

**ESTUDIO CONCEPTUAL DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL
CONTROL Y REMOCIÓN DE DEPÓSITOS SÓLIDOS ORGANICOS
EN CARA DE POZO, TUBERÍA DE PRODUCCIÓN, EQUIPOS DE SUPERFICIE
Y TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

CESAR AUGUSTO RODRÍGUEZ PARRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

**ESTUDIO CONCEPTUAL DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL
CONTROL Y REMOCIÓN DE DEPÓSITOS SÓLIDOS ORGANICOS
EN CARA DE POZO, TUBERÍA DE PRODUCCIÓN, EQUIPOS DE SUPERFICIE
Y TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

CESAR AUGUSTO RODRÍGUEZ PARRA

**Trabajo de grado presentando como requisito para optar el título
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director

M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Por haber logrado a satisfacción la culminación de la especialidad Producción de Hidrocarburos agradezco:

A Dios por darme la vida haciendo posible lograr mis metas, porque me ilumina y está siempre a mi lado para seguir adelante.

A mis hijos **Breinner Stevens** y **Shirley Julieth**, porque no tengo palabras para decirles que son mi pasión de existencia, gracias hijos por amarme a pesar de como soy; para ustedes construyo a forjar un mejor futuro con esfuerzo cada día, porque serán siempre el motivo de mi inspiración para seguir adelante y alcanzar el éxito de triunfo que venero profesionalmente. Para ti hijos que son mi mayor ilusión, mi fuerza, mi alegría y la razón de mi vida.

A mi esposa **Judith Ortiz Suarez**, por ser fuente de inspiración para alcanzar este triunfo. A ti por llenar mi vida de bellos momentos, por acompañarme en este nuevo reto, gracias por estar en las buenas y en las malas y darme ánimo en los momentos más difíciles. Te quiero mucho.

A mi madre **María Natividad Parra de Rodríguez** que con su apoyo logre alcanzar mi meta de ser profesional, porque con su amor me ha mostrado la belleza de la vida, con su ejemplo me ha enseñado a vivir y a reír en este mundo, donde hemos compartido momentos felices, desvelos, ambiciones e inquietudes.

Con paciencia has forjado en mis sueños, ilusiones y esperanzas, me has hecho crecer como persona, ayudándome a salir adelante en momentos difíciles para hacer de mi lo que hoy soy. A tu lado, la vida es un regalo divino, porque eres y por siempre serás un ejemplo en mi vida. Gracias madre, ¡Que Dios te bendiga!

A la **Universidad Industrial de Santander**, por contribuir a mi desarrollo profesional y preparación para progresar en la vida.

Al **Ingeniero Fernando Calvete**, por brindarme su tiempo y experiencia para poder terminar la presente monografía, ha sido, sin duda, fundamental.

En general, expreso agradecimientos a todas aquellas personas que, en diversa forma, han colaborado en la realización de este trabajo.



Ing., Cesar Augusto Rodríguez Parra

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	19
1 TEORIAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LAS PARAFINAS Y LOS ASFALTENOS DISUELTOS EN EL CRUDO	22
1.1 PARAFINAS	22
1.1.1 Deposición de escalas orgánicas.....	22
1.1.2 Comportamiento termodinámico de las ceras o parafinas.	23
1.1.3 Áreas donde ocurre la depositación de la parafina	24
1.1.3.1 En las perforaciones de la formación productora	24
1.1.3.2 Tuberías de Producción	25
1.1.3.3 Líneas de flujo	25
1.1.3.4 Fondo de tanques.....	25
1.1.3.5 Yacimiento y en la Vecindad del Pozo	25
1.1.4 Porqué la deposición de las ceras	26
1.1.5 Efectos de la Presión y Temperatura en las Ceras.....	26
1.1.5.1 Temperatura de Nube	26
1.1.5.2 Punto de Fluidéz.....	28
1.1.6 Cristalización de las ceras a presiones elevadas	29
1.1.7 Efecto del gas disuelto	29
1.1.8 Efecto de la presión aplicada	30
1.1.9 Efecto del esfuerzo de corte	30
1.1.10 Efectos de los gradientes de temperaturas.....	30
1.1.11 Condiciones para la Precipitación de Parafinas	31
1.1.12 Comportamiento de las ceras en sistemas multifásicos	31
1.1.13 Consecuencias de la Depositación de parafinas.....	32
1.1.14 Estudios realizados sobre Comportamiento de Parafinas en Colombia	33
1.2 ASFALTENOS	35
1.2.1 Estructura de los Asfáltenos	35
1.2.2 Teorías sobre el comportamiento de los asfáltenos en el crudo	36
1.2.2.1 Teoría Molecular.....	36
1.2.2.1.1 Teoría Coloidal.....	37
1.2.3 Composición de los Asfáltenos.....	40
1.2.4 Solubilidad de los Asfáltenos.....	41
1.2.5 Precipitación de Asfáltenos	41

2	FUNDAMENTOS TEORICOS Y CONCEPTUALES DE DEPOSITOS PARAFINICOS	43
2.1	GENERALIDADES	43
2.2	CERAS PARAFINICAS O MACROCRISTALINAS	46
2.3	CERAS MICROCRISTALINAS	49
2.4	PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DE LAS PARAFINAS	50
2.4.1	La Solubilidad	50
2.4.2	La Densidad	52
2.4.3	El Punto de ebullición	52
2.4.4	El Punto de fusión.....	52
2.5	PROPIEDADES TERMODINAMICAS DE LAS PARAFINAS	53
2.5.1	Punto de fluidez (pour point).....	54
2.5.2	Punto de fusión (melting point)	55
2.5.3	Punto de nube (Cloud Point)	55
2.5.4	Punto de cristalización	56
2.5.5	Punto de Gel	56
2.6	FACTORES QUE AFECTAN Y CONTROLAN LA PRECIPITACION Y FORMACIÓN DE LAS PARAFINAS	56
2.6.1	Temperatura	57
2.6.2	Presión.....	59
2.6.3	Volatilidad de los hidrocarburos livianos del crudo	60
2.6.4	Composición química del crudo	61
2.6.5	Presencia de emulsiones.....	61
2.6.6	Efecto de la Proporción Relativa de Solvente-Soluto	62
2.6.7	Empleo de bombeo neumático	63
2.6.8	Humedad	63
2.6.9	Velocidad del fluido.....	63
2.6.10	Presencia de material externo en el crudo.....	64
2.6.11	Rugosidad del área superficial	64
2.6.12	Tiempo.....	64
2.7	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACION DE LAS PARAFINAS	64
2.7.1	Propiedades del Yacimiento	65
2.7.1.1	Temperatura del Yacimiento	65
2.7.1.2	Corte de agua.....	65
2.7.2	Parámetros Operacionales	65
2.7.2.1	Temperatura de Operación.....	65
2.7.2.2	Temperatura de Superficie	66

2.7.3	Propiedades del Fluido.....	67
2.7.3.1	Tipo de parafina que se está depositando.....	68
2.7.3.2	Temperatura de Cristalización	68
2.7.3.3	Envolvente de Precipitación de Parafina.....	68
2.7.3.4	Temperatura de fusión	70
2.7.3.5	Temperatura de fluidez	70
2.8	MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.....	70
2.8.1	Teoría de difusión molecular.....	71
2.8.2	Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla.....	77
2.8.3	Movimiento Browniano	80
2.8.4	Mecanismo por asentamiento gravitacional	82
2.9	CONDICIONES PARA LA PRECIPITACION DE LAS PARAFINAS	82
2.9.1	Reducción de la Temperatura	84
2.9.2	Rugosidad de la tubería	84
2.9.3	Mojabilidad natural de la tubería	84
2.9.4	Tasa de flujo.....	85
2.10	CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS	86
2.10.1	Problemas en la Formación.....	87
2.10.2	Problemas durante la producción	89
2.10.2.1	Cabeza del pozo	90
2.10.2.2	En Perforaciones de la formación productora.....	91
2.10.2.3	Tubería de producción.....	91
2.10.2.4	Tanques de almacenamiento.....	93
2.10.2.5	Líneas de flujo	94
2.10.2.6	Cara de la formación	94
2.10.2.7	Tanques de asentamiento	95
2.10.2.8	Baterías de separación	95
2.10.2.9	Separadores	95
2.10.2.10	Equipo de medición automático	96
2.10.2.11	Oleoductos.....	96
2.11	METODOS PARA EL CONTROL Y REMOCION DE PARAFINAS EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	97
2.11.1	Métodos Convencionales.....	97
2.11.1.1	Método mecánico	97
2.11.1.1.1	Marrano o Pig	97
2.11.1.2	Método operacional	111
2.11.1.3	Método de tratamiento químico.....	114

2.11.1.3.1	Solventes	114
2.11.1.3.2	Dispersantes	118
2.11.1.3.3	Surfactantes o detergentes	120
2.11.1.3.4	Modificadores de cristal	121
2.11.1.4	Método de tratamiento térmico	123
2.11.1.4.1	Inyección de aceite caliente.....	124
2.11.1.4.2	Inyección de agua caliente	126
2.11.1.4.3	Calentadores en el fondo del pozo.....	127
2.11.1.4.4	Calentadores eléctricos de tubería	127
2.11.1.5	Método de recubrimiento	129
2.11.1.5.1	Trabajos de limpieza en la tubería.....	129
2.11.1.6	Método combinado	131
2.11.2	Métodos no Convencionales.....	132
2.11.2.1	Método Magnético	132
2.11.2.1.1	Descripción y tipos de herramientas magnéticas	134
2.11.2.2	Método Microbial	140
2.11.2.3	Método Coiled Tubing.....	141
2.11.2.4	Método Ultrasónico.....	142
2.11.2.5	Screening de los Métodos de Control de Parafinas.....	142
2.11.2.5.1	Screening del Método Mecánico.....	144
2.11.2.5.2	Screening del Método Químico	145
2.11.2.5.3	Screening del Método Magnético	146
2.11.2.5.4	Screening del Método de Recubrimiento.....	147
2.11.2.5.5	Screening del Método Microbial	148
2.11.2.5.6	Screening del Método Térmico.....	149
3	CONCLUSIONES.....	151
4	RECOMENDACIONES	157
5	FUNDAMENTOS TEORICOS Y CONCEPTUALES DE LOS ASFALTENOS.....	159
5.1	DEFINICIÓN Y GENERALIDADES	159
5.2	PRECIPITACION DE LOS ASFALTENOS.....	164
5.3	FACTORES Y PARAMETROS QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE ASFÁLTENOS.....	169
5.3.1	Cambio de la composición de los fluidos del yacimiento.....	170
5.3.2	Efectos de la Temperatura.....	171
5.3.3	Efectos de la Presión	172
5.3.4	Efecto de la Viscosidad	174

5.3.5	Inyección de Fluidos.....	175
5.3.6	Factores Químicos.....	175
5.3.6.1	Dióxido de carbono - CO ₂	176
5.3.6.2	Inyección de gases ricos	177
5.3.6.3	Alteración del pH.....	177
5.3.6.4	Procesos de estimulación	177
5.3.7	Otros factores	177
5.3.7.1	Efectos Electrocinéticos	178
5.3.7.2	Factores Eléctricos.....	178
5.4	CONTENIDO DE ASFÁLTENOS EN EL PETRÓLEO CRUDO	179
5.4.1	Diagnostico del Tipo de Daño	179
5.4.2	Pruebas de Laboratorio para Crudos Asfalténicos y Parafinicos.....	182
5.4.2.1	Análisis SARA.....	182
5.5	5.5 ESTRUCTURA DE LOS ASFALTENOS.....	183
5.6	SOLUBILIDAD DE LOS ASFALTENOS	188
5.7	MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE LOS ASFALTENOS.....	189
5.7.1	Efecto de dispersión mixta.....	189
5.7.2	Efecto estérico coloidal	191
5.7.3	Efecto de agregación	193
5.7.4	Efectos Electrocinéticos	194
5.8	AGREGACION Y DEPOSITACION DE LOS ASFALTENOS	195
5.8.1	Agregación de asfáltenos en solventes orgánicos.....	200
5.9	CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACIÓN DE ASFÁLTENOS.	202
5.9.1	Taponamiento del yacimiento.....	204
5.9.1.1	Daño a la permeabilidad en las rocas de yacimiento causado por depositación de asfáltenos	206
5.9.2	Daño en la cara de la formación por asfáltenos.....	207
5.9.2.1	Condiciones que contribuyen al daño a la formación	211
5.9.2.2	5.9.2.2 Mecanismos orgánicos (asfáltenos) de daño a la formación ..	212
5.9.2.3	Erosión de Asfáltenos depositados	215
5.9.3	Taponamiento en la vecindad del pozo	215
5.9.4	Taponamiento del pozo y tubería de producción	215
5.9.5	Taponamiento de las líneas de flujo	219
5.9.6	Taponamiento en instalaciones de superficie	220
5.9.6.1	Modificación de las Condiciones de Operación por disminución de la Presión	220
5.9.6.2	Crudos Espumosos	221

5.9.6.3	Velocidad de Erosión	223
5.9.6.4	Acumulación de Asfaltenos y Resinas.....	223
5.9.7	Proceso de refinación.....	224
5.10	METODOS DE REMOCIÓN DE ASFÁLTENOS EN SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.....	225
5.10.1	Medidas de control	226
5.10.1.1	A nivel del Pozo	226
5.10.1.1.1	Método Mecánico	226
5.10.1.1.2	Tratamientos Químicos	228
5.10.1.2	A nivel de la Tubería de Producción	230
5.10.1.2.1	Tratamientos Térmicos	231
5.10.1.2.2	Manipulación de Presión, Temperatura y Tasa de Flujo.....	231
5.10.1.2.3	Aditivos Resinosos	231
5.10.2	Acciones preventivas	232
5.10.2.1	A nivel del pozo	232
5.10.2.1.1	Inyección Química.....	232
5.10.2.1.2	Inyección Continua	232
5.10.2.1.3	Inyección en forma de Batch o Tapones.....	233
5.10.2.1.4	Inyección forzada de inhibidor químico en la formación	233
5.10.2.2	A nivel del yacimiento.....	235
5.10.2.2.1	Inyección de dispersante	235
5.10.3	Medidas correctivas	237
5.10.3.1	A nivel de las Instalaciones de Superficie.....	237
5.10.3.1.1	Paradas y limpieza de plantas y equipos.....	237
5.10.3.1.2	Limpieza de Gasoductos	237
5.10.4	Métodos Preventivos.....	242
5.10.4.1	Cuantificación del Arrastre.....	242
5.10.4.2	Arrastre de Líquido	243
5.10.4.2.1	Descontrol en la Aplicación de Químicos Antiespumantes	243
5.10.4.2.2	Tipo de Antiespumante Utilizado	244
5.10.4.2.3	Uso de Dispersantes en las Estaciones	244
5.10.4.2.4	Control de Nivel de Líquido del Separador	244
5.10.4.3	Tratamiento de las Corrientes de Gas	245
5.10.5	Medidas correctivas	246
5.10.5.1	A nivel de la Cara de la formación.....	246
5.10.5.1.1	Fracturamiento Hidráulico.....	247
5.10.5.2	A nivel del yacimientos.....	248

5.10.5.2.1	Seguimiento y Control.....	248
5.10.6	Dispositivo de depositación y control de solidos OSDC.....	249
6	CONCLUSIONES.....	251
7	RECOMENDACIONES	254
8.	RESULTADOS DE LA INVESTIGACION	255
	BIBLIOGRAFIA.....	258

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Muestra de parafina precipitada tomada en la tubería de un pozo.	33
Figura 2 Estructura molecular del asfalteno	35
Figura 3 Mecanismo de precipitación de asfáltenos según el modelo coloidal.	38
Figura 4 Proceso de floculación y precipitación de los Asfáltenos.	42
Figura 5 Representación del n pentano - Iso pentano y un compuesto aromático.	43
Figura 6 Desarrollo de parafinas en un pozo fluyendo	46
Figura 7 Pasos de precipitación de la parafina.	47
Figura 8 Formación de cristales de parafinas de campo colombianos	48
Figura 9 Representación de parafinas microcristalinas y macrocristalinas.	49
Figura 10 Efecto de la relación de solubilidad en la precipitación de parafinas.	51
Figura 11 Punto de fluidez de diferentes muestras de crudo.	54
Figura 12 Formación de cristales de parafinas sometidos a diversas temperaturas	55
Figura 13 Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas	59
Figura 14 Influencia de la presión en la precipitación de parafina	60
Figura 15 Solubilidad de las parafinas	62
Figura 16 Puntos de cambio súbito de temperatura en el sistema yacimiento-pozo- instalaciones superficiales.	66
Figura 17 Envoltorio de precipitación de parafinas	69
Figura 18 Depositación de parafinas por difusión molecular	72
Figura 19 Transferencia de calor en el pozo y fenómeno de la depositación de parafina en tubería	73
Figura 20 Zona de transición del fluido dentro de una tubería	74
Figura 21 Formación de cristales de parafina como función del radio de la tubería	75
Figura 22 Fluido con temperatura T, circulando por una tubería ($T_s > T_o$); muestra cambio de la temperatura en: a) película laminar, b) zona de transición y c) núcleo turbulento.....	75
Figura 23 Depositación de parafinas por corte o esfuerzo de cizalla	78
Figura 24 Efecto del régimen de flujo sobre la depositación de parafinas	78
Figura 25 Depositación de parafinas por movimiento Browniano	81
Figura 26 Depositación de parafinas en un Yacimiento	88
Figura 27 Precipitación de parafinas en el tubing.....	91
Figura 28 Acumulación de parafinas en tanque de almacenamiento.....	93
Figura 29 Acumulación de parafina en el extractor de neblina del separador	95
Figura 30 Esquema general y diagrama virtual de la herramienta	98
Figura 31 Producción antes y después de la corrida de marranos	98
Figura 32 Tipos de marranos usados en la Industria	99

Figura 33 Esquema de un marrano dentro de la tubería que remueve tanto líquidos como depósitos	101
Figura 34 Herramienta Magnetic Flux Leakage (MFL)	107
Figura 35 Regímenes laminar y turbulento presentes en una tubería	111
Figura 36 Efecto del modificador de cristal en la depositación de parafina	122
Figura 37 Remoción de parafinas por el método de tratamiento térmico.....	124
Figura 38 Recubrimientos y de la variedad de colocación interna o externa en tubería.	130
Figura 39 Prototipo de Herramienta Magnética MAGCOP	135
Figura 40 Simulador Magnético de Laboratorio de ECOPETROL S.A.	135
Figura 41 Viscosidad aparente del crudo versus Tiempo, tratamiento (Muestras: Sin tratar y tratadas magnéticamente a 0.83 T y 40°C).....	136
Figura 42 Diagrama de un simulador a condiciones de caudal y temperatura de pozo	138
Figura 43 Instalación de Herramienta Coiled Tubing en un pozo	141
Figura 44 Esquema de funcionamiento de una herramienta ultrasónica	143
Figura 45 Estructura química de los asfáltenos	159
Figura 46 Características de asfáltenos C ₇ y C ₅	163
Figura 47 Envoltante de precipitación de asfáltenos (APE).....	165
Figura 48 Esquema de envoltante-precipitación del asfalteno (Akbarzade et al., 2007).....	166
Figura 49 Comparación de la precipitación de asfáltenos por varios solventes a 20 °C (curvas de superior a inferior: n-C ₅ ; n-C ₆ ; n-C ₇ ; n-C ₈ ; n-C ₉ ; n-C ₁₀ ; n-C ₁₂).167	167
Figura 50 Determinación del punto de precipitación de asfáltenos usando dos parafinas precipitantes	168
Figura 51 Efecto de la composición sobre la estabilidad de diversos crudos.....	170
Figura 52 Efecto de la presión sobre la floculación de asfáltenos.	173
Figura 53 Procedimiento mezcla de parafinas y asfáltenos con xileno	180
Figura 54 Fraccionamiento de un Crudo a partir de n-Heptano como Solvente. ...	182
Figura 55 Estructura molecular de algunos saturados y aromáticos.....	185
Figura 56 Caracterización multidimensional de un petróleo crudo. Tomado de Akbarzade et al., 2007	186
Figura 57 Estructuras moleculares de asfáltenos (Akbarzade et al., 2007)	187
Figura 58 Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles	189
Figura 59 Composición del petróleo a nivel microscópico	190
Figura 60 Fenómeno de agregación coloidal debido al incremento en la concentración de un solvente polar miscible (aromático).....	191
Figura 61 Floculación y precipitación de asfaltenos debido a la adición de un solvente miscible no polar (parafina)	191
Figura 62 Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas.	192

Figura 63 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 y origina una agregación entre los asfaltenos.....	193
Figura 64 Floculación y precipitación de asfaltenos.....	194
Figura 65 Deposición electrocinética	195
Figura 66 Agregación de Asfáltenos en estado coloidal, péptizados por resinas ..	196
Figura 67 Después de inyectar un solvente ionizador – color gris, las resinas abandonan a los asfaltenos.....	197
Figura 68 si en su recorrido dos asfaltenos hacen contacto en áreas libres de resina, quedando pegados y formando cúmulos.....	198
Figura 69 Tamaño delos cúmulos aumenta y se vuelven menos difusivos, pesados, y tienden a depositarse en el fondo	199
Figura 70 Micelización de asfáltenos en solventes aromáticos	202
Figura 71 Sistema Integral de Producción (Economides et al., 1999).....	203
Figura 72 Zona de daño en la vecindad del pozo.....	208
Figura 73 Corte de un pozo productor sufriendo daño a la formación inducida por asfáltenos.....	213
Figura 74 Diagrama de fase característico de un crudo precipitado de asfáltenos	217
Figura 75 Limpieza mecánica del gasoducto Conesa–Rio Colorado–Cerri de Transportadora Gas del Sur en la provincia San Martín de Argentina.	227
Figura 76 Inyección de aditivo químico en tubería	229
Figura 77 Remoción de asfaltenos en el fondo del pozo	233
Figura 78 Procedimiento optimizado de inyección forzada para tratar una formación con activador y un inhibidor de depositación de asfaltenos	236
Figura 79 Formación de hidratos en gasoductos y formación de líquidos	238
Figura 80 Condensación de líquidos en gasoductos	239
Figura 81 Herramienta inteligente y no inteligente para la limpieza de gasoductos	240
Figura 82 Dispositivo de disposición y control de sólidos orgánicos – OSDC.....	250

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Composición del fluido sintético usado en los experimentos de laboratorio durante pruebas isobáricas variando la temperatura para determinar comportamiento de las ceras.	27
Tabla 2 Información de sinónimos y fórmulas de aditivos químicos.....	116
Tabla 3 Información de ángulo de refracción, peso molecular y fórmula molecular para aditivos químicos.....	117
Tabla 4 Información del punto de fusión, punto de ebullición y densidad para aditivos químicos	117
Tabla 5 Principales métodos para tratar los problemas de parafina.....	128
Tabla 6 Componentes de los recubrimientos.....	131
Tabla 7 Screening para el método mecánico.....	145
Tabla 8 Screening para el método químico en remoción de parafinas	146
Tabla 9 Screening para el método magnético	147
Tabla 10 Screening para el método de Recubrimiento.....	148
Tabla 11 Screening para el método Microbial.....	149
Tabla 12 Screening para el método Térmico.....	150
Tabla 13 Composición promedio de asfáltenos de varias partes del mundo	161
Tabla 14 Composición de elementos presentes en las moléculas de asfalto	162

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO CONCEPTUAL DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL CONTROL Y REMOCIÓN DE DEPÓSITOS SÓLIDOS ORGANICOS EN CARA DE POZO, TUBERÍA DE PRODUCCIÓN, EQUIPOS DE SUPERFICIE Y TANQUE DE ALMACENAMIENTO. *

AUTOR: ING., CESAR AUGUSTO RODRIGUEZ PARRA**

PALABRAS CLAVES: Parafinas, Asfáltenos, Mecanismos De Precipitación Y Depositación, Cañoneos, Revestidores, Equipos De Subsuelo, Tubería De Producción, Líneas De Superficie, Equipos De Superficie

DESCRIPCIÓN

La deposición de compuestos orgánicos complejos y pesados, que existen en el crudo de petróleo y aceite pesado, puede causar una serie de problemas graves cuando se incrustan en los orificios del revestidor de acero, equipos de fondo de pozo, equipos de superficie, tubería de producción, líneas de transporte, oleoductos, tanque de almacenamiento y en la misma formación productiva obstruyen el hueco e interrumpe el flujo normal de los fluidos, disminuyendo evidentemente la producción y produce pérdidas económicas.

Ante la coyuntura actual muchos yacimientos de petróleo pesado parafínicos y asfálticos ahora pueden ser explotados de forma rentable lo que constituye desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción conforme a las estimaciones de reservas, así como comprobar nuevas tecnologías que comprometen recursos para su extracción.

El presente trabajo es una revisión bibliográfica de conceptos teóricos que constituye una herramienta para entender los factores y las consecuencias que influyen como mecanismos de precipitación y depositación de asfáltenos y parafinas en la formación productora y en la tubería de producción. Igualmente, el tema de investigación presenta una metodología a seguir con orientación descriptiva y conceptual que permite desarrollar habilidades técnicas para controlar y remover la acumulación de sólidos orgánicos desde el yacimiento, cara del pozo, tubería de producción, equipos de superficie y tanques de almacenamiento y, esto posibilita a los especialistas de producción pronosticar la formación de crudos pesados.

Por último, es imprescindible fomentar un método para el control y remoción de las parafinas y asfáltenos que se sea rentable y constituya una alternativa económica adaptable a las condiciones del campo para reducir los costos de intervención sin llegar a perjudicar la operación.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director Msc. Fernando Enrique Calvete González.

ABSTRACT

TITLE: STUDY CONCEPT OF METHODOLOGY USED FOR THE CONTROL AND REMOVAL OF SOLID ORGANIC DEPOSITS IN FACE WELL, PIPE PRODUCTION, EQUIPMENT SURFACE AND STORAGE TANK.

AUTHOR: ING., CESAR AUGUSTO RODRIGUEZ PARRA

Keywords: Deposition; Heavy Organic Compounds; Casing; Bottom Hole Equipment; Surface Equipment, Production Casing, Transport Line, Oil Pipelines, Storage Tank

DESCRIPTION

Deposition of complex and heavy organic compounds, which exist in petroleum crude and heavy oil, can cause a number of severe problems when fixed to the casing holes drilled, bottom hole equipments; surface equipments, production casing, transport lines, oil pipelines, storage tank and in the same producing formation, obstruct the hole and interrupts the normal flow of fluids obviously decreasing production and produces economic losses.

Under today's economic conditions, many heavy oil reservoirs paraffins and asphaltenes can now be exploited profitably therefore promises to play a major role in the future of the oil industry, and many countries are moving now to increase their production, revise reserves estimate and test new technologies that commit resources for extraction.

This paper, is a bibliographic review of theoretical concepts and is a tool for understanding the factors that influence and consequences as mechanisms of precipitation and deposition of asphaltenes and paraffins in the producing formation and the production tubing. Furthermore, the subject of research presents a methodology to follow with descriptive and conceptual orientation that allows to develop technical skills to control and remove the accumulation of organic solids from the reservoir, wellbore, tubing, transport line, surface equipment and storage tanks and, this enables production specialists predict the formation of heavy crudes.

Finally, it is essential to promote a method for the control and removal of paraffins and asphaltenes that is profitable and constitutes a suitable economic alternative to oil field conditions to reduce intervention costs without affecting the operation.

* Draft Grade

** Faculty Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Dir. Msc. Fernando Enrique Calvete González.

INTRODUCCION

La precipitación y depositación de parafinas y asfáltenos han sido reconocidos como un problema que afecta de manera negativa la recuperación y producción de petróleo, al igual que las facilidades de superficie y líneas de transporte. Los depósitos orgánicos representan un inconveniente en procesos de recobro mejorado de petróleo por lo cual resulta necesario analizar su comportamiento durante la etapa de producción.

El estudio del fenómeno de la precipitación y posterior depositación de depósitos sólidos en tuberías que producen y transportan aceites parafinicos y asfalténicos al igual que en cara de pozo, equipos de superficie y tanque de almacenamiento, ha adquirido gran relevancia en los últimos años, principalmente en aquellos países donde existe grandes reservas y es por eso que la atención de la industria en el mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado.

Esto obedece al gran impacto tanto económico como logístico que involucra dicho fenómeno porque provoca principalmente el taponamiento parcial y en muchos casos total de las tuberías. Ante esta situación, diversos grupos de investigación alrededor del mundo, se han enfocado a desarrollar modelos matemáticos con los cuales se describen y predicen la formación de estas fracciones pesadas del petróleo a través de diferentes modelos termodinámicos con los cuales es posible describir el comportamiento termodinámico del equilibrio de fases en la formación de depósitos sólidos. En muchos casos existen modelos eficientes y alguno de ellos predice la formación de parafinas como asfáltenos bajo la presencia de algún método de remediación de productos químicos inhibidores, ultrasonido, aceite caliente o campos magnéticos entre otros.

La presente monografía está basada en una revisión bibliográfica que pretende reafirmar y ampliar desde una óptica conceptual para entender los efectos de los mecanismos tanto de precipitación y la depositación de parafinas como de asfáltenos en la formación productora y en la tubería de producción.

Cabe anotar que en el trabajo se realiza un análisis detallado de las propiedades que influyen en la precipitación y el control de las parafinas, con el objeto de identificar los parámetros que se deben tener en cuenta en el momento de implementar un tratamiento para solucionar los problemas que estos depósitos causan en una formación productora.

En este proyecto de grado se enfatiza las causas y consecuencias que provocan la depositación y precipitación de parafinas y asfáltenos como también se hace un análisis detallado de los mecanismos que provocan su depositación y precipitación. De tal manera, se espera que el técnico de hidrocarburos domine estos conceptos o, en su defecto, los amplíe a partir de otros textos especializados sobre el tema en mención pues este trabajo no pretende ser un libro de metodología teórica sino más bien conceptual para entender los conceptos de manera explícita.

Como no hay un tratamiento efectivo universal para la precipitación y depositación tanto de parafinas como asfáltenos, de ahí surge la necesidad de plantear métodos de control y remoción que han venido desarrollando a través de los años en la industria del petróleo para inhibir y remover las parafinas y asfáltenos en los pozos de petróleo y en conjunto presentar una metodología que nos ayude a identificar y escoger el método más afín para un caso en particular.

Se plantea como principal objetivo la necesidad de analizar la problemática de los depósitos sólidos durante las etapas de producción de un pozo de petróleo, donde se lleva a cabo un análisis de los mecanismos y factores que influyen en la precipitación y posterior depositación de los compuestos parafínicos y asfálticos.

La metodología conceptual propuesta para el control y remoción de depósitos sólidos orgánicos en cara de pozo, tubería de producción, equipos de superficie y tanque de almacenamiento comprende un capítulo sobre parafinas en el cual se define conceptos teóricos de ceras microcristalinas y macrocristalinas, propiedades fisicoquímicas, propiedades termodinámicas, factores que afectan, controlan e influyen en su precipitación, mecanismos de depositación, condiciones para su precipitación, consecuencia para su depositación y métodos convencional y no convencional para el control y remoción en sistemas de producción.

Finalmente, en el tema sobre asfáltenos se expone aspectos como definición y conceptos generales, precipitación, factores que influyen en su precipitación, contenido en el petróleo crudo, estructura, solubilidad, mecánicas de depositación, agregación y depositación, consecuencias en su depositación, métodos de remoción y se incluye acciones de medidas preventivas y correctivas en sistemas integrales de producción.

1 TEORIAS SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LAS PARAFINAS Y LOS ASFALTENOS DISUELTOS EN EL CRUDO

1.1 PARAFINAS

1.1.1 Deposición de escalas orgánicas. Para poder entender de una mejor manera las generalidades de las parafinas, ésta constituye una familia de hidrocarburos también conocidos como alcanos o parafinicos, las cuales están caracterizadas por tener longitudes de C18 hasta C60. Su peso molecular oscila entre 320 y 560 kg/kgmol, presentan consistencia sólida a temperatura ambiente, poseen cadenas lineales (n-alcanos) o ramificados (iso-alcanos), compuestas por carbonos saturados, representados por la fórmula general C_nH_{2n+2} , presentan temperaturas de fusión de 64°F a 211°F. La parafina están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua¹.

Las moléculas de parafina de bajo peso molecular se encuentran en estado líquido, y actúan en el crudo como solventes de las parafinas lineales por encima de 16⁺, que se presentan en estado sólido. Contienen de 90-93 a 99% (en masa) y más alcanos de estructura normal². Las parafinas con átomos de carbono mayores a 16 son sólidas, contienen más de 75% de alcanos normales y pequeñas cantidades de ciclo alcanos e hidrocarburos ramificados. La parafina en la mayoría de los casos se encuentra en forma de pequeñas partículas suspendidas en la fase aceite o como depósitos en fase sólida. En la industria del petróleo, la denominación parafina es aplicada para definir a una porción orgánica pesada de petróleo crudo la cual, si se le dan las condiciones apropiadas, puede precipitarse para formar sedimentos o

¹ DURAN, Adriana, OSORIO, Paola y SUESCUN, Yelitza. Parafinas, Asfáltenos y Escama en Facilidades de Superficie. Bucaramanga, 2013, 90p. Informe de pregrado. Universidad Industrial del Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

² AGUIRRE, Ricardo. Optimización de la limpieza de parafina En pozos del noroeste peruano Utilizando unidad a cable. Lima, 2004, 66p. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería Petróleos.

depósitos³. La apariencia del depósito de parafina puede variar desde blanca y cristalina hasta una sustancia casi totalmente asfáltica, resinosa y amorfa.

Las parafinas no son solubles ni dispersables por la mayoría de hidrocarburos crudos, y son resistentes al ataque de los ácidos, bases y agentes oxidantes pueden precipitarse en el pozo, cerca de la cara del borde de pozo, o en los espacios poro, o en los espacios porosos de la formación; además de acumularse en tuberías de producción, líneas superficiales de flujo y equipos de almacenamiento.

1.1.2 Comportamiento termodinámico de las ceras o parafinas. Dorest (1990) estudió el sólido precipitado de una mezcla binaria de normal alcanos usando calorimetría y microscopía. Encontró que la precipitación es inestable y se segrega en dos fases sólidas cuando la diferencia en longitud entre sus cadenas excede un valor fijo. También encontró que las fases segregadas consisten predominantemente en componentes puros. Recientemente Snyder et al (1992-1994), estudiaron la cinética de la segregación usando espectroscopio, calorimetría y difracción electrónica. Ellos observaron que la rata de segregación es muy sensible a las diferencias de longitud en las cadenas intermoleculares⁴.

Lira-Galeana, Firoozabadi y Prausnitz⁵ (1996) desarrollaron un modelo termodinámico multisólido para las ceras. Los cálculos obtenidos de este modelo están de acuerdo con los datos obtenidos en los petróleos del mar del Norte, dados por W.B. Pedersen et al (1991). El modelo de Lira-Galeana et al (1996) agrupa las especies químicas varias para determinado número de carbono y evita el uso de parafinas, naftenos y aromáticos asignando propiedades promedias tales como el punto de fusión, calor de fusión y propiedades criticas. Sin embargo, K.S. Pedersen,

³ *Ibíd.*, p. 17.

⁴ CABEZA Gustavo. Aaplicaciones del campo magnético en la prevención de emulsiones y precipitación de componentes orgánicos. Tesis de Magister. Universidad del Zulia, Venezuela. 2006. 111p.

⁵ *Ibíd.*, p. 18.

et al (1989), y Ronningsen (1991) mostraron que los precipitados de las ceras consisten primariamente en normal parafinas, iso-parafinas y naftenos.

La precipitación de las ceras a menudo se estudia usando muestras atmosféricas, pero se ha podido demostrar que componentes ligeros disueltos a alta presión en el crudo vivo tiene un efecto significativo en la temperatura de punto de nube. Los experimentos de Weingarten y Euchner (1988), Colgate y Sivernaman (1994) revelan que la temperatura de nube de un petróleo vivo disminuye a medida que el punto de burbuja aumenta. Los efectos de la presión y la composición en la precipitación de las ceras todavía no son muy claros para los científicos actuales. La creencia común es que la alteración del contenido de componentes intermedios tales como butanos y pentanos pueden prevenir la precipitación, y aun se han visto casos en donde se mezclan petróleos pesados con petróleos livianos buscando la redisolución de las ceras encontrando resultados completamente contradictorios.

1.1.3 Áreas donde ocurre la depositación de la parafina. Generalmente hay 5 áreas donde ocurre la depositación de la parafina⁶.

1.1.3.1 En las perforaciones de la formación productora. Las formaciones son taponadas con parafinas, depósitos inorgánicos, resinas, que reducen la capacidad reductora del yacimiento. Los depósitos de parafina alrededor de las perforaciones limitan la entrada del fluido al pozo y por consiguiente limitan el flujo del crudo.

Generalmente el punto de fusión de las parafinas están alrededor de 120 °F a 140 °F y la temperatura de fondo de algunos pozos es alta, lo cual mantiene fluida la parafina en la formación; en estos casos no ocurren taponamientos.

⁶ GREFA, Johnny. Tratamiento de parafinas en el Pozo Morena B-10. Quito, 2007, 95p. Trabajo de grado para optar el título Tecnólogo en Petróleos. Universidad Tecnológica Equinoccial. Escuela de Tecnología de Petróleos. Facultad de Ciencias de la Ingeniería.

1.1.3.2 Tuberías de Producción. Los depósitos de parafinas en las tuberías de producción pueden ocurrir por varias razones. Cuando el fluido está ascendiendo por la tubería hasta la superficie, se presenta un descenso en la temperatura.

Si una caída de presión se presenta cuando el fluido sube, el gas escapa y la parafina se cristaliza fuera de la solución. En cualquier caso los depósitos de parafina disminuyen la eficiencia del pozo. Los depósitos de parafina en la tubería de producción, restringen el movimiento de las varillas hasta el punto de pararas y causando daño. Por tanto, un severo depósito de parafina puede hacer inoperable o hasta dañar una bomba de subsuelo.

1.1.3.3 Líneas de flujo. El depósito de parafina en líneas de flujo puede prevalecer en climas más fríos pero generalmente en cualquier condición donde los crudos tengan bastante parafina. Si se observa un incremento en la presión en la línea de flujo durante un período de tiempo, es una indicación de depósitos de parafina. Restricciones en las líneas de flujo significa baja producción, pérdida de ingresos y posible daño en los equipos, si se permite que las presiones aumenten considerablemente.

1.1.3.4 Fondo de tanques. Grandes depósitos de parafina pueden encontrarse en los fondos de tanques especialmente si el crudo ha permanecido por largos períodos de tiempo sin agitación a parafina puede formar capas de pocas a varias pulgadas de altura. Esto minimiza la capacidad de los tanques y eventualmente causa problemas de manejo y gastos, si los fondos tienen que ser físicamente removidos.

1.1.3.5 Yacimiento y en la Vecindad del Pozo. En esta zona el área de flujo es pequeña, la mayor cantidad de flóculos se adhiere a la roca o es retenida en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación y una pequeña cantidad es transportada por los fluidos hasta el pozo.

1.1.4 Porqué la deposición de las ceras. Del documento de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos SPE 36740⁽⁷⁾ se establece que la precipitación de las ceras a menudo se define como precipitación de parafinas.

Pero se ha determinado experimentalmente que las ceras precipitadas están compuestas de hidrocarburos pesados entre C₁₅ y C₂₀ que, para tener certeza en su definición consideremos la composición del fluido sintético indicado en la Tabla 1. Cuando se somete a cambios térmicos a presión constante de 1 atmósfera, hasta 235 °K, se encuentra lo siguiente:

- ✓ Las ceras precipitadas no contienen aromáticos
- ✓ Las normales parafinas con el mismo número de carbono que los naftenos precipitan primero.
- ✓ A altas temperaturas, las normales parafinas constituyen la fase de cera, y a bajas temperaturas la contribución de los naftenos se hace más significativa.

1.1.5 Efectos de la Presión y Temperatura en las Ceras. Para evaluar el comportamiento de las ceras con la presión y temperatura de deben definir las siguientes determinaciones experimentales⁸.

1.1.5.1 Temperatura de Nube⁹: Es la temperatura a la cual los primeros componentes, (primariamente naftenos y parafinas) se solidifican en el petróleo cuando este se enfría y se comportan esencialmente como fluidos newtonianos.

⁽⁷⁾ CABEZA, Op. cit., p. 19.

⁸ Ibíd., p. 20.

⁹ Ibíd., p. 20.

Por debajo del punto de nube se comportan como fluidos no newtonianos, algunos ingenieros los mezclan con otros petróleos parafínicos para tener un sistema combinado comportándose como fluido newtoniano.

Tabla 1 Composición del fluido sintético usado en los experimentos de laboratorio durante pruebas isobáricas variando la temperatura para determinar comportamiento de las ceras.

Componente	Mole %	Peso Molecular
Normal parafina, C5	40	72
Normal parafina, C10	5	144
Iso-parafina y nafteno, C10	5	142
Aromático, C10	5	136
Normal parafina, C15	5	212
Iso-parafina y nafteno, C15	5	210
Aromático, C15	5	204
Normal parafina, C20	2	284
Iso-parafina y nafteno, C20	3	282
Aromático, C20	2	276
Normal parafina, C25	1	352
Iso-parafina y nafteno, C25	3.5	350
Aromático, C25	2.5	344
Normal parafina, C30	1	424
Iso-parafina y nafteno, C30	2	422
Aromático, C30	2	416
Normal parafina, C35	1	492
Iso-parafina y nafteno, C35	2.5	490
Aromático, C35	1.5	484
Normal parafina, C40	0.5	562
Iso-parafina y nafteno, C40	1	560
Aromático, C40	1.5	584
Normal parafina, C45	0.5	632
Iso-parafina y nafteno, C45	1	630
Aromático, C45	1.5	624

(Fuente: CABEZA Gustavo, 2006., p - 20)

El punto de nube es la temperatura a la cual se empiezan a formar cristales muy pequeños de parafinas. Este punto de nube es la determinación experimental de la temperatura de aparición de las parafinas. Las limitaciones visuales no alcanzan a diferenciar entre la temperatura de nube medida en el laboratorio y la temperatura en la que se forman cristales microscópicos, el ojo humano puede ver como máximo 1 μm . Las técnicas microscópicas usan luz polarizada y permite mayor

resolución de la verdadera temperatura de aparición de las ceras, pero también está físicamente limitada en su resolución.

Además, son difíciles de adaptarse a trabajar a altas presiones. Otras técnicas para determinar esta temperatura, como las curvas de enfriamiento o calorimetría de búsqueda diferencial también se usan para determinar el inicio de la cristalización. Ambos métodos se concentran en detectar la evolución del calor cuando la cera empieza a cristalizarse.

1.1.5.2 Punto de Fluides¹⁰: Es la menor temperatura a la cual se observa flujo del petróleo durante un proceso de enfriamiento a ciertas condiciones. El punto de fluides es históricamente dependiente desde cuando el petróleo llega a ser no-newtoniano. Esto es entonces un parámetro puramente empírico, muy útil en correlaciones de comportamiento de flujos si las pruebas se hacen con metodología certificada o procedimiento estándar. Este método está restringido a usar muestras de petróleo atmosférico, como la determinación del punto de nube. Si las medidas del punto de fluides se requieren a presiones mayores que la atmosférica y se puede elaborar un procedimiento equivalente, pero no estandarizado todavía. Se pueden hacer algunas consideraciones adicionales:

- ✓ El punto de nube es más dependiente de las cantidades relativas de pesados (parafinas de alto número de carbonos) que el punto de fluides.
- ✓ El punto de fluides es más dependiente de la cantidad de ceras, que del tipo de ceras (por ejemplo, las cantidades relativas de las ceras más pesadas).
- ✓ Ambos, el punto de nube y el punto de fluides son dependientes de la composición libre de ceras que tenga el petróleo a temperatura constante y

¹⁰ *Ibíd.*, p. 21.

presión. Los puntos anteriores son ciertos si la temperatura, presión y composición son constantes cuando la cantidad y composición de las ceras se hace variar.

- ✓ A más alto el promedio de número de carbonos más alta la temperatura de nube.
- ✓ A mayor contenido de ceras mayor punto de fluidez. Estas conclusiones asumen que el comportamiento del contenido de ceras al variar la presión, temperatura y composición del petróleo libre de ceras es constante. Aunque la cantidad de ceras afecta el punto de nube, la composición de las ceras puede tener un efecto más dramático.

1.1.6 Cristalización de las ceras a presiones elevadas. Aunque los puntos de nube y de fluidez son de considerable uso comparando diferentes tipos de petróleos (con pruebas y metodologías consistentes), no pueden ser aplicadas directamente por el ingeniero al diseñar facilidades de producción. Algunos factores influyen en la separación de las ceras del petróleo, en el mecanismo de esta separación y el efecto sobre los sistemas de producción. Esto requiere de una consideración adicional antes que se pueda diseñar una rutina de pruebas para determinada aplicación de diseño.

1.1.7 Efecto del gas disuelto. En términos generales el gas en solución incrementa la solubilidad de las parafinas en el petróleo. Por eso se dice a menudo que las pruebas en el petróleo atmosférico son el "peor escenario" en el que algún criterio pueda ser diseñado. Hay que tener en cuenta sin embargo que hay fuerte evidencia de petróleos que empiezan su proceso de cristalización de las ceras, y aun manteniendo gas en solución, hasta un valor de 100 PCN/BI.

Además, si la cantidad de gas se aumenta hasta valores correspondientes a gases condensados, el petróleo se diluye lo suficiente por el gas y la solubilidad de las

ceras disminuye. Sin embargo, para relaciones gas-petróleo de fluidos en redes de producción, el gas disuelto trabaja a favor del ingeniero de diseño suministrando un rango de seguridad en el comienzo de deposición de las parafinas determinado en pruebas llevadas a cabo en petróleos muertos¹¹.

1.1.8 Efecto de la presión aplicada. Mucho de los fluidos de producción se transportan cerca de su punto de saturación o punto de burbuja. Cuando se incrementa la presión en tales fluidos, como por ejemplo por bombeo, se reducirá la solubilidad de la cera y se podría inducir la cristalización.

1.1.9 Efecto del esfuerzo de corte. La tensión está siempre presente en cualquier sistema de producción de hidrocarburos que estén en movimiento. Aunque su impacto en la temperatura de cristalización es pequeño y, si influye en la deposición de las parafinas en las tuberías. Este esfuerzo tiende a disminuir la tendencia de deposición de las parafinas en las paredes de las tuberías de producción como en los oleoductos¹².

1.1.10 Efectos de los gradientes de temperaturas. La tendencia obvia cuando se reduce la temperatura de un petróleo es aumentar la posibilidad de deposición de parafinas, especialmente si el valor menor de temperatura en el gradiente está por debajo de la temperatura de cristalización¹³.

El mecanismo de deposición es simplemente difusión molecular que actúa radialmente (a lo largo del gradiente de temperatura) en un intento por establecer un equilibrio en el contenido de ceras entre el petróleo más caliente, en el centro de la tubería, y las partes más frías que se encuentran generalmente en las paredes

¹¹ *Ibíd.*, p. 22

¹² *Ibíd.*, p. 22.

¹³ *Ibíd.*, p. 23.

del tubo. El efecto neto es la continuación de la deposición de las ceras en las partes más frías si estas están por debajo de su punto de cristalización¹⁴.

1.1.11 Condiciones para la Precipitación de Parafinas. En su estado original, es decir antes de su explotación, las condiciones de alta temperatura y presión del reservorio permiten mantener las fracciones más pesadas en solución, aun cuando existe un alto porcentaje de componentes parafinicos. Ahora bien, cuando se realiza la perforación del pozo, dichas condiciones favorables se ven modificadas. El lodo de perforación, la profundidad y la técnica, condicionan el futuro de la producción. Con el paso del tiempo, a medida que el crudo es producido, las condiciones del entorno desde el yacimiento a las facilidades cambian, reduciendo así sustancialmente la presión.

En un campo maduro en los procesos normales de producción de petróleo, se presenta un cambio de las condiciones termodinámicas del crudo desde que este se encuentra en la formación y a medida que asciende hacia la superficie. En el reservorio los altos valores de presión y temperatura permiten que las fracciones livianas del aceite puedan mantener a los componentes de mayor peso molecular en solución. A medida que el fluido atraviesa las perforaciones de la cara de la formación, este se ve obligado a aumentar su velocidad reduciendo drásticamente la presión como quiera que fluye por el “tubing” hacia la superficie.

1.1.12 Comportamiento de las ceras en sistemas multifásicos. A medida que el petróleo se enfría las ceras de mayor peso molecular empiezan a ser insolubles en el petróleo hasta alcanzar la temperatura de nube entonces también las ceras de pesos moleculares intermedios empiezan a ser insolubles en el petróleo formándose depósitos en las tuberías o instalaciones de superficie.

¹⁴ Ibíd., p. 23.

1.1.13 Consecuencias de la Depositación de parafinas. La pérdida de calor es el factor relevante en la depositación de orgánicos durante la producción de crudo parafínico; en la zona donde el fluido reduzca su temperatura por debajo del punto de cristalización empieza la depositación, así, las parafinas pueden llegar a depositarse desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento.

Daños a la formación por la precipitación de parafinas en el reservorio es quizá el mayor problema en la industria petrolera. Se requieren de métodos de remoción química por cuanto en muchos casos la temperatura del yacimiento no es suficiente para fundir los cristales formados haciendo de la precipitación en esta zona un proceso casi irreversible. A menudo se asocia al agotamiento natural causando abandono prematuro de pozos¹⁵.

En los pozos con problemas por parafinas se observa reducción del diámetro efectivo de la tubería, menguando la producción e incrementando la presión requerida para extraer el fluido; causa daños al cabezal del pozo y al equipo de subsuelo por obstrucción (en casos de levantamiento artificial), obligando a la interrupción del bombeo de crudo.

La cristalización de cera en esta zona del sistema es muy común pues es aquí donde el fluido se somete al mayor cambio en la temperatura. Una muestra de parafina precipitada en la tubería de un pozo se observa en la figura 1¹⁶.

¹⁵ VILLABONA CARVAJAL, César Augusto y GONZALEZ GARCIA, Diana Paola: Inhibición Magnética de la Acumulación de Depósitos Parafínicos. *En* X symposium Technical Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s), Universidad Industrial de Santander (July, 2009)

¹⁶ *Ibíd.*, p. 3

Figura 1 Muestra de parafina precipitada tomada en la tubería de un pozo.



Fuente: Inhibición Magnética de Acumulación de Depósitos Parafinicos. VILLABONA, César Augusto y GONZALEZ, Diana Paola.

En las facilidades se deposita en las líneas de superficie obligando a aumentar la presión para el bombeo, en los separadores disminuyendo la efectividad de los mismos y en el fondo de los tanques de almacenamiento reduciendo su volumen efectivo. Los cristales de parafina ocasionan inconvenientes en cualquier lugar del sistema y poseen propiedades particulares dependiendo de las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se han formado. Esto crea un problema complejo de resolver y abre la posibilidad de buscar alternativas de inhibición para reducir en lo posible el gran esfuerzo logístico y económico que genera la remoción de los depósitos de parafina.

1.1.14 Estudios realizados sobre Comportamiento de Parafinas en Colombia.

En Colombia existen numerosos campos con problemas de depositación de parafinas, los cuales debido al tipo de crudo específico, especificaciones del campo y tipo de levantamiento utilizado, métodos de remoción, control y prevención varían de uno a otro. En esta sección se presenta una breve descripción sobre los estudios realizados en aquellos campos que han tenido este tipo de problemas y entre los más sobresalientes se destacan:

Miguel Renato Caicedo y Edilberto Cruz Torres en el año 2001 realizaron un estudio en el marco del convenio USCO – ICP – ECOPEPETROL – CONCIENCIAS, enfocado en el estudio de depositación de orgánicos pesados; dichos autores presentaron un modelo termodinámico basado en la teoría de la solución regular la cual describe el mecanismo y comportamiento que se presenta en la formación de parafinas y parten de la caracterización. Inicialmente ambos autores partieron de la caracterización de la mezcla de hidrocarburos la cual es desarrollada por fraccionamiento y agrupamiento de pseudocomponentes mediante la cuadratura Gaussiana mejorada y mediante el uso de la ecuación de estado de Peng Robinson modificada se estableció el equilibrio de fase líquido – vapor con la composición líquida determinada y mediante un balance de materia se establece el equilibrio entre las fases líquido – sólido. El software presentado permitió determinar curvas de porcentaje de depositación, curvas de presión de saturación (burbuja, rocío), lo que ofreció una visión completa sobre el comportamiento termodinámico de éstos.

Por su parte, Efraín Sandoval Camacho y Jairo Suarez Mayorga en 1991 analizaron los efectos y beneficio que tiene la aplicación del campo magnético en el control de la parafinas sobre el campo Lisama con resultados económicos y efectivos para lo cual utilizaron métodos de inyección de aceite caliente y solventes de manera periódica pero con efectos de poca duración aplicados en el campo y tuvieron en cuenta los conceptos básicos sobre campo magnético, sus propiedades, teoría molecular sobre magnetismo, materiales magnéticos. Junto a todo ello, realizaron pruebas en laboratorio de forma lenticular y sus resultados mostraron que las propiedades de los fluidos, cambian de un pozo a otro cuando cambian las condiciones de caudal, tiempo de exposición, punto de fluidez, diámetro de tubería utilizando tres valores de campo magnético. Igualmente, observaron que para diferentes caudales y para campo magnético aplicado existe un tiempo óptimo de exposición por encima del cual el crudo no disminuye más su punto de fluidez permaneciendo este constante.

Jairo Balcácer García y Mabel Rueda Cárdenas en 1986, realizaron un trabajo sobre la depositación de asfáltenos y parafinas ocurridos en el campo Andalucía Sur y realizando un análisis sobre los mecanismos de depositación y tratamientos preventivos de los compuestos orgánicos. El estudio se aplicó al campo mediante pruebas de laboratorio para determinar presión de desplazamiento, tiempo de flujo, permeabilidad y viscosidad.

1.2 ASFALTENOS

1.2.1 Estructura de los Asfáltenos. La estructura elemental de los asfáltenos es muy variada y depende del crudo del cual provienen. Los asfáltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular con un rango de 1000 a 50000 kg/kgmol, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Se definen como fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo el n-pentano, y pueden ser derivados del petróleo y/o carbón.

Figura 2 Estructura molecular del asfalteno



Fuente: Los asfáltenos y su efectos en la producción de petróleo de Oswaldo Borges

Los asfáltenos son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos. Los asfáltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un

comportamiento global característico que se caracterizan por ser de tipo polar, de estructura amorfa.

1.2.2 Teorías sobre el comportamiento de los asfáltenos en el crudo. Según los estudios realizados sobre las condiciones bajo las cuales los asfáltenos se encuentran presente en el crudo, se destacan dos teorías.¹⁷

1.2.2.1 Teoría Molecular: Considera que los asfáltenos están disueltos en el crudo al igual que el resto de las moléculas. Uno de los primeros esfuerzos para predecir el comportamiento de fase de los asfáltenos a partir de un modelaje termodinámico molecular fue publicado por Fussel en 1979. Su modelo estuvo basado en la ecuación de estado de Redlich-Kwong. Fussel consideró a los asfáltenos floculados como una fase líquida pesada en equilibrio termodinámico con la fase de vapor y de líquido livianos en el sistema.

