., Rodgers R.P., Jamaluddin A. (Jamal), Creek J., Kabir S., Allenson S., Akbarzadeh K., Hammami A., Kharrat A. y Zhang D.; *Asphaltenes problematics but rich in potential*. 2007.
50. M. Alayon. *Asfaltenos: Ocurrencia y floculación*. Cuaderno FIRP S369-PP. Universidad de los Andes. Mérida (Venezuela). 2004.
51. M. Vafaie-Sefti, S. A. Mousavi-Dehghani, M. Mohammad-Zadeh Bahar. *Modification of Multisolid Phase Model for Predictin of Wax Precipitation: A New and Effective Solution Method*. *Fluid Phase Equilibria* 173 (2000) 65–80.
52. NGHIEM LONG, “PHASE BEHAVIOUR MODELLING AND COMPOSITIONAL SIMULATION OF ASPHALTENE DEPOSITION IN RESERVOIRS”, *Phd Thesis*, Edmonton, Alberta-Canada, 1999.
53. Ngheim, L. X., Kohse, B. F., Ali, Farouq S. M., and Doan, Q., “Asphaltene Precipitation, Phase Behavior Modeling and Compositional Simulation,” SPE 59432, Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management, Yokohama, Japan, 25 –26 April, 2000.
54. Ospino Teddys, ASPECTOS GENERALES DEL DAÑO DE FORMACION POR DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO, UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA FACULTAD DE MINAS, MEDELLIN 2009

55. Peng, D. Y. and Robinson, D. B., "A New Two-Constant Equation of State," *Ind. Eng. Chem. Fundam.*, Vol. 15, p.p. 59 – 64, 1976
56. Reyes Octavio, Gómez José, Martínez Néstor. "ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN SISTEMAS DE ACEITE PESADO EN MEXICO", 23 de febrero de 2005 en Veracruz México.
57. Reyes Octavio, Scandpower PT Inc; Hernández Alfredo, Villalobos José, PEP; Martínez Néstor, UNAM; Aragón Alfonso y José M. Malo, IIE. SPE74383 "Integration of Design, Control, Operation, Maintenance, and Management Tasks of Petroleum Production Systems: A Case Study".
58. R. Dalirsefat, F. Feyzi. A Thermodynamic Model for Wax Deposition Phenomena. *Fuel* 86 (2007) 1402–1408.
59. R.M.K. Carlson, S.R. Jacobson, J.M. Moldowan, E.I. Chan. Potential applications of high temperature gas chromatography to Middle Eastern petroleum exploration and production. *The Middle East Petrol. Geosci.* 1 (1994) 258–266.
60. Sanchez escalonilla, Cornejo Miriam, ESTUDIO DE LA POROSIDAD DE LOS PRECIPITADOS PARAFINICOS DE CRUDOS DE DISTINTA NATURALEZA, Tesis de grado Ingeniería Química, Universidad Rey Juan Carlos, España 2009.
61. SANCHEZ- ESCALONILLA CONEJO MIRIAM, Proyecto fin de Carrera Ingeniería Química "ESTUDIO DE LA POROSIDAD DE LOS PRECIPITADOS PARAFINICOS DE CRUDOS DE DISTINTA NATURALEZA" Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, Curso académico 2008/09, Universidad Rey Juan Carlos España.
62. Soave, G., "Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State," *Chem. Eng. Sci.* 27, 1197, 1972.
63. SUEIRAS BÉLEN, "FRACCIONAMIENTO DE CRUDOS POR ENFRIAMIENTO", Tesis de grado Ingeniería Química, Universidad Rey Juan Carlos, España 2009.

64. S. Afshari, Kharrat, R., and Ghazanfari, M. H., "Asphaltene Precipitation Study During Natural Depletion at Reservoir Conditions," Beijing, China, 8 – 10 June, 2010.
65. S. Misra, S. Baruah, K. Singh. 1995. Paraffin problems in crude oil production and transportation: A review. Society of Petroleum Engineers (SPE) Paper 28181, SPE Production and Facilities (1995) 50–54.
66. UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Asfaltenos, Composición, Agregación, Precipitación. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. (2006).
67. V. A. Adewusi. Prediction of Wax Deposition Potential of Hydrocarbon Systems from Viscosity-Pressure Correlations. Fuel 76 n° 12 (1997) 1079-1083.
68. V.R. Kruka, E. R. Cadena, T.E. Long. Cloud-point determination for crude oils. J. Petrol. Technol. 47 (1995) 681–687.
69. Wang, X., "Simulation of Asphaltene Deposition in Petroleum Reservoir During Primary Oil Recovery," Ph.D. dissertation Thesis, The University of Oklahoma, 2000.
70. www.imp.mx/petroleo/?imp=comp
71. www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html
72. Yen, A., Y.R. Yin, and S. Asomaning, *Evaluating Asphaltene Inhibitors: Laboratory Tests and Field Studies*, in *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. 2001, Copyright 2001, Society of Petroleum Engineers Inc.: Houston, Texas
73. Yen, T.F. and G.V. Chilingarian, *Asphaltenes and asphalts*. 1994, Amsterdam: Elsevier. b.
74. ARAMENDIZ. J. VELAZQUES. M. "Consideraciones y procedimientos para el análisis PVT del crudo de campos maduros, aplicación campo colorado". Universidad industrial de Santander.(2008)
75. ARIZA. E. "determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado". Universidad industrial de Santander. (2008)

76. CORREA. F. "Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación campo colorado", Universidad industrial de Santander. (2008)
77. ECOPETROL S.A," Informe colorado, diagnóstico y estrategias de recobro". El centro, Barrancabermeja, (diciembre 2003)
78. HERRERA. J. PATIÑO. J. "Análisis integrados de fluidos para el colorado". Universidad industrial de Santander. (2009)
79. POVEDA. D. "Diseño tratamiento químico remoción de material orgánico campo colorado". Universidad industrial de Santander.(2009)
80. RODRIGUEZ. E. "Evaluación de las reservas de gas y pronóstico de su producción del campo escuela colorado". Universidad industrial de Santander. (2013)
81. VILLARREAL. E. MOYA. H. "Análisis de los fluidos aplicado a los hidrocarburos en el campo escuela colorado". Universidad industrial de Santander. (2012)
82. D'AMICO. C. WALTER. F. "Desarrollo de un algoritmo computacional para determinar el efecto de la deposición de parafinas sobre el gradiente de presión de flujo multifasico en tuberías". Universidad central de Venezuela. (2001)
83. Lira. J. Guzmán. Christian. E. Narváez. M. Herrera. C. Palacios. C. Reyes. A. López. C. Hernández. Á. Hernández. A. Cienfuegos. A. "Depósitos de parafinas y asfaltenos en los campos petroleros" Universidad Autónoma del Carmen.(Ciudad de Carmen, México).
84. RESTREPO. K. GARZA. C. "Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte" Universidad industrial de Santander. (2006)

ANEXOS

Anexo A. CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DE COLORADO 25 POR LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS (PARAMETRO FUGACIDAD), (Propuesta Villamizar-Castaño 2013)

Anexo B. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN COLORADO 25 (Propuesta Villamizar-Castaño 2013)

Anexo C. MAPA CONCEPTUAL DE DECISIONES PARA LA INTEGRACIÓN DE ESTRATEGIAS DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN RELACIÓN A DEPOSITOS ORGANICOS