El trabajo de Fussel fue seguido por Hirschberg y sus colaboradores, los cuales propusieron en 1984, un modelo el cual describe el fenómeno de la precipitación de los asfáltenos mediante el equilibrio termodinámico líquido de una mezcla de dos pseudocomponentes (asfáltenos-crudo), en donde los asfáltenos son considerados moléculas monodispersas en el crudo, como resultado de las teorías de polímeros (como por ejemplo, el modelo de Flory-Huggins (1953)), se usó para describir el comportamiento molecular de los asfáltenos sometidos a cambios de presión, temperatura y composición. El principal concepto de esta teoría, la que la separa del modelo coloidal, es que los asfáltenos están disueltos en el crudo como cualquier otra molécula.

¹⁷ BORGES, Oswaldo. Los Asfáltenos y sus efectos en la producción de petróleo. En Portal del Petróleo. {En línea}. {6 de abril de 2013} disponible en ([http://www.portal del petroleo.com/2013/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html](http://www.portal-del-petroleo.com/2013/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html))

La cantidad de asfáltenos disuelta en el petróleo, así como el proceso de precipitación y redisolución en el mismo y, es función de las condiciones termodinámicas del sistema.

Como resultado, los métodos convencionales de equilibrio de fases termodinámicas (posiblemente usando una ecuación de estado) pueden ser utilizados para predecir el comportamiento de fase de los asfáltenos en petróleo líquido. Este modelo es similar al de Fussel, con la excepción de que la teoría de Flory-Huggins es utilizada para determinar el equilibrio líquido-líquido entre la fase de petróleo y la de asfáltenos¹⁸.

Estos trabajos fueron aprovechados por Kawanaka y Mansoori. Su contribución fue extender el modelo de Hirschberg al llamado caso polidisperso, donde los asfáltenos son considerados como un componente del crudo que tiene una distribución de peso molecular en lugar de ser de un solo tamaño. La teoría de polímeros polidispersos de Scott y Magat fue usada en lugar de la teoría de Flory-Huggins para calcular el equilibrio de fase sólido-líquido entre asfáltenos-crudo.

Una de las diferencias entre estos dos modelos, es que el modelo de Hirschberg de floculación de asfáltenos es determinado a partir de un cálculo de equilibrio líquido-líquido, mientras que en el de Kawanaka-Mansoori es determinado por un equilibrio sólido-líquido. Esto implícitamente significa que, el modelo de Hirschberg considera a la fase de asfáltenos como un líquido, mientras que el de Kawanaka-Mansoori la considera como un sólido. Sin embargo, en ambos modelos el proceso de floculación es necesariamente tomado como reversible.

1.2.2.1.1 Teoría Coloidal: Considera que los asfáltenos están presentes en el crudo formando una dispersión coloidal. Esta teoría ha sido propuesta por

¹⁸ Ibíd., p. 2

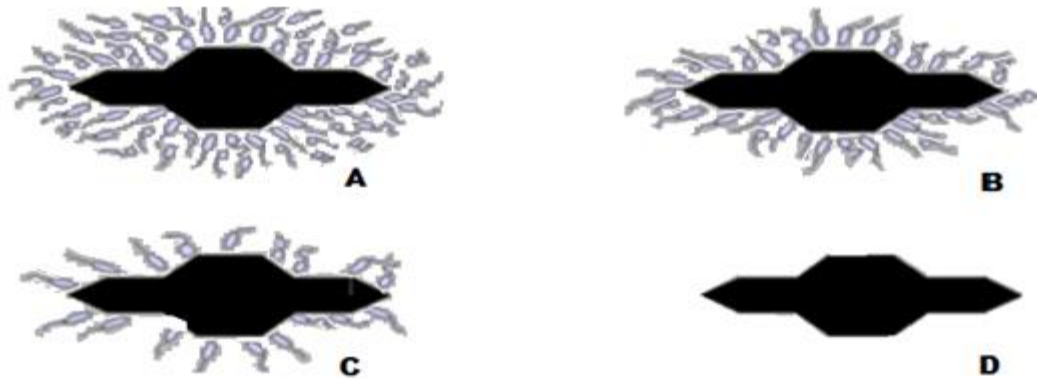
Leontaritis y Mansoori en 1987; ella considera que los asfáltenos se encuentran suspendidos coloidalmente en el crudo, debido a una capa estabilizante de resinas altamente polares que actúan como agentes peptizantes rodeando su superficie, con lo cual impiden que los asfáltenos se unan entre sí y precipiten.

Ellas son adsorbidas por los asfáltenos y actúan como capas protectoras. Estas resinas y asfáltenos juntos son llamadas micelas, las cuales constituyen entidades moleculares separadas del crudo y sujetas a todo cambio termodinámico. La adición de una adecuada cantidad de floculante, por ejemplo, n-pentano, causa la destrucción de las micelas y puede resultar en una floculación irreversible.

Esto confirma que las micelas resinas-asfáltenos 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. Similarmente, la aplicación de un potencial opuesto puede prevenir la precipitación de asfáltenos desde el crudo que fluye a través del medio poroso (figura 3).

Figura 3 Mecanismo de precipitación de asfáltenos según el modelo coloidal.

A, B y C: Las resinas se transfieren de los asfaltenos a la fase líquida
D: Los asfaltenos no son mantenidos en suspensión por las resinas y pueden flocular



Fuente: BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo. [En línea]. (6 Abril 2013) disponible en: www.portaldelpetroleo.com/.../los-asfaltenos-y-sus-efectos., p. 5 Modificada

La teoría considera que los asfáltenos llevan cargas intrínsecas que pueden ser positivas o negativas dependiendo de la composición del crudo, y que éstos se encuentran dispersos en el mismo gracias a la presencia de resinas, ya que existe un segmento de la misma que permanece en contacto con el resto del crudo (parafinas, naftenos y aromáticos) y entre estos segmentos existen fuerzas repulsivas que son las responsables de mantener las partículas de asfáltenos en suspensión. Si son colocados en un campo eléctrico, los asfáltenos migrarán hacia el electrodo con carga opuesta a la que ellos tienen. Tanto las resinas como los asfáltenos tienen tendencia a agregarse entre ellos y el grado de este estado de agregación dependerá de la composición del crudo.

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 asfáltenos quedan desprotegidos con libertad de agregarse, produciéndose así la floculación y la precipitación de estos agregados. Un número de estudios han reportado que los asfáltenos pueden ser precipitados por flujo a través de capilares y el medio poroso. Basado en estas observaciones, el modelo físico que mejor se ajusta al sistema crudo/resina/asfáltenos es el modelo coloidal. Se cree que los asfáltenos se encuentran en el petróleo en suspensión coloidal y que están estabilizados por las resinas que adsorben sobre su superficie. La naturaleza coloidal del crudo fue propuesta por primera vez por Nellesteyn y el modelo coloidal por Pfeiffer y Saal en 1940¹⁹.

Es importante anotar, que la naturaleza coloidal de los asfáltenos fue utilizada por Leontaritis para formular un modelo termodinámico coloidal, y así predecir el comportamiento de fase de los asfáltenos.

¹⁹ *Ibíd.*, p. 2

En base a esto y tratando de describir el fenómeno de agregación asfáltica se encontró, en la teoría coloidal, el modelo DLCA (Agregación Coloidal Limitado por Difusión), también conocido como Cúmulo-Cúmulo, que es el modelo que mejor se asemeja a la cinética de agregación de asfáltenos.

Tal modelo consiste de partículas y agregados dispersos, que se difunden en el sistema siguiendo una caminata aleatoria, si en su recorrido una partícula o cúmulo coloidal choca con otra partícula o cúmulo, éstos podrían quedar pegados con una cierta probabilidad.

En tal caso, ellos continuarán difundiendo como un solo agregado con la posibilidad de quedar pegado a otro cúmulo o partícula. Después de que ha transcurrido el tiempo, el tamaño de los cúmulos aumenta y el número de ellos disminuye.

1.2.3 Composición de los Asfáltenos. Los asfáltenos físicamente son sólidos friables de color marrón oscuro a negro con un punto de fusión no definido. Ellos se descomponen por calentamiento que se funden y posterior por enfriamiento se resolidifican.

Los resultados de análisis elementales realizados a numerosas muestras de asfáltenos de distintos crudos del mundo, han demostrado que la composición típica elemental de las fracciones de asfáltenos precipitadas por n-pentano y n-heptano poseen cantidad de carbono e hidrógeno que varían sólo en un pequeño rango: 82 ± 3 % en peso para el carbono y $8,1 \pm 0,7$ % en peso para el hidrógeno.

Esto indica que la relación atómica H/C es bastante constante: $1,15 \pm 0,05$, lo que sugiere entonces que los asfáltenos tienen una composición definida. Además, las relaciones H/C encontradas en los asfáltenos precipitados con n-heptano son menores a la de los asfáltenos precipitados con n-pentano, lo que sugiere un alto

grado de aromaticidad en los asfáltenos precipitados con n-heptano. Estos últimos contienen una alta proporción de heteroátomos, lo cual es indicado debido a las altas relaciones N/C, O/C y S/C²⁰.

1.2.4 Solubilidad de los Asfáltenos. Los asfáltenos se encuentran entre las fracciones más pesadas y polares del petróleo, de esta definición se desprende que éstos representan una clase de solubilidad, es decir, son solubles en solventes aromáticos e insolubles en parafinas lineales, los cuales son considerados como precipitantes de los mismos. Desde este punto de vista, es posible definir los asfáltenos en forma diferente, dependiendo de la parafina que se utilice para precipitarlos del crudo así que se tiene: asfáltenos al pentano, asfáltenos al hexano, al heptano, etc.

Estudios realizados demostraron que la cantidad de precipitado es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante y también que a partir del n-heptano, la cantidad precipitada presenta pocas diferencias con respecto a los n-alcanos más pesados, indicando esto que sólo los componentes más polares y, por lo tanto, más insolubles, precipitan con n-heptano²¹.

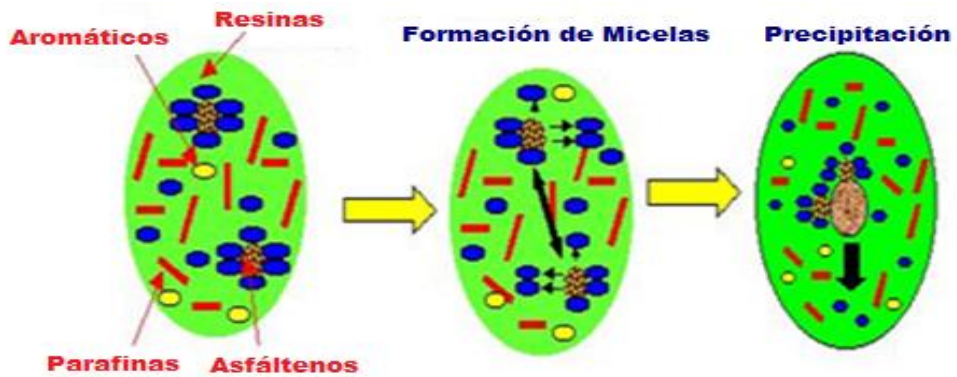
1.2.5 Precipitación de Asfáltenos. La precipitación de asfáltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo determinado, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase sólida insoluble de menor tamaño, constituida principalmente por los asfáltenos. Los principales factores físicos que afectan la solubilidad de los asfáltenos en los crudos son los cambios de presión, temperatura, composición del crudo y cargas eléctricas que poseen los asfáltenos. Estos pueden depositarse tanto en el yacimiento, como en

²⁰ *Ibíd.*, p. 6.

²¹ *Ibíd.*, p. 7.

la tubería de producción o ser llevados a los equipos de superficie a través de las líneas de flujo. El mecanismo de floculación y precipitación de los asfáltenos puede observarse en la figura 4²².

Figura 4 Proceso de floculación y precipitación de los Asfáltenos.



Fuente: Los asfáltenos y su efectos en la producción de petróleo de Oswaldo Borges.

²² *Ibíd.*, p. 9.

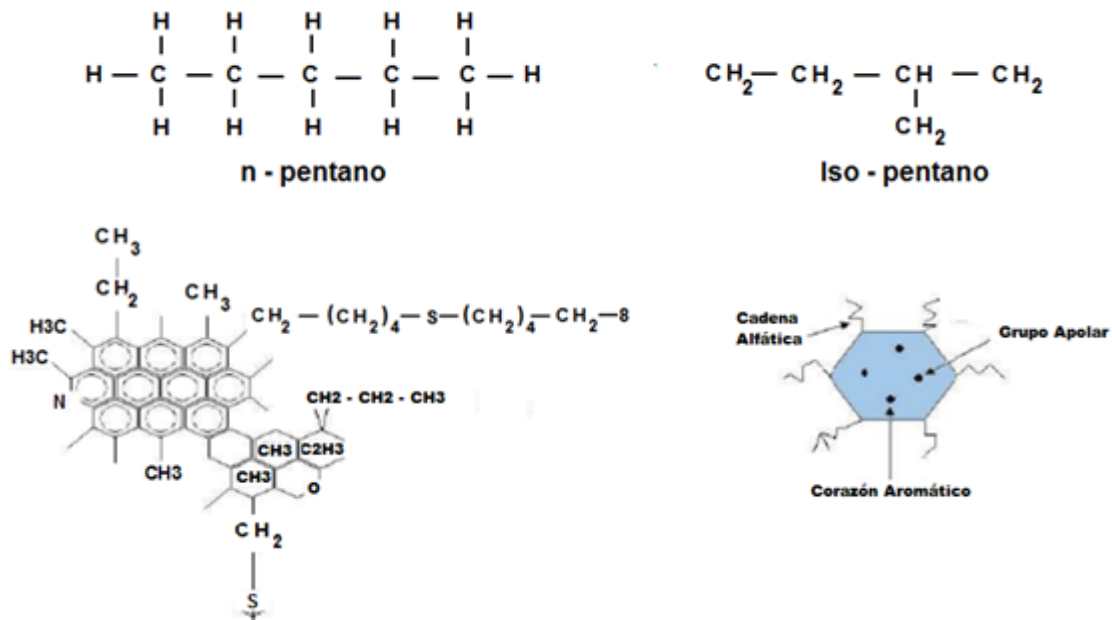
2 FUNDAMENTOS TEORICOS Y CONCEPTUALES DE DEPOSITOS PARAFINICOS

2.1 GENERALIDADES

Las parafinas son esencialmente mezclas de largas cadenas lineales hidrocarbonadas (n-parafinas), algunas de ellas caracterizadas por poseer adicionalmente un conjunto de cadenas ramificadas y presencia de alicíclicos, aromáticos como anillos condensados que modifican sus propiedades de flujo.

Denominados también alcanos, tienen la fórmula general C_nH_{2n+2} ; la molécula más simple es el metano CH_4 . Las parafinas con números de átomos de carbono menor a cinco se encuentran en estado gaseoso a condiciones normales de temperatura y presión. En adición al metano (principal componente del gas natural), las parafinas en estado gaseoso incluyen etano, propano y butano (por simplicidad son llamados parafinas con número de carbonos C_1 a C_4).

Figura 5 Representación del n pentano - Iso pentano y un compuesto aromático.



Fuente: Tomado de PEREZ ANGULO, Julio. Propiedades de los fluidos: Deposición de orgánicos. 5 ed. Bogotá. Universidad Industrial de Santander. 2014. Capítulo propiedades de los fluidos. p. 17 y 20. Modificada

Además, las parafinas pueden ser de:

- Cadena lineal (parafina normal).
- Ramificada (Iso-parafina).
- Cadena cíclica (ciclo alcanos o naftenos).

De C_5 a C_{15} , las parafinas se presentan en estado líquido a temperatura y presión normales y las moléculas con números de carbonos mayores a C_{16} son extremadamente viscosas y pueden encontrarse como cera sólida. Una de las distintas formas de representar los hidrocarburos es a través de su fórmula estructural, la cual puede apreciarse en la figura 5.

Todos los miembros alcanos son inertes, es decir, no reaccionan fácilmente a temperaturas ordinarias con reactivos como los ácidos, los álcalis o los oxidantes. Los primeros cuatro miembros del grupo son gases a presión y temperatura ambiente; los miembros intermedios son líquidos, y los miembros más pesados son semisólidos o sólidos. Los comprendidos entre: C_1 - C_4 son gases, C_5 - C_{17} son líquidos y C_{18} - C_{60} son ceras.

Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas entre C_{16} hasta C_{60+} . Su peso molecular oscila entre 320 - 560 kg/kgmol, presentan consistencia sólida a temperatura ambiente, poseen cadenas lineales (n-alcanos) o ramificados (Iso-alcanos), compuestas por carbonos saturados, presentan temperaturas de fusión de 64°F a 211°F .

Los depósitos de parafina están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua. Ellas son de naturaleza cristalina y tienden a cristalizar y precipitar el crudo por debajo de su punto de cristalización. Las parafinas son moléculas no polares, cuya interacción se debe a fuerzas de Vander Waals.

Además, las parafinas con cinco o menos átomos de carbono existen normalmente como un gas (metano, etano, propano, etc.).

Cuando el tamaño molecular es de 16 a 25 carbonos ($C_{16}-C_{25}$), se observan ceras blandas, (el término cera usualmente se refiere a la parafina sólida, pero que en terminología de campo son frecuentemente llamadas parafinas). Las ceras cristalinas duras tienen de 25 a 60 ($C_{25}-C_{60}$) o más átomos de carbono en la cadena.

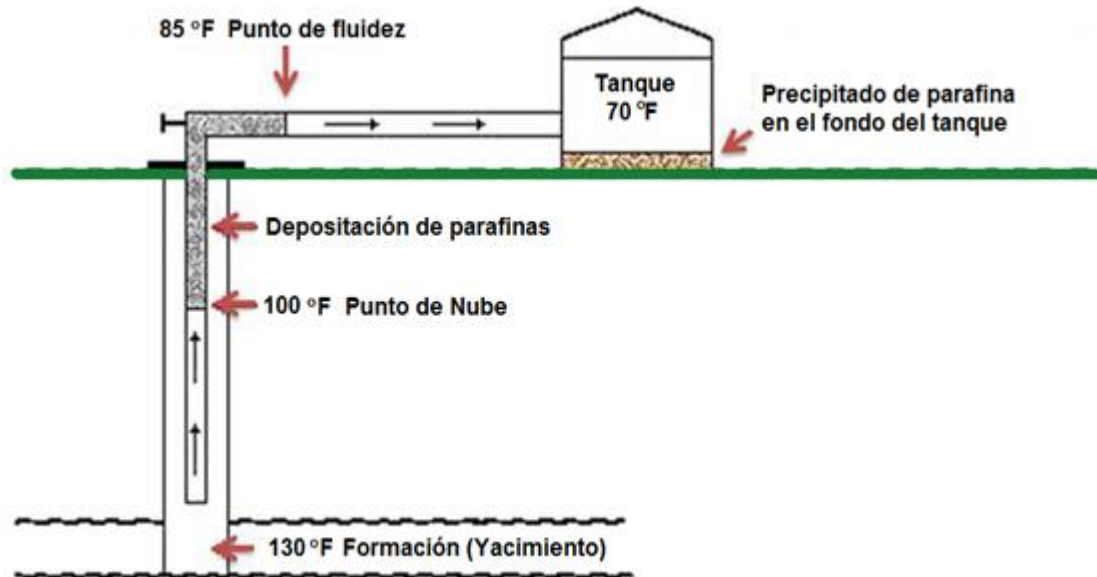
Así las cosas, los depósitos de parafina están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua. Ellas son de naturaleza cristalina y tienden a cristalizar y precipitar el crudo por debajo de su punto de cristalización y así mismo, las parafinas son moléculas apolares, cuya interacción se debe a fuerzas de Van der Waals.

En tal sentido, son depósitos orgánicos causados por cambios en las condiciones del pozo que afectan el equilibrio químico de tal manera que varios materiales en el crudo se precipitan.

Las parafinas usualmente depositadas en el pozo, se extienden hasta la cabeza de éste y dentro de las tuberías desde una profundidad donde la temperatura de la formación es aproximadamente igual a la temperatura a la cual el crudo tiende alcanzar la saturación con las ceras separadas (figura 6).

Las parafinas se pueden clasificar de acuerdo a la configuración de su estructura molecular y al número de carbonos que contengan. Bajo estos criterios, se diferencian las ceras parafinicas de las ceras micro-cristalinas, las cuales presentan un mecanismo de daño diferente, si se llegara a depositar en la formación debido al tamaño de los cristales.

Figura 6 Desarrollo de parafinas en un pozo fluyendo



Fuente: Tomado de PEREZ ANGULO, Julio. Propiedades de los fluidos: Deposición de orgánicos. 5 ed. Bogotá. Universidad Industrial de Santander. 2014. Cap. 8, p. 162. Modificada

Las parafinas generalmente se encuentran mezclados con otros compuestos orgánicos e inorgánicos. Los depósitos parafínicos no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases y agentes oxidantes. Dependiendo del número de carbonos y de la configuración de la estructura molecular las parafinas se dividen en ceras parafínicas y cera microcristalinas las cuales presentan un mecanismo de daño diferente debido al tamaño de los cristales, si llegan a depositar en la formación.

2.2 CERAS PARAFÍNICAS O MACROCRISTALINAS

Es un depósito procedente de un aceite crudo y constituyen entre el 40 y 60% de los depósitos, se consideran compuestos de cadena lineal comprendidas entre el C18 y C36. Cuando este tipo de parafinas se depositan en el yacimiento generan un tipo de daño a la formación por aumento de la viscosidad debido a la presencia de grandes cristales que se aglomeran hasta formar el depósito.

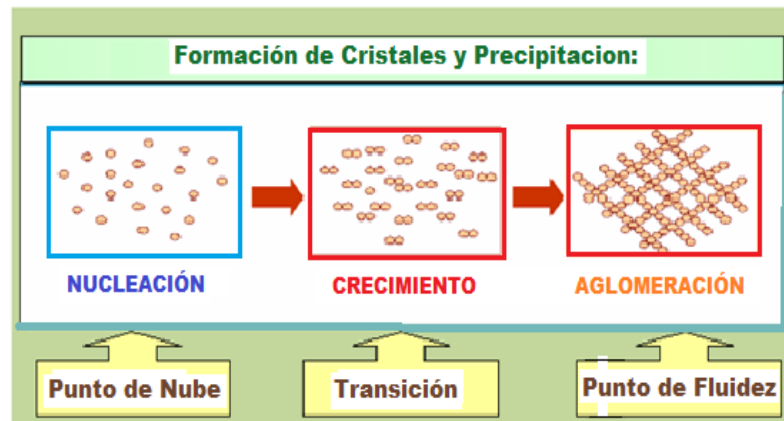
La estructura molecular que se forma se conoce como macro-cristales, los cuales tienen forma de agujas que al conglomerarse constituyen grandes depósitos de cera que ocasionan diversos problemas en las líneas de producción de pozos petroleros y en la formación productora.

Figura 7 Pasos de precipitación de la parafina.

Fuente: Tomado de DURAN, Adriana, OSORIO, Paola y SUESCUN, Yelitza. Parafinas, Asfáltenos y Escama en Facilidades de Superficie. Bucaramanga. Informe de pregrado. Universidad Industrial del Santander. 2013, p. 9.



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Rodriguez.pdf>. Modificado



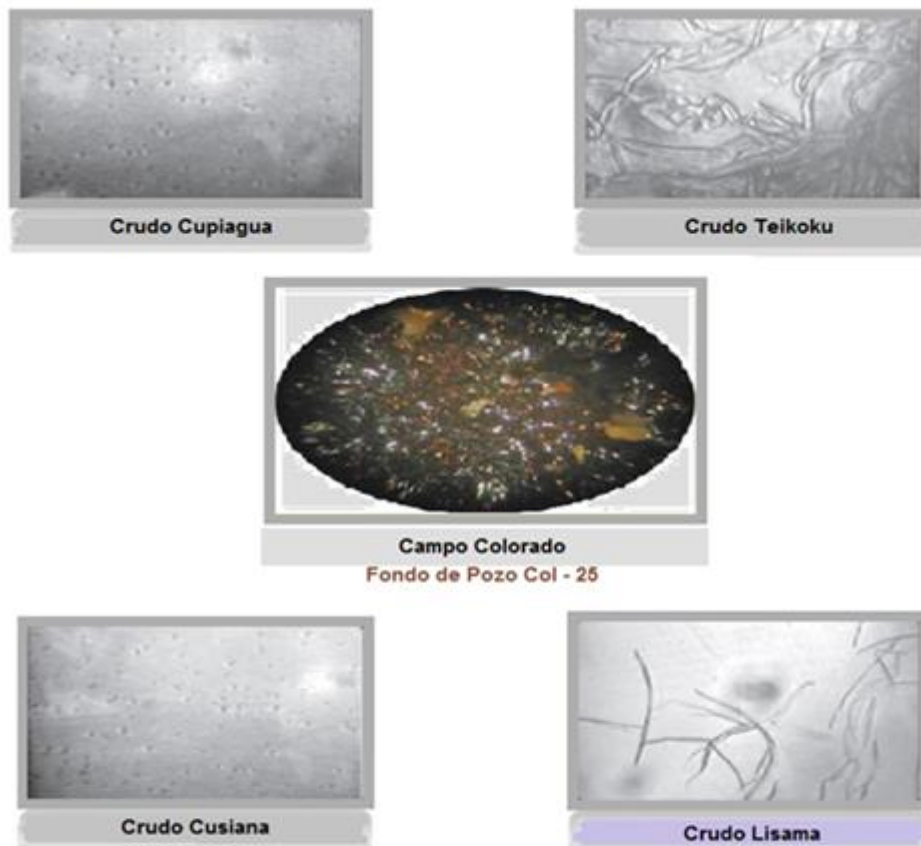
Motivo por el cual se produce un aumento de la viscosidad debido a la aglomeración de grandes cristales que serán la causa del taponamiento de los poros de la formación o en un punto determinado del sistema de producción, aspecto que depende del punto de cristalización del crudo.

La figura 7, representa los tres pasos que llevan a cabo desde que empieza a precipitar el primer cristal de parafina (Punto de nube), hasta que el momento en

que el crudo deja de fluir (Punto de Fluidez) debido a la aglomeración de los cristales. La cristalización de las parafinas ocurre a partir de una solución diluida en tres procesos diferentes: Nucleación, Crecimiento y Aglomeración

Los cristales generados pueden ser depositados como placas, agujas, esférulas o mezcla de éstas como se puede ver en algunos ejemplos de formación de parafinas de campos petroleros en Colombia (figura 8)

Figura 8 Formación de cristales de parafinas de campo colombianos



Fuente: Tomado de MANCILLA, Robinson. Módulo 2. Componentes del petróleo y el gas En: Tipos de crudos, parafinas, asfaltenos. Febrero de 2015. p. 28 y 30. Modificada

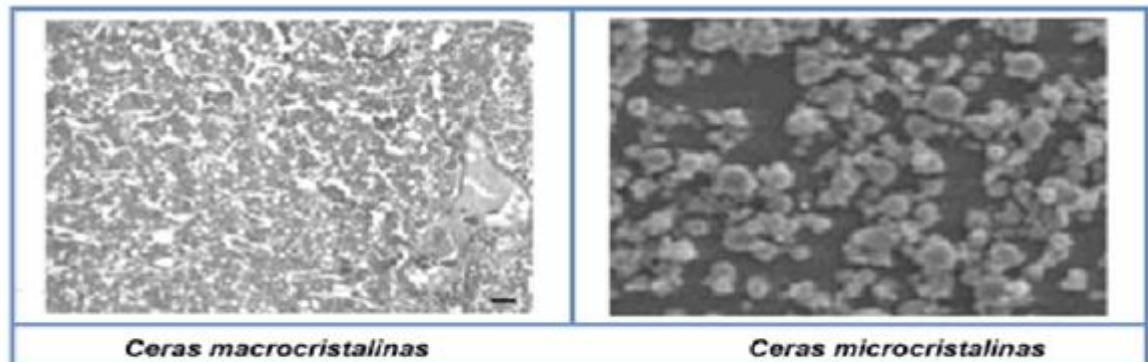
2.3 CERAS MICROCRISTALINAS

Representan menos del 15% del depósito. Estas se encuentran en las parafinas que contienen entre 30 a 60 carbonos, variando su peso molecular entre 450 y 800. Son compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos a lo largo de la cadena principal.

A diferencia de las ceras parafinicas (macro-cristalinas) sus cristales son pequeños e irregulares lo que hace que no tiendan a aglomerarse, permaneciendo dispersos y sin formar depósitos alguno (figura 9).

Adicionalmente, no constituyen problemas en las líneas de producción pero pueden ocasionar reducción de la permeabilidad si se precipitan en la formación debido a su tendencia a adherirse a la superficie de los granos.

Figura 9 Representación de parafinas microcristalinas y macrocristalinas.



Tomado de CANDELO AGUILAR, Andrés Felipe, et ál. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2010. Cap. 1, p. 4. Modificada.

Es importante establecer qué tipo de parafinas se encuentran en el yacimiento para poder identificar el mecanismo de daño a la formación por parafinas y tenerlo en cuenta cuando se vaya a diseñar algún tipo de tratamiento.

2.4 PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICAS DE LAS PARAFINAS

Durante el proceso de producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos complejos, debidos a los cambios en las condiciones de operación. Estas alteraciones generan cambios de fase (paso de líquido a sólido y a gas), con la correspondiente segregación y depositación de sus partículas (parafinas) que causan obstrucción del flujo con pérdidas de producción. Las principales propiedades fisicoquímicas de las parafinas son consecuencia de sus diferentes estructuras y comprende entre otros:

2.4.1 La Solubilidad. Las parafinas son compuestos no polares, se disuelven en solventes orgánicos, no polares o débilmente polares. Son hidrofóbicos, es decir insolubles en agua. Hay decrecimiento de la solubilidad conforme aumenta el número de carbonos.

Para que exista una solución en equilibrio, es necesario un balance en la proporción solvente-soluto. En los pozos petroleros, cuando el aceite fluye de la formación al pozo, hay una pérdida continua de los componentes ligeros del aceite debido a cambios de presión y temperatura (Betancourt, 1998). Esto se debe a dos causas:

1. **Por la reducción del volumen del aceite**, resultando una menor cantidad de solvente que es necesario para disolver la misma cantidad de parafina (soluto).
2. **Porque disminuye la solubilidad de la parafina en el aceite**, ya que ésta es más soluble en los componentes más ligeros del aceite que en los más pesados.

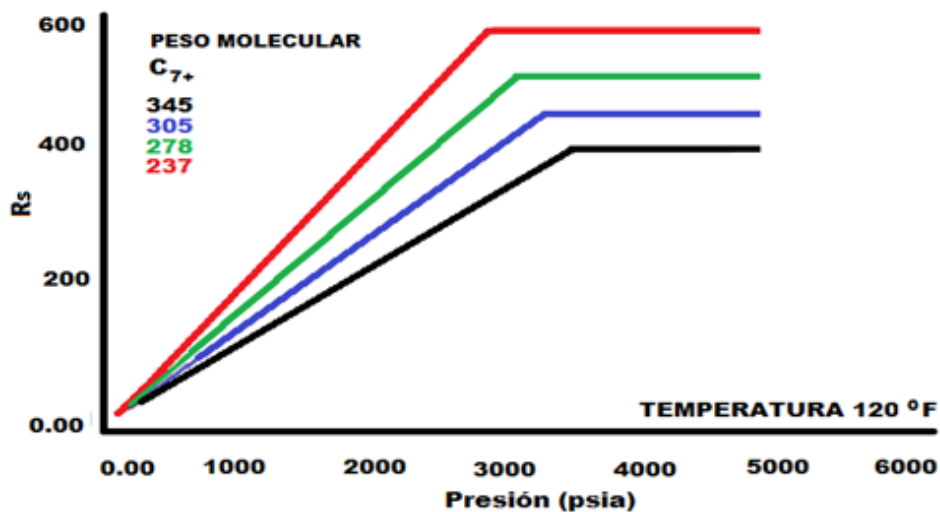
Con lo anterior se puede decir que, la pérdida de los componentes volátiles es un factor que genera la separación de las parafinas del aceite, bajo ciertas condiciones, como es el caso del bombeo neumático, un factor para la precipitación de parafina y, éste removerá una gran cantidad de componentes volátiles del aceite que

permanece en la formación, resultando la cristalización de la parafina del aceite que queda en la misma.

Por su parte, la presencia de impurezas como asfáltenos induce al proceso de nucleación de la cera, según Os'kin, Allen y Roberts; sin embargo, otros autores afirman que la solubilidad de las parafinas en el petróleo decrece con un incremento en la cantidad de alquitrán y asfáltenos, que en estado coloidal previenen el crecimiento de los cristales y la formación de redes cristalinas.

En la figura 10, (Marrufet, 1998) muestra el efecto que tiene la relación de solubilidad gas-aceite, R_s , en la precipitación de parafina para una mezcla de hidrocarburos considerando pesos moleculares diferentes. Si el peso molecular es mayor, la solubilidad disminuye, de modo que, la mayor depositación ocurre después de llegar a la presión de saturación, debido a que la solubilidad de la parafina decrece conforme se libera gas, por lo que los cristales comienzan a unirse y dejan de viajar libres en el flujo.

Figura 10 Efecto de la relación de solubilidad en la precipitación de parafinas.



Fuente: Tomado de ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltorios de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. UNAM. p. 14. Modificada

Por otra parte, la solubilidad de la parafina en el crudo es una variable muy importante, ya que disminuye en el momento de la precipitación a causa del cambio de las propiedades termodinámicas del crudo. Cabe aclarar, que no necesariamente se presenta depositación cuando la solubilidad disminuye, pues si los cristales precipitados, que normalmente tienen forma de aguja, permanecen dispersos en el crudo, no tienden a depositarse en la superficie.

Así mismo, se puede decir que la mayor causa de la disminución de la solubilidad de la parafina en el crudo, es el descenso de la temperatura, que puede provocarse por la disminución de presión que experimenta el crudo a medida que se acerca a la superficie o por la expansión que ocurre cuando el crudo sale de la formación hacia el pozo.

2.4.2 La Densidad. Las parafinas o normal alcanos tienen densidades aproximadamente de 0,78 g/ml en estado fundido y de 0,86 hasta 0,94 g/ml en estado sólido, en comparación con 1 g/ml para el agua. El contenido de parafina incrementa paralelamente a la disminución de la densidad del petróleo.

2.4.3 El Punto de ebullición. Aumenta gradualmente conforme incrementa el número de átomos de carbono, y en consecuencia el peso molecular de la parafina. Las moléculas de mayor peso molecular presentan áreas superficiales grandes, lo que ocasiona mayores atracciones moleculares de Van der Waals.

Las parafinas ramificadas son más compactas, con menor área superficial para la interacción de las fuerzas de London, lo cual ocasiona que sus puntos de ebullición sean menores con respecto a la n-parafinas.

2.4.4 El Punto de fusión. A Temperatura constante, cuando el peso molecular de la parafina se incrementa, el punto de fusión aumenta, disminuyendo la solubilidad en los solventes. Esto quiere decir, que la concentración de parafina en el crudo,

tiene gran influencia sobre la temperatura del punto de fusión y por tanto sobre la temperatura del punto de cristalización.

Igualmente, cuando el peso molecular aparente de la solución disminuye, la temperatura del punto de cristalización disminuye, lo cual retarda la precipitación de las parafinas que depende de la composición del crudo parafínico.

El punto de fusión depende generalmente de la cantidad de aceite presente. Los puntos de fusión aumentan directamente proporcional al peso molecular, pero no con la regularidad del punto de ebullición. La n-parafinas con números de átomos de carbono pares a diferencia de aquellas con número similar de átomos, pero impares, se empaquetan mejor en una estructura sólida, y requieren de temperaturas más altas para fundirlas.

Asimismo, las ramificaciones de la cadena parafínica afectan su punto de fusión. Una parafina ramificada funde a menor temperatura que la normal parafina con el mismo número de átomos de carbono. De manera general se puede decir, que la parafina con un alto número de átomos de carbono ($C > 40$), de forma simétrica y compacta, funde a temperaturas elevadas.

2.5 PROPIEDADES TERMODINAMICAS DE LAS PARAFINAS

La deposición de parafinas difícilmente puede inhibirse debido a que son muy inertes y además resistentes a los ataques de ácidos, bases y agentes oxidantes. La causa primaria de la separación de parafinas del crudo es las pérdidas de solubilidad, a menudo resultado de cambios en las condiciones ambientales que perturban el equilibrio de la solución.

Los factores que afectan éste equilibrio incluyen los cambios en la presión y la temperatura, evaporación, y pérdidas de gases disueltos. Estas parafinas, teniendo

el punto de fusión y peso molecular más altos, son las primeras en separarse de la solución. Las mediciones de Punto de Fluidez y Punto de Nube se refieren a la habilidad del crudo para mantener las parafinas en solución.

2.5.1 Punto de fluidez (pour point). Es la más baja temperatura a la cual el petróleo fluirá bajo condiciones normales debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfría (figura 11). El punto de fluidez es alcanzado cuando el aceite cesa de fluir.

Figura 11 Punto de fluidez de diferentes muestras de crudo.



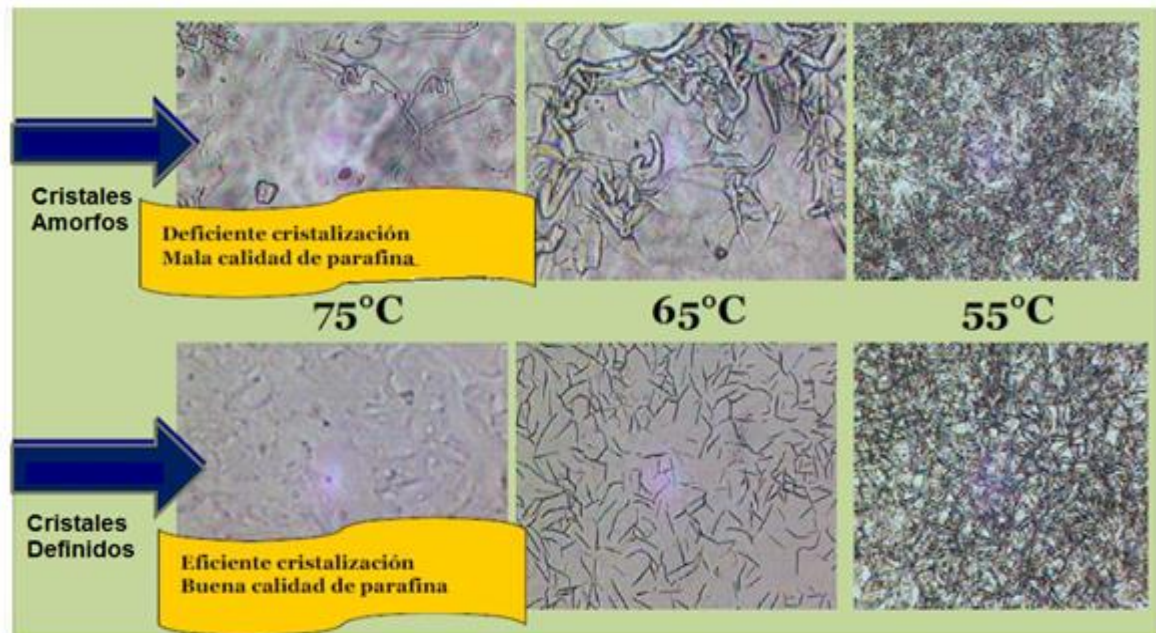
Fuente: Tomado de <http://revistapetroleoygas.co/investigacion-por-45-514-millones-mejorara-fluidez-de-hidrocarburos/>

El carácter de la cristalización de las parafinas al enfriarse, depende de la velocidad de la formación de los núcleos de cristalización y del crecimiento de los mismos. Cuanto más baja sea la temperatura, mayor será la velocidad de la formación de los núcleos de los cristales, pero menor la velocidad del crecimiento de los mismos. Por eso, algunas veces a temperaturas relativamente altas se forma un pequeño núcleo de cristales grandes y a bajas temperatura gran cantidad de cristales pequeños.

2.5.2 Punto de fusión (melting point). Es la temperatura a la cual una sustancia pura solida se funde o se convierte en líquido. Para una sustancia pura el punto de fusión y de cristalización o de nube son iguales, pero para una mezcla son ligeramente diferentes, en el caso de las parafinas se utiliza el punto de cristalización.

2.5.3 Punto de nube (Cloud Point). Es la temperatura a la cual se comienzan a formar los primeros cristales de parafinas en el crudo muerto. El Cloud Point es probablemente el parámetro más importante de información, de las mediciones simples, para evaluar el potencial de deposición de la parafina. Por otro lado, si es medido adecuadamente puede ser usado para determinar cuándo y dónde se puede esperar la deposición de parafinas.

Figura 12 Formación de cristales de parafinas sometidos a diversas temperaturas



Fuente: Tomado de GROSSO, Jorge Luis. Desarrollo de Nuevos Procesos para el Mejoramiento de Crudos Pesados. Modificada.

Para un crudo vivo (con gas en solución) no se habla de punto de nube, como en el caso del crudo muerto, sino de puntos de cristalización cuya unión conforma el umbral de cristalización de parafinas “onset” definido como la frontera termodinámica en donde bajo determinadas condiciones de presión, temperatura y composición se inicia la cristalización de parafinas (figura 12).

2.5.4 Punto de cristalización. Es la temperatura a la cual se forma el primer cristal de soluto a presión determinada. Es una propiedad termodinámica que depende de la presión, temperatura y composición del crudo, y se define como la temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafinas. También ese punto es conocido en la industria del petróleo como la temperatura a la que aparecen las ceras en el crudo.

Esta temperatura es el principal parámetro a evaluar, con el objeto de caracterizar el fluido y poder conocer las condiciones en donde se puede estar presentando el problema de inicio de precipitación.

Dicho estado es una característica propia de cada crudo y su valor es mayor cuando se incrementa el contenido de hidrocarburos saturados o alcanos de alto peso molecular. El comportamiento ideal es que esta temperatura sea menor que la ambiental para que no haya deposición.

2.5.5 Punto de Gel. Es la temperatura a la cual se inicia la formación de una red cristalina, cuando el fluido está en reposo y se enfría por debajo del punto de fluidez.

2.6 FACTORES QUE AFECTAN Y CONTROLAN LA PRECIPITACION Y FORMACIÓN DE LAS PARAFINAS

La precipitación y depositación de parafinas se manifiesta en todas las etapas de la producción de petróleo. Cuando se presenta en el yacimiento, reduce el diámetro de la garganta del poro, lo cual causa una disminución en el aporte de fluido de la formación productora. La precipitación de las parafinas puede ocurrir dentro del

yacimiento, en la cara del pozo, en las facilidades de producción o durante el transporte de crudo por oleoductos.

En otros casos, la precipitación de parafinas reduce la permeabilidad del yacimiento, y si ésta ocurre cerca del pozo, ocasiona daños a la formación y obstruye los orificios cañoneados. Cuando se presenta en los sistemas de producción reduce el radio efectivo por el cual se origina, esto conlleva a una disminución del nivel de fluido en los sistemas de almacenamiento.

La precipitación de parafinas se desencadena por varios factores, entre los que se puede mencionar: cambios de presión, temperatura, composición química del crudo, mezclas con diluyentes u otros aceites y durante la estimulación ácida.

Igualmente, disminuyen la solubilidad de la parafina, este efecto contribuye a la depositación en líneas de superficie y tanques. Altas relaciones gas-aceite (GOR), evitan los problemas de depositación de parafina. Los factores que inciden en la precipitación y acumulación de parafina del petróleo crudo son:

2.6.1 Temperatura. Los hidrocarburos a condiciones de yacimiento se encuentran a una cierta temperatura que depende de la profundidad. A medida que los fluidos durante la producción viajan a superficie se van enfriando. Cuando el crudo se enfría, pierde solubilidad, y no puede mantener las partículas en suspensión por más tiempo. Las parafinas se solidifican, sus partículas se asientan y se acumulan en depósitos cerosos. El crudo durante su trayecto hacia la superficie se va enfriando, pierde solubilidad, y no puede mantener las partículas en suspensión por más tiempo formando depósitos de parafinas que se solidifican, sus partículas se asientan y se acumulan en depósitos cerosos.

Las caídas de temperatura en el fluido son generalmente graduales, pero pueden ser rápidas si el gas disuelto en el petróleo comienza a escapar de la solución. En

cualquier caso, sea dentro de la formación o en la línea de producción, se puede alcanzar el punto de niebla. La diferencia de temperatura resultante de la registrada por el crudo y la pared de la tubería de producción afectan tanto a la cantidad como a las características de la parafina depositada durante la producción.

La diferencia de temperatura resultante de la registrada por el crudo y la pared de la tubería de producción afectan tanto a la cantidad como a las características de la parafina depositada durante la producción. A su vez, los cambios de temperatura se pueden darse por:

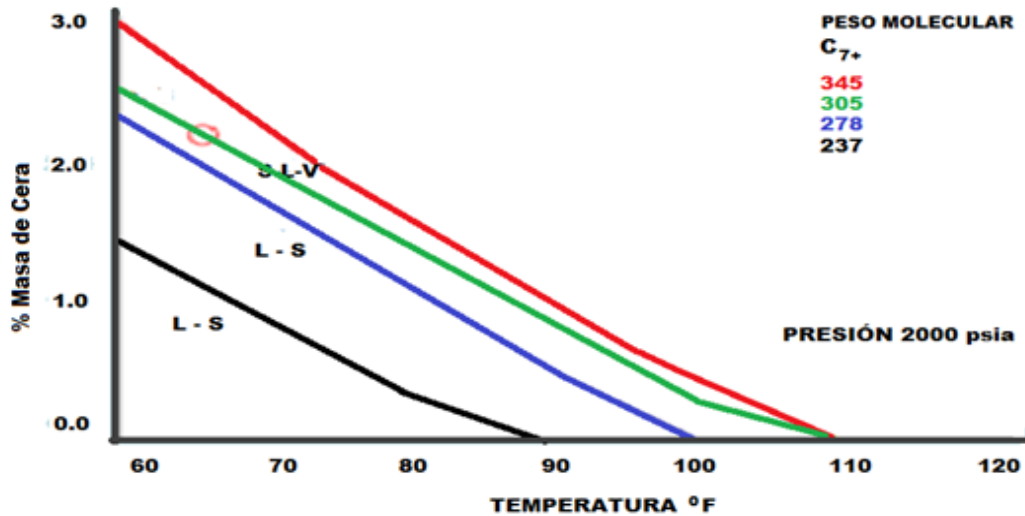
- Liberación de gas en el yacimiento, es decir, disminución de la solubilidad.
- Radiación de calor del yacimiento a las formaciones vecinas.
- Liberación del gas y los compuestos livianos del crudo en su viaje de yacimiento a superficie.
- Cambio en la temperatura por intrusión de agua u otro líquido a por temperaturas externas bajas (en la cabeza del pozo).

Respecto a la temperatura del aceite crudo se pueden presentar tres diferentes situaciones de precipitación de parafinas.

- Si la temperatura del aceite y de la tubería son mayores que la temperatura de punto de nube, no es posible la precipitación (la temperatura del punto de nube del aceite crudo, es aquella a la que se inicia la generación de cristales de parafina).
- Si la temperatura del aceite es mayor que la temperatura del punto nube, pero la temperatura de la tubería es menor a la temperatura del punto de nube, la precipitación será ligera por lo que los cristales van a ser llevados con el flujo.

- Si la temperatura del crudo y la temperatura de la tubería son menores que la temperatura del punto nube, se va a presentar la precipitación y puede presentarse una depositación severa.

Figura 13 Influencia de la temperatura de la mezcla en la precipitación de parafinas



Fuente: Tomado de ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltorios de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. UNAM. p. 13. Modificada

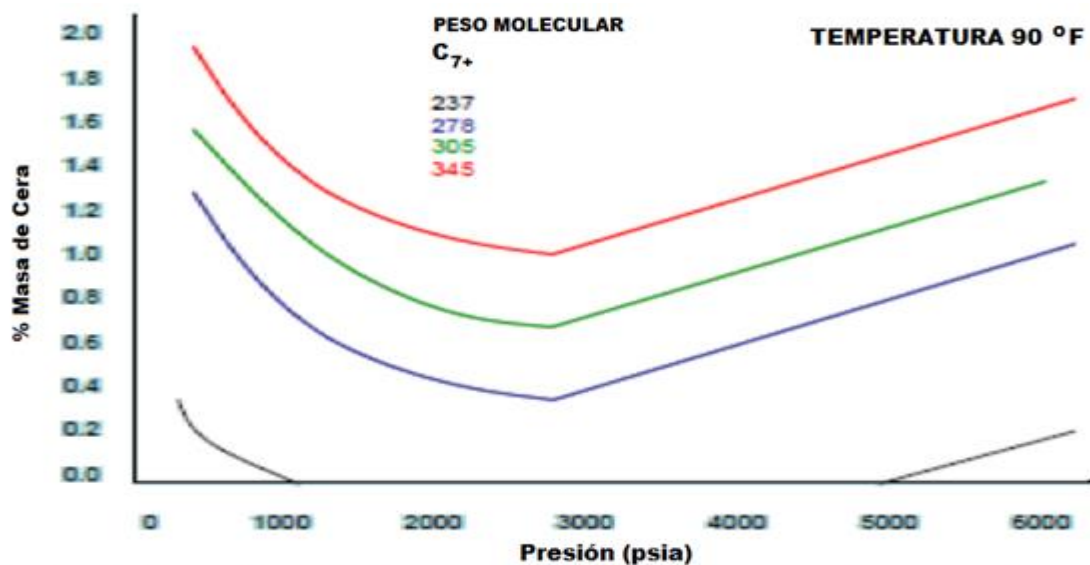
En la figura 13 (Marrufet, 1998) se muestra la influencia de la temperatura en el porcentaje del volumen de parafina precipitada, como función del incremento del peso molecular de la fracción C₇₊. El círculo rojo en la curva indica la transición de un estado de equilibrio sólido-líquido-vapor de la mezcla, a un estado de equilibrio líquido-sólido. Se puede observar, por ejemplo, que a 100 °F para esta curva con peso molecular de 305, y a una presión de 2,000 psi, prácticamente no hay precipitación de parafina debido al equilibrio entre las tres fases, mientras que en el intervalo comprendido entre las curvas cuyo peso molecular fluctúa entre 237 a 278, se observa mayor volumen de precipitación a una temperatura considerada.

2.6.2 Presión. La precipitación de parafinas es a menudo estudiada para crudos muertos, pero el efecto de la presión y la composición del crudo no es muy clara. La presión mantiene los gases y componentes volátiles en solución y ayuda a

mantener el fluido a la temperatura de formación. Obviamente, es imposible producir el crudo sin tener una caída de presión considerable; entonces, ambos factores actúan simultáneamente, las caídas de presión y las caídas de temperatura, porque los gases se desarrollan y se expanden, y los componentes más pesados se precipitan formando parafinas.

La figura 14, (Marrufet, 1998) muestra la influencia de la presión. Se observa que a una temperatura fija, por ejemplo de 90 °F, se tiene una disminución de las fracciones pesadas al incrementar el valor de la presión con el porcentaje en el volumen de parafina precipitada. De tal modo, se concluye que habrá menor cantidad de parafina precipitada en la zona cercana a la presión de saturación, en este caso a una presión de 3,000 psia. A menor presión, la liberación del gas en solución coadyuva al rompimiento del equilibrio de la fase sólida en la mezcla.

Figura 14 Influencia de la presión en la precipitación de parafina



Fuente: Tomado de ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltorios de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. UNAM. p. 15. Modificada

2.6.3 Volatilidad de los hidrocarburos livianos del crudo: La pérdida de los constituyentes más livianos del crudo definitivamente reduce la cantidad de

parafinas que pueden mantenerse en solución. Todos los crudos experimentan algunos cambios de composición durante la producción por la variación de las condiciones PVT desde el reservorio hasta la superficie.

El volumen molar de las fracciones de crudo puede variar debido a la despresurización del crudo. Los hidrocarburos livianos, los cuales son cadenas lineales de n-alcanos pueden expandirse relativamente más rápido que los componentes pesados del crudo. El incremento en el volumen molar de los hidrocarburos livianos continúa por encima de la presión del punto de burbuja del fluido, escapando del fluido en estado gaseoso.

Como resultado de esto se obtiene una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos que causa disminución en la concentración de los hidrocarburos de bajo peso molecular y esto conlleva a alterar la composición de la fase líquida.

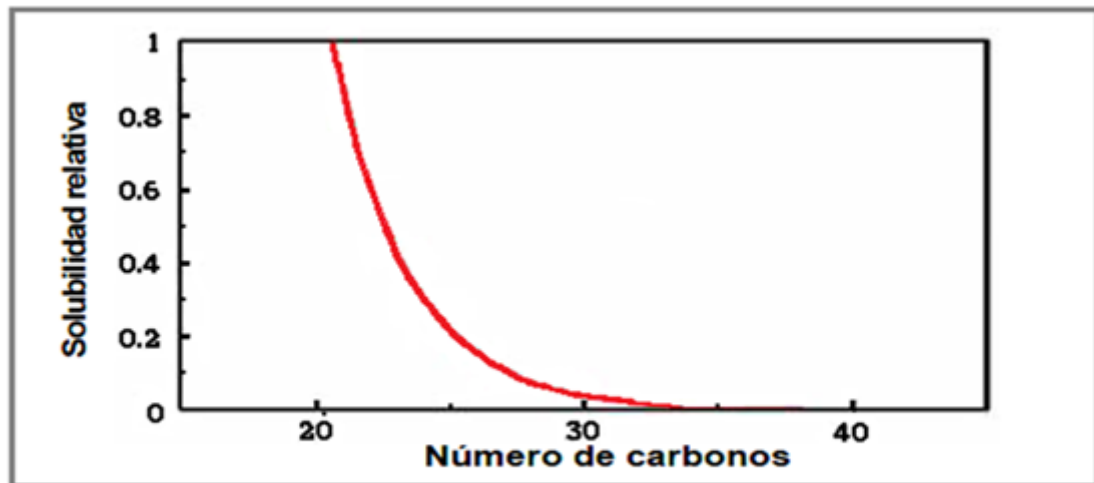
2.6.4 Composición química del crudo. Tiene una influencia primaria en la formación de los depósitos de parafina y en las características físicas y químicas de estos. A una temperatura dada, la composición de la fracción líquida del crudo y la cantidad de números de carbonos de las parafinas lineales determinan la tendencia de la cristalización de parafina en el fondo del pozo y en las líneas de flujo. Las condiciones físicas bajo las cuales se forman los cristales de parafina influyen tanto en la cantidad y composición del depósito.

2.6.5 Presencia de emulsiones. El crudo de petróleo es un sistema complejo, el cual incluye varias especies bipolares (alcoholes, ácidos carboxílicos, etc.) capaces de formar emulsiones. La variación de las fracciones polares y no polares de estos elementos determina la variedad de tamaños de las emulsiones presentes. Las emulsiones formadas por aceite, parafina y agua están asociadas frecuentemente

a la presencia de moléculas de parafina de alto peso molecular, que se han desarrollado en la interfase entre el agua y el aceite.

2.6.6 Efecto de la Proporción Relativa de Solvente-Soluto. Cuando la concentración de soluto en la solución se incrementa, el punto de cristalización aumenta. El soluto se denomina a las parafinas que precipitan, se cristalizan y forman una fase sólida y el solvente serán los demás componentes del crudo que no cristalizan.

Figura 15 Solubilidad de las parafinas



Fuente: Tomado de ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial del Santander. 2008. p. 38

La alta relación de GOR actúa como un solvente y en el crudo disminuye el punto de cristalización, debido a que las burbujas de gas distribuidas en el aceite tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo y, a su vez, el gas libre reduce el esfuerzo del gel en el crudo muerto, porque crea una barrera que ayuda a evitar la atracción entre las moléculas durante la etapa de endurecimiento de la parafina.

Igualmente, las moléculas de gas en solución ocupan un espacio entre las moléculas de parafinas evitando su unión, cuando disminuye la presión o el flujo es

restaurado. Los tres parámetros que afectan la solubilidad de la parafina en el crudo son la temperatura, la presión y la composición del crudo.

Sin embargo, se ha analizado que es principalmente una función del número de carbonos y de la temperatura del sistema (Nenniger y Nenniger 1990), quienes demostraron que la solubilidad del C₄₀ en un crudo disminuyó en más de dos órdenes de magnitud cuando la temperatura pasó de 50 °C a 20 °C. En la figura 15, se presenta la solubilidad relativa de la parafina en función del número de carbonos.

2.6.7 Empleo de bombeo neumático. Las operaciones con bombeo neumático frecuentemente proveen excelentes condiciones para la rápida formación de depósitos de parafina, esto debido a la presencia de diminutas burbujas de gas que proveen centros de crecimiento para los cristales de parafina. Además, su influencia en la variación de la temperatura en el medio es muy importante.

2.6.8 Humedad. La humedad afecta la precipitación de parafina independientemente de la diferencial de temperatura. Al haber una baja tensión superficial entre la parafina y el agua, existirá muy poco depósito de parafina en la pared que está totalmente cubierta con agua.

Aunque el aceite y la parafina disueltas puedan cubrir completamente la película de agua, ningún enlace firme al metal subyacente es posible. Cualquier acumulación de parafina sólida está tan débilmente adherida que en lugar de restringir el paso del flujo, es arrastrado por el fluido antes de su crecimiento.

2.6.9 Velocidad del fluido. La velocidad de la acumulación de parafina en una tubería de acero varía con la velocidad del fluido, alcanzando un máximo durante su comportamiento como fluido viscoso, en donde el fluido presenta bajas velocidades y disminuye con el aumento de la velocidad del crudo.

La velocidad del fluido afecta el carácter del depósito. Una alta velocidad de flujo remueve selectivamente las fracciones más suaves dejando los depósitos duros, aquellos de alto punto de fusión, mientras que una baja velocidad de fluido permite la inclusión de ceras suaves formando depósitos blandos de bajo punto de fusión.

2.6.10 Presencia de material externo en el crudo. Es común que en el crudo se encuentren asociados una variedad de compuestos agregados tales como productos de corrosión (limaduras de hierro), arena y compuestos inorgánicos, como carbonatos. Muchos de estos materiales por lo general pueden incorporarse dentro del cristal de parafina, o pueden actuar como núcleo alrededor del cual la parafina cristaliza.

2.6.11 Rugosidad del área superficial. Los centros de crecimiento para la formación de los cristales de parafina pueden ser provistos por una superficie rugosa y porosa tal como se presenta en las tuberías de acero usadas en la producción de petróleo. Siendo la fuerza de adhesión una función del área superficial, la adhesión de la parafina crece con el aumento de cantidad de las irregularidades y porosidades en la superficie.

2.6.12 Tiempo. La cantidad de parafina depositada se incrementa con el tiempo hasta que la conductividad térmica del sólido por sí mismo la minimiza, estabilizándose la cantidad de depósito.

2.7 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACION DE LAS PARAFINAS

Es de suma importancia conocer los factores que influyen en la precipitación de las parafinas, debido a que entre mayor información se tenga de estos en el momento

de seleccionar un método para su control, se determinará el éxito en la corrección del problema. Los parámetros que influyen en este fenómeno son los siguientes:

2.7.1 Propiedades del Yacimiento. Para un campo petrolífero las propiedades que influyen en la precipitación de parafinas durante la aplicación de un método de remediación o inhibición de estas son la temperatura del yacimiento y el corte de agua respectivamente.

2.7.1.1 Temperatura del Yacimiento: es la temperatura en que se encuentra almacenado el fluido en la formación productora, la cual es de suma importancia debido a que si encuentra por debajo de la temperatura de cristalización, la precipitación y posterior depositación de materia orgánica sería en el yacimiento.

2.7.1.2 Corte de agua. Se obtiene a través de la información del campo y como resultado arroja la mejor opción de tratamiento, pues depende del método seleccionado y se puede convertir en una ventaja o desventaja en el momento de implementación de éste, debido a que ocasiona problemas de corrosión de los equipos y sirve como método de propagación de las ondas electromagnéticas.

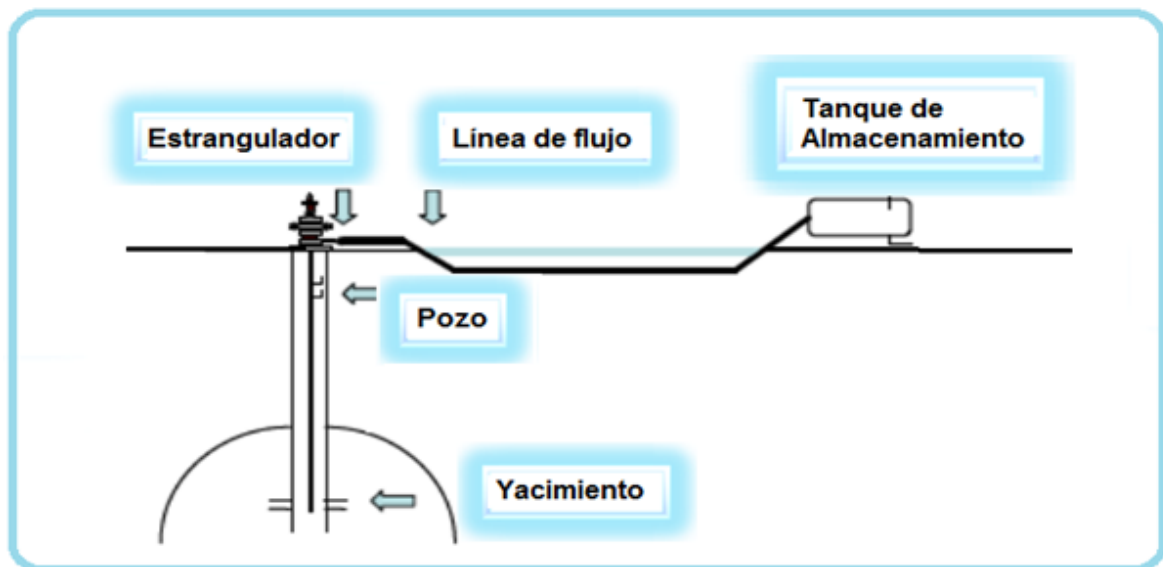
2.7.2 Parámetros Operacionales. Sirven como mecanismo de control de la precipitación de las parafinas durante el proceso de producción del fluido a través del tubing y en las facilidades de superficie, evitando que se presente su depositación y comprende:

2.7.2.1 Temperatura de Operación: Hace referencia a la temperatura promedio en la sarta de producción cuando el fluido asciende a la superficie y debe ser superior al punto de cristalización para impedir la precipitación de las parafinas en el tubing.

2.7.2.2 Temperatura de Superficie. Esta propiedad juega un papel importante en el almacenamiento y transporte del fluido, pues al disminuir la presión el crudo pierde componentes livianos, lo cual ocasiona que la temperatura de cristalización sea más baja, requiriendo un cuidado especial de la temperatura en que se almacena y transporta el crudo para evitar la formación de depósitos orgánicos.

Los cambios de temperatura y/o presión que se dan de manera gradual o súbita que pueden afectar el comportamiento del equilibrio termodinámico de la mezcla con la consecuente posibilidad de precipitación de parafina.

Figura 16 Puntos de cambio súbito de temperatura en el sistema yacimiento-pozo- instalaciones superficiales.



Fuente: Tomado de ALVAREZ, Verónica. Predicción de envolventes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. UNAM. p. 16. Modificada

Estos puntos se deben identificar y deben ser analizados uno a uno como parte del sistema integral de producción; este es el caso de la zona de los disparos, tubería de producción, estrangulador (para pozos fluentes), válvulas de bombeo neumático (para pozos no fluentes) y puntos donde las líneas de flujo atraviesan

regiones de temperatura baja como arroyos, ríos etc. En la figura 16 se presenta los lugares donde presentan cambios drásticos de temperatura, en el sistema integral de producción.

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.

Esta situación aunada a la disminución de temperatura provocada por la expansión súbita del gas, favorece la cristalización y aglutinación de cristales y la posible formación de una capa cerosa en la cara de la formación.

Por otro lado, debe tenerse presente que debido a la velocidad de los fluidos en esa zona, se establece un esfuerzo cortante sobre el depósito, que tiende a retirarlo en la corriente de hidrocarburos. Si la fuerza de adhesión del depósito sobre la cara de la formación es mayor a la resultante del esfuerzo cortante que actúa sobre éste, el depósito deberá permanecer adherido sin que crezca y esto es debido al efecto del esfuerzo cortante.

2.7.3 Propiedades del Fluido. Son de suma importancia en el momento de seleccionar un método para inhibir o remediar la precipitación de parafinas, ya que de esta depende el éxito que tendrá el tratamiento al ser implementado. Ellas son:

2.7.3.1 Tipo de parafina que se está depositando. Es un parámetro importante, porque permite identificar la distribución de la molécula del carbono, lo cual genera la idea de la dificultad que tendrá implementar un tratamiento para el control del problema de precipitación.

Para el parámetro tipo de parafina, mediante el resultado de cromatografía de gases y de líquidos del depósito, se debe analizar la cantidad de C40⁺ y C40⁻, en donde un porcentaje de la cantidad de parafina mayor al 50% dirá qué tipo de esta cantidad de parafina predomina en el depósito.

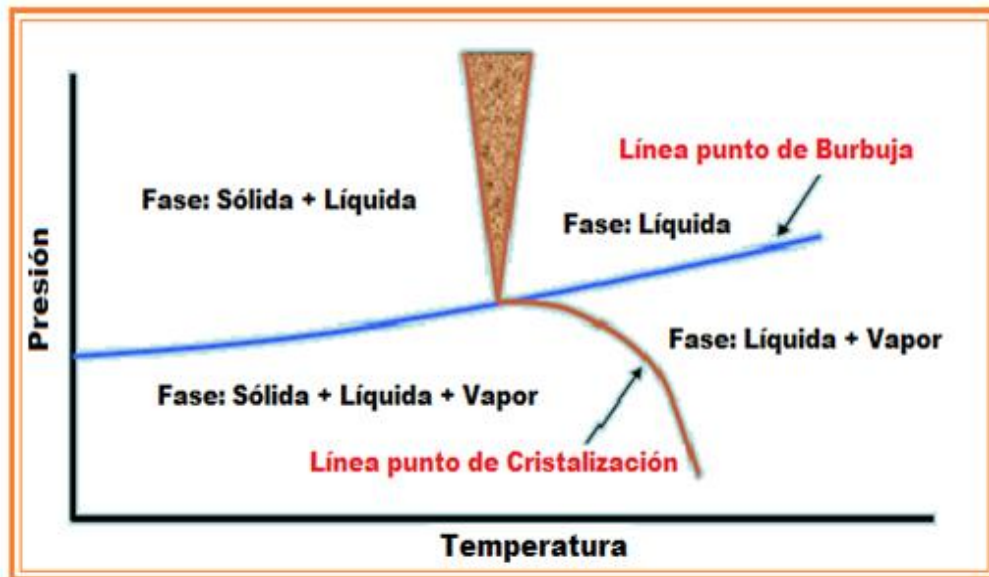
2.7.3.2 Temperatura de Cristalización. Es el parámetro más importante de información, para evaluar el potencial de deposición de parafinas, Si es medido adecuadamente a varias condiciones de presión y temperatura se puede construir una envolvente que puede ser utilizada para determinar bajo qué condiciones termodinámicas y dónde se puede esperar la precipitación de parafinas.

2.7.3.3 Envolvente de Precipitación de Parafina. El comportamiento termodinámico del aceite, se puede determinar mediante el diagrama de fase de precipitación de parafina. El comportamiento de la parafina es diferente al comportamiento convencional de un diagrama de fase PVT, pero se puede decir que la manera de construir la envolvente es un proceso similar al que se lleva a cabo para construir la envolvente de fases de un aceite.

Igualmente, la precipitación de la parafina en el aceite es considerado un fenómeno termodinámico de saturación molecular. Entre tanto, las moléculas de parafina están inicialmente disueltas en un estado molecular caótico en el fluido. En algún estado termodinámico, el fluido llega a saturarse con moléculas de parafina, las cuales comienzan a precipitarse. En tal sentido, este estado termodinámico es llamado el inicio de la precipitación.

Esto es similar al punto de rocío o condensación, excepto que en la precipitación de la parafina, el sólido se precipita en un líquido, mientras que en la condensación, un líquido se satura de vapor (Betancourt, 1998).

Figura 17 Envoltente de precipitación de parafinas



Fuente: Tomado de, The asphaltene and Wax Deposition Envelope. LEONTARITIS Kosta. Modificada.

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 (ver figura 17).

Adicionalmente a esta curva, se le da el nombre de Envoltente de Precipitación de Parafina; el límite superior de la envoltente tiene usualmente una pendiente positiva, pero también puede tener la pendiente negativa. En la figura 17, se muestra la intersección del límite de la envoltente 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). La experiencia muestra que la precipitación de la parafina ocurre a bajas temperaturas. Esto significa que la energía cinética de las moléculas pesadas tiene un papel importante en la cristalización de las parafinas.

El concepto de la envolvente de la precipitación fue introducido por Leontaritis (Betancourt, 1998) y éste representa una herramienta de gran importancia para predecir el comportamiento de la precipitación de parafina en el petróleo. De acuerdo a Leontaritis, el comportamiento experimental de un aceite cae en la curva de la Envolvente de Precipitación de Parafina.

2.7.3.4 Temperatura de fusión. Es la temperatura a la cual una muestra de parafina en estado sólido funde y pasa al estado líquido. Esta condición varía de acuerdo al número de carbonos presentes. Entre 60 °F para C₁₆ y 212 °F para C₆₀. El punto de fusión de la parafina puede ser usado para definir la temperatura a la cual la pared de la tubería, facilidades de almacenamiento o fluidos de tratamiento deberían ser calentadas con el fin de remover depósitos sólidos.

2.7.3.5 Temperatura de fluidez. Se define como la temperatura a la cual el crudo deja de fluir, debido al aumento de la viscosidad, producto de la parafina precipitada a medida que se enfría la muestra.

2.8 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

Diferentes investigadores han abordado el tema de los mecanismo de depositación de cera o parafina, entre los que destacan: Brown y cols., 1993; Burger y cols., 1981;

Hsu y cols., 1998; Hunt, 1962; Majeed y cols., 1990; Singh y cols., 1999; Wingarten y Euchner., 1986; Weispfening., 2001; Ramírez-Jaramillo y cols., 2004.

En los yacimientos en los que la temperatura está por encima del punto de cristalización, el punto crítico en donde puede iniciar la precipitación y acumulación de parafinas es en la tubería de producción, en el que se presenta una fuerte liberación de presión y caída de temperatura también en las instalaciones de tratamiento y tanques de almacenamiento del crudo.

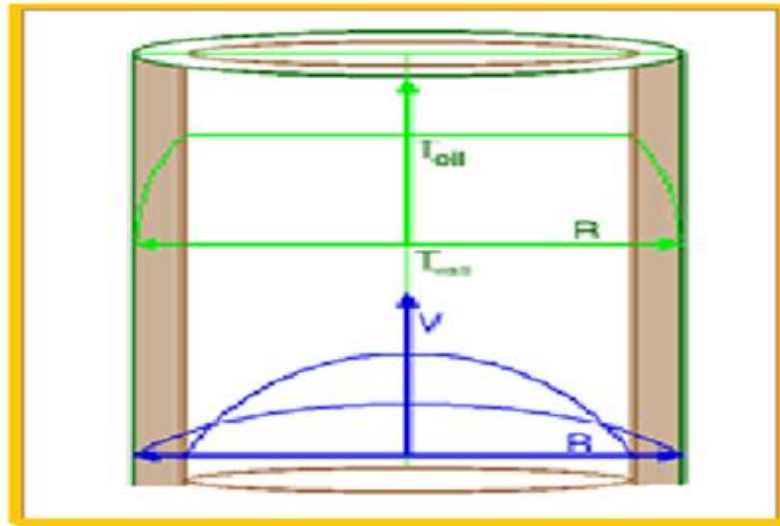
La cristalización de parafina a nivel del yacimiento puede ser el resultado del enfriamiento que ocurre durante la migración del petróleo entre el yacimiento y el hueco del pozo o por la pérdida de livianos (expansión adiabática).

De igual manera, cualquier enfriamiento del yacimiento sea por una fractura hidráulica, inyección de agua o tratamiento de la formación en el cual la temperatura del yacimiento no se establezca en forma inmediata puede hacer que el alcance del WAT (was apparition temperature) precipiten ceras.

Entre tanto, la depositación de parafinas en tuberías y oleoductos está gobernada por fuerzas o mecanismos entre los cuales están la difusión molecular, por corte, movimiento Browniano entre otros.

2.8.1 Teoría de difusión molecular. Es el mecanismo que prevalece mientras el crudo está por encima del punto de cristalización. A medida que el crudo asciende dentro de la tubería de producción se somete a una transferencia de calor con las paredes de la tubería y se forma un perfil de temperatura (figura 18). Es de anotar, que cuando la temperatura disminuye y alcanza la temperatura de equilibrio entre la fase sólida y líquida, comienza a precipitarse los cristales de parafina formando partículas sólidas que dan lugar a la difusión.

Figura 18 Deposición de parafinas por difusión molecular



Fuente: Tomado de: Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids

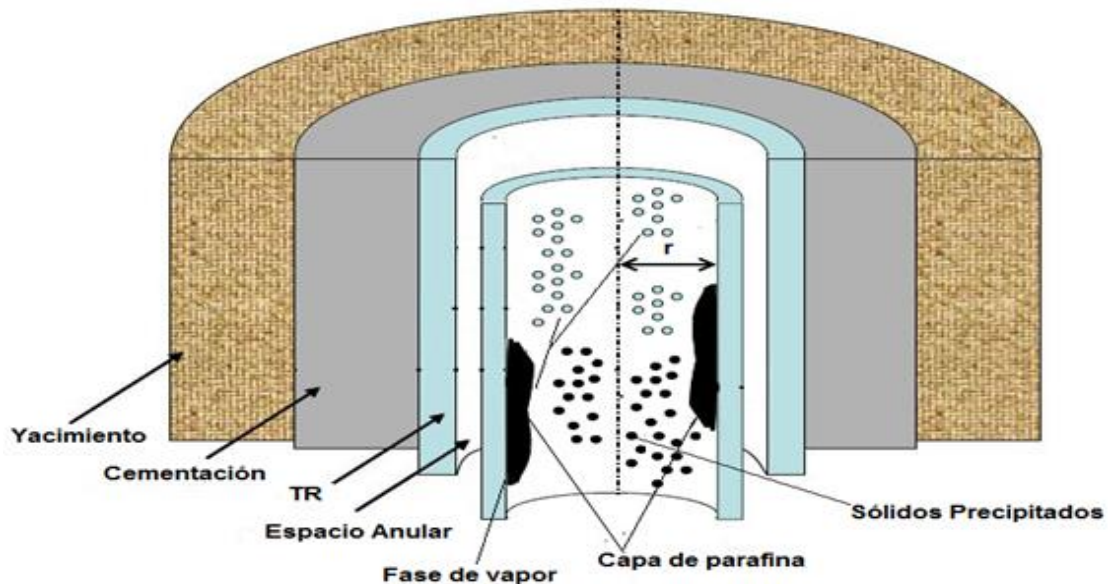
El aceite entra en la tubería, de radio interno de esta a una presión, temperatura y flujo volumétrico. A medida que asciende el fluido por la tubería hay un proceso de transferencia de calor por convección forzada que induce un cambio en la temperatura del líquido.

Este cambio de temperatura y presión provoca que en algún punto de la tubería se precipiten los sólidos y éstos a su vez se difundan por mecanismos diferentes hacia las paredes internas, formando el depósito de sólidos (figura 19).

En este mecanismo, la sección de flujo que sigue un régimen laminar, es atravesada por una corriente de flujo cruzado, mismo que transporta las parafinas hacia la pared de la tubería, en la cual el crecimiento del depósito estará determinado por la velocidad, la temperatura y la concentración de los perfiles establecidos por el flujo.

Así el transporte de las parafinas de alguna manera está controlado, además por los gradientes prevalecientes en la sub-capa laminar cercana a la pared de la tubería, la cual tiene una temperatura menor a la temperatura media del fluido.

Figura 19 Transferencia de calor en el pozo y fenómeno de la depositación de parafina en tubería



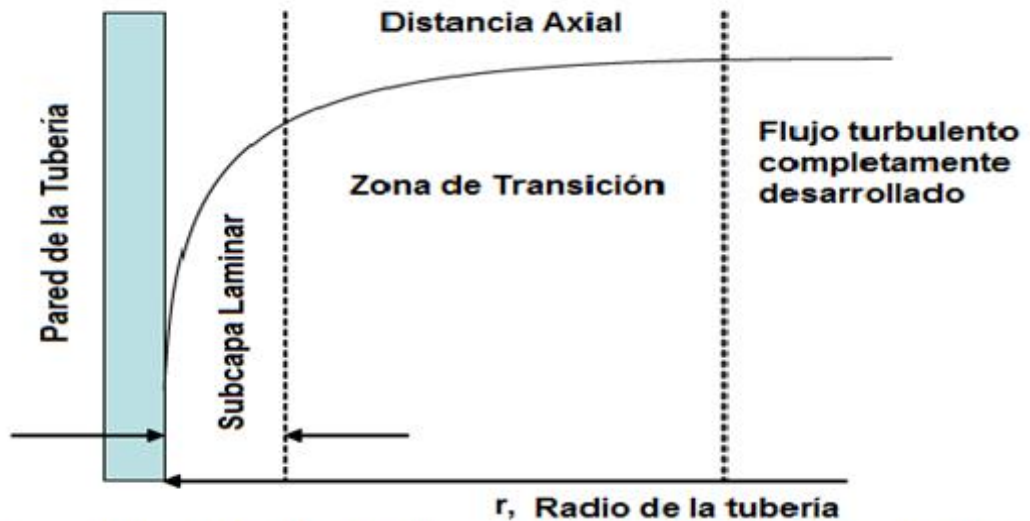
Fuente: Tesis. DORANTES LOPEZ, Ignacio. Efecto de un campo magnético estático sobre la depositación de parafinas bajo condiciones de flujo en pozos del activo cinco presidentes., p. 77. UNAM Modificada.

Como se sabe, la solubilidad de las parafinas está dominada por la temperatura. Mientras la mezcla de líquidos se enfría y, cada componente parafínico se vuelve menos soluble hasta alcanzar la temperatura a la cual las parafinas de mayor peso molecular se precipitan.

Cuando el aceite es transportado a través de la tubería, se presenta un gradiente radial de temperatura en el fluido, provocando a su vez un gradiente de concentración, el cual aumentará hacia la pared fría, según se Ramírez-Jaramillo 2001, figura 20. En alguna región del flujo la temperatura caerá por debajo del "punto

de nube”, provocando que los cristales de parafina salgan de la solución, estableciendo un equilibrio líquido-sólido hasta que en un punto a lo largo de la tubería se inicie el crecimiento del anillo ceroso.

Figura 20 Zona de transición del fluido dentro de una tubería

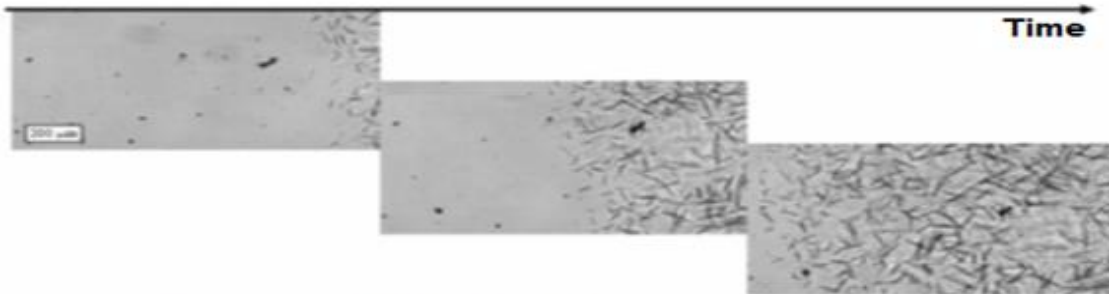


Fuente: Tesis. DORANTES LOPEZ, Ignacio. Efecto de un campo magnético estático sobre la deposición de parafinas bajo condiciones de flujo en pozos del activo cinco presidentes., p 34 . UNAM

En la región más fría de la pared de la tubería, es donde las condiciones de rugosidad coadyuvan a retener las primeras partículas en la estructura porosa. En la figura 21, se aprecia el proceso de cristalización como función de la distancia radial (Acevedo en el 2003)

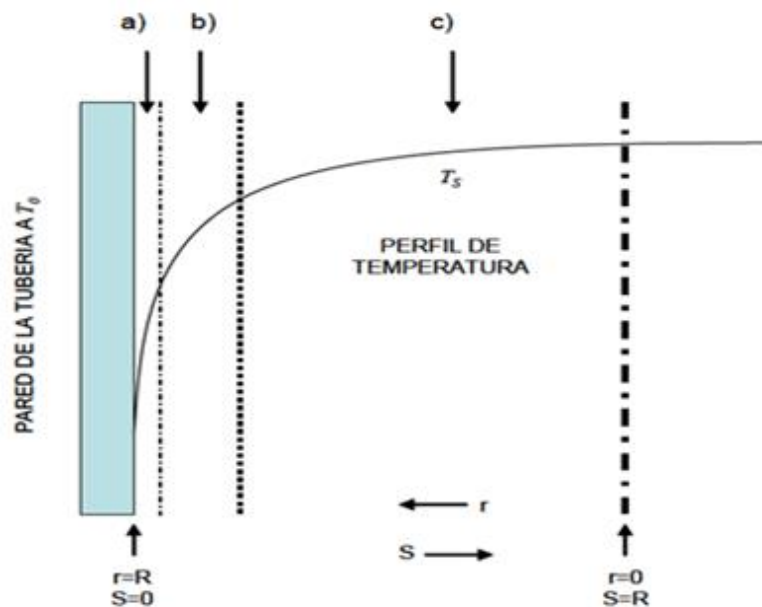
Para que las ceras se depositen, la temperatura debe estar por debajo de la temperatura de nube y el sistema debe perder calor y haber un gradiente de temperatura entre el fluido en el centro de la tubería y la pared.

Figura 21 Formación de cristales de parafina como función del radio de la tubería (Acevedo, 2003)



Fuente: Tesis. DORANTES LOPEZ, Ignacio. Efecto de un campo magnético estático sobre la depositación de parafinas bajo condiciones de flujo en pozos del activo cinco presidentes., p. 35. UNAM

Figura 22 Fluido con temperatura T , circulando por una tubería ($T_s > T_o$); muestra cambio de la temperatura en: a) película laminar, b) zona de transición y c) núcleo turbulento



Fuente: Tesis. DORANTES LOPEZ, Ignacio. Efecto de un campo magnético estático sobre la depositación de parafinas bajo condiciones de flujo en pozos del activo cinco presidentes., p. 75. UNAM

Es importante conocer la temperatura de la pared porque puede haber deposición periférica de ceras aunque el fluido de la parte central no esté por debajo de la

temperatura de nube. La energía de deposición es la rata de perdida de calor desde el centro hasta la pared de la tubería.

Una vez, el aceite entra en la tubería, de radio interno R a una presión P_0 , temperatura T_0 y flujo volumétrico Q_0 . Tanto la temperatura externa de la tubería como la presión del fluido, cambian con la posición ($T(z)$, $P(z)$), enfriándose y disminuyendo la presión a medida que asciende el fluido por la tubería. Como la temperatura externa cambia axialmente a lo largo de ésta, el proceso de transferencia de calor por convección forzada, induce un cambio en la temperatura del líquido (figura 22).

Este cambio de temperatura y presión provoca que en algún punto de la tubería se precipiten los sólidos de parafinas y éstos a su vez se difundan por mecanismos diferentes hacia las paredes internas, formando el depósito de sólidos. Sea $R_w(z, t)$ el radio efectivo de la tubería, el cual considera el espesor de la capa de depósito formada como función del tiempo.

En general, el flujo de aceite en pozos productores puede presentar un régimen de flujo turbulento. El tamaño de los remolinos turbulentos originados, son grandes en la región central del flujo desarrollado en el interior de la tubería, pero estos disminuirán cerca de la pared, de tal manera que existe una región laminar (capa límite) adyacente a la pared. La transferencia de calor y masa bajo condiciones de flujo turbulento, en el cual se divide al tubo en tres regiones básicamente: el núcleo turbulento, la zona de transición y la capa laminar próxima a la pared.

En el núcleo turbulento, la energía calorífica se transporta rápidamente de una zona a otra debido a la fuerte actividad de los remolinos turbulentos formados en el fluido. Este mecanismo del paso rápido de energía calorífica, da lugar a que la temperatura varíe ligeramente en todo el núcleo turbulento.

Por otra parte, la actividad de la turbulencia junto a la pared es considerablemente menor, por lo que es conveniente tomar una región laminar en la que la energía se transporta exclusivamente por conducción de calor, el cual es un proceso lento en comparación con el transporte de los remolinos turbulentos (Ramírez - Jaramillo, 2001). Por lo tanto, es de esperarse que se produzca una caída apreciable de temperatura a través de la capa laminar delgada.

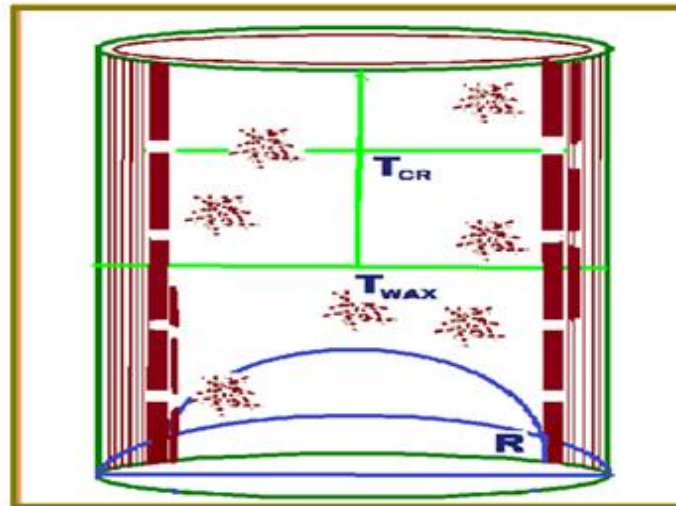
En la zona de transición se prevé una situación intermedia entre el núcleo turbulento y la capa laminar, siendo importantes en esta región tanto el transporte de energía por conducción como por turbulencia. En la figura 22, se muestra el efecto de un campo magnético estático sobre la depositación de parafinas bajo condiciones de flujo en pozos del activo cinco presidentes de Ignacio Alberto Dorante López, 2010 y en el cual se representa un perfil de temperatura típico para estas condiciones.

2.8.2 Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla. Se presenta cuando el crudo tiene temperatura inferior al punto de cristalización. La dispersión por esfuerzo de corte se presenta cuando grandes concentraciones de partículas, producen múltiples colisiones entre sí, originado un transporte lateral neto y por consiguiente una dispersión de las partículas.

Esta se presenta cuando el crudo tiene temperatura inferior al punto de cristalización. Los cristales dispersos en el crudo son llevados por esfuerzo de corte a las paredes de la tubería en donde se agrupan con las capas de cristales ya formados por difusión molecular (figura 23).

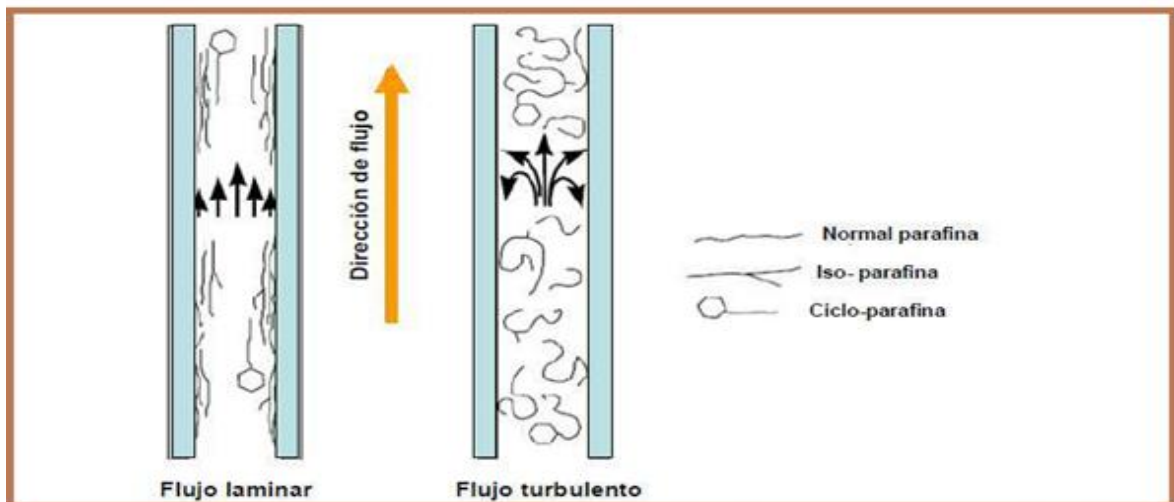
En ambientes de alto corte (flujo turbulento) la habilidad de constituyentes de las parafinas para solidificarse y alcanzar el punto de fluidez es disminuir la nucleación mediante la perturbación del flujo, mientras que el flujo laminar las molécula de parafina tienden a alinearse en forma adyacente unas a otras en la dirección de flujo induciendo a la nucleación y formación de cristales (Figura 24).

Figura 23 Deposición de parafinas por corte o esfuerzo de cizalla



Fuente: Tomado de CHAVARRIA GIL, Sandra del Pilar y NIÑO, Angélica. Tesis: Evaluación del Daño a la formación por Parafina y Asfáltenos Pozo Colorado. Bucaramanga, 2010. Modificado

Figura 24 Efecto del régimen de flujo sobre la deposición de parafinas



Fuente: Tomado de PEREZ ANGULO, Julio. Propiedades de los fluidos: Deposición de orgánicos. 5 ed. Bogotá. Universidad Industrial de Santander. 2014. Cap. 8, p. 168. Modificada

Este segundo mecanismo es llamado por dispersión de tensión, propuesto por Burger en (1981), describe el transporte de los cristales de ceras, ya precipitadas en el seno del fluido por un sistema de flujo natural. Los cristales de cera se mueven

a baja velocidad cerca de la pared de la tubería y eventualmente se entrampan con las ceras ya precipitadas inmovibles. Las ceras tienden a depositarse siguiendo este mecanismo en sistemas de bajas temperaturas cuando ya hay una fase grande de ceras precipitadas. En tal situación, tampoco existe un gradiente de temperatura y, este mecanismo no puede ser fácilmente modelado o simulado en pruebas de laboratorio.

Los mecanismos mencionados pueden predecir la rata de deposición pero no la cantidad actual presente. Para esto también se debe considerar el flujo de cera siendo aplastado contra la pared. Un trabajo de HSU (1994) mostró que en un flujo laminar a medida que la velocidad de líquido aumenta la rata de deposición disminuye. Pasando a flujo turbulento, esta reducción se hace aun mayor sustancialmente. En general, la rata de crecimiento de la deposición de las ceras será una función como se estipulo anteriormente. La difusión molecular es considerada como el mecanismo que más prevalece aunque la dispersión de tensión es muy significativa en algunos casos.

Está demostrado que las fracciones livianas del crudo son responsables de los bajos puntos de cristalización y de mantener los compuestos pesados, ceras y asfáltenos en solución, inclusive en altas concentraciones de componentes parafinicos de alto peso molecular. Bajo condiciones de yacimiento, las diferentes fracciones que componen el crudo están en equilibrio termodinámico, donde los valores de presión y temperatura son lo suficientemente altos para mantener las fracciones pesadas en solución. Una vez el proceso de producción comienza y el crudo es llevado hacia la superficie, se interrumpe este equilibrio provocando cambios físicos y químicos del fluido. Esto causa que los compuestos orgánicos del crudo, llamados parafina, lleguen a ser insolubles en el aceite.

Por consiguiente, cuando la parafina es enfriada lo suficiente por debajo del punto de cristalización, ésta va perdiendo sus propiedades adherentes. Esto puede

explicar por qué la mayor cantidad de depósitos de parafina aparecen en una sección determinada de la tubería del pozo donde recién la temperatura está por debajo de la temperatura de cristalización.

La depositación de parafina por dispersión de corte, al igual que la difusión Browniana, es un mecanismo de transporte de partículas en suspensión en flujo transversal. El movimiento de las partículas sólidas depende de su tamaño, densidad relativa y concentración.

Muchos estudios en suspensiones concentradas indican que el movimiento lateral de partículas inmersas en el flujo cortante va en dirección a la disminución de corte (Hampton y cols., 1997 y Tetlow y cols., 1998).

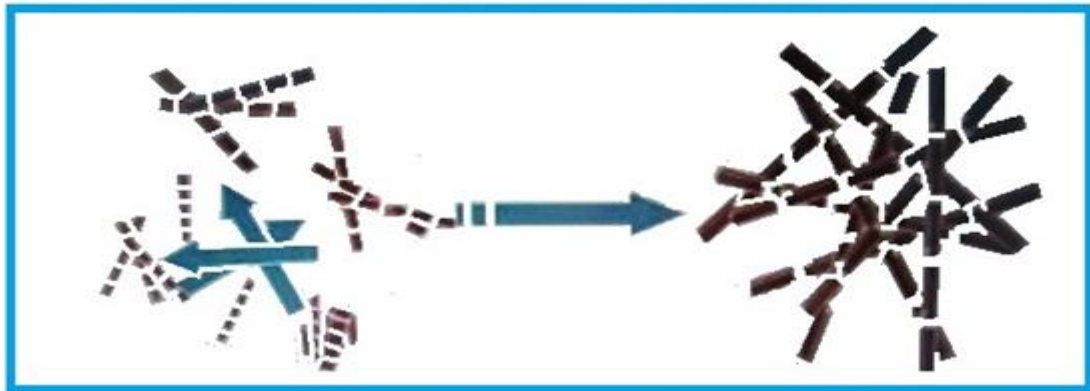
Esto conduciría al movimiento de cristales lejos de la pared, donde el corte es máximo. Actualmente, existen estudios, que reportan la migración de las partículas sólidas hacia la región intermedia entre el centro de la tubería y las paredes de esta misma (Segré y Silberberg, 1962). Dado que los cristales de parafina pueden tener formas que difieran significativamente de las partículas esféricas consideradas en los estudios mencionados, no fue posible usar los resultados de las partículas esféricas como un indicador de movimiento de los cristales de parafina bajo un gradiente de corte.

2.8.3 Movimiento Browniano. Es el menos reconocido por la mayoría de los investigadores y se identifica como el movimiento aleatorio de las partículas debido a los choques entre moléculas, lo cual conlleva a que se aglomeren y formen cristales (figura 25).

Es posible que algunas regiones del flujo de aceite en la tubería se encuentren por debajo de las temperaturas de formación de parafinas. En este caso, los cristales de parafinas pueden precipitarse fuera de la solución y quedar suspendidos en el

aceite. Los cristales de parafinas suspendidos en el aceite pueden colisionar con moléculas de parafinas suspendidas en el aceite bajo agitación térmica. En presencia de un gradiente de concentración de cristales de parafinas puede existir también un transporte neto de cristales en la dirección con decrecimiento en la concentración. Este proceso caracterizado por el coeficiente de difusión Browniana y el flujo de las partículas.

Figura 25 Depositación de parafinas por movimiento Browniano



Fuente: Tomado de ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial del Santander. 2008. p. 42. Modificada

Es importante mencionar que la difusión Browniana no ha sido considerada como un mecanismo relevante de depositación por diversos autores entre ellos: (Brown y cols., 1993; Burger y cols., 1999; Weingarten y Euchner, 1986; Majeed y cols., 1990; Singh y cols., 2000; Hsu y cols., 1998; Hunt, 1962; Majeed t cols., 1990; Singh y cols., 1999; Weispenning, 2001). Se puede decir, que no existe alguna evidencia experimental concluyente, para soportar esta conclusión.

Por ejemplo, Majeed y cols., (1990), desechan el mecanismo de difusión Browniana como argumento de que la concentración de cristales es mayor en las paredes de la tubería, por lo tanto, la difusión del flujo Browniana puede estar alejado de la pared de la tubería, en dirección del centro de la tubería.

Este argumento falla al reconocer que, si los cristales de parafina son atrapados en el depósito inmóvil de sólidos en la pared, la concentración de cristales sólidos en el líquido en la pared es cero.

2.8.4 Mecanismo por asentamiento gravitacional. Los cristales de parafina tienden a ser más densos que el aceite solvente, por lo tanto, el asentamiento gravitacional es un mecanismo posible de depositación. Estudios conducidos por Burger y cols., (1981) mostraron que bajo campos centrífugos determinan el tamaño típico de los cristales y la velocidad térmica de sedimentación.

Para condiciones de operación típicas encontradas en tuberías, estas velocidades no fueron encontradas significativas para contribuir en la formación de depósitos de parafinas. Estudios experimentales posteriores conducidos por los mismos autores confirmaron estas predicciones. En estos estudios, los experimentos de depositación de parafinas en laboratorio fueron llevados a cabo en tuberías horizontales y verticales a las mismas condiciones de flujo y transferencia de calor, para el mismo aceite.

Estos resultados revelaron que, existía incertidumbre dentro de los experimentos, que no había diferencia con la cantidad de parafina depositada para las dos configuraciones. El asentamiento gravitacional, por tanto, no parece ser un mecanismo significativo para la depositación de la parafina.

2.9 CONDICIONES PARA LA PRECIPITACION DE LAS PARAFINAS

En su estado original, es decir antes de su explotación, las condiciones de alta temperatura y presión del yacimiento permiten mantener las fracciones más pesadas en solución, aun cuando existe un alto porcentaje de componentes parafinicos. Cuando se realiza la perforación del pozo, dichas condiciones favorables se ven modificadas.

El lodo de perforación, la profundidad y la técnica, condicionan el futuro de la producción. Con el paso del tiempo, a medida que el crudo es producido, las condiciones del entorno desde el yacimiento a las facilidades cambian, reduciendo sustancialmente la presión.

En un campo maduro, los procesos normales de producción de petróleo, se presenta un cambio de las condiciones termodinámicas del crudo desde que este se encuentra en la formación y a medida que asciende hacia la superficie. En el yacimiento los altos valores de presión y temperatura permiten que las fracciones livianas del aceite puedan mantener a los componentes de mayor peso molecular en solución.

A medida que el fluido atraviesa las perforaciones de la cara de la formación, este se ve obligado a aumentar su velocidad reduciendo drásticamente la presión a medida que fluye por el “tubing” hacia la superficie además, de la presión, la temperatura también se ve reducida significativamente. Según muchos autores, la caída de la temperatura del crudo por debajo del punto de cristalización, es la causa principal de la migración de las ceras (aglomerados de parafinas) hacia las paredes de las tuberías. Inicialmente la tasa de acumulación es alta en una tubería limpia, pero hay una reducción de la misma cada vez que más cera se deposita, actuando ésta última como un aislamiento térmico entre el crudo y la tubería²³.

Además del enfriamiento por gas liberado, el gradiente geotérmico resta calor a la tubería del pozo apoyando así la formación de aglomerados en la tubería de producción.

La tasa de flujo es un factor importante en la depositación de parafinas, los pozos más afectados son aquellos de baja producción debido a que el fluido tiene mayor

²³ R.J. Cole and F. Jessen, Paraffin deposition, *Oil & Gas Journal*, vol. 58, No. 38, Sept., 1960, pp. 87-91.

tiempo de residencia en las zonas frías del sistema y así los cristales formados son mayores y cuentan con más oportunidad para precipitar hacia las paredes de la tubería. Son muchas las condiciones que favorecen la depositación de parafinas en los procesos normales de producción y comprende:

2.9.1 Reducción de la Temperatura. El crudo que fluye a través de la tubería pierde temperatura principalmente debido a la volatilización de los componentes livianos del crudo²⁴ y a la radiación de calor del crudo hacia las frías paredes de la tubería. El crudo que se encuentra en el yacimiento posee gran cantidad de componentes livianos y gas disuelto, se liberan a medida que el crudo es producido y reduce su presión por debajo del punto de burbuja. El gas expandido extrae calor de la vecindad y enfría la tubería promoviendo así la formación de cristales de parafina.

2.9.2 Rugosidad de la tubería. Las imperfecciones en la superficie favorecen la adherencia de los cristales de parafina que precipitan del crudo. Estudios hechos por Dotto²⁵ muestran un incremento significativo de la masa total depositada sobre una superficie con alta rugosidad en comparación con una superficie pulida.

2.9.3 Mojabilidad natural de la tubería. Esta juega un papel muy importante en el mecanismo de aglomeración de cristales; si está mojada por agua, se forma una película entre la superficie de la tubería y el crudo que fluye paralelo a ésta, evitando así un contacto directo entre el cristal y la superficie. Sin embargo, los tratamientos de acidificación pueden alterar la mojabilidad natural en el yacimiento causando daño a la formación.

²⁴ Bikram M. Baruah. Investigation of an Advance Technique to Select an Optimal Inhibition and Removal Method of Paraffin Deposition in Oil Wells [Master Thesis]. Texas: Texas Tech University, 2001.

²⁵ Surface and Coatings Technology. Influence of Hydrogenated amorphous Carbon Coatings on the Formation of Paraffin Deposits. Available: <http://www.sciencedirect.com> [citado 26 de Agosto de 2008].

2.9.4 Tasa de flujo. Existen opiniones encontradas respecto al efecto de la tasa de flujo sobre la generación de depósitos de parafina. Hartley y Bin Jadid, sugieren que en flujo laminar la acumulación de depósitos de parafina incrementa con la tasa de flujo, pero aclaran que es en régimen turbulento y manteniendo alta la tasa de flujo por lo que la acumulación decrece. Hammami y Raines, concluyeron luego de estudios en campo que es especulación y, que el régimen de flujo laminar induzca al proceso de cristalización de la cera.

Por otro lado, Misra, Baruah y Sing, centran la atención en las características de los depósitos parafínicos formados cuando el crudo fluye bajo regímenes turbulentos y altas tasas de producción y concluyen que dichos aglomerados tienden a ser pequeños, compactos y difíciles de remover, por estar formados de cristales con buena cohesión entre sí.

La remoción de parafina por medio de la inyección de aceite caliente puede ser causa de daños a la formación²⁶ de no tener en cuenta elementos como: completa disolución de partículas orgánicas en el aceite que se inyecta producto del insuficiente tiempo de calentamiento y produce exceso de aceite bombeado con alto contenido de parafinas que pueden penetrar la formación al enfriarse y solidificarse en ella. Trabajos de limpieza con solventes o reactivos químicos sin cuidadosos estudios previos a su implementación, así como la realización de fracturamiento hidráulico o inyección de agua con fluidos a bajas temperaturas puede enfriar el crudo por debajo del punto de cristalización que puede provocar depositación de parafinas e incidir en daño a la formación²⁷.

²⁶ Plata J. Manuel, Yáñez Julio, Medina Z. Carlos, Zapata V. Jairo, Reyes S. Carlos, Ordóñez Aníbal, Duarte D. Anker, Núñez R. Luisa, Evaluación del Proceso de Bombeo de Aceite Caliente como Mecanismo de Remoción de Parafinas en los Sistemas de Producción del Campo Lisama. Gerencia Regional del Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo, Bucaramanga, Mayo 2004.

²⁷ G.D. Sutton and L.D. Roberts, Paraffin precipitation during fracture stimulation, paper SPE 4411, *Journal of Petroleum Technology*, vol. 26, No. 9, September 1974, pp. 997-1004.

2.10 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACION DE PARAFINAS

La acumulación de parafina en los equipos ocasiona grandes inconvenientes a la industria de producción de petróleo, esta es hallada en todas las áreas, desde la cara de la formación hasta las líneas de transporte, ocasionando reducción en la producción e incremento de los costos operativos debido al mantenimiento necesario para su prevención y/o remediación.

Los depósitos de parafinas usualmente incrementan la viscosidad del crudo y reduce el área trasversal efectiva de las tuberías. Este problema potencial requiere procedimientos preventivos y correctivos que pueden ser tratamientos químicos, térmicos, mecánicos y electromagnéticos entre otros, que pueden conducir a frecuentes paradas y problemas que afectan severamente la eficiencia operacional.

En general, existen muchos los problemas que causa la precipitación de parafinas, entre ellos se encuentran:

- Si se presenta precipitación en el yacimiento, posiblemente puede ocurrir deposición causando puenteo y bloqueo e incidir en el daño a la formación.
- Cambios en las características reológicas del crudo.
- Requerimiento de potencia extra para asegurar el flujo de los fluidos.
- Reducción de la producción de hidrocarburos por obstrucción del área de flujo dentro de la tubería de producción y en superficie.
- Falla en los equipos de subsuelo y superficie.
- Cierre de los pozos.
- Incremento en el mantenimiento de los equipos.
- Aumento en los costos de prevención y tratamiento del problema.

La depositación de parafina, cualquiera que sea el lugar donde se presente, siempre entorpece la producción de aceite y hace necesaria la aplicación de alguna técnica

o método de control. A continuación, se detalla los problemas que ocasiona la depositación de parafinas en una formación y durante la producción:

2.10.1 Problemas en la Formación. La acumulación de ceras parafinicas en la cara de la formación produce un deterioro gradual en la permeabilidad y afecta directamente la producción del crudo. Según Sutton y Roberts en 1974, los yacimientos con temperatura cercana a su punto de nube sufren daño de permeabilidad cuando el petróleo es enfriando por debajo de este.

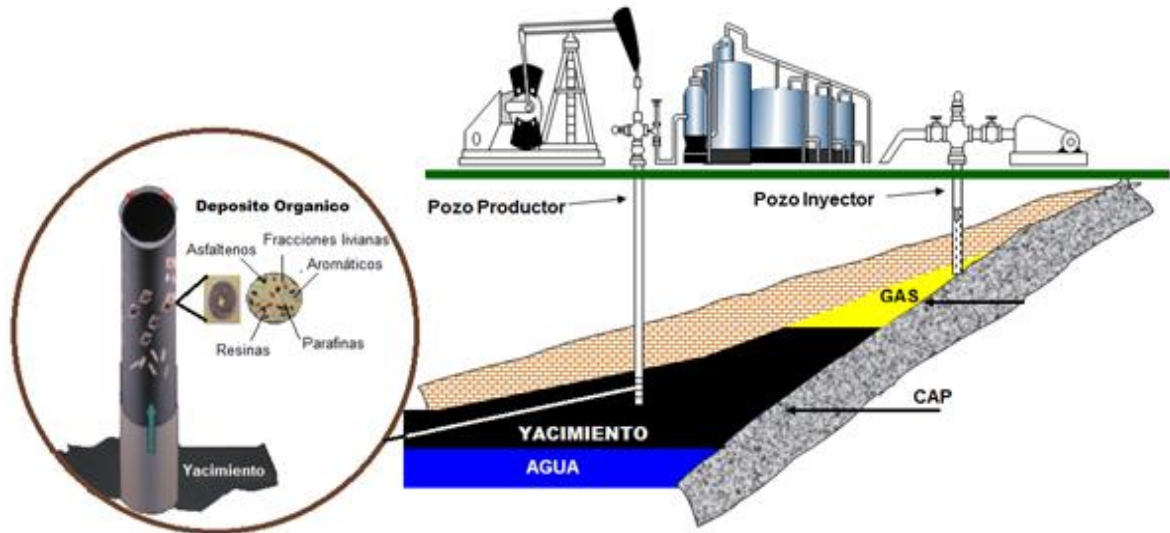
El enfriamiento del yacimiento puede ser ocasionado por operaciones corrientes en los pozos, como la adición de grandes volúmenes de fluido frío durante procedimientos de acidificación y fracturamiento con bajas temperaturas de fondo donde se pueden generar un problema irreversible de depositación y posterior daño de la formación.

La disminución de la producción, depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o un incremento de la viscosidad del fluido. Al llevar los fluidos de yacimiento al fondo del pozo ocurre una caída de presión, la cual controla en gran medida el caudal de entrada de los fluidos, esto se ve reflejado en la reducción del radio de drenaje del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo que generalmente se encuentra alterada y de ahí al intervalo perforado a través de los túneles o espacios perforados (figura 26).

La limpieza de las zonas de los túneles perforadas es determinante para que el pozo pueda aportar una buena cantidad de fluido. La eliminación de las restricciones en los túneles de los disparos y su conexión con la formación a través de la zona compactada, constituyen un objetivo inmediato de la primera estimulación a un pozo que constituye el tratamiento de limpieza. Otra causa de la precipitación de parafinas y daño en la permeabilidad, son los tratamientos con aceite caliente que

se realizan para remover depósitos de parafina en las tuberías, pues el aceite transmite su temperatura al revestimiento, a la formación y al tubing, produciendo la disolución de la parafina en el petróleo y su separación en la superficie del tubing.

Figura 26 Depositación de parafinas en un Yacimiento



Fuente: Tomado de UNIORIENTE. Optimización de facilidades de superficie en campos petroleros. En: facilidades de producción, p. 13., y ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado. P. 53 Modificada

Este petróleo llega al fondo del pozo a condiciones de temperatura del yacimiento, la cual puede estar por debajo del punto de nube del petróleo caliente y producir la precipitación de parafinas, afectando la permeabilidad de la formación. La precipitación de parafinas ocasionada por aceite o el agua caliente causa un mayor daño debido a que se evapora los hidrocarburos livianos y empuja los pesados hacia el fondo con lo que hace más difícil la remoción de éstos al momento de implementar el tratamiento.

Cuando ocurre la acumulación de parafinas reportadas en la cara superficial de las formaciones de arena, resulta usualmente una reducción en la producción, y si los métodos de tratamiento no tienen éxito se presenta un daño a la formación por la precipitación de parafinas en el reservorio.

Es quizá, el mayor problema en la industria petrolera porque se requieren de métodos de remoción química por cuanto en muchos casos la temperatura del yacimiento no es suficiente para fundir los cristales formados haciendo de la precipitación en esta zona un proceso casi irreversible. A menudo se asocia al agotamiento natural causando abandono prematuro de los pozos²⁸.

2.10.2 Problemas durante la producción. Los problemas asociados con la precipitación de parafinas en la producción de petróleo son debidos por una parte a cambios de temperatura en la tubería de producción, donde la precipitación de parafinas obstruye las perforaciones, causa daño en el equipo del subsuelo como bombas y varillas y reduce el diámetro de la tubería de producción.

Así mismo, produce cambios de temperatura y presión en las facilidades de superficie, ocasionando problemas en los Sistemas de recolección y líneas de transporte como en las líneas de flujo, oleoductos, en la interfase del Gun Barrel y el mismo Separador y aún más en las paredes de los tanques de almacenamiento.

La severidad del problema varía con el sistema y puede ser de menor o mayor escala de taponamiento que ocasione el cierre de las operaciones. Las áreas donde ocurre la depositación de parafinas se mencionan a continuación:

²⁸ P.C. dos Santos, Removal of nearbore formation damage from paraffin is better achieved using solvents, paper SPE 38965 prepared for presentation at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, 30 August-3 September, 1997, pp. 1-7.

2.10.2.1 Cabeza del pozo. En los pozos con problemas por parafinas se observa reducción del diámetro efectivo de la tubería, menguando la producción e incrementando la presión requerida para extraer el fluido; causa daños al cabezal del pozo y al equipo de subsuelo por obstrucción (en casos de levantamiento artificial), obligando a la interrupción del bombeo de crudo.

La disminución en la tasa de producción de un pozo es posible debido a factores tales como el incremento del daño de la formación como resultados de cambios físicos en los alrededores de la cara del pozo causantes de depositación de parafinas, por la acumulación de arena, lodo o ripios o por cambios en la presión en las proximidades de la cara del pozo, GOR, porcentaje de agua u otras condiciones del yacimiento. Adicionalmente, la precipitación de parafinas causa problemas tanto en pozos fluyentes como en aquellos productores por algún sistema artificial de producción.

Los problemas de precipitación de parafina son esencialmente dinámicos y el programa de desparafinación que ocurre cuando ya se tiene el problema del depósito puede realizarse mediante diversas técnicas de remoción. Algunos pozos presentan problemas de taponamiento en la sarta de producción, líneas de conducción simultáneamente y en muchos pozos la severidad cambia a lo largo de la vida productiva del mismo.

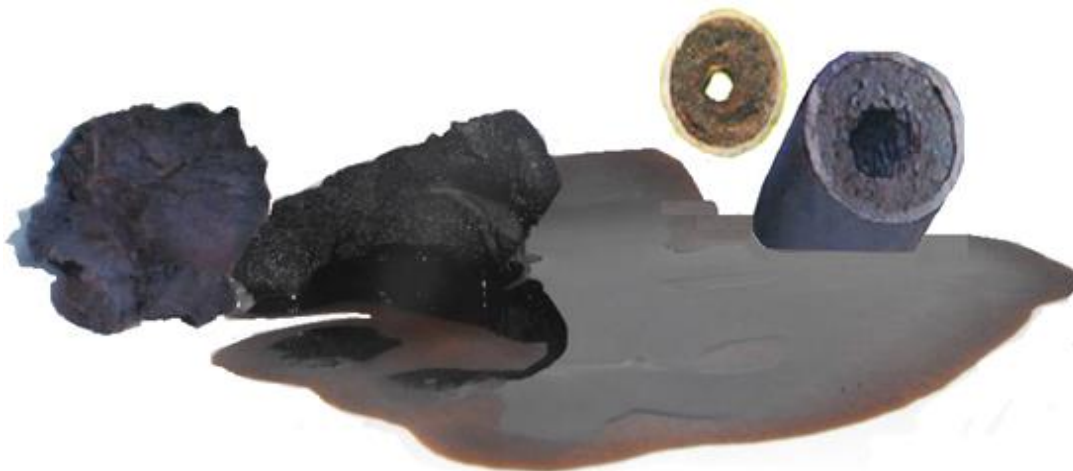
Una oportunidad que se presenta es en la perforación de pozos nuevos, en los cuales es necesario predecir dónde y cuándo se producirá la deposición de parafina con el fin de diseñar un programa de tratamiento preventivo (Cortez, 2005).

2.10.2.2 En Perforaciones de la formación productora. Las formaciones son taponadas con parafinas, depósitos inorgánicos, resinas, que reducen la capacidad reductora del yacimiento. Los depósitos de parafina alrededor de las perforaciones limitan la entrada del fluido al pozo y por consiguiente limitan el flujo del crudo.

Generalmente el punto de fusión de las parafinas están alrededor de 120 – 140° F y la temperatura de fondo de algunos pozos es alta, lo cual mantiene fluida la parafina en la formación y en estos casos no ocurren taponamientos.

2.10.2.3 Tubería de producción: Es uno de los lugares más comunes para que se deposite la parafina. Esto es debido principalmente al enfriamiento del crudo en las porciones superiores de la tubería, generalmente a un promedio de 3000 pies de profundidad. Este enfriamiento es causado por las reducciones de presión y las subsecuentes pérdidas de gases y volátiles, zonas de agua fría y menores gradientes de temperatura transfieren calor del crudo hacia las formaciones más frías. (Figuras 27)

Figura 27 Precipitación de parafinas en el tubing



Fuente: Tomado de AMAYA, Sergio y OVIEDO, Jorge. Análisis Integral para la selección de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica aplicación campo Lisama. P. 54., y TECPEN. Contundente tratamiento de remoción de Parafinas. 2015. Modificada

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, entre ellos, 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.

Uno de los principales factores que favorecen la aglutinación y depositación de los cristales de parafina, es la existencia de un gradiente de temperatura entre la tubería de producción y el aceite. Si el pozo está produciendo mediante bombeo mecánico, la temperatura del gas de inyección es menor a la de la tubería de producción, enfría a ésta y ocasiona la depositación (Pérez, 2006).

Los depósitos de parafina en la tubería de producción, restringen el movimiento de las varillas hasta el punto de paralaras. Un severo depósito de parafina puede hacer inoperable o dañar una bomba de subsuelo.

En el bombeo mecánico el área de contacto es mayor, ya que el área interior de la tubería de producción se suma al área exterior de las varillas de succión. Debido a que este sistema es empleado en la producción de aceites crudos pesados y en el manejo de bajos gastos, es de esperarse que la velocidad de flujo dentro de la tubería de producción no sea grande y que el efecto cortante del flujo sobre el depósito sea pequeño.

Bajo estas condiciones la depositación de parafina se lleva a cabo provocando reducción del área de flujo, aumento en el peso de la sarta de varillas, mayor consumo de potencia y menor producción.

2.10.2.4 Tanques de almacenamiento: La parafina puede acumularse en los tanques de almacenamiento. Estas acumulaciones pueden resultar en la reducción de la capacidad del tanque, lecturas equivocadas de la cantidad de petróleo en el tanque, aumento en el costo del tratamiento del petróleo, y finalmente la pérdida parcial o total del petróleo debido a la inhabilidad de tratar el petróleo.

En el tanque de almacenamiento la parafina ocupa un volumen destinado al aceite y se hallan en las paredes de este. Así mismo, taponan las tuberías de descarga como de llenado y en ocasiones la depositación es de tal magnitud que es necesario dar mantenimiento al tanque interrumpiendo la operación (figura 28).

Así, la acumulación de parafina es uno de los mayores inconvenientes en la producción, transporte y almacenamiento de crudo. En general, la acumulación de depósitos de parafina puede presentarse en cualquier lugar del sistema de producción aumentando los trabajos de remoción, deteniendo la producción por tiempos prolongados y por consiguiente incrementando los costos operativos.

Figura 28 Acumulación de parafinas en tanque de almacenamiento



Fuente: Tomado de NUÑEZ COSSIO, Eudilson. Diplomado en medición de hidrocarburos – equipos y accesorios de medición. En : Técnicas de medición de nivel. Bucaramanga. 2006. p. 9. Modificada

Grandes depósitos de parafina pueden encontrarse en los fondos de tanques especialmente si el crudo ha permanecido por largos períodos de tiempo sin agitación a parafina puede formar capas de pocas a varias pulgadas de altura. Esto minimiza la capacidad de los tanques y eventualmente causa problemas de manejo y gastos por lo que el fondo tiene que ser físicamente removido.

2.10.2.5 Líneas de flujo. También llamadas línea de escurrimiento en las cuales los problemas ocasionados por los depósitos de parafina, son similares a los que presentan en la tubería de producción. Adicionalmente si el medio ambiente es frío, es necesario instalar estaciones de bombeo a corta distancia una de otra.

Esta medida es necesaria ya que los crudos con alto contenido de parafina tienden a desarrollar geles cuando no están en movimiento y además la viscosidad se ve incrementada sustancialmente por la baja temperatura.

En ocasiones la magnitud de la depositación llega a ser tal que la línea queda totalmente obstruida haciendo necesario reemplazar los tramos de la tubería tapados y diferir la producción. El depósito de parafina en líneas de flujo puede prevalecer en climas más fríos pero generalmente en cualquier condición donde los crudos tengan bastante parafina.

Si se observa un incremento en la presión en la línea de flujo durante un período de tiempo, es una indicación de depósitos de parafina. Restricciones en las líneas de flujo significa baja producción, pérdida de ingresos y posible daño en los equipos, si se permite que las presiones aumenten considerablemente.

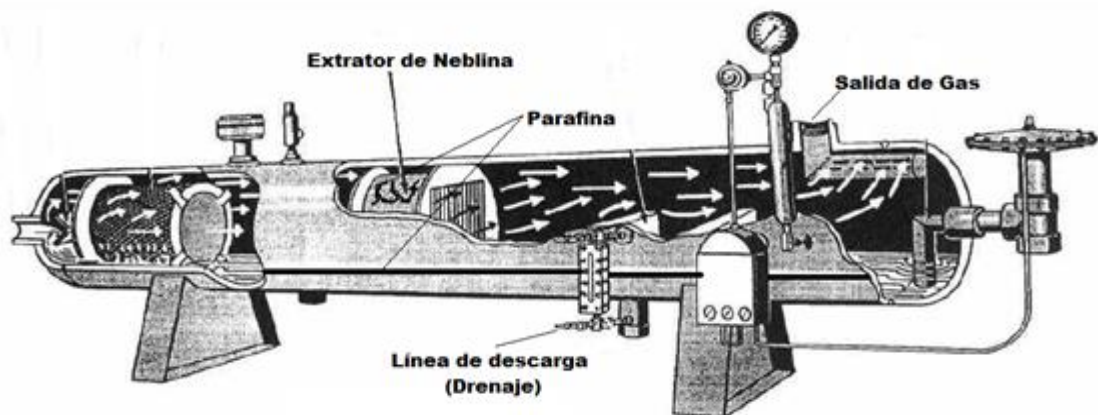
2.10.2.6 Cara de la formación. La depositación de la parafina en la cara de la formación reduce la permeabilidad de ésta y por lo tanto su capacidad de aportación. De esta manera el gasto que la formación aporta es menor al que pudiera ser si la depositación no se hubiera llevado a cabo.

2.10.2.7 Tanques de asentamiento: Las acumulaciones ocurren usualmente en la superficie de separación o entre cara del petróleo y agua. Acumulación de hasta 3 pies de parafina puede formarse en las líneas troncales largas de los tanques por más de un año, reduciendo la cantidad de almacenamiento disponible. Esto resulta en una acción de lavado reducida y más agua llevada a los tanques de almacenamiento u oleoductos entre otros.

2.10.2.8 Baterías de separación. En esta área, la parafina puede depositarse, obstruyendo válvulas, tuberías de entrada y/o salida a los separadores y deshidratadores, entorpeciendo la acción de estos dispositivos.

2.10.2.9 Separadores: Las acumulaciones de parafina en los separadores de petróleo y gas pueden resultar en la obturación de válvulas vaciadoras y líneas de descarga. La acumulación dentro del separador causa una reducción en su capacidad. Esta pérdida puede resultar en un exceso o pérdida de líquido dentro de la línea de gas.

Figura 29 Acumulación de parafina en el extractor de neblina del separador



Fuente: Tomado de OPIC Consultores. En: Curso tecnología de producción modulo operaciones de producción. 2004. p. 100. Modificada

Algunas veces el exceso de acumulación de parafinas en el extractor de neblina del separador conlleva a una reducción de la presión que causa avería a esta parte del equipo (figura 29).

La operación del separador puede ser seriamente afectada por la acumulación de parafina. Las placas de coalescencia en la sección de líquido y los extractores de niebla son vulnerables al taponamiento por acumulaciones de parafina.

Cuando se evidencie que la parafina es un problema potencial o real, el uso de extractores tipo plato o centrífugos debe ser considerado. Las vías de acceso, agarraderas, y boquillas deben poder soportar el tratamiento con vapor, solventes, u otros tipos de limpieza de los componentes internos del separador. La temperatura del líquido debe mantenerse siempre por encima del punto de nube del crudo.

2.10.2.10 Equipo de medición automático: El equipo de medición, principal componente del control remoto automático para manejar crudos, es cada vez más importante. Las acumulaciones de parafina pueden ocurrir en medidores de orificio, mecanismos de control de las válvulas, gravímetros, extractor de muestras, etc. Esto puede resultar en una paralización de estaciones o plantas completas.

2.10.2.11 Oleoductos: La parafina se adhiere fácilmente al lado de las paredes del tubo. Este problema comienza apenas cuando el crudo entra en contacto con la parafina y cuando es introducido dentro de un sistema recolector. Las líneas que van a los tanques son generalmente de 3 a 6 pulgadas de diámetro, y el paso a través de estas es bastante lento en la mayoría de los casos.

Las temperaturas de superficie y el lento fluir favorecen la acumulación de la parafina que al fin resulta en líneas limitadas y tapadas, pudiendo ocasionar cierres y modificaciones al equipo de superficie.

2.11 METODOS PARA EL CONTROL Y REMOCION DE PARAFINAS EN SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

2.11.1 Métodos Convencionales. Para solucionar los depósitos de parafinas existen métodos convencionales con el fin de poder controlar su formación en pozos de petróleo que, a través de la historia se ha logrado obtener grandes resultados con el objeto de aumentar la producción, estos métodos se detallan a continuación:

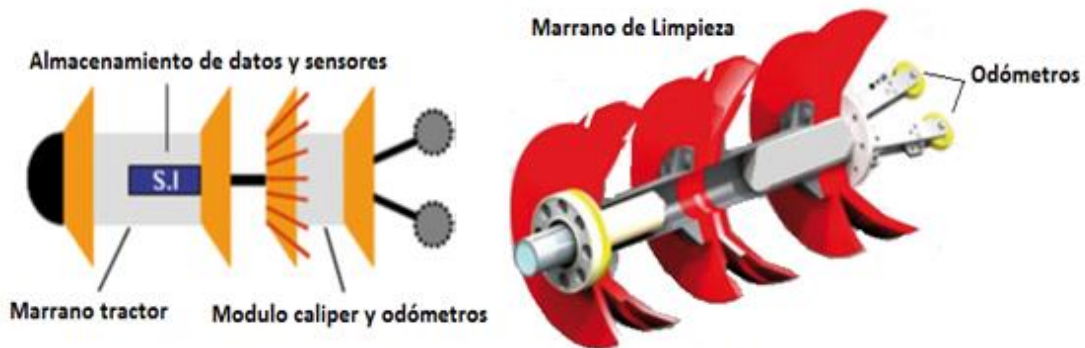
2.11.1.1 Método mecánico: Técnica relativamente económica con resultados mínimos de daño a la formación. Sin embargo, la parafina raspada puede causar taponamiento a las secciones cañoneadas cuando hay circulación abajo del tubing y fuera del Casing.

La principal ventaja, es que se convierte en una alternativa relativamente económica, si no es necesaria la limpieza del pozo muy frecuentemente, ya que para realizarla se tiene que detener la producción y por consiguiente se generan pérdidas económicas.

El principal enfoque mecánico para ayudar a limpiar un oleoducto y eliminar la acumulación de parafina, es un dispositivo y raspadores a través de la tubería que raspa las paredes internas de la misma y empuja a través de la parafina. El raspador, es un dispositivo de limpieza que recibe el nombre de "marrano o pig", por el chirrido que causa en el momento del raspado de la pared interna de la tubería. Esta técnica es utilizada para hacer control de parafinas en pozos de petróleo como método preventivo o correctivo y se describe a continuación:

2.11.1.1.1 Marrano o Pig. El marrano está concebido para ser utilizado principalmente en corridas rutinarias de limpieza de líneas de tubería en intervalos determinados de tiempo cuando hay formación de depósitos de parafina y presencia de riesgos de taponamiento de las líneas de flujo (figura 30).

Figura 30 Esquema general y diagrama virtual de la herramienta



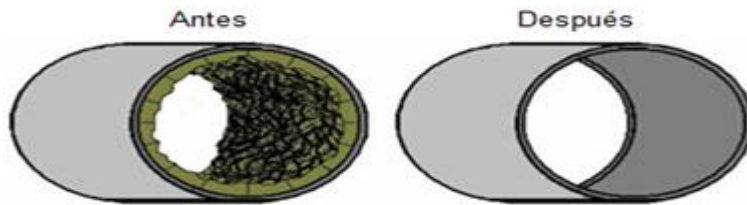
Fuente: Tomado de QUINTERO, Mario, et ál. Diseño y Elaboración de las Tecnologías de Inspección Basadas en Herramientas de Limpieza para el Registro y Análisis de los Parámetros de Operación en Líneas de Transporte de Hidrocarburos. Diciembre 2011, p. 2. Modificada

En general, el marrano es una herramienta o dispositivo unidireccional constituido por un cuerpo, copas, discos, sensores de distancia (odómetros), sensores de presión diferencial, sensores de deformación (flexómetros) y sensores de temperatura. El dispositivo soporta condiciones extremas al interior de la tubería, como altas presiones y temperaturas, cambios bruscos de temperatura, vibraciones, deformaciones de la línea, cambios de dirección por las curvas presentes en el trayecto, cambios de nivel, cambios de espesores, rotaciones y la agresividad del fluido transportado en la línea.

El marrano es normalmente impulsado a través de la tubería por un bombeo de alta presión que se ejerce detrás de él. Pero si la acumulación de parafina en las paredes interiores de la tubería es alta (figura 31), mientras el marrano avanza recogerá tanta parafina en el frente que bloqueara cualquier movimiento de éste.

Es decir, a medida que más parafina se raspa de la pared interior de la tubería, más se acumula en la parte frontal de los marranos haciendo su movimiento más difícil, en algún momento la presión de bombeo en la tubería no será suficiente para empujar el marrano junto con la parafina acumulada a su paso.

Figura 31 Producción antes y después de la corrida de marranos



Fuente: Flowmore Services, 2005 .

Marranos convencionales. Los marranos convencionales o de utilidad pueden ser divididos en dos categorías basados en su propósito fundamental: Marranos Limpiadores y Selladores.

Figura 32 Tipos de marranos usados en la Industria



Fuente: GIRARD INDUSTRIES. Productos. [en línea]<http://girardind.com/>. Modificada

Los **Marranos Limpiadores** se usan para quitar la acumulación de sólidos o de semisólido y escombros acumulados en las paredes de la tubería. Esto es normalmente parafina en las tuberías de aceite crudo. Cuando se usan los inhibidores en una tubería de gas, los solventes en los inhibidores se evaporan, formando gotas en las paredes de la tubería que pueden quitarse limpiándolo con los marranos (figura 32).

En tanto los **Marranos Selladores** se usan durante la prueba hidrostática de tuberías para llenar la línea de agua y después drenarla. Se usan para mantener un buen sello para barrer líquidos de la línea o proporcionar una interfase entre dos productos distintos dentro de la tubería.

Con las corridas de marrano se mejora la calidad del producto, se reduce el bombeo requerido, se restaura capacidades de flujo por completo y se reduce tiempo muerto, ya que no son destructivas a las tuberías. Los marranos tienen la habilidad de adaptarse a varios tipos de instalaciones incluyendo curvas, válvulas, reducciones y tuberías de doble diámetro.

Los marranos de acero son más duraderos. Consisten en un cuerpo de acero con elementos reemplazables (copas y discos). Pueden también ser equipados por componentes abrasivos que incluyen cepillos y láminas para quitar depósitos de la pared interior de la tubería. La ventaja de los marranos de acero es la capacidad para sustituir los componentes que usan (Westernfilterco, 2005).

También se usan los marranos limpiadores en conjunto con químicos tratando las líneas para perturbar los sitios de corrosión y quitar agua, microbios, productos de corrosión, y comida para los microbios. Esto aumenta la eficiencia y baja el costo de la operación. Los marranos limpiadores están normalmente provistos con cepillos u hojas para hacer la limpieza. Tienen cepillos de alambre para raspar las paredes de la tubería y remover los sólidos. Marranos de 14" y más pequeños normalmente usan cepillos de rueda de alambres rotatorios. Estos cepillos son fáciles de reemplazar y son baratos. Igualmente, se usan los cepillos rotatorios especiales en algunos marranos grandes.

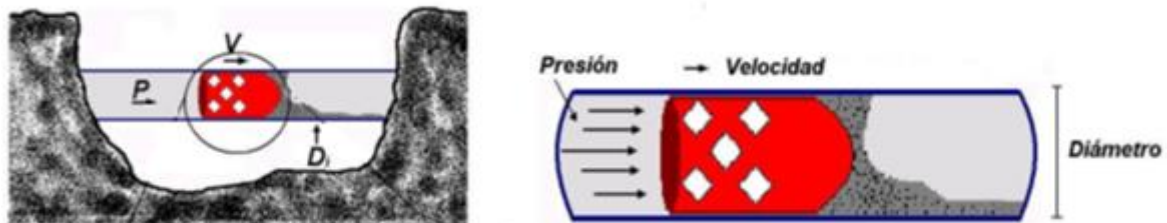
Los marranos de cilindro tienen un cuerpo de metal (acero o aluminio) y son equipados con selladores (copas o discos raspadores) para proporcionar la presión

diferencial con el fin de propulsar el marrano en la tubería y limpiar la línea que está equipado con cepillos del alambre u hojas del poliuretano.

Los marranos Esféricos o esferas, son de una composición sólida o inflable que se rellenan con glicol y/o agua para alcanzar el diámetro óptimo. Las esferas inflables de poliuretano se fabrican de manera completa para proporcionar un diseño duradero ya que la soldadura representa un punto de debilidad.

Se han usado las esferas durante muchos años como marranos selladores. Hay cuatro tipos básicos de esferas; soluble, inflable, espuma y sólida. La esfera soluble se usa normalmente en tuberías de aceite crudo y contiene una cera cristalina microscópica y polietileno que actúa como un inhibidor de parafina y no obstruye el flujo. Si en una línea nunca se ha corrido un marrano, la esfera soluble es una buena opción para realizar una corrida (figura 33).

Figura 33 Esquema de un marrano dentro de la tubería que remueve tanto líquidos como depósitos



Fuente. Tesis. RIVERA, Elvis Edward. Estudio numérico de la corrida de diablos para el mantenimiento de la producción en oleoductos., p. 59. UNAM

La esfera inflable es fabricada de varios elastómeros (poliuretano, neopreno y otros) dependiendo de la aplicación. Tiene un centro hueco con válvulas que se usan para inflar la esfera con líquido. Las esferas están llenas con agua, o agua y glicol e infladas al tamaño deseado.

Las esferas también pueden fabricarse de espuma de poliuretano. Pueden cubrirse con un material del poliuretano para dar un buen uso. Para los propósitos de limpieza pueden tener cepillos de alambre en la superficie. Las ventajas de estas esferas de espuma es que son ligeras en peso, baratas, y no necesitan ser infladas.

Las esferas son comúnmente usadas para quitar los líquidos de los sistemas de gas húmedo, agua de las tuberías de producción, el control de parafina en las tuberías de aceite crudo, y la prueba hidrostática y drene después de rehabilitar la tubería. Las esferas son en general fáciles de manejar y suele tener radios de 90°, giros y curvaturas irregulares.

Por otra parte, las esferas pueden viajar desde las líneas laterales más pequeñas a las líneas principales más grandes, y estas son más fáciles de automatizar más que otros marranos.

En tanto, los marranos de espuma, la espuma de poliuretano se amolda a varias configuraciones de tiras sólidas de poliuretano y/o materiales abrasivos permanentemente unidos a ellos; Los marranos de espuma son un tipo de dispositivo barato y versátil en la limpieza de tuberías. Los tamaños se extienden de 2" hasta 48". Con configuraciones incluyendo básico, entrecruzado, cepillos de alambre, cerda plástica, y de carburo de silicio. Son ligeros y fáciles de trabajar y capaces de ser utilizados en tuberías, instalaciones y válvulas.

Los marranos de espuma, menos conocidos son los de polietileno, son fabricados de espuma de poliuretano. La espuma es de varias densidades como la ligera (2 lbs/ft³), la densidad media (5-8 lbs/ft³), a la densidad pesada (9-10 lbs/ft³). Aunque normalmente se encuentra en una forma de bala, pueden tener fines cóncavos, fines lisos, o bala huele en ambos fines. Así pues, el marrano de polietileno puede ser de espuma básica o cubiertos con un material de poliuretano resistente. Para el caso

de los marranos cubiertos pueden tener un espiral de poliuretano, con varios cepillos o cubierto de carburo de silicio.

Algunas ventajas de los marranos de poliuretano es que son comprimibles, extensibles, ligeros y flexibles. Los marranos de poliuretano viajan a través de las tuberías de diámetro múltiples y radios cortos de curvatura de 90°. Hacen giros bruscos en las cruces para poder limpiar las laterales. Pasan por las válvulas tan pequeñas como el 65% de apertura.

Los marranos de poliuretano también son baratos. Las desventajas de los marranos de espuma radican en que son productos de un solo uso, longitud corta de corridas, y las concentraciones altas de algunos ácidos acortan su vida. Los tipos de marranos de espuma que se puede usar dependen de la condición de la tubería, y el aumento esperado de parafina, corrosión, u otro residuo de la producción del hidrocarburo, como se menciona a continuación (Pipeline Removal Preparations Survey, 2005):

- **Marranos de polietileno de baja densidad**, puede atravesar tuberías parcialmente bloqueadas porque radicalmente se puede deformar cuando se empuja a través de la tubería. Este marrano está diseñado para realizar un buen sello en el interior de la tubería y asegurar que todo el líquido de la tubería cambie de sitio impulsado por el fluido o gas detrás del marrano.
- **Marrano de polietileno de densidad media**, puede atravesar obstáculos con la fuerza que se le aplicada y puede mover algunos materiales depositados en las paredes de la tubería.
- **Marrano de polietileno de alta densidad**, atraviesa obstáculos con mayor fuerza y mueve materiales acumulados en las paredes de la tubería.

Los marranos sólidos son de varios diseños y son normalmente hechos de poliuretano; sin embargo, el neopreno, y otros elastómeros en los marranos de tamaños más pequeños. Son considerados marranos de sellado aunque algunos de ellos están disponibles con cepillos en su alrededor y pueden usarse para propósitos de limpieza.

El marrano de lanzamiento sólido está disponible en copa, disco, o una combinación de diseño copa/disco. La mayoría de los marranos son de una construcción de piezas pero varios fabricantes tienen todos los marranos de uretano con elementos de sellado reemplazables.

Entre tanto, los marranos sólidos son sumamente eficaces quitando los líquidos de las tuberías de producción, removiendo condensados y agua de sistemas de gas húmedo, y controlando el aumento de parafinas en los sistemas de aceite crudo (Girardind, 2005).

Estos, son construidos, con alto grado de abrasión y con un químico resistente al material sólido y diseñado para permitir el sello al borde de la copa y en la parte posterior del disco contra la superficie interna de la tubería. En el centro hay un hueco que agrega flexibilidad para adaptarse a los diámetros internos fuera de circunferencia o que varían, y además maneja los diámetros de poca curvatura.

Parámetros y criterios en una corrida de Marrano. Una vez definido los parámetros de operación se deben hacer una selección del raspador o marrano para realizar una tarea de limpieza en una tubería en particular que incluya los siguientes criterios:

- El tipo, dureza, situación y volumen de la sustancia que se quitará, tiempo de acumulación, ubicación del depósito, tipo de información que se obtendrá durante la corrida de marrano y los objetivos y metas para la corrida de éste.

- El volumen de la línea durante la corrida del marrano la disponibilidad contra la tendencia de presión requerida y la velocidad que se dará a éste.
- Las características de la tubería, diámetros interiores mínimos y máximos de la línea, la máxima distancia que deberá viajar el marrano, el mínimo radio de curvatura, y ángulos de la curvatura, las características adicionales como tipos de válvula, las conexiones de la rama, el perfil de elevación, y el material específico de la tubería.

Al seleccionar el marrano se debe tomar en cuenta la temperatura de operación pues puede que el material con el que está fabricado el marrano a utilizar no sea el óptimo para realizar la limpieza. Igualmente, se debe considerar aspectos entre otros como:

Herramientas de inspección en línea. Proporciona información de la condición de la tubería y/o sus volúmenes. Con pocas excepciones, recoge datos que son analizados por los ingenieros y técnicos para determinar e informar de la condición de la línea (Piggin gas SNPPSA, 2005).

Pre inspección del Marrano. Este es uno de los primeros pasos que se deben llevar a cabo durante la corrida de un marrano y debe estar dentro las condiciones de operación establecidas para poder seleccionarlo. Si el marrano tiene corridas anteriores, este debe ser inspeccionado para asegurar que se puede utilizar sin que este se detenga en la tubería.

El diámetro exterior del marrano sella la superficie de la tubería. Estos diámetros deben ser tan grandes como el diámetro interior de la tubería para mantener un buen sello. Es fundamental inspeccionar el sellado en la superficie para asegurar que el marrano no se rompa o falle ya que puede afectar la habilidad del mismo para funcionar en la tubería durante la operación.

Los cepillos de marrano deben además ser medidos para asegurar que estos mantengan contacto con la pared de la tubería durante la operación. Cuando se usan cepillos en los marranos de limpieza de tipo cilíndrico, se debe examinar la corrosión o ruptura de los cepillos y tomar precauciones para prevenir que los cepillos no se rompan en la tubería. Las cerdas sueltas dañan las válvulas, instrumentación y otros equipos de las tuberías. Todos los componentes del marrano deben ser controlados para asegurar que están ajustadas y en buenas condiciones (Girarding, 2005)

Inspección en el sitio. Mientras la herramienta este viajando a través de la línea, la presión diferencial constantemente se monitorea. Un método rastreador acústico se usa para monitorear la situación de la herramienta en la inspección en tiempo real. Igualmente, se usan herramientas de inspección para monitorear las líneas.

- **Herramienta de inspección.** Se utiliza herramientas como Magnetic Flux Leakage (MFL). Los dos parámetros más comunes para medir la geometría y el diámetro son la pérdida de metal y la corrosión, la información que proporciona este marrano inteligente (Piggin gas SNPPSA, 2005) es de un rango muy amplio de inspección que incluyen entre otros lo siguiente:
 - ✓ Medidas del diámetro y de la geometría
 - ✓ Monitoreo de la curvatura de la tubería
 - ✓ Perfil de la tubería
 - ✓ Registro de la temperatura y la presión
 - ✓ Pérdida de metal y determinación de la corrosión
 - ✓ Inspección fotográfica
 - ✓ Determinación de grietas
 - ✓ Medición de los depósitos de parafinas
 - ✓ Determinación de la fuga

El principio físico de la herramienta de trabajo MFL es magnetizar la pared del pozo y detectar la salida de flujo causado por el metal (ganancia o pérdida) u otra anomalía relativa que cambie el espesor de la pared de la tubería (figura 34).

Figura 34 Herramienta Magnetic Flux Leakage (MFL)



Fuente: Rosen inspection, 2006

La evaluación de la pérdida de metal es determinado indirectamente a través de la calibración y experiencia en la interpretación de registros, los resultados del MFL son cualitativos (volumétricos).

Las herramientas del MFL se corren en aceite, gas o sistemas multifásicos con una detección mínima de 5 – 10 % que reportan las características de la tubería de acero, es decir en el caso de tuberías con más costuras en un nivel alto reduce la capacidad y la exactitud (Pipeline Integrity Management Through Intelligent Pigging Survey, SPE # 36275). Las principales limitaciones al usar las herramientas Magnetic Flux Leakage (MFL) comprende:

- ✓ Que necesita ser calibrado para un sitio, cuando se evalúan los defectos.
- ✓ Es incapaz para detectar la suavidad, la longitud y áreas uniformes en espesores de pared.
- ✓ Esta limitada para evaluar errores causados por cambios desconocidos en el espesor de la pared.
- ✓ Limitaciones sobre la detección mínima de dimensiones, exactitud del tamaño total en el nivel de los resultados reportados.

- ✓ Incapacidad de registrar el tamaño, anomalías debajo de ciertas dimensiones y asociado con la masa de acero.
- ✓ Temperatura máxima ≤ 60 °C.

Herramientas de inspección Ultrasonic. El principio de operación de la herramienta Ultrasonic es emitir ondas de sonido que viajan hasta tener contacto con la pared de la tubería, la onda rebota y es captada por la misma herramienta, registrando el tiempo que tarda en viajar la onda, con esto se determina si existen en el interior de la tubería fisuras, corrosión, incluso materiales que se encuentran depositados en la pared interna de la tubería.

Esta es la herramienta más exacta pero muy difícil de manejar e históricamente más costosa en comparación con la herramienta MFL. Más conveniente para el monitoreo de la corrosión que la anterior; menos tolerancia en la exactitud de reportes (Pipeline Integrity Management Through Intelligent Pigging Survey, SPE # 36275) Adicionalmente, hay que considerar los siguientes parámetros que se deben utilizar durante la operación, ellos son:

Para poder saber cuál será el comportamiento de la corrida de marranos se necesita conocer ciertos parámetros con miras a predecir las condiciones de operación bajo las cuales la limpieza de la tubería se realiza y para ver si éstas son las óptimas para el sistema, a partir de éstos se puede realizar una operación exitosa, teniendo en cuenta:

- **El Tiempo de corrida del Marrano.** Consiste en proveer al operador un tiempo estimado de llegada del marrano. Saber cuándo llegará este y es extremadamente importante. Además, conocer los diferentes parámetros que afectan el tiempo de la corrida del marrano le permite al operador minimizar la duración del proceso de corrida de éste (Challenges in Pigging of Subsea Gas Flowlines, SPE 77576).

- **La Velocidad de la corrida del marrano.** La velocidad promedio durante la corrida del marrano afecta directamente al tiempo de la corrida del mismo. Generalmente la velocidad del marrano utilizada en tuberías es de 3 a 5 [MPH] (4.785 a 7.29 ft/s, 6.71 a 11.18 [m/s]). La velocidad del marrano determina el gasto del líquido removido, y la cantidad de depósitos removidos semejantes a las parafinas y capaz de asfáltenos. Las fuerzas sobre los equipos submarinos, secciones más altas y además codos de tuberías limitan la velocidad del marrano (Challenges in Pigging of Subsea Gas Flowlines, SPE 77576).
- **La Velocidad del Marrano.** Normalmente los marranos se desplazan a la misma velocidad que la corriente del flujo antes de introducirlo, sin embargo, la velocidad más eficiente para líneas conductoras de gas natural oscilan entre 5 a 15 [MPH] (11.18m/seg a 33.47 m/seg), y para líneas conductoras de líquidos de 2 a 10 [MPH] (4.47 a 22.33m/seg). La velocidad debe permanecer dentro pues si está por debajo puede detenerse durante la corrida de marranos y si es mayor puede no remover la mayor parte de los escombros depositados en la tubería, en los dos casos la operación resulta ser ineficiente. Esta velocidad puede verse afectada de 3 a 5 % menos si la conexión lateral de la “trampa” que se encuentra abierta (Transporte de Hidrocarburos por Ductos, CIPM). Las expresiones para determinar la velocidad real de los marranos son entre otras las siguientes:

Para gas natural: $V = 5.996 \times 10^{-5}(Q_g Z(T + 460)/Pd^2)$

Para líquidos: $V = 0.01192(Q_l/d)$

Dónde:

d = Diámetro [in]

T = Temperatura media [°F]

P= Presión media [lbf/pg²]

Q_g = Gasto de gas [pies³/día]

Q_l = Gasto de líquido [bl/día]

Z = Factor de compresibilidad del gas

La velocidad de llegada del marrano es la mayor preocupación para las operaciones en los lugares más altos. La rectitud del sistema de corrida del marrano y la recepción de este limita la máxima velocidad de llegada. En casos con sistemas de aguas profundas con riser del orden de unos pocos miles de pies de altura, la velocidad de llegada del marrano es muy grande. Esto es causado por la columna de condensados (líquidos) en el riser (Challenges in Pigging of Subsea Gas Flowlines, SPE 77576).

- **El Control de la velocidad de llegada del Marrano.** La causa de la excesiva velocidad de llegada del marrano es la elevada presión diferencial y ésta se incrementa con el acercamiento del marrano a la instalación. Para reducir la velocidad del marrano es necesario disminuir la diferencia de presión, con cualquiera de estas dos opciones: incrementar la presión al frente del marrano o reducir la presión detrás del marrano.
- **El Efecto de la presión del separador.** Tiene un gran impacto sobre el tiempo para la corrida del marrano. Reduciendo la presión del separador se incrementa la velocidad del marrano. La presión del separador se usa para ajustar o modificar la velocidad del marrano.
- **El Efecto de fugas alrededor del Marrano.** Cuando se incrementan las fugas alrededor del marrano resulta en velocidades promedio de marrano más bajas, una más baja velocidad de llegada de este aumenta el tiempo de llegada. En una corrida de marranos con presión suministrada por gas los requisitos aumentan cuando se tiene una gran cantidad de fugas de gas alrededor del marrano.

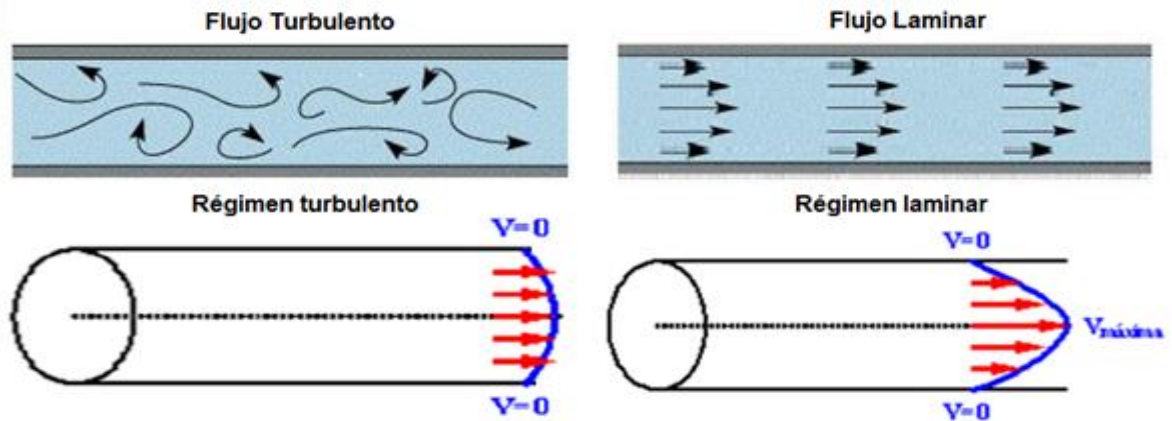
- **El Efecto del líquido delante del marrano.** La presencia de una gran columna de líquido al frente del marrano es crucial, para reducir la aceleración del marrano. Esto llega a ser un aspecto muy significativo en el control del movimiento del marrano en segmentos de tubería horizontal y semi-horizontal.

2.11.1.2 Método operacional. Este método consiste en regular la velocidad y el caudal de producción con el objetivo de disminuir la precipitación de sólidos en la sarta de producción. Una tasa de producción elevada no sólo trae como beneficio evitar la precipitación de parafina sino que también evita que ésta se adhiera a las paredes de la tubería y en ciertos casos desprende la misma que se encuentra depositada en la tubing.

Las tasas de flujo alta pueden también selectivamente remover las fracciones de parafina sumamente blandas de puntos de fusión más bajos del depósito en crecimiento. El depósito restante se puede acumular más despacio, pero puede ser más difícil para remover debido a este tendrá parafinas duras de puntos de fusión altos. Ciertos crudos han mostrado aumento en las tasas de depositación cuando el flujo se encuentra en el régimen laminar mientras que el flujo turbulento reduce la tasa de depositación en la mayoría de los casos.

Es decir, cuando hay precipitación de parafinas sobre una superficie fría donde el aceite está en movimiento, este movimiento en la tubería no es turbulento sino cercano al flujo laminar. Bajo condiciones de flujo laminar, el movimiento de la película de aceite adyacente a la tubería es relativamente lento, por lo que la parafina se precipita y tiene la facilidad de adherirse firmemente a ésta.

Figura 35 Regímenes laminar y turbulento presentes en una tubería



Fuente: http://ocwus.us.es/ingenieria-agroforestal/hidraulica.../tutorial_05.htm

Un proceso inverso ocurre cuando el flujo es turbulento, es decir, el movimiento del aceite entra en contacto con la tubería. Adicionalmente, es rápido y la parafina raramente se adhiere a la tubería. Cuando un fluido circula por una tubería lo puede hacer en régimen laminar o en régimen turbulento. La diferencia entre estos dos regímenes se encuentra en el comportamiento de las partículas fluidas, que a su vez depende del balance entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas o de rozamiento, ver figura 35.

Para el caso de régimen laminar, las partículas del líquido se mueven siempre a lo largo de trayectorias uniformes, en capas o láminas, con el mismo sentido, dirección y magnitud. En tuberías de sección circular, al hacer un corte transversal, las capas de igual velocidad se disponen de forma concéntrica, con $v > 0$ junto a las paredes de la tubería y velocidad máxima en el centro.

En el movimiento de un fluido a través de una conducción se comprueba, dependiendo de la viscosidad del fluido y del diámetro del tubo, que en cada caso existe una velocidad crítica por debajo de la cual el régimen laminar es estable. Para velocidades superiores a la velocidad crítica este régimen es inestable y pasa a turbulento ante cualquier vibración. Para efectos de cálculo de tuberías el número de Reynolds (N_{Re}) está dado por la siguiente fórmula:

$$N_{Re} = \frac{\rho DV}{\mu}$$

En cuanto al régimen turbulento, las partículas se mueven siguiendo trayectorias erráticas, desordenadas, con formación de torbellinos. Cuando aumenta la velocidad del flujo, aumenta también el número de Reynolds, la tendencia al desorden crece. Ninguna capa de fluido avanza más rápido que las demás, y sólo existe un fuerte gradiente de velocidad en las proximidades de las paredes de la tubería, ya que las partículas en contacto con la pared han de tener forzosamente velocidad nula. Cuando se trabaja en régimen laminar, a velocidades bajas, y se fuerza al fluido para que adquiera mayor velocidad, comienzan a aparecer ondulaciones (régimen crítico), y de persistir este aumento llevará al fluido a alcanzar el régimen turbulento.

Cuando $Re < 2000$ ocurre un régimen es laminar, y aunque este régimen se rompa accidentalmente, vuelve a restablecerse por sí solo y es régimen turbulento es cuando, $Re > 4000$ y entre $2000 < Re < 4000$ la zona es crítica o de transición.

Cabe aclarar que sólo desprende las ceras más blandas, ya que el esfuerzo de corte que el fluido hace a los depósitos no es tan fuerte como para remover las parafinas más duras, esto lleva a que con el tiempo se formen depósitos de parafina muy sólidos y por supuesto más difíciles de tratar. La necesidad de mantener el crudo por debajo del punto de nube es con el fin de evitar que la parafina se precipite, por lo que lleva a utilizar el aumento de la tasa de producción para mantener la temperatura por encima del punto en el cual se precipitan las ceras en el crudo.

2.11.1.3 Método de tratamiento químico. El tratamiento químico usualmente es deseado como una alternativa para aceite caliente (método termodinámico). Después de tener repetidas reincidencias usando procesos de aceite caliente, es sabido probar un método químico de radicación del problema. De hecho los aditivos alteran las propiedades de flujo del crudo ceroso y ahí la depositación de la parafina a temperaturas frías según UI HAQ, Furgan (A study on Paraffin deposition and removal characteristics of jacksonsburg – stringtown oil, 1999).

El **Método continuo a baches** es adoptado para inyectar el químico desde el anular hacia el pozo y luego retorna a través del tubing, para remover el sedimento de parafina que se encuentra adherido a la pared del tubing. Este método consiste en una bomba especial de inyección instalada en la cabeza del pozo (wellhead) y a través de una fuerza impulsiva producida por el movimiento de arriba a debajo de la unidad de bombeo se impulsa el pistón de la bomba de inyección, haciendo que el químico caiga dentro del pozo.

El tratamiento por baches es llevado a cabo usando un camión de bombeo pequeño con un inyector rápido que agrega el removedor de parafina desde el anular dentro del tubing en un tiempo predeterminado según BIAO, Wan and LIJIAN, Dong en el texto (Paraffin characteristics of waxy crude oils in China and the Methods of paraffin removal and inhibition).

Entre las técnicas más utilizadas para el control de parafinas en pozos de petróleo se basa en el uso de cuatro (4) clases de productos químicos: solventes, dispersantes, surfactantes y modificadores de cristal, los cuales pueden ser utilizados por separados como métodos preventivos o correctivos que se detallan a continuación:

2.11.1.3.1 Solventes: Los alifáticos y los aromáticos son las dos clases de solventes usados en el campo petrolero. Los solventes pueden ser usados para

inhibir los depósitos de parafina, siendo inyectados continuamente en grandes cantidades, pero poco económico para el usuario. Estos químicos disuelven una cantidad específica de parafina basado en su peso, temperatura y presión antes de que el poder del solvente se agote.

Los **solventes aromáticos** son los métodos de tratamiento más adecuados para el control y disolución de la parafina. El problema con el uso de los químicos, es que dañan la formación e incluso la eficiencia a largo plazo. La eficiencia de los solventes multicomponentes en los hidrocarburos, es que son capaces de disolver una amplia gama de depósitos orgánicos y mantenerlos suspendidos en una solución bajo condiciones severas.

La principal función de los disolventes naturales es el de maximizar la solvencia, las propiedades desemulsificantes, propiedades humectantes naturales y la tendencia natural de mojabilidad o mojado, sin la necesidad de aditivos químicos; representan una alternativa a los tratamientos químicos.

El tamaño y la estructura de los cristales de cera pueden ser modificados mediante el uso de diferentes aditivos, generalmente de polímeros que disminuyen el punto de nube y el punto de escurrimiento del aceite. Los acrilatos de polialquilo y metacrilato, el polietileno y etil-vinil de acetato (EVA), y los copolímeros; son materiales que tienen ese efecto. Además, los copolímeros EVA son los inhibidores de uso más frecuente.

Los hidrocarburos clorados, tal como tetra-cloruro de carbono son excelentes solventes de parafina. Sin embargo, no son muy usados porque pueden tener efectos adversos en los catalizadores de la refinería. El di-sulfuro de carbono, es el solvente universal de la parafina, desafortunadamente es costoso, extremadamente inflamable, toxico y adicionalmente daña los catalizadores de la refinería como consecuencia se recomienda que no deben ser usados en operaciones de campo.

Así mismo, los químicos aromáticos tales como el tolueno y el xileno son excelentes solventes en depósitos de parafina así como para acumulaciones de asfáltenos. El potencial de solvencia de estos químicos puede ser aumentado diez veces por la adición de más o menos de un 5% en volumen de una amina primaria o secundaria específica al solvente.

Estos solventes ayudan también a disolver la parafina que puede estar depositada con los asfáltenos. Un calentamiento moderado del solvente, acelera la remoción del depósito y se debe tener cuidado durante el verano debido a los puntos de chispa relativamente bajos de tolueno y xileno. A continuación, en las tablas 2, 3 y 4 se muestran las características básicas de los principales compuestos de los inhibidores.

Tabla 2 Información de sinónimos y fórmulas de aditivos químicos

Aditivos	Sinónimos	Fórmula
Metil-etil-cetona	2-butano	$\text{H}_3\text{CH}_2\text{-CO-CH}_3$
Ciclohexano	Ninguno	C_6H_{10}
Tricloroetileno	Ninguno	ClCH=CCl_2
Xileno	1,2 dimetilbenceno	$1,2\text{-(CH}_3\text{)}_2\text{C}_6\text{H}_4$
Tolueno	Metilbenceno	$\text{CH}_3\text{C}_6\text{H}_5$

Fuente: Tesis. ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltantes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales., p. 25. UNAM

El nivel aceptable para el xileno es mucho más bajo que para el etil-benceno y el tolueno. En muchas áreas el uso del benceno y el etil-benceno es restringido por ser cancerígenos y el uso del tolueno es cuestionable, si éste último es usado, debe ser observado por el contenido de benceno. La necesidad de solventes biodegradables y no tóxicos ha resultado en el desarrollo de ciertos tipos de

químicos que pueden funcionar como los solventes mencionados anteriormente para remplazarlos.

Tabla 3 Información de ángulo de refracción, peso molecular y fórmula molecular para aditivos químicos

Aditivos	Ángulo de refracción	Peso molecular	Fórmula molecular
Metil-etil-cetona	1.3788	72.11	C ₄ H ₁₀ O
Ciclohexano	1.4507	98.14	C ₆ H ₁₂
Tricloroetileno	1.4773	131.31	C ₂ HCl ₃
Xileno	1.5055	106.17	C ₈ H ₁₀
Tolueno	1.4961	92.14	C ₇ H ₈

Fuente: Tesis. ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltantes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales., p. 25. UNAM

Tabla 4 Información del punto de fusión, punto de ebullición y densidad para aditivos químicos

Aditivos	Punto de fusión (°F)	Punto de ebullición (°F)	Densidad (gr/cm³)
Metil-etil-cetona	- 86.3	79.6	0.8054
Ciclohexano	- 16	47	0.9478
Tricloroetileno	- 73	87.25	1.4642
Xileno	- 25.2	144.4	0.8802
Tolueno	- 95	14.5	0.8669

Fuente: Tesis. ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltantes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales., p. 25. UNAM

La selección de un solvente para cualquier aplicación debería basarse en la relación costo – efectividad al disolver un depósito orgánico específico. La aplicación del solvente tiene que adaptarse a las condiciones del pozo.

El primer procedimiento es circular, el solvente bajo el anular y retornarlo a través del tubing, luego se debe remojar o agitar el solvente sobre un periodo de tiempo, usualmente disolverá la cantidad máxima de parafina por galón de solvente.

Si la formación está parcialmente taponada por parafina, un squeeze de solvente inyectado en la formación a alta presión sin producir fracturamiento y surfactante para evitar cambiar la mojabilidad de la formación con un periodo de remojo de 24 a 72 horas es efectivo.

El aumento severo de parafina en el tubing del pozo cuando es por bombeo mecánico frecuentemente hace la remoción de varillas muy difícil. En estas instancias, bombear un solvente bajo el tubing ablandará la parafina y facilitará la sacada de las varillas. La selección del solvente puede ser llevada a cabo por pruebas sencillas de campo. Una pequeña cantidad de parafina, es sumergida en el solvente dentro de un recipiente de vidrio claro. Uno al lado del otro se lleva a cabo una comparación de los solventes disponibles y usualmente habilitará la selección del mejor solvente en minutos.

- **Limpieza de la tubería.** La limpieza de la tubería con solvente, se realiza para remover parafinas y la formulación utilizada normalmente solventes aromáticos como el xileno, permite realizar esta función de manera eficiente, siempre y cuando sea optimizada para atacar los problemas específicos de cada pozo o grupos de pozos existentes.

2.11.1.3.2 Dispersantes. Los dispersantes no disuelven los depósitos de parafinas sino que trabajan neutralizando las fuerzas atractivas que unen a las partículas de parafina a estar unidas, es decir, los depósitos son partidos a tamaños de partículas mucho más pequeños donde pueden ser reabsorbidos por la corriente

del petróleo, como un resultado de la afinidad natural de la partícula de parafina por su origen hidrocarburo.

Los dispersantes están químicamente estructurados, un fin de la molécula es ser atraída a la parafina, mientras que su otra finalidad es ser soluble en el aceite o agua, dependiendo de la fase en que la parafina se encuentre para ser dispersada.

El tratamiento con dispersantes son buenos pero este tipo de inhibidor es a menudo de corta duración, como los productos químicos son llevados por la producción a la superficie. Una manera para lograr una mayor duración de la adición del inhibidor de la parafina es al realizar una fractura.

Los dispersantes son formulados de los sulfonatos derivados de alquil fenol, ketonas, terpenos, poliamidas y naftaleno. Una pequeña concentración de asfáltenos en el petróleo crudo también puede actuar como un dispersante para los depósitos de parafinas.

Los dispersantes pueden ser usados para la remoción de depósitos como un modo preventivo. La aplicación puede hacerse en un tratamiento por baches o continuo y algunas veces como un squeeze a la formación. El tratamiento continuo se usa para prevenir la depositación de parafina pero esto acarrearía más gastos.

Los dispersantes pueden difundir varias veces su propio peso de parafina, pero no tienen la aplicación general de los solventes. Usualmente, dadas las técnicas de pruebas apropiadas, un dispersante elegido demostrará ser más costoso y efectivo que los solventes.

Las pruebas de laboratorio ayudan a determinar el químico de mejor desempeño, la concentración más apropiada y a proporcionar el tiempo de contacto adecuado, lo cual es crucial. El dispersante, es usado en concentraciones de 2% a 10%

dependiendo de la cantidad de parafina a ser removida. Es más efectivo si es calentado antes de ser inyectado para tratar el pozo.

El sistema es 90% a 98% agua. Es recomendable el agua fresca que debe estar por encima de la salmuera en los tratamientos de campo. Las pruebas de laboratorio han indicado que aproximadamente en una base galón, el dispersante es capaz de remover 50 veces más parafina que el mejor solvente.

En los pozos de baja presión, la solución puede ser bombeada bajo el anular y expulsada con la producción de petróleo. De 30 a 50 barriles es un tratamiento típico. Donde la parafina es muy dura y densa por lo que se sugiere un periodo de remojo de 2 a 4 horas antes de reiniciar la producción en el pozo. Las líneas de superficie también pueden ser limpiadas de parafina circulando dispersantes a través del sistema.

2.11.1.3.3 Surfactantes o detergentes. Son una clase de agentes tensos activos que trabajan en la formación, tubería de producción y líneas de flujo sobre los cristales de parafinas evitando su agrupación y depositación en el sistema.

Los surfactantes o detergentes se usan para reducir la depositación de parafinas y han sido limitados para unas pocas áreas. Un surfactante se emplea para cambiar la mojabilidad a la superficie de la tubería mojada por aceite a mojada por agua. La película de agua, la cual tiene que ser continuamente mantenida por la adición de surfactantes, éstos actúan como una barrera para prevenir que la parafina haga contacto con la tubería.

Los pozos que producen agua, son los mejores candidatos para este tipo de tratamiento. Sin embargo, si la relación agua – petróleo es alto, la tubería de acero puede ser mojada por agua sin la necesidad de usar algún surfactante.

Algunos surfactantes pueden actuar como agentes solubilizantes para el agente nucleante y así prevenir la aglomeración de parafinas. En este caso, el surfactante tiene que ser agregado continuamente a la corriente de producción. Los surfactantes son utilizados más que todo para inhibir la depositación de parafinas en lugar de removerla.

Las pruebas de laboratorio pueden ser conducidas para seleccionar al mejor surfactante para los pozos en producción de un yacimiento específico con el propósito de inhibir la depositación de parafina y también para prevenir emulsiones.

2.11.1.3.4 Modificadores de cristal. Los modificadores de cristal no disolverán, ni dispersarán o removerán la parafina que se encuentra depositada, lo que hacen es inhibir la depositación de parafinas con la finalidad de alterar el cristal formado.

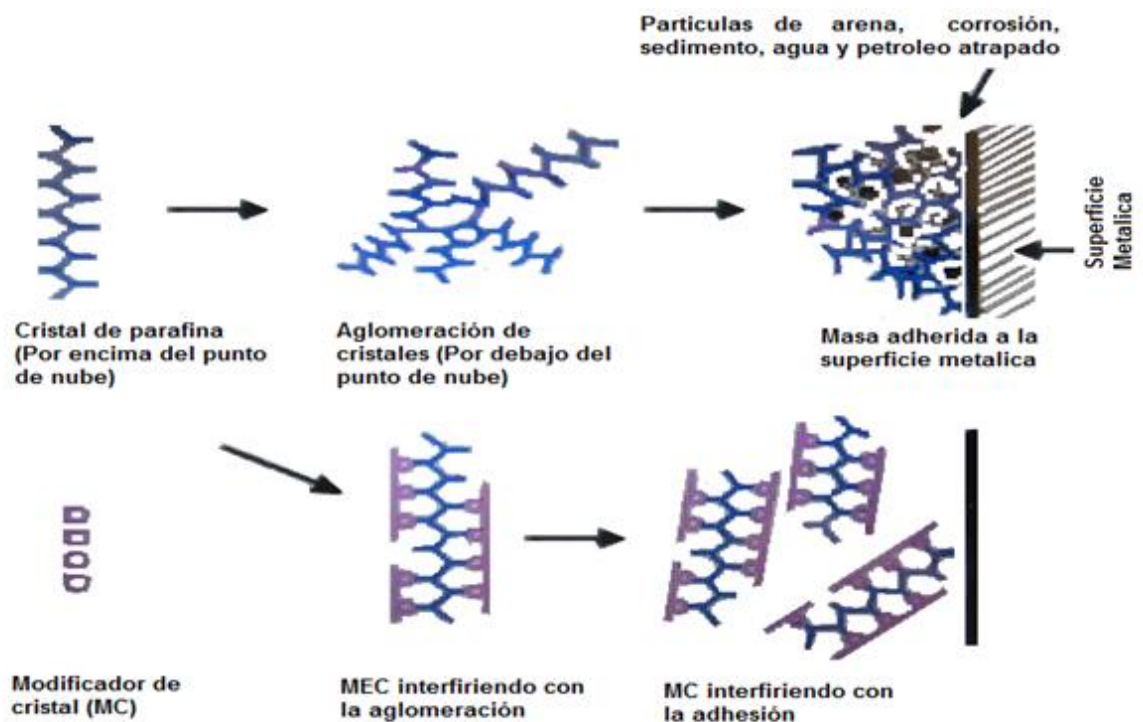
En la figura 36, se muestra una idea de la modificación del cristal. La depositación de parafina es reducida o eliminada y frecuentemente tienden a alterar las propiedades reológicas del crudo por cuanto reducen la viscosidad y el punto de fluidez. Los polímeros y copolímeros son los modificadores de cristal más comunes para reducir la depositación de parafina en los pozos de petróleo.

Estos productos químicos son: polietileno, copolímeros esterés, copolímeros etileno – vinil acetato, copolímeros olefina – ester, copolímeros, ester – vinil acetato y resinas alquil fenol. Polímeros adicionales están siendo desarrollados para aumentar la habilidad del manejo de los problemas de parafinas. Adicionalmente, los modificadores de cristal son altamente selectivos y son efectivos sobre un limitado número de crudos.

Los modificadores de cristal son estructuras químicas especiales producidas sintéticamente para interactuar con la formación de aglomerados de parafinas y, estos normalmente consisten de estructuras que tienen cadenas colgantes

incorporadas que interactúan con la formación de los cristales de parafina. Además, estos productos actúan al nivel molecular para alterar la tendencia de las moléculas de parafina al acumularse una con otra, por consiguiente, reducen la capacidad de la parafina de formar una red cristalina dentro del petróleo.

Figura 36 Efecto del modificador de cristal en la deposición de parafina



Fuente: Tesis. PINZON, Sergio y ROJAS, Jonattan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Universidad Industrial de Santander. 2006., p. 41.

Esta habilidad de actuar al nivel molecular lo hace verdaderamente efectivo en concentraciones de partes por millón. Mientras que el aceite caliente, agua caliente y los solventes son requeridos a concentraciones que son múltiples de la concentración de parafina. Cualquier cosa que interrumpa la formación o las propiedades de la matriz del cristal de parafina, tal como los modificadores de cristal afectarán el punto de fluidez y por ende el punto de nube, por eso a veces los modificadores son llamados depresores del punto de fluidez.

Los modificadores de cristal tienen la estructura molecular similar a la parafina que está precipitando, por consiguiente co-precipita o co-cristaliza con la parafina por tomar el lugar de una molécula de parafina en la malla cristalina. Sin embargo, también coloca un impedimento sobre el cristal de parafina que interferirá con el correcto alineamiento de las nuevas moléculas entrantes de parafina y terminará con el crecimiento de la red cristalina.

Desafortunadamente, los modificadores de cristal son materiales cerosos que exhiben puntos de fusión altos, que normalmente son sólidos a temperatura ambiente del lugar de producción. Para que sean bombeados estos productos de control de parafinas en el pozo, usualmente se necesitan que sean drásticamente diluidos con solventes.

2.11.1.4 Método de tratamiento térmico. Este método consiste en aplicar sustancias calientes (vapor, agua, aire, etc.) como medio para hacer más fluida la parafina y así poderla circular. La Remoción de depósitos ya formados y adheridos a las paredes del tubing, y líneas solo es posible lograrlo con Métodos térmicos. El uso exclusivo de Solventes será siempre insuficiente. Los métodos Preventivos como el uso de inhibidores y dispersantes básicamente actúan sobre la estructura de los depósitos de parafinas debilitándolos e impidiendo que se incrusten en las paredes del tubing, por lo tanto reprimen su aglomeración o deposición y el depósito termina viajando por razones fluidodinámicas en la corriente, ver figura 37

El Tratamiento tiene por objetivo eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo o incrementar por encima de su valor natural, elimina daño en perforaciones o zonas adyacentes (Cara de la Formación).

El tratamiento además incorpora un modificador de cristal que logra luego de la recuperación del fluido encontrar un crudo con un menor pour point y retrasa de manera considerable la formación de la faceta sólida de las parafinas.

Figura 37 Remoción de parafinas por el método de tratamiento térmico



Fuente: [www.tecpen.com.co/media/tecpen/pdf.../Control_de_Parafanas.pdf](http://www.tecpen.com.co/media/tecpen/pdf.../Control_de_Parafinas.pdf). Control de Parafinas - TECPEN

El tratamiento termoquímico que implementa algunas compañías busca aumentar el factor de recobro en yacimientos que presentan daños en la formación por precipitación de ceras o asfáltenos. No existe tratamiento similar en el mercado capaz de generar calor in situ.

La cantidad de calor utilizada por unidad de volumen tiene un precio, la generación de calor para llevar a cabo estos procesos repercute en que el precio de producción por cada barril de petróleo que aumente. En este sentido se ha determinado que la cantidad de calor necesaria para fundir la parafina es inversamente proporcional a la distancia existente entre las moléculas de parafina depositada. Entre las técnicas más utilizadas para el control de parafinas utilizadas en este método se detallan a continuación:

2.11.1.4.1 Inyección de aceite caliente. Es la técnica más utilizada para remover la parafina en pozos de petrolero, este método utiliza calor para la disolución y remoción de los depósitos de parafina presentes en el pozo. Para llevar a cabo, el proceso se pone en funcionamiento un pozo de inyección de aceite

caliente con el objeto de controlar los depósitos de parafinas que se haya en el hueco.

Para este proceso se utiliza un camión que recoge una carga de aceite, la cual es calentada entre 150 °F a 300 °F con el fin de bombearla dentro del pozo; la inyección se realiza a través del tubing o directamente por el espacio anular y allí rodea el tubing calentándolo lo suficiente para fundir la parafina depositada.

Ahora bien, cuando se incrementa significativamente la profundidad de depositación de parafina es necesario incrementar la temperatura del aceite o la cantidad de aceite a inyectarse como consecuencia se genera pérdidas de calor fuera de las paredes del Casing.

Este método es uno de los más populares, pero se debe tener mucho cuidado al implementarlo porque una práctica inapropiada puede causar taponamiento en los poros de la formación que merma la producción.

La mayoría del fluido es inyectado por el anular y fluye hacia la formación esperando que pueda ser producido nuevamente. El aceite inyectado comúnmente proviene de los tanques de almacenamiento, donde el crudo contiene un porcentaje alto de sólidos parafínicos, es calentado, liberando las fracciones más volátiles y concentrando los sólidos parafínicos.

En la medida que el aceite caliente usado de inyección desciende por el anular, la temperatura va disminuyendo sin remover la totalidad de los sólidos parafínicos formados allí, lo cual causa taponamiento y puede dañar la formación.

Después de cada tratamiento de aceite caliente se suele incrementar la producción, sin embargo, no se mantiene por periodos prolongados, pero gradualmente más y más perforaciones son taponadas y la producción cae a niveles cada vez más bajos.

Cuando se inyecta aceite caliente en un pozo, este se enfría rápidamente transfiriendo calor a la tubería y formación, porque generalmente la capacidad calorífica del pozo excede a la capacidad calorífica del fluido inyectado y hay pérdida de calor significativa hacia la formación.

La efectividad de un proceso de inyección de aceite caliente depende de la temperatura a la cual el pozo esta inyectado por encima del punto de fusión de la parafina. La cantidad de aceite bombeado, la tasa de bombeo y temperatura varían de un trabajo a otro.

2.11.1.4.2 Inyección de agua caliente. El agua caliente se introduce para proveer una alternativa a la inyección de aceite caliente. Los tratamientos plenos de agua caliente no pueden proveer la solvencia más que el aceite caliente, frecuentemente paquetes surfactantes son adheridos al agua caliente con el fin de ayudar a la dispersión de la parafina en la fase agua.

Esta combinación entre surfactantes y agua produce partículas de parafinas muy grandes mojadas por agua y dichas partículas suelen causar problemas en las baterías reuniéndose en la interfase entre el agua separada y el aceite.

La resolución de parafinas mojadas por agua caliente requiere sustancialmente cantidades grandes de desemulsificantes que las dos fases de aceite y agua normalmente manejadas por los tratadores de calor.

Debido a que la capacidad calorífica del agua es mayor que la del aceite, la cantidad de calor transferido en fondo es ligeramente mayor. Sin embargo, la incapacidad de solvencia que posee el agua reduce ampliamente el transporte de parafina por el agua. Muchos operadores prefieren utilizar la técnica de inyección de agua para remover parafina, con la convicción que es más efectivo térmicamente más que la inyección de aceite caliente y es debido por la alta capacidad calorífica del agua.

De todos modos, no tienen en cuenta que el proceso está limitado por la eficiencia que tiene el camión para producir el calor requerido. También, en el proceso de inyección de agua esto se toma más tiempo, lo que hace que el beneficio no sea tan grande como se presume.

2.11.1.4.3 Calentadores en el fondo del pozo. Los calentadores eléctricos pueden ser empleados para elevar la temperatura del crudo a medida que entra a la boca del pozo. Los calentadores más empleados son los de resistencia eléctrica. La cantidad de energía que es suministrada al resistor puede ser controlada por el operador y así mantener la temperatura necesaria. La limitación más sobresaliente de esta técnica, es el aspecto económico, debido a su mantenimiento y la disponibilidad de la potencia eléctrica, por el contrario, si la temperatura de aceite en el calentador es muy alta, el crudo puede coquearse y taponar las perforaciones.

2.11.1.4.4 Calentadores eléctricos de tubería. En esta técnica, la energía eléctrica es alimentada hacia el tope del tubing. Por motivos de seguridad la cabeza del pozo esta eléctricamente aislada del tubing. La corriente fluye por el tubing hacia el fondo del pozo, en la zona donde se encuentra la parafina depositada, de ahí un contactor en el Casing completa el circuito.

El uso de calentadores eléctricos en las líneas de superficie y tanques tienen mayor popularidad que en el pozo. Sin embargo, el uso de esta tecnología, es aun emergente en la industria petrolera y se debe especificar una tasa de energía

Esta potencia eléctrica se adiciona al tubing y al Casing aproximadamente al 75% de la potencia eléctrica agregada al tubing se disipa en este y el resto de la potencia se desplaza por el contactor.

Tabla 5 Principales métodos para tratar los problemas de parafina.

Método	Tipo	Procedimiento	Uso	Desventaja
Mecánico	Correctivo	Consiste en la introducción de marranos o pig y raspadores que impulsados por la corriente del aceite recorren la tubería y retirando el depósito.	Es recomendable si la dureza y la cantidad del depósito son grande y su remoción sólo es posible mediante el raspado físico.	No evitan el problema. Son tardados, dañan la tubería y requieren sacar de operación el equipo (tanques, separadores).
Térmico	Preventivo y 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 depósito es ligero a moderado.	Dañan la tubería. Si no se realizan las pruebas de laboratorio pertinentes puede causar daño a la formación.
Químico	Preventivo y 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 éstos, mientras que los otros dos métodos ayudan a mantener los cristales en el flujo del aceite.	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.

Fuente: Bikram, 2001. Método Tipo de procedimiento, uso y desventajas

Las fracciones de la potencia total que se disipa por el tubing y el Casing son especificadas por el operador. En la tabla 6 se muestra los principales métodos para combatir los problemas de parafina utilizados comúnmente.

2.11.1.5 Método de recubrimiento. En muchos casos no se puede evitar totalmente la precipitación de la parafina en el pozo y las líneas de superficie por lo que se aplican técnicas que reducen la tasa de depositación de parafina

Algunas de estas técnicas sobresalientes son de tuberías con fibra de vidrio, tuberías plásticas lisas y tuberías recubiertas con compuestos químicos usadas en algunas áreas para reducir la tasa de depositación de parafina y en la superficie de estas es más difícil la adherencia de los cristales de parafina. Sin embargo, éstas son usualmente seleccionadas para prevenir la corrosión.

Aunque la depositación de parafina sobre las superficies plásticas o de vidrio es mucho más lenta que sobre superficies metálicas, la acumulación continuará a la misma tasa como sobre la tubería de acero después de que la tubería plástica haya sido cubierta con una capa de parafina, después de esto la acumulación será totalmente igual a la que sucede en la tubería de acero, por lo cual estas deben ser limpiadas cada cierto lapso de tiempo.

2.11.1.5.1 Trabajos de limpieza en la tubería. La tubería recubierta con compuestos químicos o de la tubería con fibra de vidrio presentan problemas de limpieza que tienen que ser considerados y tienen hacerse con mucho cuidado ya que no se puede utilizar las mismas técnicas de limpieza en todas las tuberías.

Por ejemplo, los solventes o el aceite caliente dañaran una tubería PVC, el aceite caliente usado para limpieza en tuberías plásticas reforzadas con fibra de vidrio puede reventar la tubería plástica en las juntas.

Por eso, se debe ejercer considerable cuidado con las tuberías plásticas reforzadas con fibra de vidrio para mantener la presión de bombeo por debajo de la presión de trabajo del grado de tubería durante el calentamiento con aceite.

Figura 38 Recubrimientos y de la variedad de colocación interna o externa en tubería.



Fuente: Tesis, ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales, UNAM. Modificada

También, la temperatura del aceite caliente debe ser considerada en la determinación de la presión de trabajo permisible de la tubería plástica. En general, el rango de presión de trabajo debe disminuirse a temperatura por encima del 150 °F. En la figura 38 se muestran algunos ejemplos de recubrimientos y de la variedad de colocación interna o externa.

La técnica del tubing con fibra de vidrio es colocar una capa de 0.08 a 1 mm de vidrio con alta firmeza sobre la pared interior del tubing. La superficie de vidrio plástico o con compuestos químicos reacciona con el agua para formar un grupo hidrolítico – OH y además, para colocar una polaridad relativamente fuerte, tal como para hacerle a la parafina difícil de adherirse firmemente a la superficie de la pared de la tubería, así como también reducen la rugosidad de la tubería, disminuyendo con esta la tasa de depositación de parafina. Por consiguiente, la precipitación de parafina se inhibe.

El mecanismo básico de funcionalidad del tubing recubierto o de plástico es el mismo que el de tubing con fibra de vidrio, pero la eficacia de inhibición de parafina

del tubing con fibra de vidrio que es mayor no podría igualarse con el del tubing recubierto con fenólicos o de plástico.

Tabla 6 Componentes de los recubrimientos

Capa	Aplicación	Función
Resina epoxi	80-1220 um	Buena adherencia, excelentes propiedades Interfasiales.
Adhesivo copolímeros	250-400 um	Soporta la tensión del revestimiento.
Espuma de polipropileno	18.5 mm 0.7-0.72 gr/cm ³	Aislamiento térmico, resistente a la presión.
Polipropileno sólido		Resistencia a la abrasión, envejecimiento térmico estable, resistente a la absorción de agua.

Fuente: Tesis, ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales, UNAM

El transporte y la instalación del tubing recubierto son más convenientes que el del tubing con fibra de vidrio. En la tabla 6 se muestran algunos de los componentes de los recubrimientos y la función que tienen.

2.11.1.6 Método combinado. En muchos casos la aplicación de un solo método para corregir el problema de depositación de parafinas puede no ser muy efectiva, por lo cual frecuentemente se suelen aplicar dos o más métodos con el fin de buscar mayor efectividad en la solución del problema, a esto se le llama aplicación de un método combinado.

Uno de los métodos combinados con mayor aplicación en la industria es el método termoquímico, debido a su efectividad; consiste en tratar térmicamente los cristales de parafina formados, disolverlos y mediante un agregado químico evitar su regeneración. Este método corrige el problema de los depósitos de parafina y evita posteriormente la precipitación, aunque es relativamente costoso.

Lo importante al querer implementar una técnica combinada es mirar que los métodos sean afines y que el beneficio/costo sea mayor para el combinado que para un sistema individual.

2.11.2 Métodos no Convencionales. En la producción de crudos parafinicos no existe un tratamiento que controle en su totalidad el problema de precipitación de parafinas. En estos últimos años se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten controlar la precipitación de parafinas, métodos conocidos como no convencionales, siendo los más importantes los siguientes:

2.11.2.1 Método Magnético: La inhibición magnética es la técnica más reciente aplicada en diferentes sistemas de producción para establecer un control continuo en la precipitación de parafinas. Este método utiliza el carácter diamagnético de las sustancias orgánicas como el petróleo, que al ser tratado magnéticamente sus moléculas se polarizan y se repelen entre sí, manteniéndose dispersas en el fluido suprimiendo de esta manera la formación de depósitos de parafinas en las paredes internas de la tubería.

Esta técnica ha sido desarrollada e implementada en más de 14.000 pozos de petróleo en China, es de gran efectividad, no requiere la aplicación de químicos adicionales y los costos del método de inhibición son relativamente bajos.

Los parámetros de selección a la hora de aplicar este método se convierten en una de sus mayores desventajas, ya que el crudo debe tener ciertas características

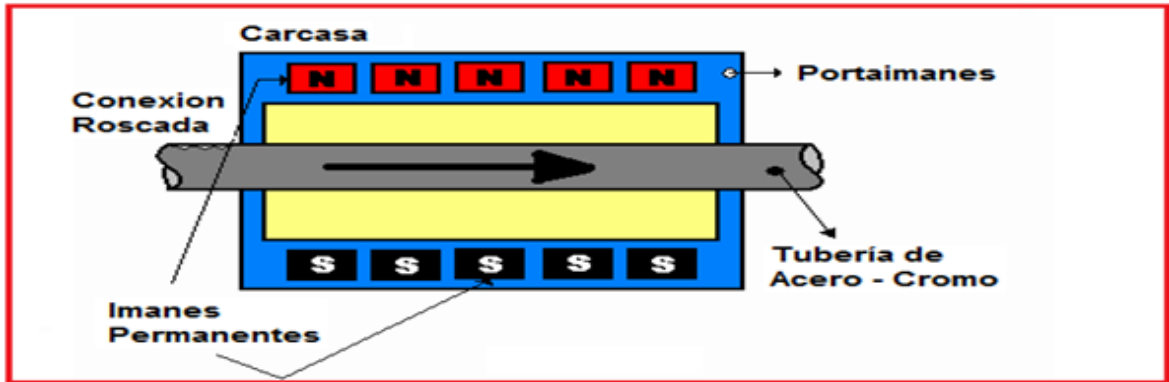
específicas para que la aplicación brinde buenos resultados. En literatura se pueden encontrar autores que han documentado sus opiniones con respecto al tratamiento magnético como método alternativo en el control de parafinas, entre ellos se destacan:

- **Carpenter:** se refiere a la parafina como un material diamagnético en la cual todas las sustancias orgánicas son diamagnéticas, susceptible de ser tratadas magnéticamente. Los equipos de tratamiento magnético no requieren energía externa y producen campos suficientemente intensos para uso industrial.
- **Lang:** encontró que cuando una sustancia diamagnética es sometida a un campo magnético intenso, sus moléculas se polarizan y se repelen, manteniéndose dispersas en el sistema fluido, suprimiéndose de esta manera la formación de depósitos de parafinas en las paredes internas de la tubería.
- **Thang y li:** concluyeron que el campo magnético aumenta la dispersión molecular de la parafina, controla el crecimiento de los cristales, mejora la movilidad y reduce la viscosidad del crudo.
- **Zhan:** cuando un crudo fluye a través de un campo magnético sus propiedades químicas permanecen inalterables, pero sus propiedades físicas se afectan, principalmente el proceso de cristalización de la parafina, reduce la viscosidad y el punto de fluidez del crudo. Los equipos de tratamiento magnético se diseñan considerando la composición del crudo, tasa de flujo, temperatura ambiente, tamaño de la tubería e interferencia de vibración.
- **Lian:** presentó resultados de pruebas para transporte de crudo tratado magnéticamente a grandes distancias a través de oleoductos. Las pruebas se corrieron en un simulador de tratamiento magnético para varias intensidades y diferentes configuraciones del campo magnético, bajo ciertas temperaturas y tasas de flujo y caída de presión. Los resultados mostraron propiedades que presentaron resistencia a la fricción y la tasa de deposición de parafinas fueron alteradas y el efecto fue duradero como el proyecto fue exitoso.

2.11.2.1.1 Descripción y tipos de herramientas magnéticas. Las herramientas magnéticas presentan dos prototipos:

- **Imanes Permanentes.** La presentación de la herramienta de imanes permanentes consta de tres cuerpos: carcasa, porta-imanes e imanes permanentes. Su fabricación es de acero revestido de cromo duro resistente a la corrosión. Las condiciones de operación dependen de las pruebas magnéticas de laboratorio y temperatura de tratamiento. Cuando se los utiliza para evitar, controlar o eliminar formaciones o deposiciones, se emplean arreglos de equipos magnéticos como mínimo 50 m, antes de la línea de formación conocida. Las recomendaciones a tener en cuenta para un buen desempeño a la hora de emplear esta herramienta son:
 1. Las distancias máximas entre dispositivos son de 700 m. Su efectividad se verá reducida si no se respetan las distancias.
 2. Se deberá partir desde la protección de la bomba hacia el punto inferior.
 3. Las turbulencias creadas por las bombas, reducen la efectividad.
 4. Este tipo de equipos son de construcción robusta, fácil instalación debajo o sobre la superficie, suspendidos y reversibles.
- **Herramienta magnética “MAGCOP”.** El instituto Colombiano del Petróleo-ICP, mediante tecnologías de desarrollo implementó un esquema de control denominado control oportuno de parafinas, para lo cual desarrolló la herramienta magnética (MAGCOP), la cual consta de imanes permanentes, lo que le permite ser instalada como un accesorio de fondo o superficie, ver figura 39.

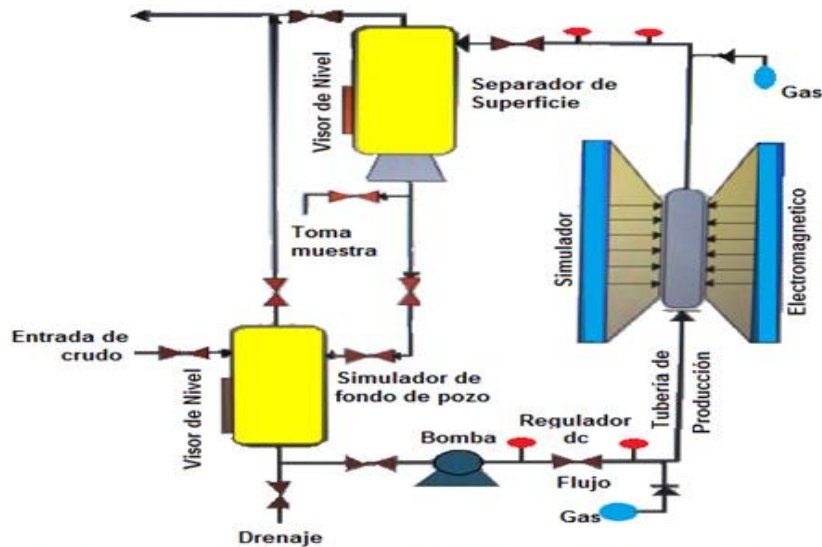
Figura 39 Prototipo de Herramienta Magnética MAGCOP



Fuente: CANDELO AGUILAR, Andrés et ál. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2010. Cap. 4, p. 41.

Una vez establecidas las condiciones de producción del fluido (caudal y temperatura), se aplica el campo magnético en diferentes magnitudes y configuraciones (axial, transversal, longitudinal y radial), realizando un monitoreo constante de las características de la muestra mediante pruebas de laboratorio con base en un simulador magnético de ECOPETROL SA., ver figura 40.

Figura 40 Simulador Magnético de Laboratorio de ECOPETROL S.A.

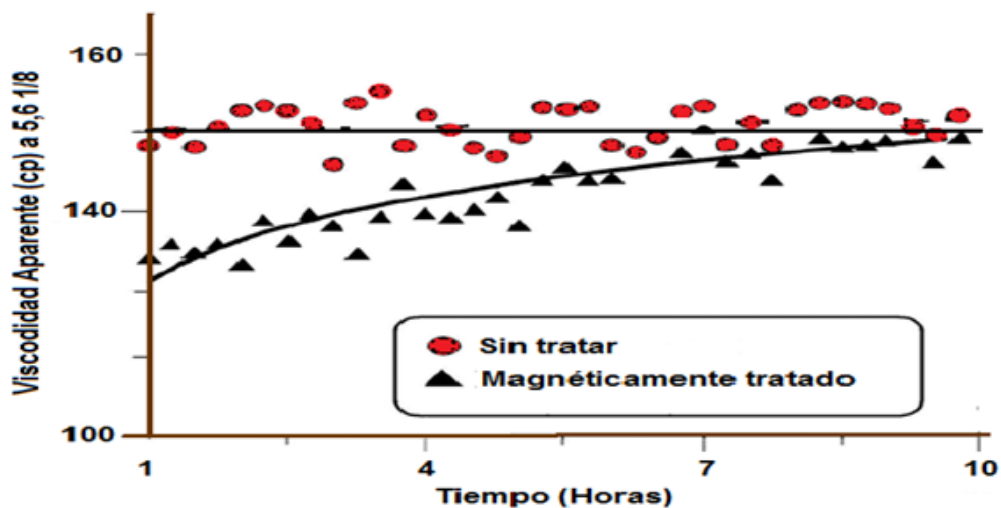


Fuente: MEDINA ZARATE, Carlos. Aplicación de herramientas magnéticas diseñadas por ECOPETROL para inhibir parafina en los sistemas de producción. En: Congreso colombiano del petróleo. p. 258 - 262. Modificada

- **Herramienta Electromagnética.** Consta de un acelerador de electrones, un electroimán de potencia y una caja de control, esto permite regular la intensidad del campo magnético requerido para el tratamiento. Cada fluido responde de manera individual al pasar por un campo magnético, por lo cual el diseño de la herramienta magnética debe ser específico para cada crudo, a fin de lograr una efectividad del 100% en el tratamiento.

En general, la inhibición por medio del método magnético es una alternativa que mejora las propiedades reológicas del crudo tratado sin alterar sus propiedades químicas. A nivel nacional e internacional, se han aplicado distintos métodos de inhibición de precipitación de parafinas, exaltado las ventajas que ofrece el método magnético, el cual reduce los trabajos de limpieza en los pozos tratados, bajos costos de mantenimiento, la inhibición de depósitos de parafina sin interrupción de la producción o daños a la formación y sólo requiere de la energía del yacimiento.

Figura 41 Viscosidad aparente del crudo versus Tiempo, tratamiento (Muestras: Sin tratar y tratadas magnéticamente a 0.83 T y 40°C)



Fuente: GONZALES, Diana, VILLABONA, César. Inhibición Magnética de la Acumulación de Depósitos Parafínicos, {En línea}. (15 Septiembre 2011) disponible en: <https://es.scribd.com/doc/.../Efecto-de-Las-Parafinas-en-El-Crudo> Modificada

Lo anterior, hace del tratamiento magnético una interesante opción para reducir sustancialmente los costos del barril producido y mantener con una alta movilidad el crudo parafínico. La precipitación de moléculas de parafina ha sido controlada aplicando campos magnéticos en diversos campos petrolíferos. La efectividad del método es función de las características de cada pozo a tratar y de las propiedades del crudo que produce.

Corney MFC²⁹, sostiene que al aplicar campos magnéticos sobre muestras de crudo las propiedades reológicas del mismo se ven afectadas. La acción de un campo magnético sobre las moléculas de parafina en una muestra de crudo que se desplaza a través de él que cambia los patrones de rotación y translación de los electrones y en tal sentido, varía así su momento angular orbital.

Esto causa perturbación en el proceso de aglomeración de los cristales. Marqués, Rocha, Machado, Neves, Vieira y Dittz³⁰, obtuvieron la duración del efecto del tratamiento magnético graficando la viscosidad de muestras de crudo como función del tiempo luego de ser tratadas. El resultado se observó en la Figura 41.

Han sido diversos los estudios donde se ha buscado explicar el fenómeno de la inhibición y su relación con la densidad de campo magnético, sin embargo, por la compleja naturaleza del petróleo y su composición, particular a cada pozo inclusive de un mismo yacimiento; no se ha encontrado un relación directa.

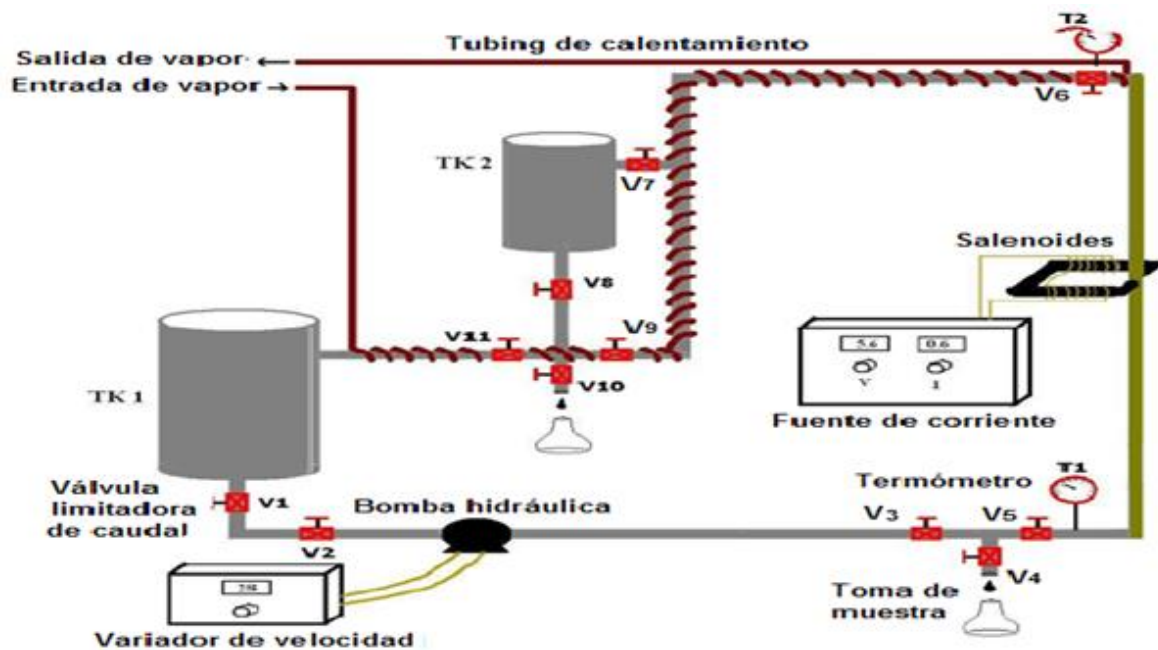
La aplicabilidad del método Se basa en un completo conocimiento de las características actuales del pozo en el cual se debe implementar una herramienta

²⁹ J. Corney, MFC (Magnetic Fluid Conditioner) Open Chapter in Well Treating. The American Oil & Gas Reporter, vol., 34, No. 1, November 1991.

³⁰ MARQUES, N. DITZ H., et ál. Study of paraffin crystallization process under the influence of magnetic fields and chemical, paper SPE 38990 prepared for presentation at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, 30 August-3 September, 1997, pp. 1-8

magnética. Se toman muestras de crudo del pozo en estudio y un volumen específico de la muestra se bombea a través de una tubería que permita el paso de las líneas de flujo de campo magnético uniforme y se hace seguimiento al procedimiento tomando muestras del crudo luego del tratamiento.

Figura 42 Diagrama de un simulador a condiciones de caudal y temperatura de pozo



Fuente: GONZALES, Diana, VILLABONA, César. Inhibición Magnética de la Acumulación de Depósitos Parafínicos, {En línea}. (15 Septiembre 2011) disponible en: <https://es.scribd.com/doc/.../Efecto-de-Las-Parafinas-en-El-Crudo>

De ésta manera, a nivel de laboratorio se observa el efecto de diversos niveles de densidad de campo magnético sobre las propiedades reológicas del crudo tratado y contrastarlas con las del crudo sin tratar.

Es necesario llevar a cabo un procedimiento que mantenga el simulador a las condiciones actuales de pozo y finalmente se debe analizar la viabilidad económica y técnica de su implementación en campo. El diagrama de un simulador de

condiciones de temperatura y caudal de pozo aplicando el método magnético en crudo parafínico se muestra en la figura 42.

Nguyen Phuong Tung, Nguyen Van Vuong, Bui Quang Khanh Long, Ngo Quang Vinh, Pham Viet Hung, Vu Tam Hue and Le Dinh Hoe, estudiaron los efectos producidos por campos magnéticos en crudos parafinicos de China. Las herramientas magnéticas fueron instaladas a distintas profundidades en la tubería de los pozos obteniendo incrementos notables en la producción de crudo.

El beneficio económico fue notable, no se requirió de la aplicación de ninguna sustancia química y el costo total fue relativamente bajo. Sin embargo concluyeron que el método no es recomendado para crudos con más de 10% de contenido de cera con alto contenido de carbono y punto de nube superior a 113°F.

Sergio Arias³¹, realizó un estudio de seguimiento y monitoreo a dos herramientas magnéticas “Gamma” y “Sigma” diseñadas en el laboratorio e instaladas en pozos del Campo Lisama, Santander, que históricamente ha tenido muchos problemas por acumulación de parafinas.

Concluyó que la herramienta, “Gamma”, le permitió mantener una producción estable del pozo durante 12 meses mostrando efectividad en el tratamiento. Con la herramienta “Sigma” posteriormente se realizaron pruebas de reología al crudo aguas abajo del punto de sitio de la herramienta en el pozo y se comparó con muestras tomadas aguas arriba. Del análisis con ésta última herramienta, dedujo que hubo efectos favorables sobre la temperatura del punto de nube y fluidez indicador de la eficiencia de la herramienta instalada. “Sigma” la cual ha sido

³¹ ARIAS, Sergio. Monografía: Evaluación técnico-económica de las herramientas magnéticas MAGCOP instaladas en el campo Lisama de la Superintendencia de mares de la Gerencia Centro Oriente-Ecopetrol, Instituto Colombiano del petróleo, Bucaramanga, 2000.

instalada en numerosos pozos y ha evidenciado los beneficios económicos y ambientales del tratamiento magnético de inhibición ante la problemática de las parafinas reduciendo los trabajos de limpieza de los pozos tratados en 62%.

2.11.2.2 Método Microbial. Durante la última década, la remediación Microbial ha sido seleccionada como un método alternativo a los métodos convencionales, debido a que es un método relativamente nuevo para el control de parafinas, muchos operadores están aún inseguros acerca de sus beneficios técnicos y económicos, ya que el uso de microorganismos se ha centrado principalmente en la recolección de derrames de crudo.

Los microorganismos son no tóxicos, ni cancerígenos, tampoco patogénicos y no son combustibles, anaeróbicos y ambientalmente son seguros y compatibles. Estos, pueden aplicarse en una solución de agua por un tratamiento inicial a baches bajo el anular y reanudaciones periódicas de baches para mantener el tamaño de la colonia. El principal metabolismo del tratamiento Microbial puede ser clasificado como biodegradación y producción de químicos como el ácido orgánico (graso), bio-surfactantes, alcohol, acetonas, éteres y gases.

La biodegradación generalmente convierte las parafinas de cadena larga en parafinas de cadena corta, disminuyendo así su peso molecular aparente, conllevando esto al incremento del API del crudo, además de aumentar la solubilidad de las parafinas de cadenas largas por el incremento en el porcentaje de volátiles en el crudo, por tanto previenen la deposición de la parafina. Los productos químicos tales como ácidos orgánicos (grasos), bio-surfactantes, alcohol, acetonas, éteres, y gases, actúan deshaciendo los depósitos de parafinas.

Figura 43 Instalación de Herramienta Coiled Tubing en un pozo



Fuente: CANDELO AGUILAR, Andrés et ál. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2010. Cap. 4, p. 43.

2.11.2.3 Método Coiled Tubing. La tecnología del Coiled tubing es otra técnica de procedimientos de limpieza del pozo o de las líneas de flujo. Se usa un camión grande para colocar un carrete de heavy Coiled tubing mientras los fluidos del pozo son producidos y las boquillas de alta presión al final del Coiled tubing son colocadas en el pozo (figura 43).

El pozo es entonces inundado con los fluidos de los carros tanques que contienen solventes, bombeados a alta presión para limpiar el tubing cuando el Coiled tubing es bajado al pozo. Esta técnica combina los tratamientos químico, mecánico y frecuentemente el térmico. Puede ser usada para remediar varios tipos de obstáculos:

- Sólidos orgánicos: como parafinas y asfáltenos.
- Hidratos.
- Escamas.
- Escombros / Fallas Mecánicas: escombros de construcción, escombros del pozo (arena)/ una falla mecánica como una pega del marrano en el oleoducto.

2.11.2.4 Método Ultrasónico. El método consta de colocar un aparato generador de frecuencia ultrasónica adyacente a las paredes del tubing, produciendo al menos una frecuencia ultrasónica, como consecuencia de esto se desintegra la parafina impidiendo que se adhiera a las paredes del tubing.

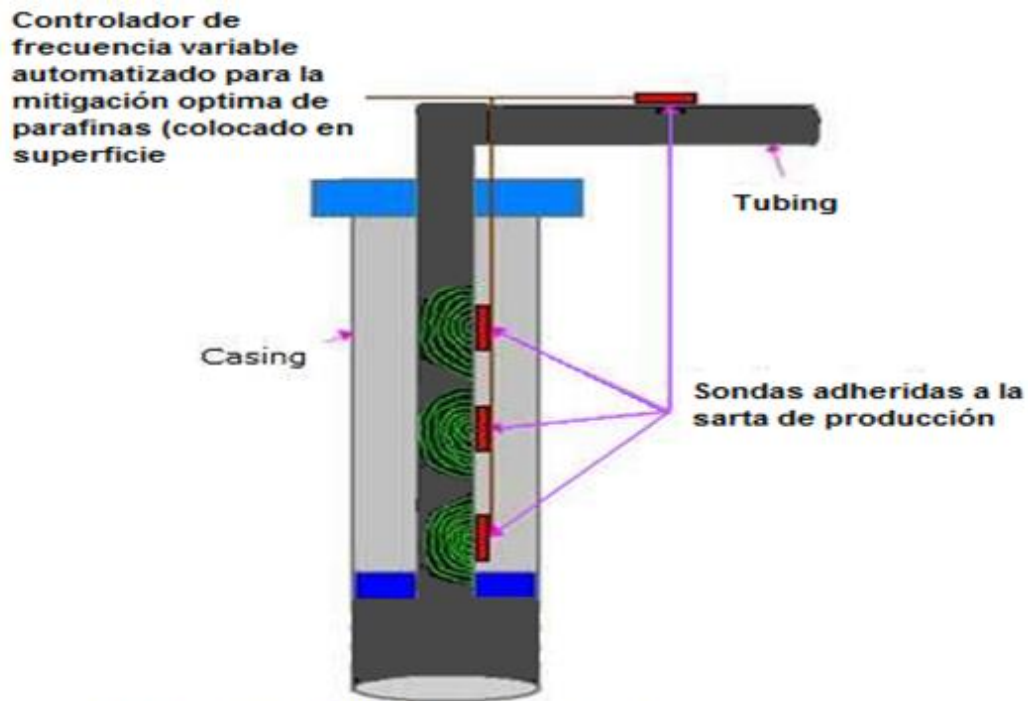
Las ondas ultrasónicas o frecuencias son generadas por un aparato o sonda adherida por fuera del tubing en sitios estratégicos a lo largo de su longitud (figura 12). En una incorporación principal, la frecuencia alta es de aproximadamente 500 KHz y la frecuencia baja es más o menos de 10 KHz.

La primera frecuencia pone al tubing a vibrar, inhibiendo la deposición de la parafina en la pared. La segunda es la frecuencia que rompe la parafina en partículas más pequeñas evitando que las moléculas de parafina se unan unas con otras. La tercera frecuencia destruye los enlaces de las moléculas de parafina haciendo que los alcanos de cadena larga sean reducidos a moléculas más pequeñas. Estas moléculas más pequeñas serán más solubles en el crudo y así no precipitarán como cera (figura 44).

El generador de ondas ultrasónicas emitirá todas o cualquiera de las tres frecuencias, dependiendo de si están o teniendo el efecto deseado. La combinación de estas tres frecuencias reduce la deposición de parafina haciendo que la remoción sea requerida con menos frecuencia.

2.11.2.5 Screening de los Métodos de Control de Parafinas. Con la variabilidad en la composición del petróleo crudo y las propiedades de yacimiento, un Screening evalúa el rango de aplicabilidad de las propiedades importantes para cada método de control de parafinas y permite la selección del método más conveniente a ser aplicado en un campo donde se presente problemas con deposición de parafinas.

Figura 44 Esquema de funcionamiento de una herramienta ultrasónica



Fuente: CANDELO AGUILAR, et ál. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2010. Cap. 4, p. 45. Modificada

Los métodos de control de parafinas no contemplados en el Screening, deberán ser excluidos de la metodología de selección, debido a que son poco utilizados en la industria, han sido poco investigados y la información disponible es muy limitada. La catalogación cualitativa a partir de los rangos de aplicabilidad de estos métodos es descrita a continuación:

- **No aplicable:** No se debe aplicar el método dentro del rango indicado.
- **Limitado:** Se puede aplicar el método bajo este rango, pero no tendrá la eficiencia necesaria para que el tratamiento sea exitoso.
- **Bueno:** El método es altamente aplicable dentro de este rango, presentando una buena eficiencia y por ende buenos resultados en el tratamiento.
- **Excelente:** El método tiene su mayor aplicación en este rango, con gran eficiencia y condiciones totalmente favorables para su aplicación.

2.11.2.5.1 Screening del Método Mecánico. La importancia del corte de agua en este método, radica en que a medida que los años pasan la tubería sufre un desgaste por corrosión dependiendo del porcentaje en que el agua este presente, lo cual puede limitar el uso de herramientas mecánicas porque pueden romper la tubería. Para seleccionar el Screening se debe tener en cuenta las propiedades tanto de la roca como del fluido que tiene mayor relevancia en la aplicación de cada método de control de parafinas. Existen fuente de la información de consulta en diferentes textos, artículos técnicos y trabajos de grado dedicados al estudio de los problemas causados por la parafina en los pozos de petróleo y sus soluciones. Las variables que se utilizadas en este estudio se agrupan en tres grupos:

- **Propiedades del yacimiento:** Temperatura del yacimiento, corte de agua
- **Parámetros operacionales:** Temperatura de operación y temperatura de superficie.
- **Propiedades del fluido:** Distribución de la molécula de carbón, punto de fluidez, temperatura de cristalización y temperatura de fusión.

Cuando la temperatura de operación es menor a la de fluidez es mejor aplicar otro tratamiento, debido a que la acumulación es más sólida y puede ocasionar que la herramienta no pasa a través de la tubería. Si la temperatura de superficie es menor a la de fluidez, las parafinas comenzarían a precipitarse en el tanque de almacenamiento dificultando su remoción ya que se tendrían que emplear otras tecnologías (bacterias, solventes, etc.) para extraerlas de este, se debe elevar los costos del proyecto. A continuación, se resume en la tabla 7 el análisis de las diferentes propiedades tenidas en cuenta en el estudio.

El tipo de parafinas es una propiedad de mucho cuidado ya que el éxito de la aplicación depende en gran parte de ella, cuando es mayor a C₅₀ la cera es muy dura para que se remueva mecánicamente, entre C₃₅ - C₅₀ puede ocasionar

problemas con la herramienta y del C₃₄ hacia abajo su desempeño mejora, por esta razón hay que caracterizar adecuadamente el crudo.

Tabla 7 Screening para el método mecánico

VARIABLES	RANGOS			
	No Aplicable	Limitado	Bueno	Excelente
Temperatura de yacimiento (T _y) (°F)	No es relevante ya que el método consiste en limpieza en tubería			
Corte de agua (C _w) (%)	> 50	30 - 50	10 - 30	< 10
Temperatura operación (Tope) (°F)	de < T _{fluidez}	= T _{fluidez}	T _{fluidez} < T < T _{cr}	
Temperatura superficie (T _s) (°F)	de < T _{fluidez}	= T _{fluidez}	T _{fluidez} < T < T _{cr}	
Tipo de parafina (C _n)	> C ₅₀	C ₃₅ - C ₅₀	C ₂₀ - C ₃₅	< C ₂₀

Fuente: SANTOS, Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Anexo A. parafinas y Asfáltenos. Universidad Industrial de Santander. p. A-43.

2.11.2.5.2 Screening del Método Químico. Al emplear un solvente para remover la deposición de parafinas es de suma importancia analizar los factores que influyen, entre los que se encuentran los siguientes: solvente usado, tipo de parafina, temperatura y tiempo de contacto.

- El comportamiento del solvente en relación al tipo de parafina se resume en que la cantidad de parafina disuelta por cualquier solvente disminuye cuando la longitud de cadena del carbono aumenta.
- Se recomienda este método cuando el crudo presenta un punto de fluidez mayor a 40°C y/o una cantidad de parafina mayor al 30% en peso.
- Entre más alta la temperatura el solvente disuelve más. Al aumentarle la temperatura al solvente aumentará sus propiedades de solvencia pero se puede correr el riesgo de perder producto si este excede el punto de ebullición del solvente.

- El tiempo de contacto es muy importante en temperaturas por debajo de 100°F y para parafinas de longitud de cadena más alta.

Los cortes de agua por encima de un 50% son perjudiciales ya que pueden diluir el químico y habría que emplear una cantidad mayor. El tratamiento químico es limitado para ceras muy duras si se emplea solo, por eso se debe acompañar de otro método para que sea efectivo.

Tabla 8 Screening para el método químico en remoción de parafinas

VARIABLES	RANGOS			
	No Aplicable	Limitado	Bueno	Excelente
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	La temperatura no debe exceder la Tebullición del químico a inyectar			
Corte de agua (Cw) (%)	> 50		< 40	< 20
Temperatura de operación (Tope) (°F)	>Tebullición del químico	NA	< Tebullición del químico	
Tipo de parafina (C _n)	> C ₅₀	C ₄₉ – C ₂₀	< C ₂₀	

Fuente: SANTOS, Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Anexo parafinas y Asfáltenos. Universidad Industrial de Santander. p. A-45.

2.11.2.5.3 Screening del Método Magnético. Este método de inhibición presenta una serie de factores determinantes en su aplicabilidad, los cuales son: tipo de parafina, cantidad de parafina, punto de fluidez y corte de agua.

Los crudos que presentan parafinas con alto número de carbonos en su cadena (C₄₀ – C₇₀), no responden efectivamente al tratamiento. Las parafinas con cadenas carbonadas comprendidas entre C₁₃ – C₄₀, responden con gran eficiencia al ser tratadas magnéticamente.

Tabla 9 Screening para el método magnético

VARIABLES	RANGOS			
	No Aplicable	Limitado	Bueno	Excelente
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	> 200	150 – 200	< 150	
Corte de agua (Cw) (%)	< 3	3 – 10	10 – 50	> 50
Temperatura de operación (Tope) (°F)	> 200	150 – 200	< 150	
Tipo de parafina (Cn)	> C ₆₀	C ₄₀ – C ₆₀	C ₂₀ – C ₄₀	< C ₂₀

Fuente: SANTOS, Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Anexo A. parafinas y Asfáltenos. Universidad Industrial de Santander. p. A-47.

- Se debe garantizar que la cantidad de parafinas sea inferior al 30% en peso, crudos con cantidades superiores de parafina no responden efectivamente al ser tratados magnéticamente.
- La temperatura de punto de fluidez de los crudos no debe ser superior a 40°C (104 °F).

Aunque este parámetro no supedita la aplicación de la herramienta magnética, es importante para obtener una mayor eficiencia. Crudos con cortes de agua por encima del 50% presentan una mejor disposición a ser tratados magnéticamente.

El control en la temperatura de yacimiento busca que la herramienta no sufra daños. Los rangos que se presentan para el corte de agua son los que permiten que la onda se propague o no con mayor facilidad en el momento de operación. Este método es recomendado para ceras no muy duras, ya que al estar muy consolidadas la onda magnética no las afecta.

2.11.2.5.4 Screening del Método de Recubrimiento. El método de recubrimiento para el tubing con fibra de vidrio no presenta una serie de factores

determinantes que le afecten su desempeño con respecto a las características físico-químicas del crudo.

Tabla 10 Screening para el método de Recubrimiento

VARIABLES	RANGOS			
	No Aplicable	Limitado	Bueno	Excelente
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	Variable no aplica porque este método se utiliza para control de parafina en tubería.			
Corte de agua (Cw) (%)	< 40	40 – 60	> 60	
Temperatura operación (Tope) (°F)	de >200 para fibra de vidrio >300 para fenólicos	para de fibra de vidrio para fenólicos	150-200 para fibra de vidrio para fenólicos	<150
Tipo de parafina (Cn)	< C40		> C40	

Fuente: SANTOS, Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Anexo A. parafinas y Asfaltenos. Universidad Industrial de Santander. p. A-47.

El corte de agua que debe estar por encima del 60%, ya que por debajo de este valor la deposición de parafina será igual o mayor que en una tubería de acero. La gran limitante que presenta el tubing con fibra de vidrio es que es muy propenso a que se quiebre y otra limitante es que no previene la corrosión por ácidos.

Se recomienda este método cuando el crudo presenta parafinas mayores a C40, ya que la remoción química aquí es muy deficiente y los métodos mecánico y térmico son más costosos y perjudiciales para la formación.

2.11.2.5.5 Screening del Método Microbial. Los mejores resultados para este método se presentan en pozos con nivel de fluido bajo, con cortes de agua superiores al 1%.

Para que funcionen los microorganismos deben estar a temperaturas inferiores a los 200°F, y para que tengan un metabolismo óptimo el rango de temperatura debe estar entre 90°F – 150°F.

Además, pueden sobrevivir a concentraciones de cloruro menores a 180,000 ppm, condiciones de pH mayores o iguales a 5, y concentraciones de H₂S inferiores a 1,000 ppm en una solución líquida.

En términos de costos de tratamiento y de tiempo de aplicación el método Microbial ha sido mejor que el solvente pero a la hora de ver el aumento y la estabilización de la producción el solvente sobrepasa al método Microbial, llegando a ser el solvente la mejor opción a la hora de elegir entre estos dos métodos de control de parafinas.

Tabla 11 Screening para el método Microbial

VARIABLES	RANGOS			
	No Aplicable	Limitado	Bueno	Excelente
Temperatura de yacimiento (Ty) (°F)	>200	150-200	110-150	90-110
Corte de agua (Cw) (%)	<1	>1		
Temperatura operación (Tope) (°F)	de >200	50-200	<150	
Temperatura superficie (Ts) (°F)	de <90	>90		

Fuente: SANTOS, Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Anexo A. parafinas y Asfaltenos. Universidad Industrial de Santander. p. A-49.

2.11.2.5.6 Screening del Método Térmico. El método de inyección de aceite caliente para remover la parafina no se verá afectado por los parámetros físico-químicos que se mencionan para los métodos expuestos anteriormente.

La aplicabilidad del método es más eficiente es cuando se tiene una cantidad de parafina mayor que 30% en peso y un valor de punto de fluidez superior a 40 °C (104°F).

Tabla 12 Screening para el método Térmico

VARIABLES	RANGOS			
	No Aplicable	Limitado	Bueno	Excelente
Corte de agua (C _w) (%)	< 60	50-60	<50	

Fuente: SANTOS, Nicolás. Operaciones de tratamiento de crudo. Anexo A. parafinas y Asfaltenos. Universidad Industrial de Santander. p. A-50.

También se puede utilizar inyección de agua caliente o calentamiento eléctrico en fondo. Entre mayor sea el corte de agua mayor será el calor disipado en esta, impidiendo que derrita la cera. La temperatura de operación, la de superficie y la temperatura de fusión no juegan un papel importante.

3 CONCLUSIONES

Para remover y controlar tanto la deposición como la remoción de parafinas en un pozo de petróleos, es necesario considerar:

Que la precipitación de parafinas, obedece a cambios en las condiciones de presión y temperatura y se dan en la medida que el flujo asciende hacia la superficie y es importante considerar, el área de flujo, es decir, si se tiene un diámetro de tubería de producción grande y altos gastos de flujo, es muy probable que no se presenten problemas de depositación de parafinas o que sea de baja intensidad.

Ahora bien, la precipitación de ceras tiene dos impactos fundamentales en la producción de petróleo. El primero de ellos, reduce la viscosidad que a condiciones estáticas como en los tanques o de bajo flujo, las ceras pueden depositarse formando capas de sólidos y fases de fluido difícil de mover. En segundo lugar, las ceras pueden depositarse en tuberías como sólidos permanentes restringiendo el diámetro efectivo de flujo y el aumento en la rugosidad de la tubería incrementa la presión friccional de tal modo que reduce la capacidad de flujo. La producción se verá restringida cuando la capacidad efectiva cae por debajo de un valor deseado, o en sistema de producción, cuando la presión de entrada a la tubería excede las curvas de eficiencia del pozo, estrangulando este. Los enfriadores e intercambiadores de calor también sufren con la precipitación de las ceras causando pérdida en la eficiencia de transferencia de calor.

La temperatura de aparición de las ceras o punto de nube es el parámetro más aceptado universalmente por ser el más importante en el modelaje de la deposición de las ceras. Estudios han demostrado que hay una buena correlación entre las pruebas del laboratorio y las temperaturas cuando se empiezan a encontrar depósitos sólidos en el campo. Este parámetro simple le permite al ingeniero de

diseño saber si la precipitación de la cera puede ser totalmente evitada, y si no cuando y donde se puede esperar que ocurra.

La temperatura de nube, es un parámetro importante ya que es la temperatura a la cual los primeros componentes primariamente naftenos y parafinas se solidifican en el petróleo cuando este se enfría y se comportan esencialmente como fluidos newtonianos. Por debajo del punto de nube se comportan como fluidos no newtonianos. En caso que las medidas del punto de fluidez requieran presiones mayores que la atmosférica, se puede elaborar un procedimiento equivalente, pero no estandarizado para lo cual hay que considerar lo siguiente:

- El punto de nube es más dependiente en las cantidades relativas de pesados (parafinas de alto número de carbonos) que el punto de fluidez.
- El punto de fluidez es más dependiente de la cantidad de ceras, que del tipo de ceras por ejemplo las cantidades relativas de las ceras más pesadas.
- Se debe considerar que el punto de nube como el punto de fluidez son dependientes de la composición libre de ceras que tenga el petróleo a temperatura constante y presión. Ambos, serán válidos si la temperatura, presión y composición son constantes cuando la cantidad y composición de las ceras se hace variar.
- Cabe anotar que entre más alto sea el promedio de número de carbonos más alta será la temperatura de nube.
- A mayor contenido de ceras mayor punto de fluidez.

Además, el comportamiento del contenido de ceras al variar la presión, temperatura y composición del petróleo libre de ceras será constante. Aunque la cantidad de

ceras afecta el punto de nube, la composición de las ceras puede tener un efecto más dramático.

Por otro lado, la envolvente de precipitación de parafinas proporciona información para la compresión y análisis de las condiciones físicas así como el estado termodinámico que ocurre la precipitación y depositación de parafinas, lo cual permite implementar métodos de prevención y control como solución al problema en la búsqueda de mejorar la productividad.

Los depósitos de parafinas y la acumulación de finos en las perforaciones, tubería de producción, y en el cabezal del pozo disminuye el espacio poral por la obstrucción de las partículas desplazadas a lo largo de los canales existentes y se ve disminuida la permeabilidad ocasionada por el taponamiento de los espacios porosos intercomunicados entre sí. Además, crea una escala que afecta a los sistemas de levantamiento artificial tales como bombeo electro-sumergible, bombeo hidráulico entre otros.

Los problemas de acumulación de parafina pueden ser encontrados en cualquier equipo de producción desde el momento en que el petróleo sale del yacimiento, y resultan generalmente limitados o pueden producir taponamiento eventual de las líneas que requerirá la paralización del equipo usado.

El propósito principal de un trabajo de estimulación con ácido es limpiar la roca para agrandar los canales existentes y crear unos nuevos por las reacciones químicas formadas entre el ácido y los elementos constituidos de la roca.

Así mismo, existen diferentes parámetros que influyen en la depositación de las parafinas pero los más determinantes son la temperatura y la composición del petróleo debido a que los crudos más livianos ayudan a mantener las parafinas disueltas en este.

Otro parámetro que también es importante considerar, es el caso del área de flujo, es decir, si se tiene un diámetro de tubería de producción grande y altos gastos de flujo, es muy probable que no se presenten problemas de depositación de parafinas o que sea de baja intensidad.

Respecto al tratamiento que se hace con métodos de corrección y prevención en la depositación de parafina varía principalmente según las propiedades del fluido y las condiciones de operación y obedece a que no existe un método universal para tratar problemas de parafina en los pozos de petróleo.

La remoción de parafinas y los métodos de prevención pueden ser efectivos en un sistema de producción más no siempre son aplicables en otros yacimientos o en varios pozos dentro del mismo yacimiento por lo que se debe tener cuidado al generalizar resultados. En el caso de los tratamientos mecánico, el modificador de cristal y térmico no se ven afectados por alguna de las características físico-químicas del crudo.

Entre tanto, en las formaciones petrolíferas pueden producirse daños, tanto superficiales como a profundidad que afectan la producción; con las soluciones ácidas en la mayoría de casos mejoran la permeabilidad original, optimizando el flujo de fluidos a la zona productora.

Ahora bien, mucho de los fluidos de producción se transportan cerca de su punto de saturación o punto de burbuja. Cuando se incrementa la presión en tales fluidos, como por ejemplo por bombeo, se reducirá la solubilidad de la cera y se podría inducir la cristalización.

La tensión está siempre presente en cualquier sistema de producción de hidrocarburos que estén en movimiento. Aunque su impacto en la temperatura de cristalización es pequeño e influye la depositación de las parafinas en las líneas

tuberías. Este esfuerzo tiende a disminuir la tendencia de deposición de las parafinas en las paredes de las tuberías de producción u oleoductos.

Cuando se reduce la temperatura de un petróleo es aumentar la posibilidad de deposición de parafinas, especialmente sí el valor menor de temperatura en el gradiente está por debajo de la temperatura de cristalización. El mecanismo de deposición es simplemente difusión molecular que actúa radialmente a lo largo del gradiente de temperatura en un intento por establecer un equilibrio en el contenido de ceras entre el petróleo más caliente en el centro de la tubería, y las partes más frías que se encuentran generalmente en las paredes del tubo. El efecto neto es la continuación de la deposición de las ceras en las partes más frías si estas están por debajo de su punto de cristalización.

Por su parte, los trabajos de estimulación como parte de las operaciones de reacondicionamiento, tiene el propósito de mejorar las condiciones, de las formaciones productoras cuando la producción es deficiente, que, para mejorar estas propiedades, un método de estimulación de pozos, es la acidificación de la formación; basado fundamentalmente en las propiedades de diversos ácidos que atacan y limpian la formación.

Si se va a instalar un dispositivo magnético, este debe tener una intensidad de aplicación adecuada del campo magnético y de forma eficiente en la función de inhibidor de la precipitación y depositación de parafinas y, es de suma importancia contar con información real de los pozos a los que se les tenga contemplado llevar este análisis, ya que estos dispositivos deben ser diseñados a la medida, según las características de cada uno de ellos y así poder garantizar el mejor funcionamiento operativo de la herramienta que asegure con ello el flujo de fluidos del pozo hasta la superficie.

Por otra parte, las corridas de raspadores es un proceso de gran importancia en la industria petrolera debido a los beneficios que ofrece a la producción de hidrocarburos. Ésta debe realizarse periódicamente en cada una de las instalaciones de producción bajo condiciones de flujo y de operación. El principal problema que se presenta en las corridas de raspadores es que éste se detenga o se pierda en la tubería cuando la operación se está realizando y los parámetros que ayudan a resolverlo son la presión y el volumen.

4 RECOMENDACIONES

Para incrementar la producción en los pozos afectados por depositación de parafinas se debe asegurar el éxito de los trabajos de limpieza y es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

Para la remoción de parafinas se debe usar solventes y químicos especiales, puesto que las parafinas no son solubles ni son dispersables para la mayoría de hidrocarburos crudos, y son resistentes al ataque de los ácidos, bases y agentes oxidantes y pueden precipitarse en el pozo, cerca de la cara del borde de pozo, o en los espacios porosos de la formación; además de acumularse en tuberías de producción, líneas superficiales de flujo y equipos de almacenamiento. Es indispensable realizar un minucioso análisis económico de los métodos de control de parafinas en pozos de petróleo para lograr un mayor éxito en la selección.

Además, se hace necesario realizar un análisis del sistema productivo real disponible con el propósito de interpretar los datos y efectuar un pronóstico de potencial del mismo para poder diseñar un tratamiento adecuado que involucre el uso de técnicas de análisis de presión transitoria.

La primera indicación que un pozo necesita atención se refleja en la producción diaria del mismo como resultado de una caída de la rata de producción indica que se presenta problemas en pozo para lo cual se debe determinar la naturaleza del problema y debe tomarse después de haber realizado los análisis de laboratorio.

Se hace indispensable aplicar un programa de limpieza que debe ser propuesto considerando con el historial de los pozos, la producción promedia, las horas de trabajo promedio entre otros parámetros para que sean de interés a la hora de realizar una buena evaluación.

En un estudio de parafinas se requiere conocer las condiciones termodinámicas bajo las cuales se precipitan por lo que es necesario saber con exactitud el comportamiento de las fases del fluido. Entre mayor información de los fluidos de un yacimiento se tenga más fácil será el diagnóstico del problema de poder tratarlo con el propósito de conocer su potencial energético, su valor energético y utilidad.

Para determinar la precipitación de parafinas se hace necesario realizar un estudio previo con el fin de determinar la envolvente de precipitación de parafinas y así evaluar el daño de la formación. Al realizar una prueba diferencial PVT se debe definir los mismos niveles de presión que los utilizados en la determinación del envolvente con el objeto hacer un buen análisis de las condiciones de precipitación.

Es importante mantener actualizado un historial de corte de parafina por pozo, para disponer de elementos de juicio que permitan examinar adecuadamente a los pozos donde se debe realizar el servicio, antes de realizar un movimiento logístico.

Es fundamental llevar un procedimiento para controlar la inyección de química en los pozos que producen parafina de tipo regular, pues ayuda a suavizar y mejorar las ratas de producción, lo cual disminuye los costos que puedan generarse.

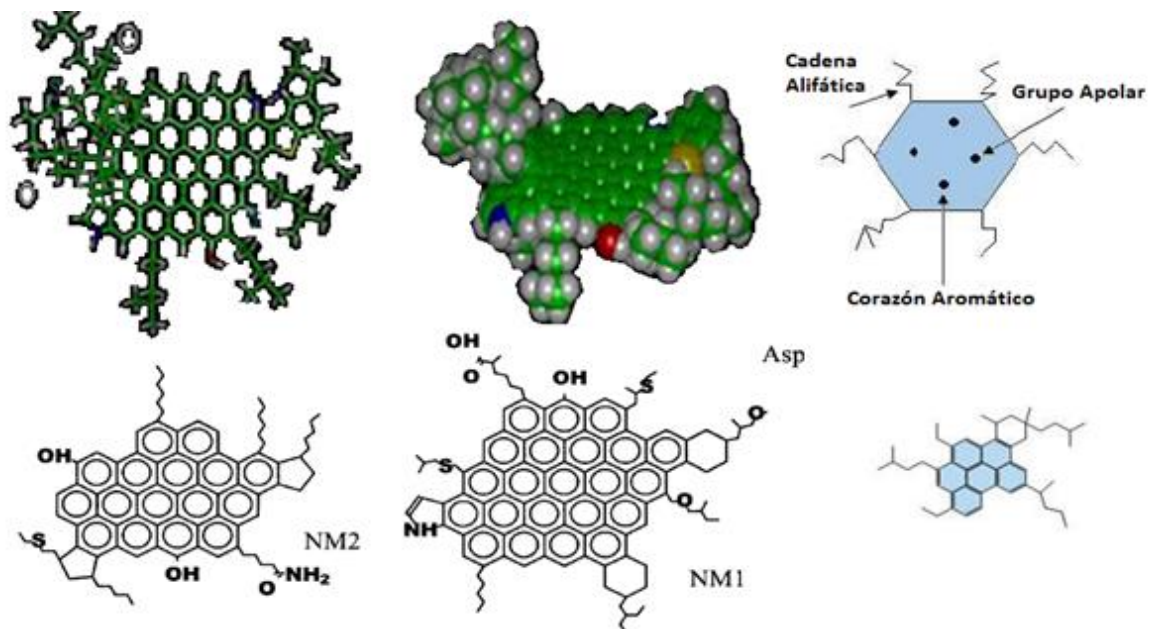
Es fundamental realizar una correcta caracterización de los hidrocarburos producidos ya que con ello se obtiene el mejor conocimiento del comportamiento de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura a las que comienza el proceso de depositación de parafinas. Esto depende en gran medida de la evaluación y selección del dispositivo magnético a utilizar en el pozo a evaluar.

5 FUNDAMENTOS TEORICOS Y CONCEPTUALES DE LOS ASFALTENOS

5.1 DEFINICIÓN Y GENERALIDADES

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular con un rango de 1000 a 50000 kg/kgmol, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos que fácilmente se precipitan. Se definen como fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta de bajo peso molecular como n-pentano o n-heptano, y soluble en tolueno, y pueden ser derivados del petróleo y/o carbón. Los asfaltenos son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos (figura 45). Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico. Se caracterizan por ser de tipo polar, de estructura amorfa y de fórmula empírica promedio $C_{74}H_{87}NS_2O$.

Figura 45 Estructura química de los asfaltenos



Fuente: BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo. (En línea). (6 Abril 2013) disponible en: www.portaldelapetroleo.com/.../los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html. Delgado, José. ASFALTENOS. (En línea). (2006) disponible en: www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A.pdf. Modificada

La estructura química de los asfáltenos consiste en anillos aromáticos con oxígeno y nitrógeno en cadenas heterocíclicas. Esto permite que los asfáltenos estén presentes en el petróleo crudo como micelas parcialmente disueltas de partículas coloidales dispersas. Generalmente se descomponen al ser calentados a temperaturas mayores de 200°C. Los asfáltenos son compuestos cuya estructura está compuesta por anillos policíclicos y aromáticos condensados con cadenas laterales, presentan una estructura compleja y larga con presencia de heteroátomos diferentes a las parafinas y estos son polares debido a la presencia de oxígeno, sulfuro, nitrógeno y metales.

Ciertas propiedades de los asfáltenos se conocen desde antes de la perforación de los primeros pozos comerciales de petróleo. El término se originó en 1837 cuando J.B. Boussingault definió a los asfáltenos como el residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol. Los asfáltenos obtenidos de esta manera son sólidos friables, de color oscuro. Además son infusibles, lo que significa que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso y su densidad es aproximada de 1.2 gr/cm³. Ferworn definió el término asfalteno como aquellos sólidos depositados de un crudo debido la adición de un exceso de n-pentano. Otra definición considera que los asfáltenos son moléculas planas, poli-aromáticas y poli-cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica.

En cuanto a la composición química de los asfáltenos se puede decir que son compuestos poli-dispersos en grupos funcionales con peso molecular y estructura. El contenido de compuestos aromáticos está entre 40 - 60%. Un alto porcentaje de los anillos aromáticos están conectados en la estructura intermolecular, y por esta razón las moléculas de asfáltenos presentan formas aplanadas. La determinación de la estructura molecular de los asfáltenos se realiza mediante diversas técnicas

analíticas, entre las más importantes se tienen espectrofotometría de infrarrojo, resonancia magnética nuclear y la difracción de rayos X, se han utilizado para determinar los detalles químicos de los heteroátomos, determinación de grupos funcionales, y tipos de carbonos e hidrogeno en los asfáltenos.

Los heteroátomos mayormente encontrados en asfáltenos de diferentes crudos son azufres (S), nitrógeno (N) y oxígeno (O); el alto contenido de estos permite establecer ciertas similitudes entre los asfáltenos y el keroseno (producto de la degradación de la materia orgánica por microorganismos) hasta el punto de que intentan explicar el origen de los asfáltenos que los presentan como un estado de maduración intermedio entre el keroseno y los hidrocarburos livianos. El nitrógeno se encuentra más como parte de los conjuntos aromáticos, mientras que el oxígeno y el azufre forman puentes entre ellos en una estructura cíclica o lineal. El azufre existe predominantemente como heterocíclicos teofénicos (típicamente de 65-85%) con el resto en grupos sulfhídricos. El nitrógeno se relaciona con los grupos pirrolicos, piridínicos y quinólicos, siendo el grupo dominante el pirrólico. Los grupos relacionados con el oxígeno son hidroxílico, carbonilo, carboxílico y éter. La estructura elemental de los asfáltenos es muy variada y depende del crudo del cual provienen. En la tabla 13 se muestra la composición promedio de asfáltenos de varias partes del mundo, precipitados con n-pentano y n-heptano.

Tabla 13 Composición promedio de asfáltenos de varias partes del mundo

Origen	Agente precipitantes	Composición (% de peso)					Relación Atómica			
		C	H	N	O	S	H/C	N/C	O/C	S/C
Canadá	n – pentano	79,5	8,0	1,2	3,8	7,5	1,21	0,013	0,036	0,035
	n – heptano	78,4	7,6	1,4	4,6	8,0	1,16	0,015	0,044	0,038
Irán	n – pentano	83,4	7,5	1,4	2,3	5,0	1,07	0,014	0,021	0,022
	n – heptano	84,2	7,0	1,6	1,4	5,8	1,00	0,016	0,012	0,026
Iraq	n – pentano	81,7	7,9	0,8	1,1	8,5	1,16	0,008	0,010	0,039
	n – heptano	80,7	7,1	0,9	1,5	9,8	1,06	0,010	0,014	0,046
Kuwait	n – pentano	82,4	7,9	0,9	1,4	7,4	1,14	0,009	0,014	0,034
	n – heptano	82,0	7,3	1,0	1,9	7,8	1,07	0,010	0,017	0,036

Fuente: DELGADO, José. Asfáltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p. 2.

La estructura de las moléculas de asfáltenos muestra que son hidrocarburos con partes relativamente polares dadas por los anillos aromáticos y los grupos funcionales y partes apolares constituidas por las cadenas alifáticas; lo cual permite presentar una dualidad polar apolar dándole propiedades interfaciales; por su carácter aromático son solubles en benceno, tolueno, xileno pero insolubles en petróleo parafínico. En la tabla 14 se presenta la composición típica de los elementos presentes en las moléculas de asfalteno

Tabla 14 Composición de elementos presentes en las moléculas de asfalteno

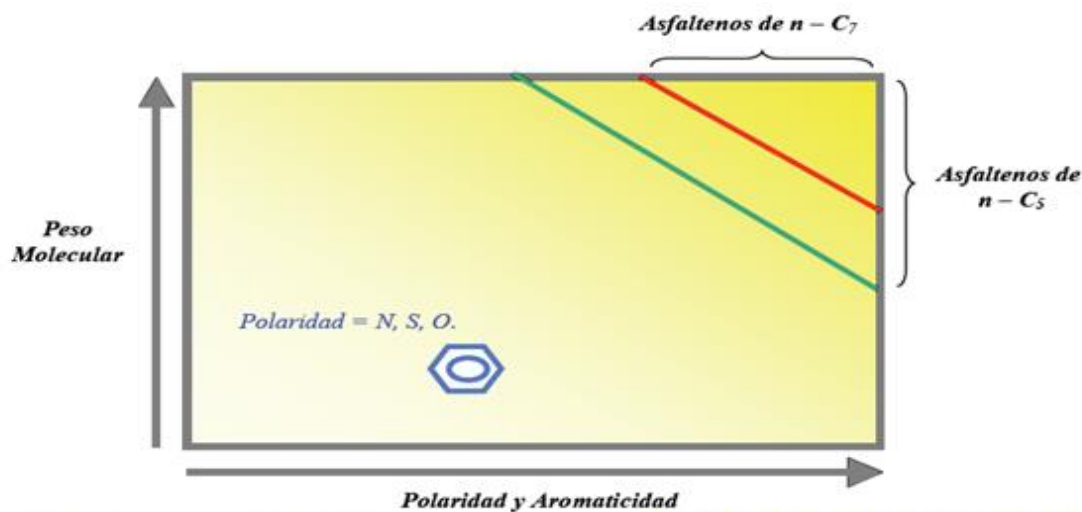
Elemento (% peso)	Rango	Valores típicos
Carbón	78 – 90	82 - 84
Hidrogeno	6.1 - 10.3	6.5 - 7.5
Nitrógeno	0.5-3	1.0 - 2.0
Azufre	1.9 -10.8	2.0 - 6.0
Oxigeno	0.7- 6.6	0.8 - 2.0
Vanadio (ppm)	0 – 1200	100 - 300
H/C	0.8 - 1.5	1.0 - 1.2

Fuente: CHAVARRÍA GIL, Sandra del Pilar, et ál. Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfáltenos en el Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander, 2010. Cap. 1, p. 32

Existe una significativa diferencia de los asfáltenos precipitados con n–heptano respecto a los precipitados con n–pentano, la relación H/C de los primeros es más baja, lo que indica su alto grado de aromaticidad. Las relaciones N/C, O/C y S/C son usualmente más altas en los asfáltenos precipitados con n–heptano, lo que se debe a la alta proporción de heteroátomos en esta fracción.

En la figura 46 se muestran gráficamente las principales características de las fracciones asfálténicas de C₅ (precipitados con n–pentano) y C₇ (precipitados con n–heptano) y su relación con el peso molecular.

Figura 46 Características de asfaltenos C₇ y C₅



Fuente: Delgado, José. ASFALTENOS. (En línea). (2006) disponible en: www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A.pdf.
Modificada

El alto contenido de heteroátomos permite establecer ciertas similitudes entre los asfaltenos y el kerógeno (producto de la degradación de la materia orgánica por microorganismos) hasta el punto de que una de las hipótesis que intentan explicar el origen de los asfaltenos se presenta como un estado de maduración intermedio entre el kerógeno y los hidrocarburos livianos. Determinó que todos los asfaltenos estudiados poseían relaciones C/H y N/C similares sin importar el crudo de donde provienen, lo que sugiere que pueden tener una composición relativamente definida³².

Con el incremento del peso molecular de la fracción de asfaltenos se incrementa también la aromaticidad y el número de heteroátomos. En general, se considera que la estructura de los asfaltenos consiste en un núcleo aromático condensado con cadenas alquílicas laterales y heteroátomos incorporados en muchas de las estructuras cíclicas; el sistema aromático condensado puede tener desde 4 hasta 20 anillos bencénicos.

³² ACEVEDO S., MÉNDEZ B., ROJAS A., Layrissé I., Rivas H., *Fuel*, 60 (Nov)(1985)

5.2 PRECIPITACION DE LOS ASFALTENOS

La precipitación de asfáltenos 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 líquido) y en una fase sólida insoluble, de menor tamaño constituida principalmente por los asfáltenos, los cuales son definidos como la familia de componentes del crudo, que son insolubles en el n – heptano (Rivas, 1994).

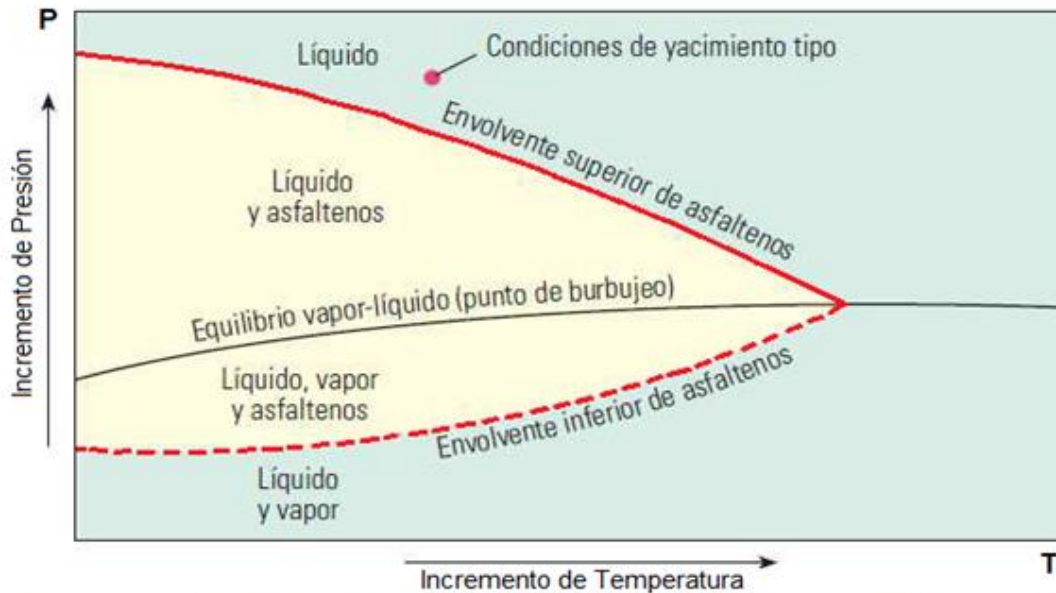
La precipitación de asfáltenos reduce la permeabilidad del yacimiento en cercanía de las perforaciones del pozo causando daños a la formación y taponando las perforaciones de la tubería. Los asfáltenos son pocos sensibles a la temperatura pero muy sensibles a la presión. A altas presiones estos se hallan disueltos en el crudo, pero a medida que la presión descende se forman cristales de asfáltenos, ocasionando problemas en la explotación de un yacimiento.

En la figura 47 se muestra la envolvente de precipitación de asfáltenos (APE) en el espacio presión-temperatura. La envolvente de precipitación de asfáltenos (curva roja) delimita las zonas de estabilidad para los asfáltenos en solución. Para las condiciones de yacimiento (punto rojo), que representa el agotamiento primario y hace que la presión se reduzca.

Habitualmente la cantidad de asfáltenos precipitado se incrementa a medida que se reduce la presión, y alcanza un punto máximo con la presión de burbujeo. La línea de presión-temperatura (P-T) que delinea las condiciones de precipitación por encima del punto de burbujeo, se conoce como el límite superior de la envolvente de precipitación de asfáltenos. La precipitación de asfáltenos inducida por cambios composicionales o por variación de presión puede tener un efecto considerable en el flujo de los fluidos del yacimiento. Se ha encontrado que la cantidad de asfalto soluble en un crudo pasa por un mínimo a la presión de burbuja. Esto implica que

los problemas relacionados con la deposición de asfáltenos corresponden primordialmente a los yacimientos subsaturados (Hirschberg et al, 1984).

Figura 47 Envoltente de precipitación de asfáltenos (APE)



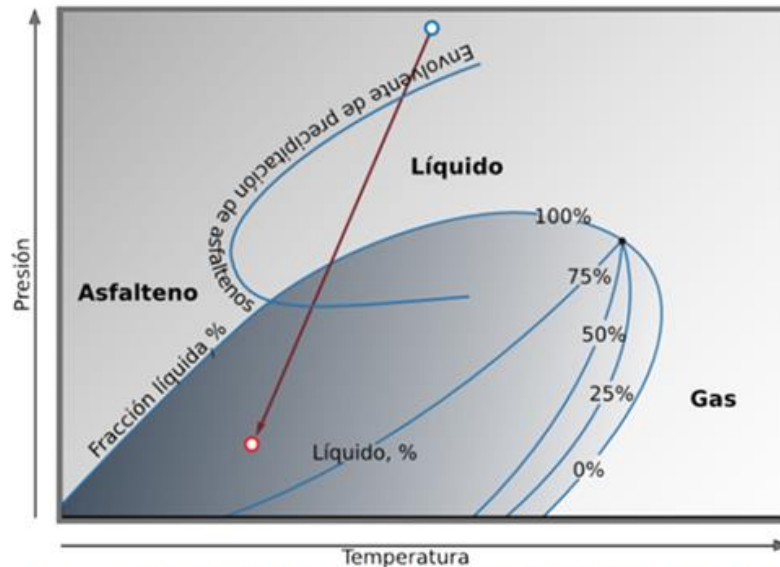
Fuente: Tomado de PEREZ, Julio Cesa. Propiedades de los Fluidos. En: Asfaltenos. Escuela Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga. 2013. p. 173. Modificada.

Para que los asfáltenos se depositen en el medio poroso, este tiene que precipitar primero del aceite crudo, como solo se libera el asfalteno se puede depositar y taponar el medio poroso. El estudio de comportamiento de fase muestra que la precipitación de asfáltenos comienza a ocurrir cuando la presión es mayor que la presión de burbuja, llamada presión superior de precipitación de asfáltenos, y alcanza su máximo valor en términos de WT % (porcentaje en peso) de asfalteno precipitado en el punto de burbuja (figura 48).

Cuando la presión alcanza la envoltente superior de precipitación de asfáltenos, también conocida como presión de inicio de la precipitación de asfáltenos, los asfáltenos menos solubles precipitarán. Conforme la presión continúe decreciendo, más asfáltenos precipitarán hasta que se alcance la presión de burbujeo, y se libere

el gas de la solución. Con la reducción continua de la presión se ha removido suficiente gas del sistema, y el petróleo crudo podrá comenzar a redissolver los asfáltenos en la envolvente inferior de precipitación de asfáltenos.

Figura 48 Esquema de envolvente-precipitación del asfalteno (Akbarzade et al., 2007)



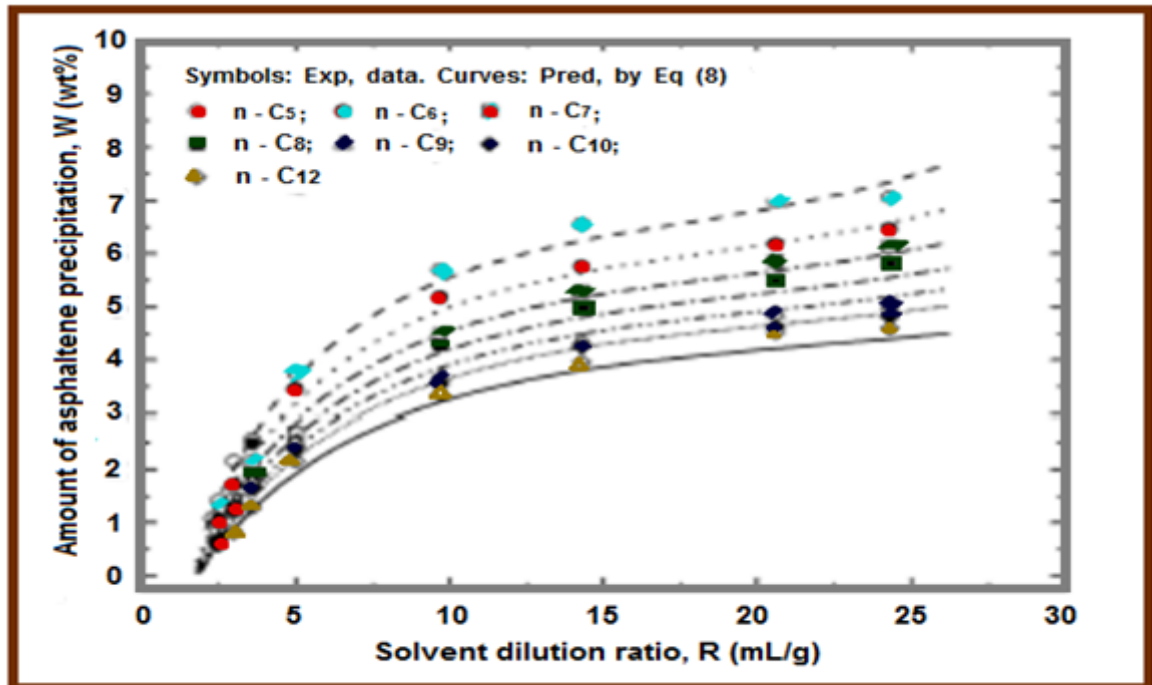
Fuente: Tesis. GUTIÉRREZ JIMÉNEZ, Héctor. Modelo preliminar para calcular el efecto de la deposición de asfáltenos en el medio poroso. 2010., p. 22. UNAM.

La precipitación de asfáltenos se incrementa sustancialmente con el aumento de la relación solvente/aceite, para concentraciones menores que 10 cm^3 de n-alcano/gramo de aceite. Por encima de este valor la precipitación se incrementa en muy pequeñas cantidades (figura 49)

Después, el asfalteno puede iniciar a disolverse nuevamente en el aceite como se disuelve el gas por debajo de la envolvente del punto de burbuja, cambiando la composición del líquido. Para describir el fenómeno de la precipitación de asfáltenos, se necesita conocer la envolvente de precipitación de asfáltenos (APE), así como la cantidad en WT % precipitada en cada disminución de presión. La precipitación de asfáltenos es evaluada experimentalmente usando una variedad de

métodos. Los más ampliamente usados son los métodos gravimétricos (estáticos) y los de filtración (dinámica).

Figura 49 Comparación de la precipitación de asfáltenos por varios solventes a 20 °C (curvas de superior a inferior: n-C5; n-C6; n-C7; n-C8; n-C9; n-C10; n-C12)



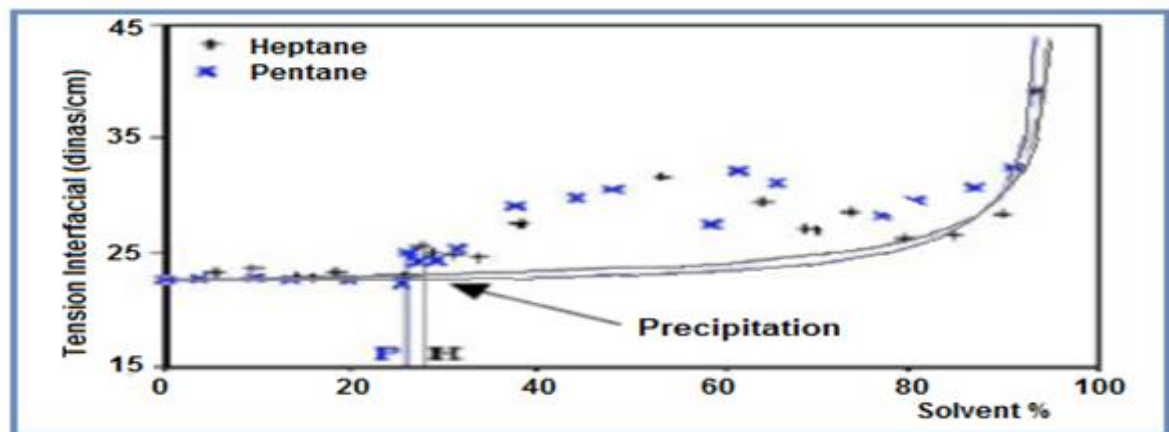
Fuente: DELGADO, José. ASFALTENOS. {En línea}. (2006) disponible en: www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A.pdf. p. 20. Modificada

La probabilidad de que ocurra deposición de asfáltenos, se incrementa para los crudos livianos. Para presiones por debajo del punto de burbuja, la despresurización del crudo puede causar un rápido incremento en la solubilidad de los asfáltenos, ocasionando cambios en la composición de la fase líquida. En general los crudos pesados presentan pocos problemas de deposición de asfáltenos a nivel del yacimiento, a pesar de tener un mayor contenido de éstos que los crudos livianos (Bóer et al, 1972)

Para relaciones de dilución menores de 10 cm³ de n-alcano/gramo de aceite, los datos de precipitación no son muy precisos debido a la viscosidad de las soluciones solvente – aceite, no obstante, la exactitud de los resultados mejora para elevadas relaciones de dilución.

Otro factor importante en la precipitación es la temperatura; a mayor temperatura la cantidad de asfaltenos precipitada es menor³³. Diferentes métodos instrumentales se han empleado para determinar el punto de precipitación de los asfaltenos, siendo los más utilizados los métodos ópticos como la medición del índice de refracción, intensidad de luz o dispersión de luz. En todos los casos se observa una desviación del comportamiento de la propiedad medida una vez que comienzan a precipitar los asfaltenos.

Figura 50 Determinación del punto de precipitación de asfaltenos usando dos parafinas precipitantes



Fuente: DELGADO, José. ASFALTENOS. {En línea}. (2006) disponible en: www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A.pdf. p. 21. Modificada

Mousvi S et al, 2004, midieron el punto de precipitación de asfaltenos en diferentes crudos haciendo medidas de tensión interfacial de crudo-agua, titulando la fase

³³ YU-Feng H., TIAN-Min G., Fluid Phase Equilibria, 192 (2001), 13.

oleica con n-heptano, observando un aumento considerable de la tensión en el punto de donde comienza la precipitación (ver muestra en la figura 50).

Una técnica experimental de considerable sencillez y alta precisión para determinar el punto de floculación de los asfáltenos, es el método de la mancha. Dicho método consiste en cuantificar la cantidad de alcano necesario para provocar la floculación de los asfáltenos de un crudo diluido previamente con xileno, y en algunos aditivos, ya sea las resinas, los asfáltenos o aromáticos; considerando a la mezcla formada por crudo y aditivo como un crudo para fines del cálculo.

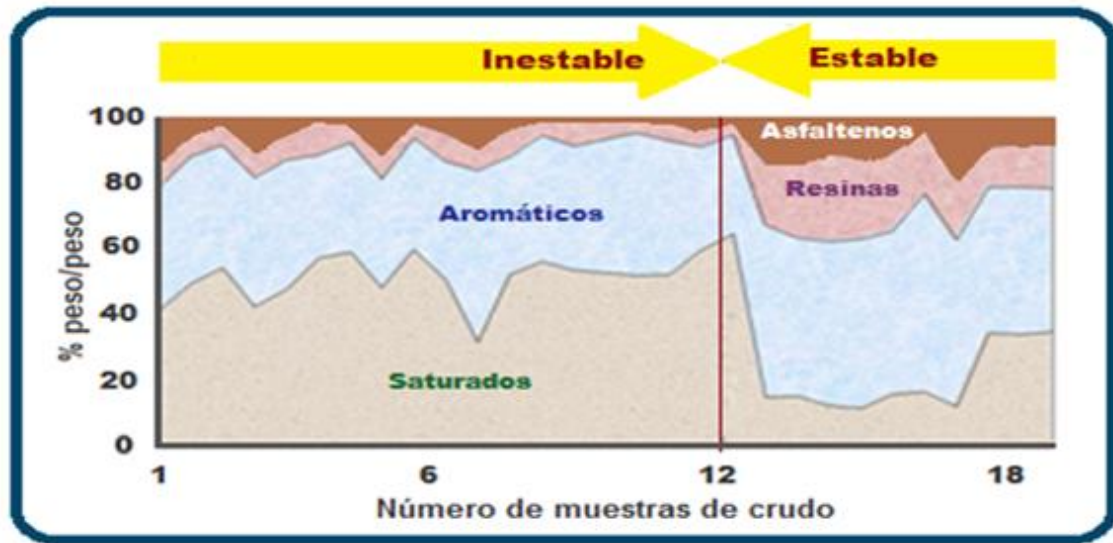
Una técnica experimental de considerable sencillez y alta precisión para determinar el punto de floculación de los asfáltenos, es el método de la mancha. Dicho método consiste en cuantificar la cantidad de alcano necesario para provocar la floculación de los asfáltenos de un crudo diluido previamente con xileno, y en algunos casos con aditivos.

5.3 FACTORES Y PARAMETROS QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE ASFÁLTENOS

Existen evidencias firmes de que los cambios de desestabilización de los asfáltenos en el crudo promueven la precipitación y, se deben a alteraciones del balance termodinámico que mantiene a los coloides en solución.

Los principales parámetros que controlan la desestabilización de los asfáltenos son la presión, temperatura y la composición del crudo, por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica en el proceso de producción que altere dichos parámetros tiende a comprometer la desestabilización, ocasionando la floculación y precipitación de los asfáltenos en el crudo. De esta manera, este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores.

Figura 51 Efecto de la composición sobre la estabilidad de diversos crudos



Fuente: BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo, {En línea}. (6 Abril 2013) disponible en: www.portaldelpetroleo.com/.../los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html, p. 10 Modificada

5.3.1 Cambio de la composición de los fluidos del yacimiento. La composición de un fluido del yacimiento puede cambiar como consecuencia de un agotamiento normal durante la producción primaria del mismo. Esto resultará en la pérdida de los componentes más livianos de petróleo causando una disminución en la relación gas-petróleo, GOR y un aumento en la densidad de los fluidos (figura 51).

Por consiguiente, ambos efectos reducirán la tendencia de precipitación de asfaltenos de los fluidos del yacimiento y obedece a que tanto el gas como los asfaltenos compiten por la solvencia en el petróleo y cuando éste pierde sus fracciones ligeras, más asfaltenos puede ir en solución. Consecuentemente, cuando la producción en el yacimiento declina, la presión disminuye y el petróleo se hace más pesado y se debe esperar que los asfaltenos presentes disminuyan (Kokal y Sayegh, 1995).

Por tal motivo, es importante conocer la composición del crudo, para así determinar la cantidad de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos que posee el mismo, ya que tanto los saturados como los asfáltenos promueven la precipitación, mientras que las fracciones aromáticas y las resinas la evitan. Debido a esto, se debe realizar una caracterización detallada de los fluidos del yacimiento para determinar la composición del petróleo y definir los parámetros que promueven la precipitación de asfáltenos. Entre estos parámetros están la proporción de cada fracción del crudo y el porcentaje de cada uno de ellos.

Esta caracterización según INTEVEP, que realizó a 30 muestras de crudos de diferentes campos venezolanos muestra resultados definidos en Figura 51, en la cual se destaca la influencia de las diferentes fracciones del petróleo sobre la estabilidad del mismo. En esta figura se observa que crudos con alto contenido de hidrocarburos saturados, pocas resinas e hidrocarburos aromáticos tendrán mayores probabilidades de precipitación de asfáltenos que crudos con pequeñas cantidades de hidrocarburos saturados. Este tipo de caracterización se conoce con el nombre de Análisis SARA (determinación del porcentaje de hidrocarburos Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos presentes en el crudo).

5.3.2 Efectos de la Temperatura. La solubilidad de los asfáltenos en los crudos es influenciada por la temperatura. Las situaciones más importantes generadas por los cambios en la temperatura son:

- Efectos de enfriamiento producido por el gas en expansión a través de un orificio o restricción.
- Enfriamiento resultante de la expansión del gas que obliga al petróleo a que atraviese la formación hasta el pozo y lo suba hasta la superficie.

- Enfriamiento producido por la pérdida de calor, irradiado a las formaciones circundantes, por el petróleo y el gas a medida que fluyen desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- Enfriamiento producido por la liberación de gases disueltos de la solución.
- Cambios en la temperatura producidos por intrusión de agua.
- Cambios en la temperatura resultantes de la evaporación de los constituyentes más livianos.

En ciertos crudos, un aumento de la temperatura parece favorecer la dispersión de asfáltenos, mientras que en otros, ocurre una disminución de la solubilidad. Por lo tanto, cuando la temperatura del crudo disminuye la solubilidad de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfáltenos, también disminuye.

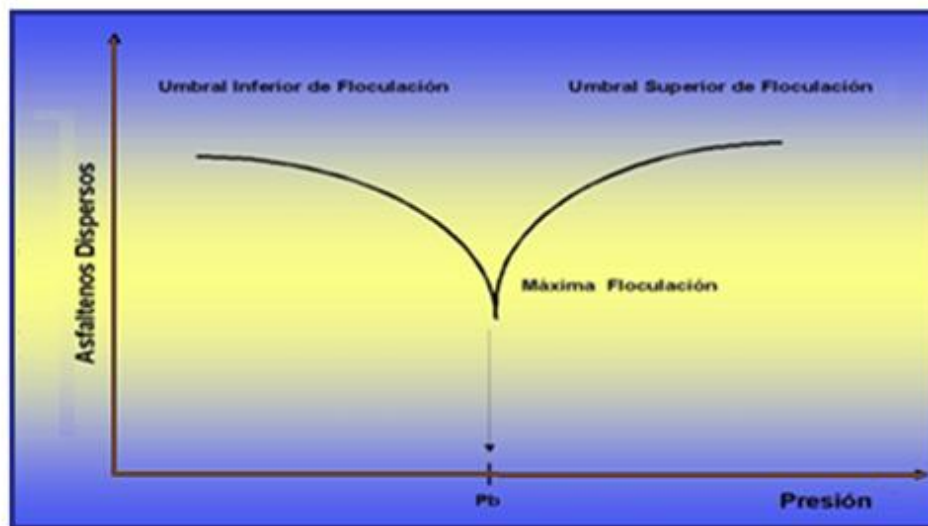
5.3.3 Efectos de la Presión. Hirschberg et ál en 1984, desarrollaron un modelo termodinámico bajo condiciones de equilibrio, mediante el cual se puede determinar el comportamiento de los asfáltenos con la presión. Este comportamiento es ilustrado en la Figura 52.

El perfil de la curva generalmente es el mismo para cualquier tipo de crudo asfáltica y se conoce como curva de dispersión o gaviota, y la misma es construida a partir de estudios de laboratorio, en celdas destinada para tal fin. Esta curva permite establecer:

- Inicialmente la cantidad de asfáltenos solubles es máxima cuando la presión de la celda que simula el yacimiento, está por encima del punto de burbujeo (P_b) y se aproxima a su equilibrio natural y original en el yacimiento.

- A medida que la presión disminuye, ocurre lo mismo con la solubilidad de los asfáltenos como consecuencia de la expansión de los componentes livianos del crudo, los cuales alteran el equilibrio original de la solución.
- La solubilidad de los asfáltenos en el crudo tiene un valor mínimo a la presión de burbuja, ya que se producen cambios en la composición del crudo.

Figura 52 Efecto de la presión sobre la floculación de asfáltenos.



Fuente: BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo, {En línea}. (6 Abril 2013) disponible en: www.portaldelpetroleo.com/.../los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html, p. 11.

- Por debajo del punto de burbujeo, aparece una capa de gas libre que constituyen los componentes más livianos, los cuales son los causantes directos de la precipitación; por lo que si la presión llegara hasta este punto, a nivel de la celda de laboratorio, el crudo es capaz de redissolver en su seno al asfalteno que floculó, es decir, el proceso de floculación se revierte y parte del asfalteno precipitado es redissuelto por el crudo.

Es decir, (Hirschberg et ál, 1984) demostraron que para una temperatura y composición constante, existe un valor de presión a partir del cual se inicia la floculación de asfáltenos, el cual es conocido como “Onset” o “Umbral de Floculación”. Así, en la Figura 52, representa una curva típica de floculación de

asfáltenos dispersos vs presión, se puede observar que para este tipo de sistemas existen dos umbrales de floculación, un “umbral superior” y un “umbral inferior”, que se encuentran a valores de presión superior e inferior a la presión de burbuja, respectivamente. Por lo tanto, esta curva presenta un mínimo, el cual corresponde a la máxima floculación y/o precipitación de asfáltenos para una composición y temperatura definida.

La presión es uno de los factores más importantes que influencia los depósitos sólidos en crudos asfálticos. El efecto de la presión es más intenso cuando el petróleo es rico en fracciones livianas y está más cercano al punto de burbujeo (Leontaritis y Mansoori, 1988). Cuando la presión cae por debajo del punto de burbujeo permite la formación de la fase gaseosa y comienza a ocurrir diferentes fenómenos que facilitan una rápida deposición de asfáltenos, los cuales incluyen la pérdida de los hidrocarburos livianos con liberación de gas disuelto en solución y pérdida de volumen molar debido a la vaporización de los constituyentes más livianos. La expansión de los gases y la subsiguiente evaporización de los materiales volátiles a medida que el crudo deja la formación y entra al pozo que van acompañadas de la disminución de la temperatura (Álvarez, 2001).

5.3.4 Efecto de la Viscosidad. La viscosidad del petróleo es una medida de la resistencia al flujo que ejerce el fluido al fluir y usualmente se expresa en unidades de centipoise (Cp), la cual está en comparación con otras propiedades del líquido, que es afectada tanto por la presión como por la temperatura. Un aumento en la temperatura causa una disminución en la viscosidad. Una disminución en la presión causa una disminución en la viscosidad. Adicionalmente, existe un tercer parámetro que afecta la viscosidad, una disminución en la cantidad de gas en solución en el líquido, ya que éste es función directa de la presión.

Estudios previos de depositación de asfáltenos en tuberías de producción demostraron que la depositación ocurre alrededor del punto de burbuja del crudo

(según Hirschberg), por lo que se espera que la máxima precipitación de asfáltenos debe ocurrir a viscosidades cercanas a la presión de burbuja. Por otra parte, se tiene que en crudos pesados en comparación con los medianos y livianos, la alta viscosidad impide la formación de depósitos, por ser menos probable la agrupación de los flóculos, la cual es atribuida a la alta resistencia molecular que debe ser vencida, siendo más probable la depositación de asfáltenos en crudos medianos y livianos (Bóer, 1992).

5.3.5 Inyección de Fluidos. Con frecuencia, los yacimientos se encuentran sometidos a procesos de recuperación secundaria, como la inyección de un fluido miscible (etano, dióxido de carbono, gas natural, etc.), para el desplazamiento del petróleo residual. La miscibilidad del solvente con el crudo del yacimiento es una propiedad que también puede llevar a la precipitación de asfáltenos dentro de la matriz del yacimiento y depositarse dentro de la roca.

La mayoría de los solventes miscibles tienen el potencial de causar la floculación de asfáltenos. Como cada vez más los solventes se disuelven dentro del crudo, el problema de asfáltenos generalmente tiende a aumentar a medida que avanza el proceso de inyección con el tiempo.

5.3.6 Factores Químicos. Desde el punto de vista químico, existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo, y por consiguiente, la floculación de los asfáltenos. Estas se encuentran asociadas a los casos de contacto del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción. Algunos de los factores externos que más influencia la estabilidad de los asfáltenos son:

- **Inyección de dióxido de carbono:** El CO₂ como se sabe es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad; sin

embargo el CO₂ representa una de las causas más comunes de floculación de los asfáltenos en pozos productores.

- **Inyección de gases ricos:** Este desestabiliza a los asfáltenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos.
- **Alteración del pH:** La alteración del equilibrio de la solución ocasionada por los cambios de pH desencadenan la deposición de los asfáltenos.
- **Procesos de estimulación:** Se ocasiona si el crudo se pone en contacto con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico acetona e incluso glicol y aquellos procesos de acidificación que puede causar la floculación de los asfáltenos a partir de la solución.
- **Mezclas de crudo de diferentes orígenes.**

Los factores más influyentes en la estabilidad de los asfáltenos se enuncian a continuación:

5.3.6.1 Dióxido de carbono - CO₂. Cuando está presente en el crudo disminuye aún más la solubilidad de los asfáltenos y éste se disuelve en fase acuosa y se convierte en ácido carbónico, el cual reacciona bruscamente con los asfáltenos. El dióxido de carbono es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad y en el hinchamiento del crudo.

Sin embargo, el CO₂ representa una de las causas más comunes de floculación de asfáltenos en pozos productores. El CO₂ produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución del pH, cambios de composición y formación de turbulencias.

5.3.6.2 Inyección de gases ricos: La inyección de gases ricos desestabiliza a los asfáltenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos tienen una menor afinidad con las estructuras asfálticas comparado con el crudo que posee una proporción de carbono e hidrógeno alta.

5.3.6.3 Alteración del pH: los cambios en el pH se produce por la presencia de CO₂, ácido mineral o ácido orgánico ocasionado por bacterias. La alteración del equilibrio de la solución desencadenara los depósitos de asfáltenos.

5.3.6.4 Procesos de estimulación: El contacto del crudo con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona e incluso glicol o solventes duales a base de surfactantes, que no poseen componentes aromáticos, pueden causar la floculación de los asfáltenos a partir de la solución.

En procesos de acidificación con ácidos minerales fuertes causa cambios bruscos en el equilibrio químico local por pH y por liberación de dióxido de carbono, como también se eleva la concentración de iones.

5.3.7 Otros factores. Hay evidencia de que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcilla o minerales, limaduras de metales, sedimentos, grava, etc.) a menudo favorecen la precipitación de asfáltenos.

Estas pequeñas partículas, suspendidas en el crudo, pueden servir de núcleos o “sitios de nucleación” que promueven la adhesión de las partículas de asfáltenos, formándose así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente la solución de crudo. Este efecto ocurre, sobretodo, a nivel de las perforaciones y por supuesto será más marcado a nivel de las tuberías que por lo general donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para otros compuestos.

5.3.7.1 Efectos Electrocinéticos. El potencial generado durante el flujo de petróleo a través de los poros del yacimiento o por la tubería de producción puede ayudar a la floculación de asfáltenos por electro-deposición.

Los problemas de asfáltenos serán mayores en las vecindades del pozo donde la velocidad es muy alta. Para reducir la deposición por efectos electrocinéticos, la velocidad de los fluidos en el yacimiento debe ser llevada a un mínimo. Las grandes caídas de presión deben ser evitadas ya que éstas resultan de altas velocidades del fluido en la formación y en los pozos.

Respecto a los crudos asfálténicos, los pozos deben ser limpiados después de períodos de cierre o Workover. La tasa de flujo debe ser pequeña durante las etapas iniciales de producción y además, evitar las aperturas excesivas de los reductores de superficie, ya que esto promueve la floculación y depositación de asfáltenos (Kokal y Sayegh, 1995).

5.3.7.2 Factores Eléctricos. Diferentes investigaciones han estudiado el fenómeno de precipitación de asfáltenos a nivel de medios porosos y determinaron que la causa principal era la desestabilización de los asfáltenos por la presencia de un campo eléctrico el cual se generaba debido a la influencia de flujo de los fluidos dentro del medio poroso.

Así mismo, demostraron que los asfáltenos poseen una carga eléctrica intrínseca, esta carga ha sido considerada parcialmente como responsable de la estabilidad de la micela asfaleno-resinas según el modelo coloidal. De esta manera, las micelas se mantienen estabilizadas, entre otras cosas, debido a la repulsión entre cargas del mismo signo ubicadas sobre los núcleos de las micelas.

La generación de un potencial de corriente producido por el flujo a través del medio poroso o la aplicación de un potencial externo suficientemente grande, puede

neutralizar las cargas eléctricas y perturbar el balance de fuerzas entre las micelas causando la floculación.

5.4 CONTENIDO DE ASFÁLTENOS EN EL PETRÓLEO CRUDO

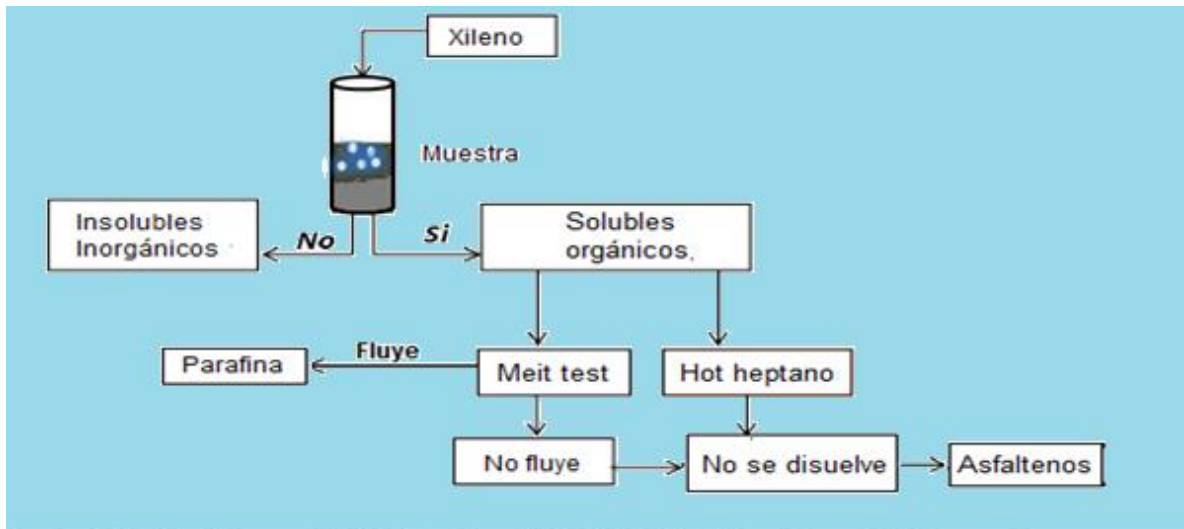
Dado que el contenido de asfáltenos constituye un factor importante en la determinación de los trayectos de procesamiento y refinación de un crudo, se ha desarrollado métodos de laboratorio convenientes para cuantificar la fracción de asfáltenos. Esta técnica separa el petróleo muerto, o petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos, en saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos se conoce como SARA y depende de su solubilidad y la polaridad.

5.4.1 Diagnostico del Tipo de Daño. El camino más directo para determinar si un pozo está experimentando un problema de depositación de asfáltenos es recuperar y analizar una muestra del pozo. Observando en el campo la apariencia de la muestra y realizando pruebas de solubilidad para distinguir los asfáltenos de las parafinas y de las incrustaciones inorgánicas.

La presencia o depositación de asfáltenos y parafinas pueden también ser identificados (figura 53). Una forma de hacerlo en campo o laboratorio es observar de manera visual la muestra. Un asfalteno es un sólido negro y al igual que las parafinas tienen un color oscuro, su apariencia es más cerosa así los asfáltenos tiendan a ser más como carbón o alquitrán. Seguidamente, se debe calentar lentamente una parte de la muestra.

Las parafinas se derretirán, pero los asfáltenos y las incrustaciones inorgánicas no y, por último, es necesario mezclar una parte de la muestra con xileno. Tanto las parafinas como los asfáltenos se disuelven parcialmente con el xileno. Sin embargo, si se añade pentano, hexano o heptano a la solución con xileno, los asfáltenos se precipitarán mientras que las parafinas permanecerán en la solución.

Figura 53 Procedimiento mezcla de parafinas y asfáltenos con xileno



Fuente. DURAN, Adriana, OSORIO, Paola y SUESCUN, Yelitza. Parafinas, Asfáltenos y Escama en Facilidades de Superficie. UIS. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. 2013, p. 38. Modificada.

La determinación del contenido de asfáltenos en el petróleo se puede llevar a cabo a través de una técnica de laboratorio conocida como SARA. Este procedimiento categoriza los constituyentes del petróleo muerto, o petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos que están constituidos en cuatro grupos orgánicos Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos.

El análisis SARA se basa en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los constituyentes presentes en el petróleo. En el fraccionamiento SARA los asfáltenos se separan de otros componentes de los hidrocarburos mediante el agregado de un n-alcano, tal como n-heptano o propano. Los componentes remanentes denominados máltenos se fraccionan en forma consecutiva a través de una columna y, cada componente se remueve de la columna mediante un lavado con diversos solventes. Para el caso de los hidrocarburos saturados se tratan con un lavado con n-alcano.

Los componentes saturados también llamados alifáticos tienen características no polares. Las moléculas saturadas contienen el número máximo de átomos de

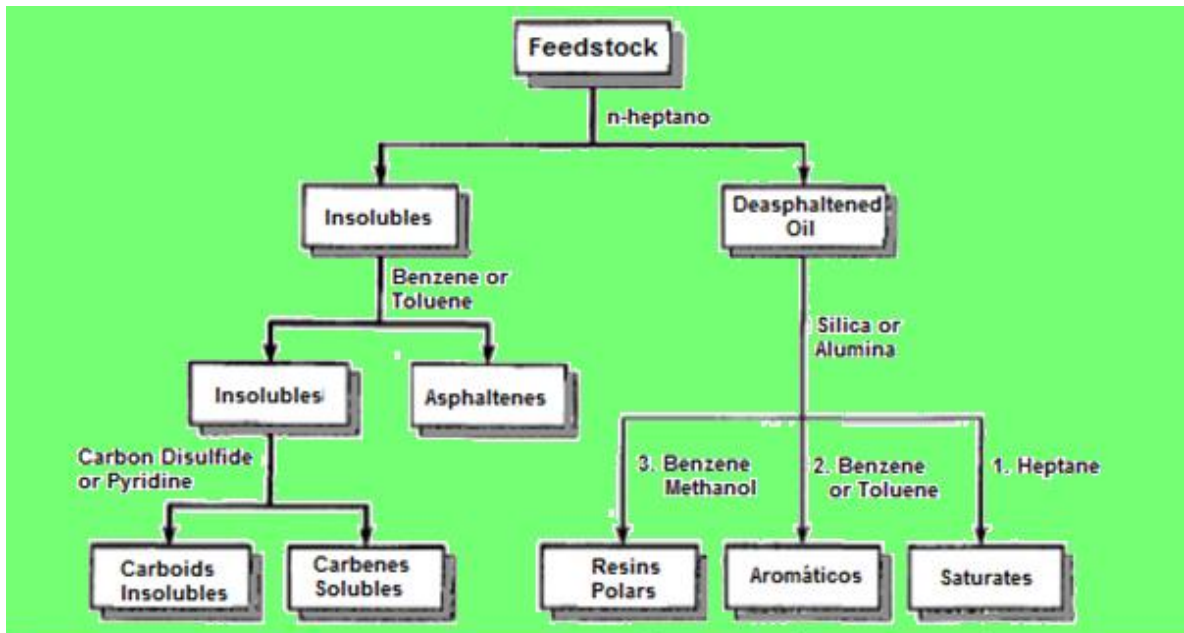
hidrogeno posibles, con enlaces dobles o triples entre los átomos de carbono e hidrogeno. Los saturados también se denominan alcanos donde la molécula más simple constituye el metano [CH₄] Los aromáticos incorporan uno o más anillos de seis átomos de carbono y seis átomos de hidrogeno, donde el aromático más simple constituye el benceno [C₆H₆].

Las resinas comprenden aquella fracción de crudo que se solubiliza en n-alcanos como el pentano y hexano y se caracterizan por ser oscuras, semisólidas, muy adhesivas por su carácter polar, y poseen un peso molecular alto, pero menor comparado con el de los asfáltenos.

Para que la comparación de contenido de asfáltenos de distintos petróleos a través del análisis SARA posea una mayor validez, se deben reportar las condiciones y variaciones del procedimiento. Speight en 1996, clasifica los constituyentes del crudo en cuatro grupos de hidrocarburos: compuestos saturados volátiles como las parafinas y aromáticos; compuestos saturados no volátiles y aromáticos; resinas y asfáltenos, basadas en técnicas de separación del crudo en fracciones a través de un hidrocarburo liviano (Figura 54).

El método SARA establecer un procedimiento ventajoso por su simplicidad y su facilidad para llevarse a cabo en muchos laboratorios, sin embargo el análisis SARA involucra diversas desventajas. Así las cosas, la aplicación del SARA sobre petróleo muerto implica dejar a un lado las verdaderas condiciones del yacimiento. También los métodos de laboratorio pueden diferir en cuanto al uso del tipo de n-alcano para precipitar los asfáltenos lo cual provoca que un petróleo tenga dos o más resultados SARA.

Figura 54 Fraccionamiento de un Crudo a partir de n-Heptano como Solvente.



Fuente: Tesis. OSPINO Teddys. Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 2009., p. 10 Modificada

5.4.2 Pruebas de Laboratorio para Crudos Asfálticos y Parafínicos

5.4.2.1 Análisis SARA. Esta técnica separa el petróleo muerto o petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos, en saturados (S), Aromáticos (A), Resinas (R) y Asfáltenos (A) dependen de la solubilidad y polaridad.

La ventaja del método SARA, es que se trata de un procedimiento simple, que puede ser llevado en laboratorios. No obstante, el análisis SARA también plantea numerosas desventajas, que se ponen de manifiesto cuando se utilizan con fines ajenos a su objetivo original. En primer lugar, el petróleo muerto carece de los componentes gaseosos que están disueltos en los petróleos vivos. Los resultados no son representativos de la forma en que actuaría el petróleo bajo condiciones del yacimiento. Además, los métodos de laboratorio difieren considerablemente y la solubilidad de los asfáltenos varía con el tipo de n-alcano utilizado para precipitarlos.

Esto Significa que un mismo petróleo podría tener dos más resultados SARA, dependiendo del precipitante utilizado. Dada su simplicidad, el análisis SARA se ha convertido en un medio generalizado para comparar los petróleos, pero a menudo, como no se informan las variaciones de las técnicas de laboratorio, las comparaciones entre laboratorios probablemente carecen de validez.

Aunque el método SARA constituye un primer paso razonable para categorizar los crudos muertos, provee una caracterización insuficiente tanto para las necesidades de refinanciación del petróleo como para los problemas del sector de exploración y producción donde se necesitan las propiedades de los petróleos vivos.

5.5 5.5 ESTRUCTURA DE LOS ASFALTENOS

Estructuralmente se ha comprobado que los asfáltenos son una fracción de compuestos que existen naturalmente en el crudo como agregados de núcleos aromáticos condensados, sustituidos por grupos alifáticos y nafténicos, los cuales poseen heteroátomos (nitrógeno, azufre, oxígeno) localizados en las estructuras en una variedad de formas, especialmente las heterocíclicas. También se ha detectado la presencia de metales como vanadio, níquel y hierro, los cuales se concentran en estructuras de anillos grandes que se originan en los organismos vivientes denominadas porfirinas. El 20% del contenido de los metales en los crudos se puede encontrar en estas estructuras. El resto de estos metales se encuentran en estructuras no porfirinas asociadas con el nitrógeno, azufre y oxígeno en la fracción asfáltica, pero sus arreglos no son definidos.

En su estado natural, se sugiere que los asfáltenos existen como una estructura compleja, la cual permite que los asfáltenos agregados puedan encontrarse dispersos en el crudo y puedan moverse dentro del pozo o el yacimiento. Otras observaciones sugieren que con el incremento del peso molecular de la fracción de asfáltenos, se incrementa la aromaticidad y la proporción de heteroátomos. El

agregado de asfáltenos tiene dimensiones coloidales y precipitaría el crudo, si no fuese por la presencia de una capa estabilizante de resinas que lo rodea. El sistema de asfáltenos, unido a las resinas, constituye una partícula coloidal denominada micela de acuerdo con la terminología de la química de surfactantes.

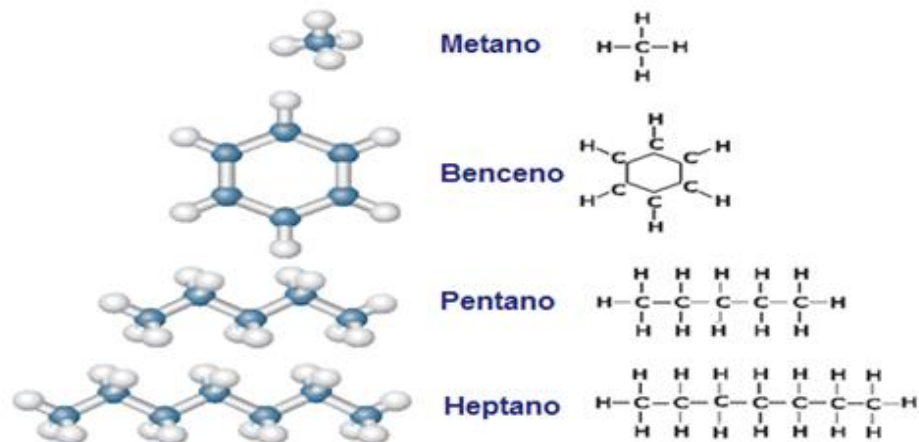
Estructuralmente, la micela (resina-asfáltenos) tiene un carácter predominante aromático, en el cual, la aromaticidad del asfalteno es mayor que la de la resina. Esto se debe a que la relación de cadenas alifáticas/anillos aromáticos de las resinas, es mayor que la de los asfáltenos, ya que las resinas tienen cadenas alifáticas largas y pocos anillos aromáticos, comparadas con la estructura de los asfáltenos. De esto se deduce que las resinas son una interfase de polaridad media entre el crudo (poco polar), constituida por parafinas, aromáticos y las resinas no adsorbidas sobre los asfáltenos en estos últimos.

Si bien su estructura química ha tardado en dilucidarse, la composición promedio de los asfáltenos como clase es bastante conocida. El análisis elemental indica que están compuestos por carbono e hidrogeno en una relación aproximada de 1 a 1.2, mientras que dicha relación varía en una relación aproximada de 1 a 2 en los alcanos (figura 55).

De acuerdo a esto, el grado de aromaticidad del crudo (fase dispersante) es importante cuando las resinas se encuentran bien adsorbidas por el aglomerado de asfáltenos (fase dispersa); al igual que la parafinicidad del medio decide cuando las resinas son resorbidas de la micela. Una alta aromaticidad de la matriz del crudo indica buena solvencia para los asfáltenos, es decir, que el poder solvente de este medio es uno de los aspectos fundamentales que determinan el comportamiento físico-químico del sistema coloidal del crudo.

A diferencia de la mayoría de los componentes de los hidrocarburos, los asfáltenos contienen habitualmente un escaso porcentaje de otros átomos, denominados heteroátomos, tales como el azufre, el nitrógeno, el oxígeno, el vanadio y el níquel.

Figura 55 Estructura molecular de algunos saturados y aromáticos

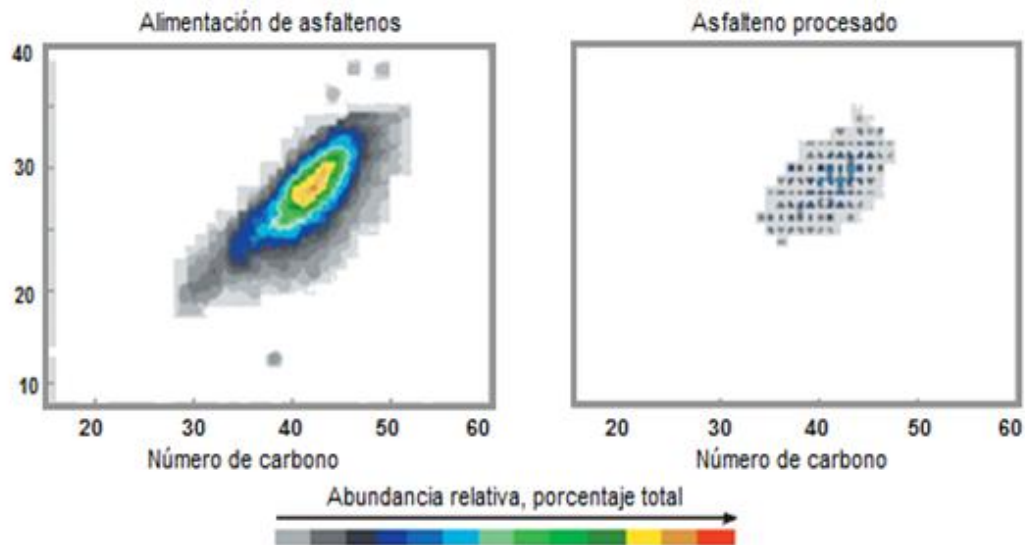


Fuente: GUTIERREZ, Héctor. Tesis. Modelo preliminar para calcular el efecto de la deposición de asfaltenos en el medio poroso. México. UNAM. Facultad de Ingeniería. 2010, p. 100. Modificada.

En lo que respecta a la estructura de los asfáltenos los especialistas coinciden en que algunos de los átomos de carbono e hidrogeno se ligan formando grupos aromáticos, de tipo anillo, que también contienen los heteroátomos. Las cadenas de moléculas de alcanos y los alcanos cíclicos contienen el resto de los átomos de carbono e hidrogeno y están ligados a los grupos de tipo anillo.

Dentro de esta estructura, los asfáltenos presentan un rango de peso y composición molecular. Esta composición es generalmente aceptada por los especialistas, no obstante, deja un amplio margen sobre la estructura y tamaño de las moléculas individuales de asfáltenos. Al respecto, los métodos estándar a menudo no son aplicables, de forma que se requieren mediciones extraordinarias para obtener información precisa de la estructura de los componentes.

Figura 56 Caracterización multidimensional de un petróleo crudo. Tomado de Akbarzade et al., 2007



Fuente: GUTIÉRREZ, Héctor. Tesis. Modelo preliminar para calcular el efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso. México. UNAM. Facultad de Ingeniería. 2010, p. 101. Modificada.

La determinación de la estructura molecular de los asfaltenos se realiza mediante diversas técnicas analíticas, entre las más importantes se tiene la difracción de rayos X, resonancia magnética nuclear, absorción óptica, espectrometría molecular de fluorescencia, difracción de neutrones a pequeños ángulos, espectroscopia de masas, ultra-centrifugación, microscopia de sonda de barrido, hidrogenación, oxidación entre otras.

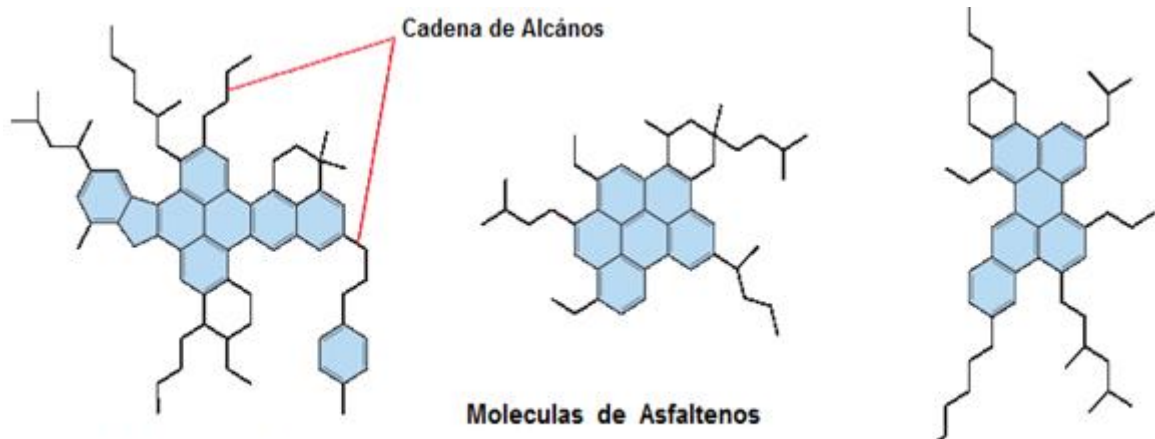
De la gráfica anterior, la parte izquierda muestra la caracterización de estas moléculas de petróleo crudo que contienen azufre, y la gráfica de la derecha exhibe la caracterización después de que el petróleo ha experimentado un proceso de hidrodeshulfurización.

Durante los últimos años el concepto de molécula de asfalteno ha sufrido un proceso de transformación. Dado que la clasificación de la solubilidad de los asfaltenos abarca un amplio rango de estructuras moleculares, es imposible definir una sola

estructura y un solo tamaño molecular. Sin embargo, está surgiendo un escenario que refleja diversos resultados en las mediciones.

Esta concepción estima el peso molecular promedio en aproximadamente 750 g/mol, dentro de un rango que oscila entre 300 y 1400 g/mol, que es compatible con una molécula que contiene siete u ocho anillos aromáticos fusionados; además, existen evidencias de que algunos asfaltenos están formados con múltiples grupos de anillos vinculados por cadenas de alcanos (figura 56)

Figura 57 Estructuras moleculares de asfaltenos (Akbarzade et al., 2007)



Fuente: GUTIÉRREZ, Héctor. Tesis. Modelo preliminar para calcular el efecto de la deposición de asfaltenos en el medio poroso. México. UNAM. Facultad de Ingeniería. 2010, p. 101. Modificada.

En la figura 57 se muestran tres de las numerosas estructuras de asfaltenos posibles, que constituyen una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados con cadenas de alcanos. Algunos anillos pueden ser no aromáticos. Muchos de los anillos se fusionan, lo que implica que comparten al menos un lado. Los heteroátomos, tales como el azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio y níquel, pueden residir en los anillos aromáticos.

5.6 SOLUBILIDAD DE LOS ASFALTENOS

Los asfáltenos se encuentran entre las fracciones más pesadas y polares del petróleo, de esta definición se desprende que éstos representan una clase de solubilidad, es decir, son solubles en solventes aromáticos e insolubles en parafinas lineales, los cuales son considerados como precipitantes de los mismos.

Desde este punto de vista, es posible definir los asfáltenos en forma diferente, dependiendo de la parafina que se utilice para precipitarlos del crudo así que se tiene: asfáltenos al pentano, asfáltenos al hexano, al heptano, etc.

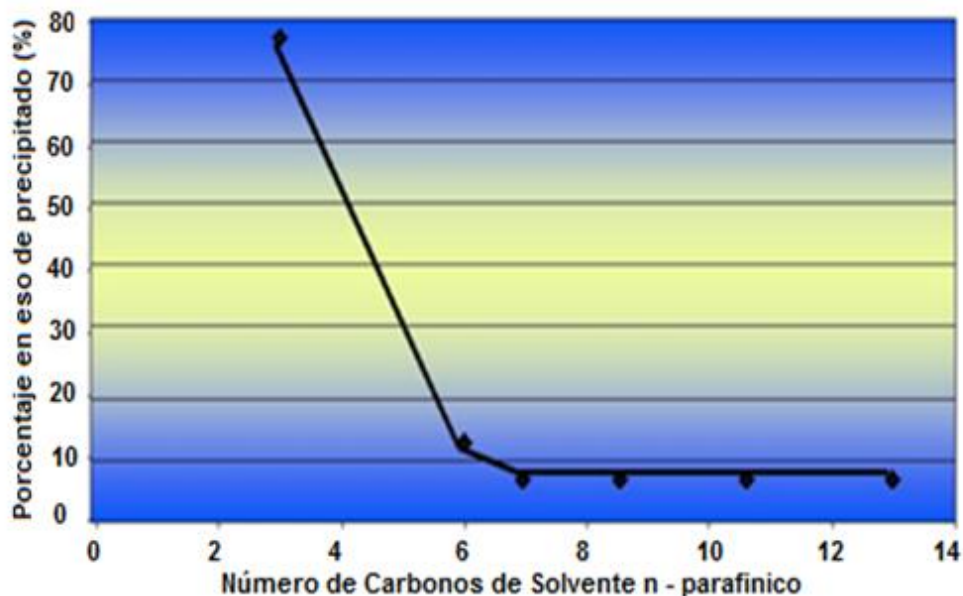
Estudios realizados demostraron que la cantidad de precipitado es mayor a medida que disminuye el número de carbonos respecto al agente precipitante y también que a partir del n-heptano, la cantidad precipitada presenta muy pocas diferencias con respecto a los n-alcanos más pesados, indicando esto que sólo los componentes más polares y, por lo tanto, más insolubles, precipitan con n-heptano. Este comportamiento se ilustra a continuación (figura 58):

Como se ha señalado, el porcentaje de material orgánico insoluble que puede ser precipitado del crudo o de crudos extrapesado, está estrechamente relacionado con los diferentes solventes utilizados para su precipitación. De esta manera, se ha determinado que el uso de cadenas lineales y ramificadas u olefinas causan importantes variaciones en el porcentaje de asfáltenos obtenido (superior al 15%).

Así mismo, las ciclo parafinas tienen un efecto muy marcado sobre el asfalteno precipitado y se obtienen resultados totalmente diferentes a los que se obtienen utilizando cualquier otro solvente hidrocarburo no aromático. Por ejemplo, cuando el ciclo pentano, Ciclohexano o sus metil-derivados son empleados como agentes precipitantes, sólo alrededor del 1,0% del bitumen permanece insoluble. Esto hace

que, el poder solvente de estos hidrocarburos caiga dentro del área del poder solvente de los aromáticos.

Figura 58 Efecto del número de carbonos del agente precipitante sobre la cantidad de componentes insolubles



Fuente: BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo, {En línea}. (6 Abril 2013) disponible en: www.portaldelapetroleo.com/.../los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html, p. 8.

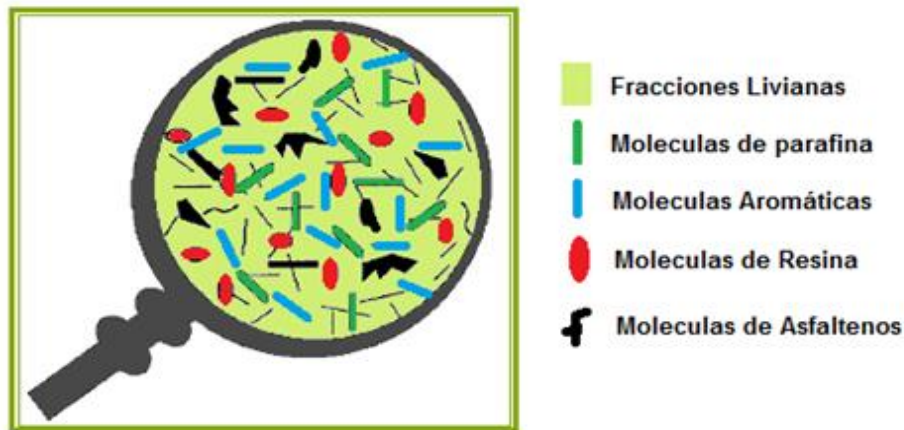
5.7 MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE LOS ASFALTENOS

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. Uno o más de estos mecanismos puede describir la deposición de asfaltenos durante los procesos de producción, transporte o procesamiento de crudo. En esta sección se describen los mecanismos de deposición orgánica durante la producción, transporte y procesamiento del crudo según Mansoori.

5.7.1 Efecto de dispersión mixta. El grado de dispersión de los asfaltenos en el crudo como moléculas estabilizadas depende de la composición de química del

petróleo. La proporción de las moléculas polares y no polares, y de las moléculas livianas y pesadas en el crudo constituye el factor responsable de mantener la estabilidad de los distintos compuestos en el crudo. La precipitación de asfáltenos se puede explicar cómo una alteración en el balance de la dispersión mixta.

Figura 59 Composición del petróleo a nivel microscópico

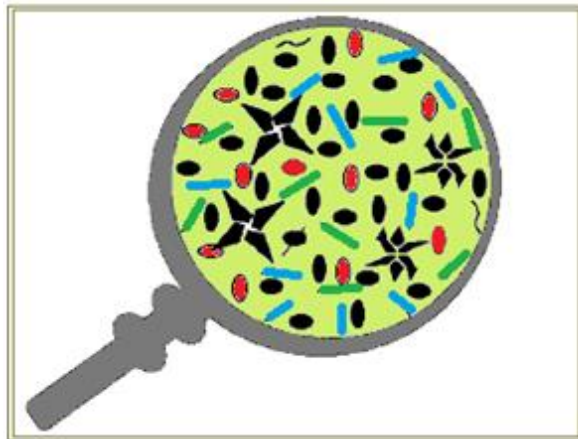


Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p. 8. Modificada.

En la figura 59 se muestra la composición del petróleo a nivel microscópico. Las líneas rectas y curvas representan las moléculas de parafina, las elipses sólidas representan las moléculas aromáticas, las elipses huecas las moléculas de resinas y las formas sólidas representan las moléculas de asfáltenos.

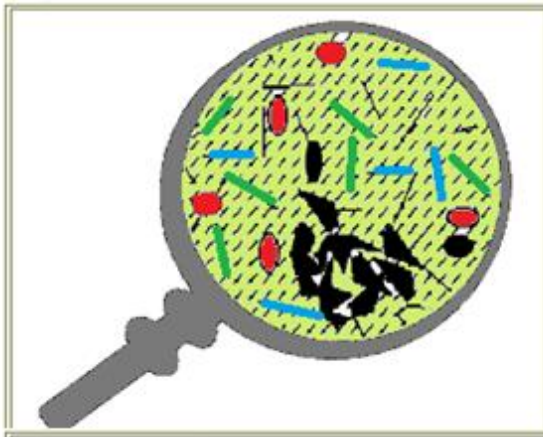
Un cambio en la temperatura, presión, composición, así como la adición de un solvente miscible en el crudo puede desestabilizar el sistema (figuras 60 y 61). El balance de la dispersión mixta del petróleo se puede desestabilizar por cambios en la temperatura, presión y composición, por lo que las fracciones más polares y pesadas se separan del crudo a otra fase líquida o en precipitados sólidos.

Figura 60 Fenómeno de agregación coloidal debido al incremento en la concentración de un solvente polar miscible (aromático)



Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p. 9. Modificada.

Figura 61 Floculación y precipitación de asfaltenos debido a la adición de un solvente miscible no polar (parafina)



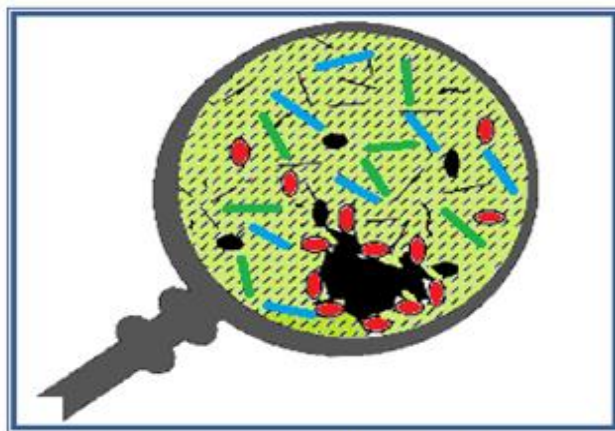
Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p. 9. Modificada.

5.7.2 Efecto estérico coloidal. Los asfaltenos se separan del crudo como agregados y permanecen suspendidos gracias a agentes peptizantes como las resinas, las cuales se absorben en su superficie.

La Figura 62 ilustra el comportamiento de separación descrito. Por lo tanto, la estabilidad de los coloides se considera función de la concentración de resinas en la solución, la fracción ocupadas por las resinas en la superficie de las partículas pesadas, las condiciones de equilibrio entre las resinas y la superficie de las partículas orgánicas pesadas.

Este efecto es conocido ya que algunos de los constituyentes del petróleo, especialmente los asfáltenos tienen una fuerte tendencia a la auto-asociación. Así las cosas, un incremento en el contenido de parafinas permite que una parte de los asfáltenos presentes en el crudo formen coloides, que se separan de la fase aceite en forma de agregados, en tanto que otra parte permanezca suspendida estabilizada por agentes peptizantes como las resinas, que se adsorben en su superficie y evitan la agregación.

Figura 62 Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas.



Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p. 9. Modificada.

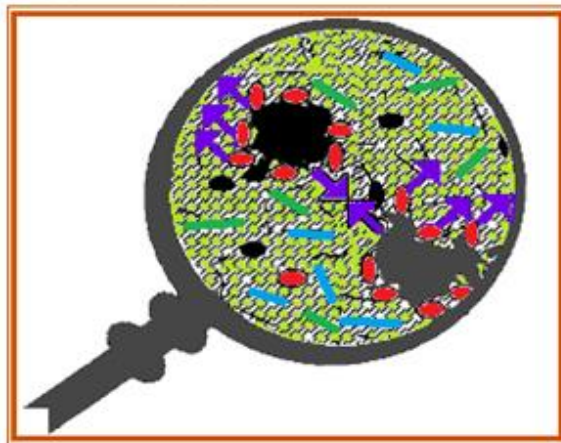
La estabilidad de los coloides estéricos se debe a la concentración de agente peptizantes en solución, la fracción superficial de los agregados ocupada por el

agente peptizante y las condiciones de equilibrio en solución entre éste y los agregados asfálticos.

5.7.3 Efecto de agregación. Una variación en la concentración de agente peptizante como las resinas origina también un cambio en la cantidad que se absorbe de éste en la superficie de los asfáltenos. La concentración de las resinas puede caer a tal punto que la cantidad presente no sea suficiente para cubrir toda la superficie de los asfáltenos.

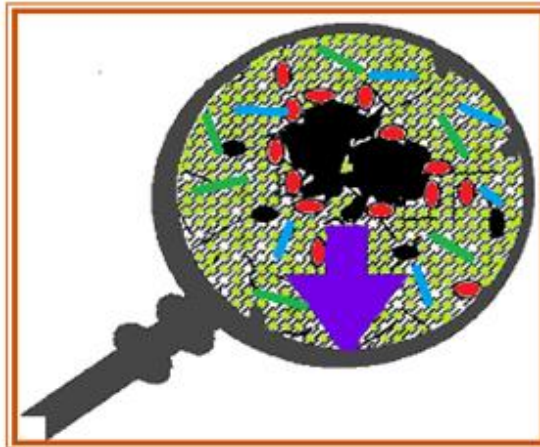
Esto permite la agregación irreversible de partículas asfálticas y su posterior floculación (ver figuras 63 y 64). La concentración de agentes peptizantes puede disminuir hasta un punto en el cual las resinas no rodea por completo a la molécula de asfáltenos.

Figura 63 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 y origina una agregación entre los asfaltenos



Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p.10 Modificada.

Figura 64 Floculación y precipitación de asfaltenos



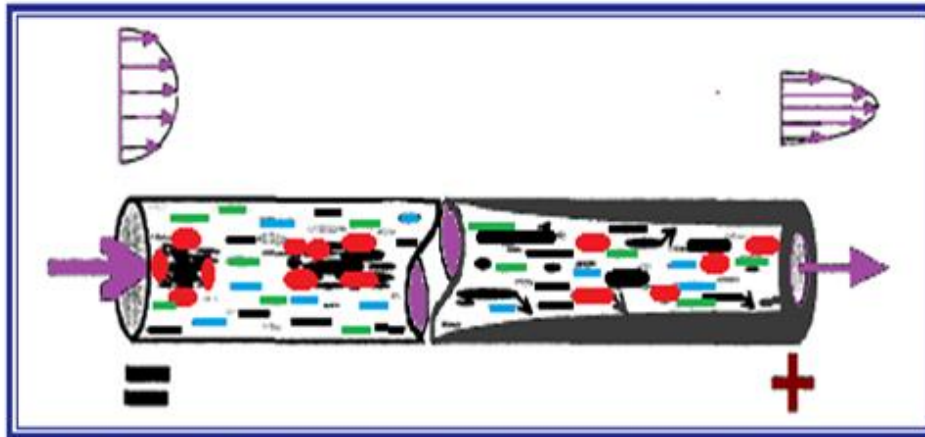
Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p.10 Modificada.

Por lo tanto, cuando dos partículas de asfalto con movimiento browniano presentan contacto en áreas libres de resina se adhieren y forman un cúmulo asfáltico de dos partículas que se difundirá en el sistema con probabilidad de pegarse a otras partículas individuales o agregados asfálticos que se encuentren en el aceite y este fenómeno que se conoce como agregación irreversible.

5.7.4 Efectos Electrocinéticos. El efecto electrocinético se debe considerar en la precipitación de asfaltenos cuando el petróleo fluye a través del medio poroso, del pozo o de la tubería. El efecto consiste en la generación de una diferencia de potencial eléctrico debido al movimiento de partículas cargadas.

La diferencia de potencial causa un cambio en la distribución de las cargas y en las partículas coloidales. Los factores que influyen en el efecto electrocinético recaen sobre las características eléctricas y térmicas del medio, régimen de flujo, propiedades fluyentes del aceite y las características polares de los compuestos orgánicos pesados y de las partículas coloidales (Ver figura 65).

Figura 65 Deposición electrocinética



Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p.11 Modificada.

5.8 AGREGACION Y DEPOSITACION DE LOS ASFALTENOS

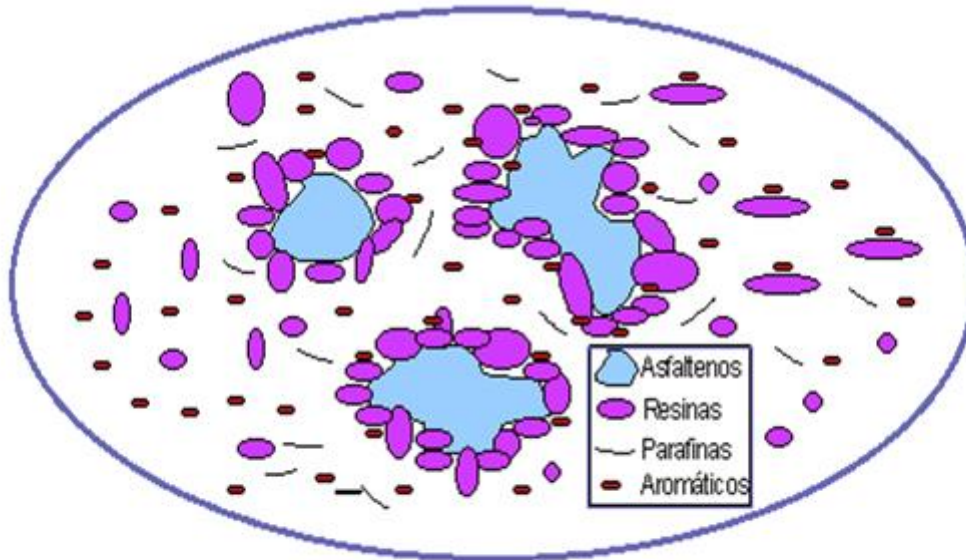
Los heteroátomos contenidos principalmente en los sistemas de anillos pueden hacer que las moléculas se polaricen y que los centros de las moléculas vecinas de asfaltenos se aglutinen. Este comportamiento de aglomeración depende del tipo de solvente ya que en laboratorio se usan solventes como tolueno y petróleo crudo mostrando ciertas diferencias.

En el petróleo crudo, la situación es menos clara por varias razones ya que otros compuestos presentes en el petróleo crudo afectan la solubilidad de los asfaltenos. No obstante, los cambios en presión, temperatura y composición pueden hacer que los asfaltenos de petróleo crudo floclen y formen depósitos. Sin embargo, en ciertos petróleos crudos, los asfaltenos pueden permanecer en una solución estable y en una concentración extremadamente alta sin precipitar.

Se presume que los asfaltenos, son considerados como la fracción pesada del crudo y, se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas están dispersas en una fase continua como es el

aceite y, se encuentra totalmente rodeada de resinas en forma de micela. Tales asfáltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano (ver figura 66).

Figura 66 Agregación de Asfáltenos en estado coloidal, péptizados por resinas



Fuente: DELGADO, José. Asfáltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p.6. Modificada.

Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfáltenos permaneciendo al sistema en estabilidad, debido a que la fuerza de repulsión electrostática es mayor que la fuerza de atracción de van der Waals.

Sin embargo, si a este sistema en estabilidad coloidal se le inyecta un solvente ionizador (como n-pentano, tolueno, etc.) o existe alguna perturbación físico-química ocasionada en el campo petrolífero como las que suceden en la producción de pozos, se provoca que la concentración de moléculas de resina cambie, ya que algunas resinas abandonan la micela, alterando la estabilidad de las partículas asfálticas suspendidas en el aceite y causando la debilitación de las fuerzas repulsivas, provocando una interacción mutua entre asfáltenos.

Por lo tanto, cuando dos partículas de asfalto con movimiento Browniano presentan contacto en áreas libres de resina, quedan pegadas, formando un cúmulo asfáltico de dos partículas que se difundirá en el sistema, con la probabilidad de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable que se encuentren en el aceite (ver figura 67 y 68).

A este fenómeno se le conoce como **agregación**. En otras palabras, la agregación es el proceso en el que las partículas individuales o cúmulos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o cúmulos, haciendo que los agregados crezcan. Conforme el proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y cúmulos asfálticos que disminuye, debido a una unión para formar agregados más grandes y pesados.

Figura 67 Después de inyectar un solvente ionizador – color gris, las resinas abandonan a los asfaltenos

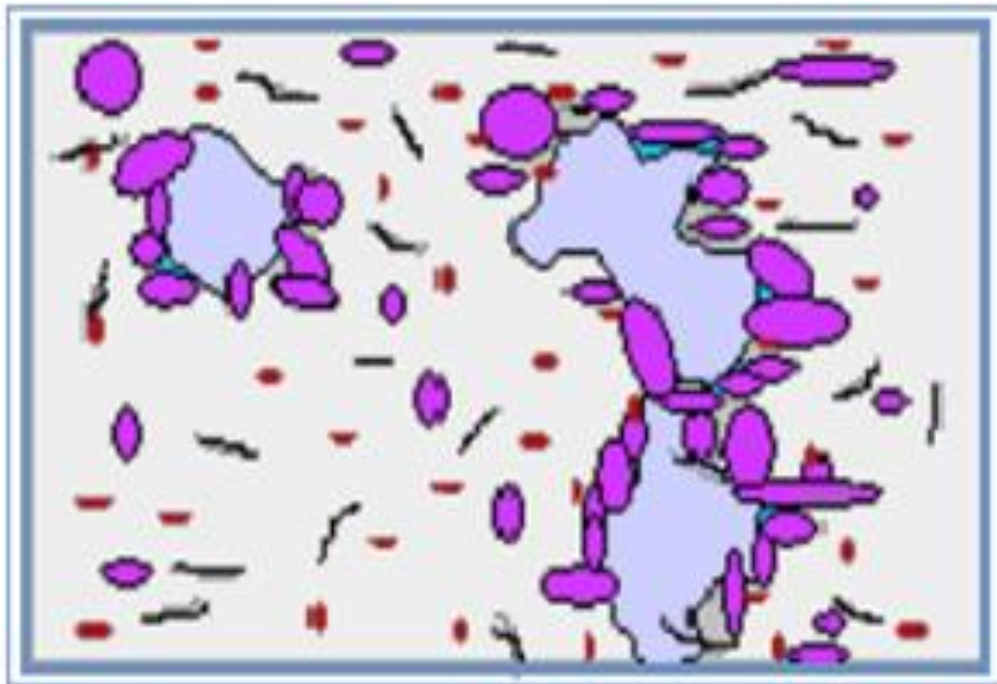
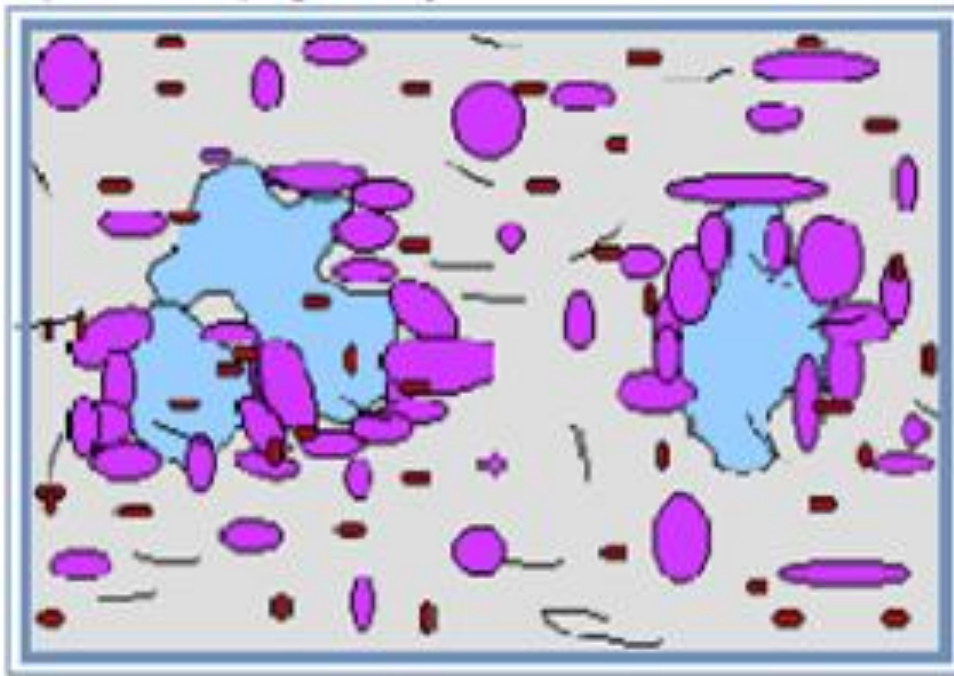


Figura 68 si en su recorrido dos asfaltenos hacen contacto en áreas libres de resina, quedando pegados y formando cúmulos

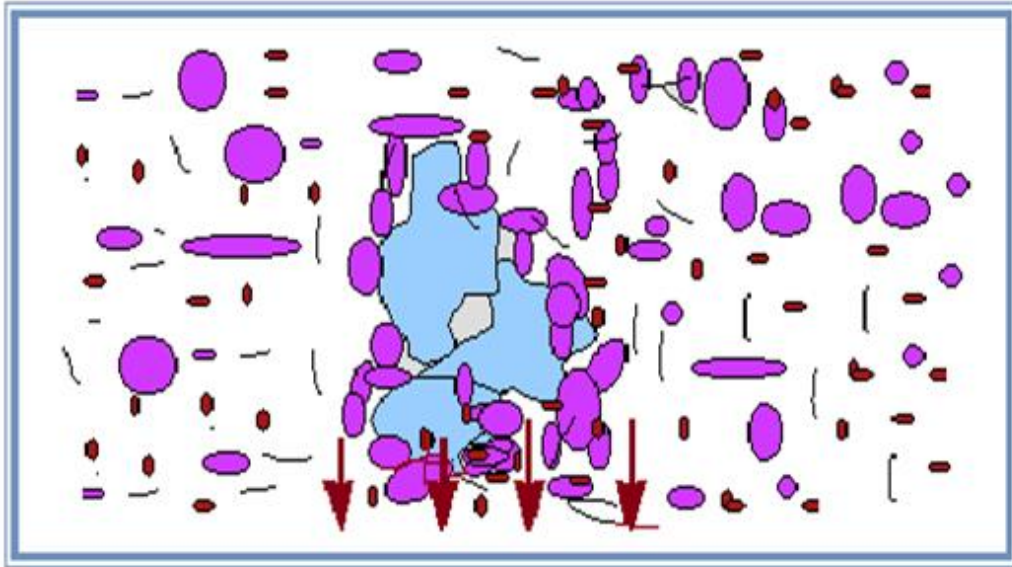


Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p.6. Modificada.

Además, elementos externos, tales como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfálticos tiendan a precipitarse hacia al fondo y a pegarse a las paredes de las tuberías. A este fenómeno se le conoce como **deposición orgánica** (ver figura 69).

Los parámetros que gobiernan la agregación de asfaltenos son la composición del petróleo, la temperatura y la presión en la que se encuentra el crudo. La alteración de alguno de estos parámetros provocará la inestabilidad del sistema, que se traducirá en agregación de asfaltenos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido.

Figura 69 Tamaño de los cúmulos aumenta y se vuelven menos difusivos, pesados, y tienden a depositarse en el fondo



Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p.6. Modificada.

La composición del crudo se refiere a las características y concentración de asfaltenos y resinas y a la naturaleza de los componentes del petróleo excluyendo los asfaltenos como al tipo y proporción de solvente suministrado al crudo. La dilución del petróleo con un alcano ligero, tal como n-pentano, produce un crecimiento en la afinidad entre las resinas y los componentes del crudo sin incluir a los asfaltenos, lo que rompe el equilibrio del sistema. Entonces algunas resinas son removidas de la micela resina-asfalteno, dando lugar al fenómeno de agregación entre asfaltenos.

Cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilización de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfaltenos, también disminuye. Así mismo, algunas micelas resina asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos. Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la

presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad.

La separación promedio entre las moléculas de la fase líquida y las micelas de resina asfáltica es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. El efecto de energía libre de Gibbs es tal que algunas micelas de resina-asfáltica, que inicialmente se difunden en el espacio de manera independiente, debido a las altas densidades y presiones, se agregan formando grandes cúmulos producto de la disminución de la presión y la densidad.

5.8.1 Agregación de asfálticos en solventes orgánicos. Las partículas de asfálticos se encuentran en el petróleo disueltas en forma de coloide estérico o en forma micela dependiendo de la polaridad del solvente en el cual se encuentren. Un coloide estérico se forma cuando una partícula (asfáltico) insoluble en el medio, es estabilizada en la solución por adsorción de polímeros (resinas) en su superficie. La capa de resina puede, en un solvente adecuado, impedir que las partículas de asfálticos se agreguen, contrarrestando las fuerzas de atracción de van der Waals. Una micela es una estructura geométrica que se forma cuando se agregan moléculas en solución (en este caso asfálticos) debido a sus fuerzas de interacción física; la micelización es un fenómeno de auto asociación originalmente observado en materiales tenso activos en solución acuosa.

Estos materiales tenso activos, conocidos como surfactantes, tienden a agruparse en micelas de diferentes formas (esféricas, cilíndricas, discoidales) y a mantenerse suspendidas en solución, este fenómeno sólo ocurre cuando la concentración de surfactante excede la concentración micelar crítica (CMC). Si se aumenta la concentración de surfactante sobre la CMC, y el solvente es el apropiado, buena parte de las micelas se separan en una nueva fase; se crean entonces dos fases líquidas a partir de una solución homogénea: una rica y otra pobre en micelas. La fase rica en micelas en estado disperso se presenta como gotas amorfas de líquido

llamadas gotas de coacervado; con el tiempo las gotas coalescen y forman una capa de líquido homogénea rica en micelas denominada coacervado que puede ser depositada y separada.

La coacervación y separación de fases en medio acuosas u orgánicas, envuelve muchas propiedades, materiales y procesos tales como agentes inductivos de la separación de fases, velocidad de agitación, característicos del polímero, velocidad de calentamiento o enfriamiento, entre otros.

Las partículas de asfáltenos están disueltas en el petróleo, como coloides estéricos o en forma micelar, dependiendo de su tamaño, y de la presencia de otras moléculas (parafinas, aromáticos, resinas). Los agregados asfálténicos pueden tomar diferentes formas, dependiendo del tamaño de las partículas, su polaridad y de la polaridad del solvente; pequeñas partículas de asfáltenos pueden ser disueltas en fluidos petroleros, mientras que partículas relativamente grandes pueden flocular debido a la presencia de parafinas, formando agregados al azar.

Se ha observado la presencia de microestructuras organizadas del tipo micelar en soluciones de asfáltenos en solventes aromáticos, tales como: tolueno, nitrobenceno, piridina, quinolina, etc. El incremento de la concentración de asfáltenos en solventes orgánicos aromáticos, fomenta la formación de micelas, coacervados y finalmente la separación de los asfáltenos en una nueva fase.

El diámetro molecular promedio de las moléculas de asfáltenos es de aproximadamente 5 Nm, la distribución de tamaños de las micelas asfálténicas tiene un promedio de 25 Nm, y los coacervados sobrepasan en tamaño los 25 Nm; varios estudios indican que las micelas de asfáltenos, en solventes aromáticos, tienen forma esférica, cilíndrica o discoidal, tal como se muestra en la figura 70.

Figura 70 Micelización de asfáltenos en solventes aromáticos



Fuente: DELGADO, José. Asfaltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. Universidad de los Andes. Mérida-Venezuela. Facultad de Ingeniería. 2006, p.16. Modificada.

Varios estudios se han enfocado en determinar la concentración de agregación crítica (CAC), lo que hasta ahora se ha denominado concentración micelar crítica (CMC) de soluciones de asfáltenos, utilizando varias técnicas como medición de tensión superficial, calorimetría, osmometría de presión de vapor y viscosidad, encontrando valores que oscilan entre 0,6 y 15 g/L en concentración de asfáltenos de solventes aromáticos.

5.9 CONSECUENCIAS DE LA DEPOSITACIÓN DE ASFÁLTENOS.

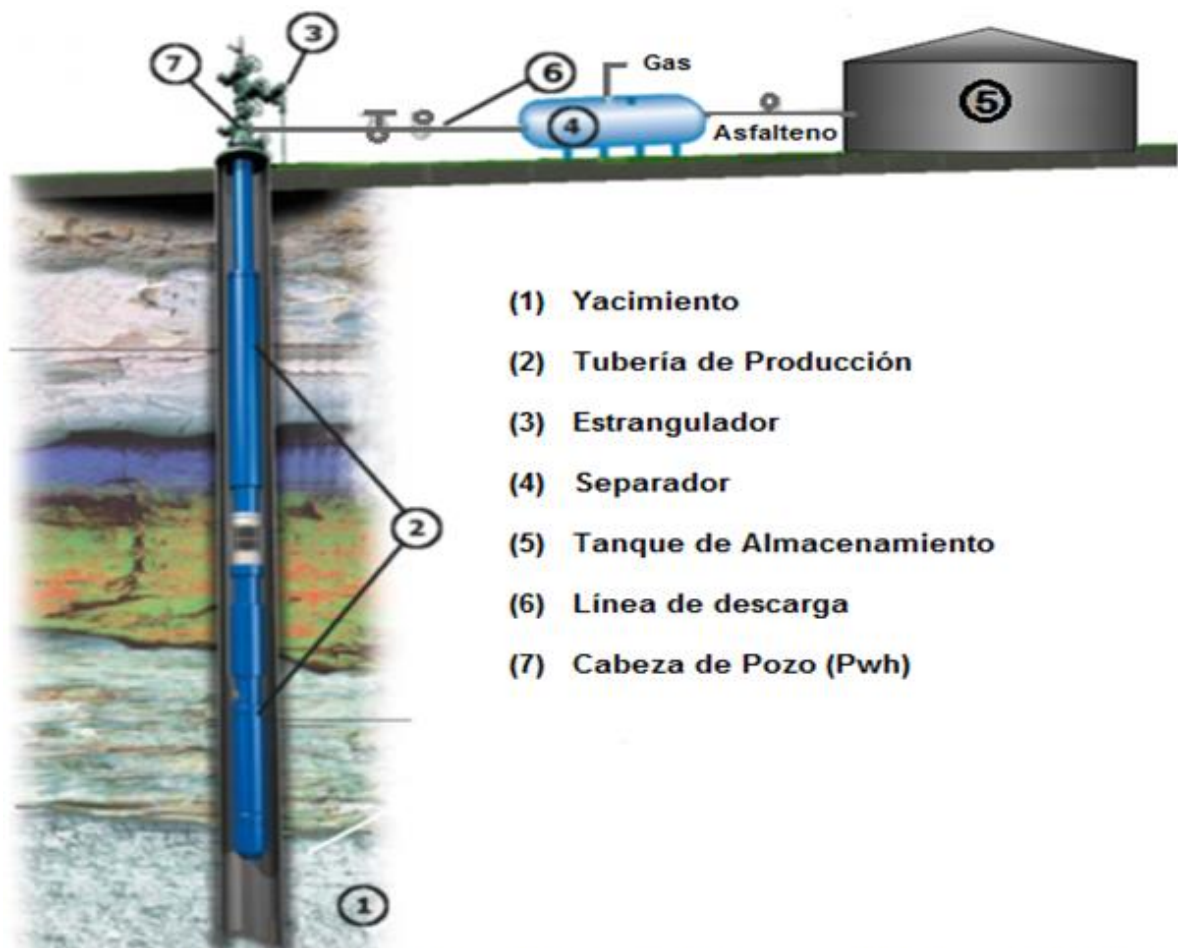
Los problemas asociados a la deposición de asfáltenos ocurren tanto en subsuelo como en superficie (Sistema Integral de Producción) ver figura 71, afectando la explotación efectiva de los yacimientos petrolíferos.

Los problemas de precipitación de asfáltenos son más comunes en los Petróleos más livianos que contienen cantidades menores de asfáltenos y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son superiores a la presión de burbuja. Por consiguiente, estas moléculas en solución normalmente permanecen péptizados en solución por resinas.

Los asfáltenos y otros componentes de alto peso molecular contenido en el líquido es arrastrado y entran en los sistemas de gas y allí se precipita cuando las

condiciones de presión, temperatura y composición lo determinan. Como medida preventiva se debe eliminar o minimizar el arrastre de líquido en los separadores de las estaciones de flujo, para ello, inyectando dosificaciones continuas de inhibidores de precipitación y de antiespumantes para controlar los asfáltenos. A continuación se presentan los problemas típicos ocasionados por la precipitación de asfáltenos:

Figura 71 Sistema Integral de Producción (Economides et al., 1999)



Fuente: GUTIERREZ, Héctor. Tesis. Modelo preliminar para calcular el efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso. México. UNAM. Facultad de Ingeniería. 2010, p. 63. Modificada.

5.9.1 Taponamiento del yacimiento. Una vez que la precipitación de asfáltenos ha ocurrido en el yacimiento, lejos del pozo, prácticamente no existe ninguna medida correctiva viable. Sin embargo, a este nivel el problema es relativamente menos grave que cuando sucede en la cara de la formación, ya que lejos del pozo, el área de flujo es mucho mayor y las velocidades son mucho más bajas.

Cambios tanto en la composición del crudo como en la temperatura y las condiciones prevalentes de temperatura pueden alterar la asociación entre los asfáltenos y las resinas que como consecuencia causan la precipitación y depositación. Se cree que un conjunto de mecanismos causan la precipitación de asfáltenos al interior del yacimiento. Estos mecanismos pueden ocurrir ya sea en forma natural o artificialmente. Oxidación, presión, temperatura y cambios en el PH son algunos de estos mecanismos.

Cuando la depositación de los asfáltenos ocurre a nivel del yacimiento en cercanías al pozo, ocurre las mayores caídas de presión en éste, pudiéndose alcanzar condiciones por debajo del umbral superior de precipitación, debido a que en esta zona el área de flujo es pequeña, la mayor cantidad de flóculos se adhiere a la roca o es retenida en la garganta de los poros ocasionando el taponamiento de la formación y solamente una pequeña cantidad de estos es transportada por los fluidos hasta la tubería del pozo.

En la etapa de explotación de los pozos de crudo, el problema se presenta por la presencia de zonas de los yacimientos denominados Tar-Mats, las cuales contienen petróleo enriquecido con asfáltenos (20 al 60%) y estas zonas presentan una interfase entre el crudo y las discontinuidades geológicas, donde los asfáltenos pueden precipitar, ocasionando el taponamiento del yacimiento. Es importante anotar que como medida preventiva viable consiste en mantener la presión de la formación por encima del umbral de floculación, mediante la inyección de fluidos que sustituya al crudo producido.

Para implementar la inyección se recomienda realizar estudios que permitan la determinación experimental de curvas de dispersión, a fin de determinar el umbral de precipitación a la temperatura de yacimiento. Mediante estos estudios se debe también determinar la compatibilidad de los fluidos inyectados, ya que dependiendo de la composición de los mismos, la precipitación se puede inducir en lugar de prevenirse.

En el yacimiento los principales problemas son la alteración en la humectabilidad de la roca, bloqueo por emulsiones estables y reducción de la permeabilidad absoluta del yacimiento por taponamiento.

Los asfáltenos debido a su alta polaridad, aromaticidad y alto peso molecular son adsorbidos por superficies de alta energía presentes en el yacimiento, estas son la superficie de la roca y la interfase agua-aceite, dependiendo de la superficie por la que sean adsorbidos se genera en primer lugar un daño resultante en el yacimiento y el daño es modificado de la humectabilidad y en caso de la siguiente opción, el daño es bloqueo por emulsión agua-aceite.

Las superficies minerales limpias son fuertemente humectadas por agua. Cuando entran en contacto con una fase acuosa, se cargan: positiva, neutra o negativamente dependiendo del potencial zeta de la superficie.

Al adicionar crudo al sistema, las moléculas polares o activas presentes en el crudo, los asfáltenos, tienden a desestabilizarse logrando así, viajar a través de la capa de agua que separa la roca del crudo y ser adsorbidos por la superficie cargada en este caso la roca.

La porción polar de la molécula asfálténica queda apuntando hacia la superficie de la roca mientras la porción no polar apunta en dirección contraria dejando así a la roca con preferencia a ser humectada por el aceite, esto disminuye la permeabilidad

efectiva al aceite y finalmente hay pérdidas en la producción y en las reservas recuperables.

Cuando las moléculas de asfáltenos son adsorbidas por la interfase agua-aceite es debido a fuertes interacciones intermoleculares dipolo-dipolo, enlaces de hidrógeno, intercambio de electrones e interacciones ácido-base formando así una película viscoelástica alrededor de las gotas de agua dispersas en el crudo. Esta película de asfáltenos inhibe la movilidad del crudo al estabilizar la emulsión agua en aceite.

Ahora bien, cuando existen gotas de agua dispersas en una fase no humectante de aceite, la permeabilidad efectiva al aceite del medio decrece debido a la disminución de flujo del crudo por el medio poroso y es necesario gastar energía viscosa para lograr deformar las gotas emulsionadas de agua.

Entre tanto, la cantidad de energía requerida es directamente proporcional al área superficial de la gota de agua. Ahora bien, si las fuerzas viscosas no son suficientes para vencer las fuerzas capilares que sostienen la gota de agua dentro del cuerpo del poro, los canales de flujo se bloquearán y como resultado el flujo de aceite al pozo se verá reducido.

La posibilidad de que exista daño por precipitación de asfáltenos no depende estrictamente de su alta cantidad presente en el crudo, sino más de la estabilidad de los mismos. La estabilidad de los asfáltenos a su vez depende de la presión, temperatura y composición del crudo.

5.9.1.1 Daño a la permeabilidad en las rocas de yacimiento causado por depositación de asfáltenos. A medida que la depositación actúa para reducir el diámetro de garganta de poro, la velocidad local se incrementa lo suficiente como para remover algunos de los depósitos acumulados fuera del espacio poroso.

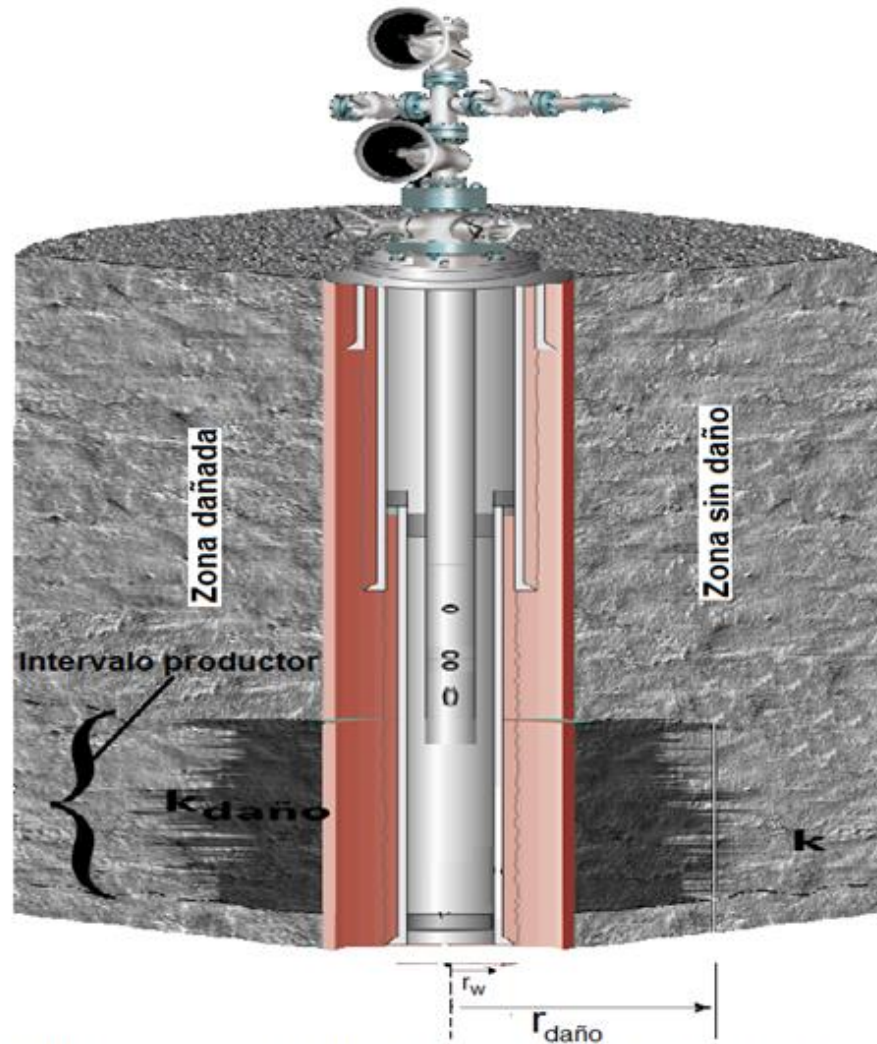
Wang & Civan (1999) demostraron que la depositación superficial estática ocurre incluso cuando no hay flujo de fluido. Sin embargo, durante el flujo del fluido, la depositación superficial dinámica parece ser la dominante. El taponamiento de garganta de poro por depositación parece depender de las propiedades del fluido y del medio poroso y de las condiciones imperantes de presión y temperatura.

El taponamiento de asfáltenos actúa como un estrangulador en las gargantas de poro abiertas del medio poroso. Por otro lado, la velocidad intersticial mantiene un incremento a una constante tasa de producción debido al taponamiento que ocurre dentro de la formación por los asfáltenos. Si la velocidad intersticial supera la velocidad crítica, las partículas de asfalteno comienzan a ser desalojadas y a moverse con el flujo.

5.9.2 Daño en la cara de la formación por asfáltenos. Los cambios en las propiedades de los fluidos que tienen lugar durante la producción de petróleo, tales como la variación de presión, temperatura y la composición, pueden precipitar los asfáltenos. La depositación de asfáltenos y sus problemas inherentes se han estudiado ampliamente en el sistema integral de producción de manera significativa en la tubería de producción, fondo del pozo y tubería de descarga.

La zona en donde se presenta dicha alteración de la permeabilidad se conoce como “zona dañada” (ver figura 72). El daño a la formación es un fenómeno indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación del hidrocarburo incluyendo la perforación, fracturamiento hidráulico, producción y las operaciones de reacondicionamiento.

Figura 72 Zona de daño en la vecindad del pozo



Fuente: GUTIÉRREZ, Héctor. Tesis. Modelo preliminar para calcular el efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso. México. UNAM. Facultad de Ingeniería. 2010, p. 105. Modificada.

Uno de los sitios donde es más susceptible y a la vez más grave que ocurra la precipitación de asfaltenos es en la zona del yacimiento adyacente al fondo del pozo. En esta zona suceden las mayores caídas de presión en el yacimiento, por lo que, se deben tomar precauciones estrictas al respecto, en este sitio se pueden alcanzar condiciones por debajo del umbral superior de precipitación.

Como en esta zona el área de flujo es pequeña, sólo una pequeña cantidad de los flóculos es transportada por los fluidos hasta la tubería del pozo, mientras que la mayor parte se adhiere a la roca o se retiene en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación.

Se cree que la depositación de asfáltenos inducen el daño a la formación por la reducción de la permeabilidad de la roca mediante el taponamiento de la garganta de poro, invirtiendo la mojabilidad de la roca de preferentemente mojado por agua a preferentemente mojado por aceite por la adsorción en la superficie de la roca e incrementando la viscosidad del fluido por nucleación de emulsiones agua en aceite.

Por otro lado, hay evidencias experimentales la cuales indican que el mecanismo de daño dominante es la reducción de la permeabilidad de la roca por el bloqueo de la garganta de poro (Civan 2000).

En los últimos años se ha realizado un esfuerzo por tratar de entender la depositación de asfáltenos a nivel de yacimiento (medio poroso) ya que pequeñas cantidades de asfáltenos pueden adherirse a los granos de las formaciones y perturbar el flujo; sin embargo los depósitos mayores pueden disminuir la eficiencia de flujo y eventualmente obstruir las rutas de flujo a través de los poros completamente.

La optimización de la producción requiere, en este caso, el conocimiento de la composición del petróleo y de las condiciones bajo las cuales sus asfáltenos se mantendrán en solución.

Los problemas de precipitación de asfáltenos son más comunes en los petróleos más livianos que contienen cantidades menores de asfáltenos y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son superiores a la presión de burbuja.

Estas moléculas en solución normalmente permanecen péptizadas en solución por resinas. Igualmente, cambios tanto en la composición del crudo como en la temperatura y las condiciones prevalentes de temperatura pueden alterar la asociación entre los asfáltenos y las resinas que como consecuencia causan la precipitación y depositación.

Así pues, los asfáltenos son fácilmente precipitados del aceite crudo por n-heptano y, se cree que un conjunto de mecanismos causan la precipitación de asfáltenos al interior del yacimiento.

Estos mecanismos pueden ocurrir ya sea natural o artificialmente. La oxidación, la presión, la temperatura y cambios en el PH son algunos de estos mecanismos y se cree que la depositación de asfáltenos inducen el daño a la formación por la reducción de la permeabilidad de la roca mediante el taponamiento de la garganta de poro, invirtiendo la mojabilidad de la roca de preferentemente mojado por agua a preferentemente mojado por aceite por la adsorción en la superficie de la roca e incrementando la viscosidad del fluido por nucleación de emulsiones agua en aceite. Las evidencias experimentales indican que el mecanismo de daño dominante es la reducción de la permeabilidad de la roca por el bloqueo de la garganta de poro (Civan 2000).

Es claro que cualquier alteración en la permeabilidad se reflejará en el desempeño del pozo y se podrá cuantificar mediante el daño y su posterior análisis en las curvas de IPR. La depositación de asfáltenos también se puede presentar en las etapas de recuperación mejorada debido a la inyección de gases miscibles como bióxido de carbono o nitrógeno según Hansen en 1977 y Tuttle en 1983.

5.9.2.1 Condiciones que contribuyen al daño a la formación. Amae Fule et al en 1988 enumeró las condiciones que contribuyen al daño a la formación de acuerdo a un análisis con base en cuatro grupos, ellos son:

- Tipo, morfología, y localización de los minerales residentes;
- Composición de los fluidos in-situ y fluidos externos;
- Condiciones de estrés y temperatura in-situ y propiedades del poro de formación;
- Desarrollo del pozo y prácticas de explotación del yacimiento.

Los factores que contribuyen al daño a la formación son clasificados por Amae Fule et al en 1988 de la siguiente manera:

- a. Invasión de fluidos externos, como son agua y químicos usados para recuperación mejorada, invasión de lodo de perforación, y fluidos de reacondicionamiento del pozo;
- b. Invasión de partículas externas y movilización de partículas indígenas, como arena, finos, bacterias y residuos;
- c. Condiciones de operación como son producción, presión y temperatura del pozo;
- d. Propiedades de los fluidos de la formación y del medio poroso.

Además, Bennion en 1999 mostró los mecanismos más comunes de daño a la formación y Bishop en 1997 resume los siete mecanismos descritos tanto por Bennion como Thomas (1991,1994) con base en:

- (1) **Incompatibilidades fluido-fluido**, por ejemplo; emulsiones generadas por la invasión entre lodo base aceite y el agua de formación.
- (2) **Incompatibilidades roca-fluido**, como el contacto con arcilla potencialmente hinchable o arcilla de caolinita que se de-flocula causado por el desequilibrio de fluidos base agua con potencial de reducir grandemente la permeabilidad en cercanías al pozo.

- (3) **Invasión de sólidos**; como la invasión de agentes densificantes o residuos sólidos de perforación.
- (4) **Fase de entrapamiento o bloqueo**; por ejemplo, invasión y entrapamiento de fluidos base agua en la región cercana al pozo de pozos de gas.
- (5) **Alteración química de adsorción y mojabilidad**; por ejemplo, adsorción de emulsificantes cambiando la mojabilidad y las características del flujo de fluido de formación.
- (6) **Migración de finos**, por ejemplo, movimiento interno de partículas dentro de la estructura interna de la roca resultando en su agregación y posterior taponamiento en la garganta de poro.
- (7) **Actividad biológica**; como la introducción de agentes bacterianos dentro de la formación durante la perforación y la subsecuente generación de finos de polisacáridos que reducen la permeabilidad.

5.9.2.2 Mecanismos orgánicos (asfáltenos) de daño a la formación. Hay tres formas de daño a la formación inducida por asfáltenos, ellas son:

- Bloqueo físico o deterioro de la permeabilidad.
- Alteraciones de mojabilidad.
- Incremento de la viscosidad o formación de emulsiones.

De los tres mecanismos el más dominante es el primero, aunque ocasionalmente el segundo y algunas veces el tercero mecanismo parecen jugar un rol bajo ciertas circunstancias. Los yacimientos que tienen problemas de asfáltenos parecen tener una mezcla de mojabilidad a preferentemente por aceite incluso antes de que comience la producción. Es evidente entonces que la mayor causa del daño a la formación inducida por asfáltenos sea el primer mecanismo. El daño a la formación es un fenómeno indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación del hidrocarburo incluyendo la perforación, fracturamiento hidráulico, producción y las operaciones de reacondicionamiento.

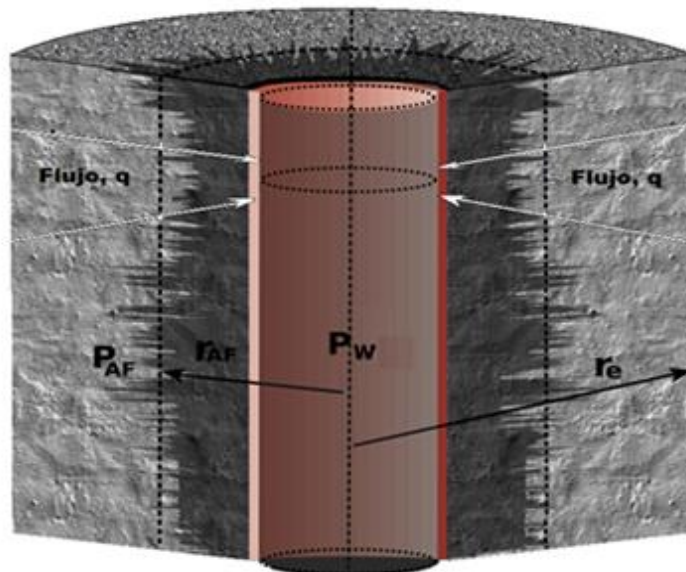
Las causas del daño a la formación se deben a las interacciones fisicoquímicas, químicas, biológicas, hidrodinámicas y termales que ocurren entre el poro de la formación, las partículas, los fluidos y los esfuerzos mecánicos a los que está expuesta la formación. Los indicadores de daño a la formación incluyen la alteración de la permeabilidad, daño a la zona adyacente de la formación al pozo (skin damage) y disminución en el desempeño del pozo.

El daño a la formación es la alteración de la permeabilidad de las formaciones de petróleo que es comúnmente causada por procesos adversos que, para el caso de la figura. 73, cuando el pozo está produciendo en un yacimiento de aceite bajo-saturado con cero corte de agua a una velocidad de flujo tal que la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , es menor que la presión de inicio de floculación de asfáltenos P_{AF} , y P_{AF} es por supuesto menor que la presión del yacimiento, P_y . Si este fluido no flocula y no deposita asfáltenos dentro de la formación, el régimen de flujo será “Estado Estacionario” y habría cambios en el perfil de presión.

Se asume que P_e no cambia durante el intervalo de tiempo y es el caso por ejemplo, si el yacimiento tiene un fuerte empuje hidráulico o un casquete grande de gas. Bajo este escenario aunque la velocidad de flujo se pueda mantener constante mediante la apertura del estrangulador para compensar la caída de presión debida al daño a la formación causado por los asfáltenos, la situación no está en estado estacionario.

P_e y P_{AF} a un r_e y r_{AF} , respectivamente, son constantes si la velocidad de flujo y q permanecen constantes. Pero P_{wf} está decreciendo continuamente y la reducción es cada vez mayor para mantener la tasa de producción q en “estado pseudoestacionario”.

Figura 73 Corte de un pozo productor sufriendo daño a la formación inducida por asfáltenos.



Fuente: GUTIÉRREZ, Héctor. Tesis. Modelo preliminar para calcular el efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso. México. UNAM. Facultad de Ingeniería. 2010, p. 12. Modificada.

Es temporal porque, cuando el estrangulador está totalmente abierto, q comenzara a decrecer así como r_e y r_{AF} también disminuirán. De esta forma, r_e podría llegar a ser menor que el valor del estado pseudo-estacionario de r_{AF} , y éste podría ser cero. Bajo estas condiciones podría no ocurrir la floculación de asfaltenos dentro del yacimiento y, si no hay depositación en la tubería se podría suponer que se debe a una inyección química y, el sistema alcanzaría una verdadera condición de estado estacionario.

Por lo tanto, idealmente, el daño a la formación inducido por asfaltenos puede alcanzar un límite máximo dictado por las condiciones del sistema como presión del yacimiento y temperatura, comportamiento de fase del aceite, erosión de partículas de asfaltenos e hidráulica de pozo. Aunque a esta condición de estado estacionario la tasa de producción podría no ser económica

5.9.2.3 Erosión de Asfáltenos depositados. Si el sistema continuo produciendo sin disturbios, la velocidad intersticial eventualmente comienza a ser igual y supera la velocidad crítica a un punto en el que las partículas de asfáltenos depositados comienzan a ser movidas con el flujo.

A medida que aumenta la velocidad, la tasa de erosión comienza a ser igual que la tasas de depositación. Por lo tanto, no ocurre un daño adicional por asfáltenos en esa posición. Tal condición de “estado estacionario” se ha observado en campo de pozos sometidos a depositación de asfáltenos cerca de la pared de pozo.

La tasa de producción bajo condiciones de régimen estacionario puede no ser y generalmente no lo es económicamente aceptable o viable. Generalmente cuando se alcanzan condiciones de régimen de flujo en estado estacionario, el pozo requiere de una estimulación para re-establecer la producción a una tasa que sea económicamente rentable.

5.9.3 Taponamiento en la vecindad del pozo. Un problema de gran relevancia es cuando la deposición de los asfáltenos ocurre a nivel del yacimiento y en las cercanías del pozo, debido a que en esta zona curren las mayores caídas de presión en el yacimiento, pudiéndose alcanzar condiciones por debajo del umbral superior de precipitación.

Debido a que en esta zona el área de flujo es pequeña, la mayor cantidad de flóculos se adhiere a la roca o es retenida en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación, ya que sólo una pequeña cantidad de estos es transportada por los fluidos hasta la tubería del pozo.

5.9.4 Taponamiento del pozo y tubería de producción. Durante el viaje de crudo a través de tuberías de producción ya sea en el pozo o en superficie, los asfáltenos se pueden precipitar por la presencia de iones férricos combinado con condiciones

ácidas lo que provoca la formación de sólidos conocidos como “lodo asfáltenico” obstruyendo el libre flujo del crudo.

Quizás el lugar dónde el problema de asfáltenos es muy agudo es en el pozo y en la tubería de producción, el crudo sufre cambios de presión y temperatura a medida que fluye desde el yacimiento hasta la superficie.

A medida que el petróleo fluye desde el yacimiento hasta la superficie a través de la tubería de producción, sufre cambios simultáneos de presión y temperatura y dependiendo de la composición del crudo, la disminución de presión y temperatura el líquido puede estar en estado monofásico o separarse en dos y hasta tres fases (gas-liquido o gas-liquido-sólido) mientras se encuentre fluyendo en la tubería de producción.

Lo anterior se ilustra en la figura 74, en la que se muestra un diagrama de fases P-T característico de un crudo que presenta precipitación de sólidos, en el cual se identifican cuatro zonas:

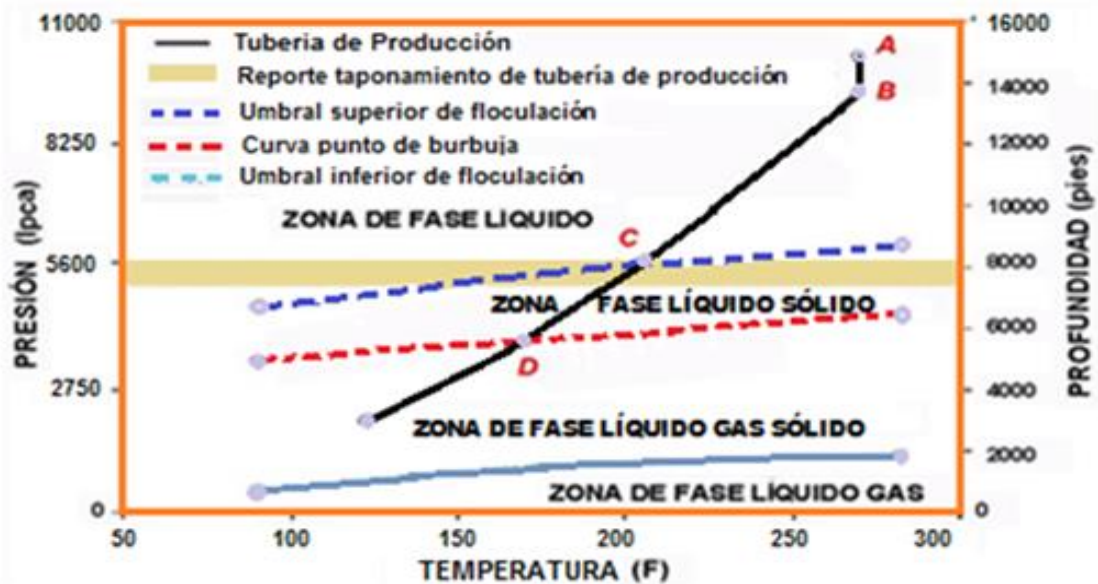
Zona 1: Ubicada por encima del umbral superior de precipitación en la cual, a cualquier presión y temperatura, el crudo existirá siempre como fase líquida.

Zona 2: Compreendida entre el umbral superior de precipitación y la curva de puntos de burbuja, donde coexistirán una fase sólida y una fase líquida en equilibrio.

Zona 3: Compreendida entre la curva de burbujeo y el umbral inferior de precipitación, donde existen simultáneamente una fase gaseosa, una fase líquida y una fase sólida.

Zona 4: Ubicada por debajo del umbral inferior de precipitación, donde la fase sólida desaparecerá y a estas condiciones sólo quedarán la fase gaseosa y la fase líquida en equilibrio.

Figura 74 Diagrama de fase característico de un crudo precipitado de asfaltenos



Fuente: BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo, {En línea}. (6 Abril 2013) disponible en: www.portaldelpetroleo.com/.../los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html, p. 16. Modificada.

En la figura 74, se muestra la trayectoria de los fluidos del yacimiento a medida que fluyen hacia la superficie y en muchos casos el depósito de asfaltenos tapona el pozo que, resulta en pérdidas de producción. La limpieza del pozo por la precipitación de asfaltenos conducen a un incremento de los costos y pueden afectar la economía de un proyecto de recuperación del petróleo. A continuación se describe la trayectoria del fluido procedente del yacimiento hasta la superficie:

El **punto (A)** corresponde a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, lejos del pozo. Entre los puntos (A) y (B) hay una caída de presión, a

temperatura constante, correspondiente al flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, a través de la formación y las perforaciones del mismo.

Respecto al **punto (B)**, los fluidos empiezan a subir por la tubería de producción, en la que se registran presiones cada vez menores, fundamentalmente debido a la disminución de la columna hidrostática.

La temperatura también disminuye a partir de este punto en virtud de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes las cuales, por estar a menor profundidad que el yacimiento, se encuentran a menor temperatura que los fluidos que pasan por la tubería.

A partir del **punto (C)**, correspondiente a la profundidad del pozo a la cual la presión y la temperatura se encuentran sobre la curva superior de precipitación (umbral de precipitación) se empezarán a formar flóculos de sólidos, algunos de los cuales serán transportados hacia la superficie por los fluidos de producción.

Otros, debido a los remolinos característicos del flujo turbulento, se moverán desde el seno del fluido hacia las paredes de las tuberías donde, en virtud de las fuerzas interfaciales podrán adherirse, acumularse y eventualmente, producir taponamientos parciales o totales.

La relación entre la cantidad de los flóculos que se adhieren a la pared y la cantidad de los que son transportados por los fluidos, dependerá tanto de las condiciones de presión y temperatura como del régimen de flujo en la tubería, caracterizado por el Número de Reynolds.

Por último, **el punto (D)** se empezará a formar la fase gaseosa, y es en este momento cuando la cantidad de fase sólida se encuentra en estado de equilibrio generalmente alcanza un máximo.

A partir de este punto, la temperatura disminuye más drásticamente debido al enfriamiento adicional causado por la formación de un volumen cada vez mayor de fase gaseosa.

La formación de una fase gaseosa no reviste mayores consecuencias y es una ocurrencia rutinaria en la explotación de yacimientos. La formación de una fase sólida, por el contrario, puede causar problemas económicos, ya que se conoce de un número alto de casos en los que los taponamientos ocasionados por la presencia de una fase sólida han producido pérdidas parciales y, en algunos casos, pérdidas totales de producción de los pozos.

5.9.5 Taponamiento de las líneas de flujo. La incidencia del problema de precipitación de asfáltenos puede ocurrir en las líneas de flujo y en las instalaciones de superficie, el problemas de precipitación de asfáltenos ocurren principalmente en las estaciones de flujo, instalaciones, equipos corrientes aguas debajo de las mismas y demás equipos asociados a los sistemas de manejo, transporte y compresión del gas.

En la etapa de producción de crudo, la precipitación de asfáltenos. Es un factor crítico durante el transporte debido a que se produce cambios de presión, velocidad, adición de solventes causando que los asfáltenos floculen y puedan precipitarse en las líneas de flujo que conducen el crudo, pudiendo llegar a causar fallas en los sistemas de bombeo.

Cuando la precipitación ocurre en forma masiva, las compañías operadoras deben tomar medidas correctivas que consisten fundamentalmente en paradas totales o parciales de las plantas y equipos afectados, a fin de realizar la limpieza de los mismos mediante métodos mecánicos y utilización de solventes.

Estudios relacionados al tema, han determinado que la presencia de asfáltenos en los sistemas de compresión, transporte y manejo del gas se debe fundamentalmente al arrastre de líquidos por las corrientes de gas en las estaciones de separación. De esta forma, los asfáltenos y otros componentes de alto peso molecular contenidos en el líquido arrastrado, entran en los sistemas de gas y precipitan entonces corriente abajo cuando las condiciones de presión, temperatura y composición así lo determinan.

5.9.6 Taponamiento en instalaciones de superficie. Dentro de las facilidades de superficie se hallan las estaciones de flujo, las cuales se encargan fundamentalmente de separar el gas del líquido (crudo y agua) provenientes del yacimiento. Para realizar dicha separación se emplean separadores cuya capacidad de manejo de volúmenes de crudo y gas diario se lleva a cabo a determinadas presiones y etapas de separación.

Los principales problemas que se presentan en la operación de un separador son entre otros: modificación de las condiciones de operación por disminución de la presión, crudos espumosos, velocidad de erosión, acumulación de asfáltenos y resinas. A continuación, se discuten cada uno de ellos:

5.9.6.1 Modificación de las Condiciones de Operación por disminución de la Presión. Cuando la presión es reducida en ciertos tipos de crudos, se pueden formar pequeñas esferas de gas encapsuladas en una fina capa de crudo, tras liberarse el gas en solución.

Esto puede crear la formación de espuma (foam), que se va dispersando en el crudo, creando lo que se conoce como crudo espumoso (**foaming crude oil**). En otro tipo de crudos, el aumento de la viscosidad y la tensión superficial podrían mecánicamente bloquear el gas en el crudo, causando un efecto similar. La espuma

en crudos no será estable o duradera a menos que algún agente espumante esté presente en el mismo.

Adicional a esto, una consecuencia inmediata de la disminución de la presión, es el aumento de la velocidad del fluido, la cual produce la agitación que en muchos casos es suficiente para la formación de una espuma estable. Por otro lado, se requiere considerable energía cinética para producir espuma con tamaño de burbuja muy pequeño. Estas burbujas cuyas películas de líquido asfáltenico son reforzadas por finas películas de sólidos y, pueden producir una espuma muy estable que pueda ser difícil de romper.

5.9.6.2 Crudos Espumosos. Los asfáltenos forman espumas en mayor o menor proporción cuando están siendo desgasificados. Las espumas ligeras están referidas a aquellas que se dispersan rápidamente. Los crudos son considerados espumantes cuando existe algún efecto estabilizante que actúa sobre las burbujas de gas, de tal manera que ellas no se disipan rápidamente.

Los agentes antiespumantes, pueden ser, en una mezcla gas - líquido, químicos de superficie activa que afectan la tensión superficial del líquido que rodea la burbuja de gas. El mecanismo de formación de las espumas está estrechamente relacionado con la tensión superficial de los líquidos y esta partícula de líquido puede adquirir propiedades de una burbuja muy pequeña si hay partículas muy finas de sólido, cuyos diámetros sean cercanos al espesor de la película líquida y, están dispersas en las mismas.

Estas partículas tienden a estabilizar la película de la burbuja haciéndola equivalente a muchas burbujas de menor tamaño. Por ello, los principales factores que determinan el grado de estabilidad de un crudo espumante son la cantidad de partículas sólidas dispersas en la fase líquida y el tamaño de las mismas.

Los agentes espumantes son de superficie activa, es decir con un extremo polar y un gran extremo hidrocarbonado, los cuales disminuyen considerablemente la tensión interfacial. Como las burbujas de la espuma son frágiles, se necesitan otros aditivos para darle elasticidad y estabilidad contra las tensiones mecánicas.

Muchos productos químicos, como los inhibidores y anticorrosivos agregados directamente a las tuberías, son formadores de espuma, la cual impide el buen funcionamiento del separador. Otra de las causas de este problema puede ser el incremento del volumen del gas por encima de los niveles que el separador está en capacidad de manejar, lo cual aumenta la velocidad en el sistema.

Cuando la tasa de generación es menor o igual a la tasa de rompimiento, la espuma como tal, no representa un obstáculo operacional en los separadores. Los problemas principales que causa la espuma son:

- Dificultad para controlar el nivel de líquido, la espuma suele producir falsas alarmas en los controladores de nivel en los separadores.
- Inconvenientes para obtener las condiciones óptimas a fin de separar el gas del líquido, debido al volumen que ella ocupa.
- Alta probabilidad de que tanto el gas como el líquido puedan salir de los separadores mezclados con espuma, lo cual no satisface las condiciones que se requieren.

Por estas razones, es necesario utilizar un comparador de espumas, cuya función es contrastar si un crudo es conocido con otro desconocido. Este procedimiento ayuda a tomar las medidas apropiadas para el diseño del separador.

5.9.6.3 Velocidad de Erosión. Es muy común que se diseñen tuberías, boquillas de separadores y recipientes sin tomar en cuenta la acción erosiva del gas dentro de las tuberías y el subsiguiente desgaste que se pueda generar. Para evitar la destrucción acelerada del material, es conveniente mantener presentes las velocidades límites con las cuales debe trabajar la unidad. La fórmula API, frecuentemente utilizada para medir la velocidad de erosión, es $V_e = C/\sqrt{p}$ donde:

V_e = velocidad límite, ft/seg.

C = constante que normalmente se aplica igual a 100 para servicio continuo y 125 para servicio intermitente. Cuando existe arena en el gas la constante puede ser menor de 100.

p = densidad del fluido en condiciones de operación, lb/ft³.

Las observaciones relativas a la máxima velocidad permisible en una tubería, para evitar la erosión, ayudan al operador a seleccionar el caudal de producción y al ingeniero de diseño a escoger el mejor material para las tuberías.

5.9.6.4 Acumulación de Asfaltenos y Resinas. Las fracciones polares de los crudos son aquellos constituyentes de alto peso molecular que contienen además de hidrógeno y carbono, altos porcentajes de nitrógeno, azufre y oxígeno. Estos compuestos son conocidos como "Resinas y Asfaltenos" y juegan un papel muy importante en la generación y acumulación del petróleo, así como en la producción mediante procesos convencionales y de recuperación mejorada.

Las resinas y asfáltenos se distinguen usualmente con base en los procedimientos de separación. Así, los asfáltenos son por definición sustancias precipitadas a partir del petróleo mediante la adición de n-heptano, n-pentano o n-hexano. La cantidad

de precipitado obtenido aumenta a medida que la molécula del precipitante se vuelva más pequeña.

Las resinas se asocian con los asfáltenos en un sistema aceptor - donador de electrones probablemente asociaciones de puentes de hidrógeno, lo que permite a los asfáltenos mantenerse dispersos en el crudo. Las interacciones resinas - asfáltenos afectadas especialmente a través de puentes de hidrógeno y transferencia de cargas son preferidas en las asociaciones de los asfáltenos con los hidrocarburos, por lo cual, las resinas mantienen a las partículas de asfáltenos en suspensión formando una "solución coloidal". Otras asociaciones tienen que ver con una estructura del tipo micelar, donde la micela está formada por varias moléculas de asfáltenos rodeadas por resinas.

Los **asfáltenos son liofóbicos** respecto a las parafinas y liofóbicos respecto a los aromáticos y resinas. Estos últimos peptizan a las partículas de asfáltenos mediante la adsorción en su superficie, lo que origina la dispersión del asfalteno en el crudo. Cualquier efecto de naturaleza química, eléctrica o mecánica que despeptice la micela de asfalteno, llevará a la floculación de éstos en el crudo. La adición de líquidos de baja tensión superficial como por ejemplo pentano, hexano, nafta, etc., precipitará a los asfáltenos. A pesar de que el mecanismo exacto por el cual las resinas ayudan a la solubilización es desconocido, se piensa que el tipo de enlace entre las asociaciones asfáltenos - asfáltenos y asfalteno - resina es usualmente el enlace o puente de hidrógeno. La incompatibilidad entre asfáltenos y resinas de crudos de diferentes orígenes indica que probablemente difieren tipos de enlace pudieran controlar este proceso en diferentes crudos.

5.9.7 Proceso de refinación. En todas las fases de la industria petrolera se manifiesta en mayor o menor grado el fenómeno de la precipitación de asfáltenos y durante la etapa de procesamiento del crudo como de sus derivados la precipitación constituye un serio problema que para el caso de las refinerías los procesos de

hidrotratamiento (HDT) de crudos pesados, los asfáltenos pueden llegar a depositarse sobre las superficie catalíticas produciendo la desactivación de los mismos. Así mismo, a nivel de procesamiento, los asfáltenos causan una limitación general en la eliminación de azufre del crudo durante la refinación, por lo que el porcentaje de crudo refinado disminuye.

5.10 METODOS DE REMOCIÓN DE ASFÁLTENOS EN SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

Uno de los principales procesos que causan daño a la formación en la vecindad del pozo es la depositación de asfáltenos, la cual constituye un serio problema ya que puede dar lugar a taponamiento de los canales de flujo en la formación.

La precipitación de asfáltenos puede ocurrir durante la explotación primaria en yacimientos bajo-saturados o durante la inyección de gas natural o inyección de CO₂. Una de las causas que afectan la productividad de los pozos es el daño a la formación y hace referencia a la alteración de la permeabilidad que ocurre normalmente en la vecindad del pozo y si este factor es positivo entonces causa una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente la formación.

Un tipo de daño a la formación en los últimos años es el provocado por la depositación de asfáltenos en el medio poroso. Los asfáltenos son una clase compleja de componentes que comprende las fracciones más pesadas y polares del petróleo que junto con las parafinas y resinas son las fuentes típicas de depositación orgánica en los pozos, tubería de producción, líneas de conducción, instalaciones en superficie y formación rocosa durante la producción de hidrocarburos.

Esta depositación, ocurre tanto a nivel superficial de un pozo como a nivel de poros de la formación, causando disminución de la eficiencia de flujo y eventualmente

puede obstruir las trayectorias de flujo completamente. Leontaritis en 1998, sugirió que el daño por depósitos orgánicos en un yacimiento de petróleo es causado principalmente por la depositación de asfáltenos.

La determinación de la depositación de asfáltenos tanto a nivel de yacimiento como en la vecindad del pozo es un proceso costoso que como respuesta a esta problemática se hace imperativo mitigar la precipitación a través de diferentes métodos predictivos, preventivos y correctivos con información suficiente y viable para anticiparse a los problemas que eventualmente pueden afectar la producción de un pozo por depositación de orgánicos como los asfáltenos. Al respecto, son:

5.10.1 Medidas de control. De acuerdo al punto de vista de producción, según Rivas, en 1994, la precipitación de asfaltenos y demás sólidos ocasionados pueden encontrarse a nivel del pozo, instalaciones de superficie, tubería de producción, cara de la formación y el yacimiento.

5.10.1.1 A nivel del Pozo. Los métodos de remoción de asfáltenos incluyen:

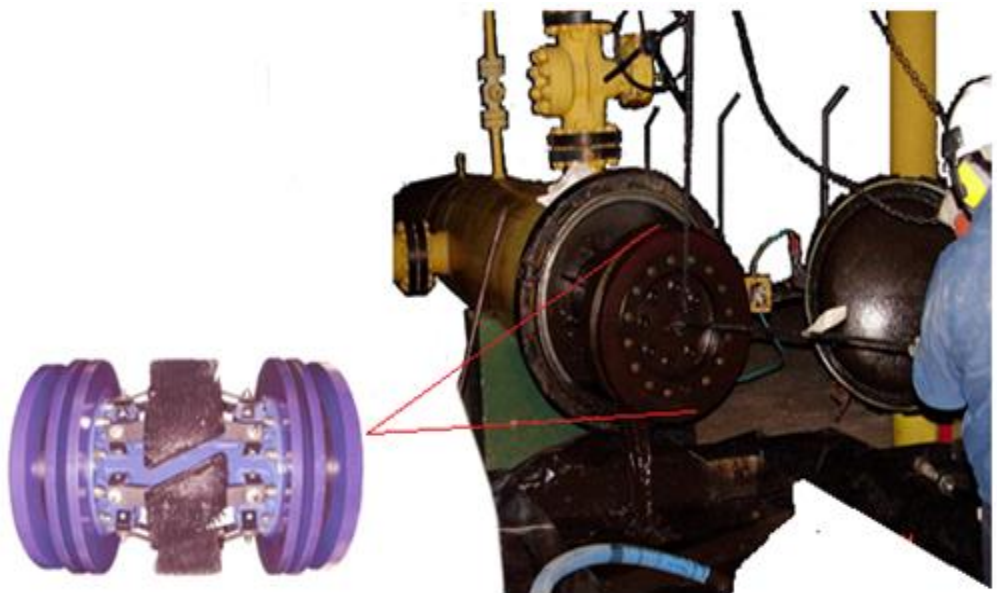
5.10.1.1.1 Método Mecánico. Usado para remover los depósitos de asfáltenos de las líneas de flujo y tuberías de producción. Este método incluye raspadores de barra, raspadores de guaya fina, raspadores de línea de flujo, pistón raspador de libre-flotación y tuberías de guaya fina. Las ventajas del método mecánico son la buena limpieza, es seguro y un daño mínimo a la formación (Straub y Autry, 2001), pero por otro lado, las desventajas son:

- Tratamientos Costosos y restringidos para los equipos de producción pero no para la formación productora,
- La aplicación es limitada por los equipos involucrados como por el tiempo y,

- Peligro de pesca de herramientas que pueden perderse en el hoyo.
- También se puede realizar algún corte mecánico a la tubería, e incluso aplicarse la técnica de “pigging” la cual consiste en la introducción de un dispositivo denominado “pig” que es empujado por un fluido a lo largo de la sección de tubería para limpiarla. Un pig actúa como un pistón móvil libre dentro de la tubería, sellando contra la pared interior, con un número de elementos de sello.

Los raspadores pueden realizar varias tareas incluyendo la limpieza de escombros de la línea, el retiro de productos residuales internos, y calibración del diámetro interno de la tubería. Esta herramienta se emplea para la limpieza de tuberías, la separación de fluidos de diferentes densidades conducidas a través de poliductos, el llenado y vaciado de líneas en calibración y pruebas hidrostáticas (figura 75).

Figura 75 Limpieza mecánica del gasoducto Conesa–Rio Colorado–Cerri de Transportadora Gas del Sur en la provincia San Martín de Argentina.



Fuente. FALABELLA, Daniel. Mejora de eficiencia mediante la aplicación de limpieza química. TGS S.A. {En línea}, disponible en: www.iapq.org.ar/sectores/eventos/.../limpieza p. 32. Modificado.

El método de corrida de raspadores “pig” involucra el movimiento a través de la tubería con el objeto de ser limpiada por un dispositivo, cilíndrico o esférico de un diámetro exterior igual al diámetro interior que se mueve a través de la tubería con el propósito de limpiar, dimensionar o inspeccionar. (Girardind, 2005).

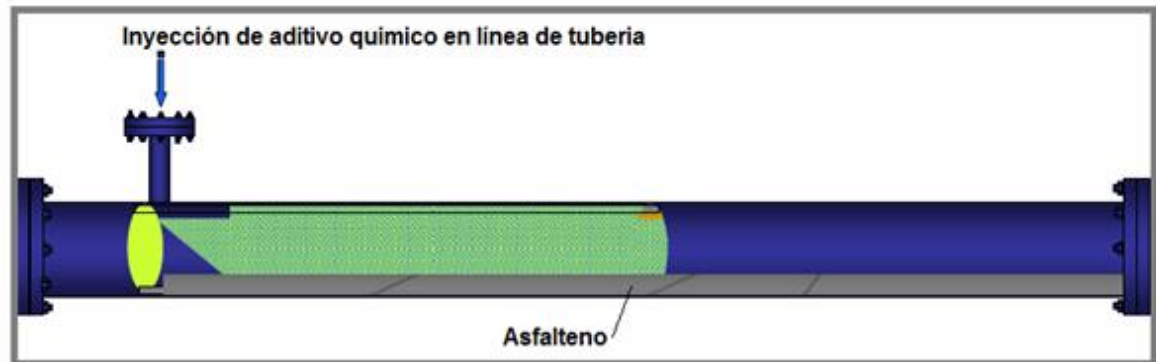
Se les conoce a los raspadores como escariadores o raspa tubos y estos se fabrican en diversas formas, se utilizan para desprender las escamas de óxido, arena, basura, parafina, la corrosión o cualquier otro material indeseable que penetre dentro de la tubería.

Los raspadores han demostrado ser eficaces para la limpieza de la tubería en las refinerías, instalaciones de plantas químicas, en la industria de aceite y el gas etc.

5.10.1.1.2 Tratamientos Químicos. Los métodos químicos son los más comunes para el tratamiento de asfáltenos ya que pueden usarse para tratar las deposiciones en el pozo y/o en las formaciones productoras. Numerosos solventes, aditivos y químicos comerciales están disponibles por muchas compañías para disolver los asfáltenos depositados. El tratamiento químico (Allen y Roberts, 1982) se clasifica en tres clases principales:

Tratamiento con Solventes: Los solventes como el tolueno, el xileno y otros solventes como la piridina y bisulfuro de carbono generalmente se usan para disolver depósitos de asfáltenos, pero su uso ha sido limitado debido a su costo, consideraciones de seguridad y otros problemas. (Kokal y Sayegh, 1995). Ellos también presentan riesgos de explosión y fuego por sus bajos puntos de inflamación y puede también crear problemas de corrosión. Este tipo de método de limpieza puede crear problemas de manejo y disposición, específicamente en operaciones costa afuera, donde la solución crudo/asfalteno/solvente requiere disposiciones cuidadosas (ver figura 76).

Figura 76 Inyección de aditivo químico en tubería



Fuente: Limpieza química de ductos. N-SPEC. BRENNTAG. Congreso Petrolero 2005. {En línea}, disponible en: www.brenntag.com/es/downloads/inspecpr/NspecSpanish. p. 11. Modificada

Los procedimientos de limpieza son generalmente diseñados para adaptarse a un pozo en particular. En algunos casos, la inyección de solventes químicos para suavizar el depósito puede estar seguida de raspado mecánico. En cualquier caso, la limpieza de depósitos de asfáltenos es invariablemente costosa e involucra resolver numerosos problemas.

Dado que los asfáltenos son solubles en tolueno, éste ha sido utilizado con éxito como disolvente en las operaciones de intervención de pozos. No obstante, las restricciones impuestas por las organizaciones reguladoras ahora requieren que los operadores utilicen solventes que sean más amigables con el medio ambiente.

Tratamiento con Detergentes: Los detergentes según Allen y Roberts en 1982, son una clase de agentes surfactantes. Se usan para fracturar los depósitos de asfáltenos y también les impide re-aglomerarse. Para todos los tipos de tratamientos químicos, la seguridad medioambiental y los riesgos de exposición personal deben ser considerados, ya que produce desventajas adicionales y restricciones para muchos materiales de tratamiento químico.

El procedimiento de limpieza generalmente se diseña para satisfacer un pozo en particular. En muchos casos una inyección química de solvente para ablandar el depósito puede ser seguida de una raspadura mecánica.

El tratamiento químico como opción de control es adoptado para la remediación y prevención de depositación de asfáltenos en la tubería de producción. Las pruebas pueden realizarse con el dispositivo en el petróleo tratado o sin tratar y, hace que los asfáltenos se depositen en la pared de éste.

Lo anterior, es independientemente de que el petróleo fuera tratado químicamente o no, utilizando n – heptano caliente y cuyo resultados han demostrado que el inhibidor de asfáltenos no completa la depositación sobre la pared a pesar de reducir la tasa de deposición de asfáltenos que ha legado alcanzar un 40%.

5.10.1.2 A nivel de la Tubería de Producción. Las acciones tanto correctivas como preventivas que se deben tomar cuando ocurre un problema por precipitación de asfáltenos a nivel de la tubería de producción es la utilización de métodos mecánicos y químicos ya previamente señalados con anterioridad.

Una vez que el taponamiento se produce, el mismo, se puede eliminar inyectando un solvente adecuado y dejando la instalación en remojo por varias horas, con el fin de disolver el depósito.

Sin embargo, esta medida no es suficiente, ya que por lo general el deposito no está constituido por material inorgánico y en este caso se necesario emplear una unidad de “Snubbing” para realizar una limpieza mecánica en combinación con el mejor solvente. Otros metodos de remoción de asfáltenos a nivel de la tubería de producción comprende:

5.10.1.2.1 Tratamientos Térmicos. Esta categoría de métodos de tratamiento incluye: lubricación caliente, calentadores hoyo abajo de agua o vapor.

Lubricación Caliente: La lubricación caliente consiste en el proceso de inyectar crudo caliente para remover los depósitos de asfáltenos de un pozo. La lubricación caliente causa daños a la formación y no es bueno si los depósitos acumulados son grandes (Zekri y Shedid, 2001).

Calentadores Hoyo abajo: El calentador hoyo abajo representa una fuente continua de calor que puede usarse para fundir los depósitos de asfáltenos o de parafina en el pozo o en la tubería por un período de tiempo, después el material fundido puede ser bombeado a la superficie con la producción de petróleo. Esta técnica tiene limitaciones tales como restricciones económicas, mantenimiento costoso del sistema de calentamiento, y disponibilidad de energía eléctrica. (Bernardiner, 1993).

5.10.1.2.2 Manipulación de Presión, Temperatura y Tasa de Flujo. Una de las maneras para prevenir o reducir la precipitación de asfáltenos dentro de los pozos es controlar la presión de operación, la temperatura y/o la tasa de producción para evitar las condiciones en las que tenga lugar la precipitación de asfáltenos. Un método es usar un aislante de los fluidos en el espacio anular para evitar las pérdidas de calor excesivas y mantener las temperaturas de los fluidos.

Una disminución de la relación gas-petróleo reduce la floculación. Por consiguiente el método más simple y menos costoso para controlar el problema de la precipitación es aumentar el tamaño del estrangulador en superficie, disminuir la presión para reducir la relación de gas-petróleo disuelta (Kokal y Sayegh, 1995)

5.10.1.2.3 Aditivos Resinosos. En algunos casos, el añadir aditivos resinosos ha prevenido o reducido la precipitación de asfáltenos. Sin embargo, este método

no ha sido muy común, ya que necesitan que se realicen muchos preparativos para que la aplicación sea exitosa (Kokal y Sayegh, 1995).

5.10.2 Acciones preventivas. La deposición de Asfaltenos a nivel del hueco del pozo y formaciones productoras comprende los siguientes tratamientos:

5.10.2.1 A nivel del pozo. En la medida que se tenga precipitación de asfaltenos, su control ha ser a corto y largo plazo, teniendo en cuenta los siguientes metodos:

5.10.2.1.1 Inyección Química. Tecnica quimica ampliamente usada, de la cual existen dos formas de inyección que corresponde a:

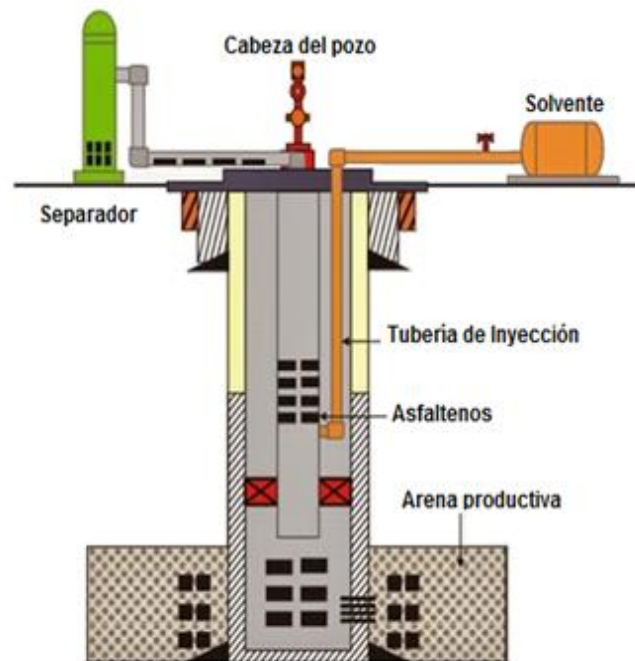
5.10.2.1.2 Inyección Continua. Es la forma más efectiva de evitar la precipitación de asfaltenos en la tubería de producción como en las instalaciones de superficie. Esta puede efectuarse a fondo de pozo, en el cabezal o en otras instalaciones de superficie dependiendo del lugar donde se encuentre la zona de máxima precipitación (ver figura 77)

En un sistema de inyección continúa a fondo de pozo debe tomarse en cuenta el producto inhibidor de la precipitación óptimo a condiciones de presión y temperatura de fondo, así como la dosificación óptima, de igual forma, se debe instalar un sistema de inyección en superficie que cumpla con las características de presión de descarga, caudal de dosificación, y materiales apropiados resistentes a las características químicas del inhibidor.

También debe llevarse a cabo un análisis previo del producto que demuestre su eficiencia para este tipo de crudo en particular. Por otra parte, es necesario planificar el reacondicionamiento del pozo, que incluya la instalación del sistema capilar, el cual debe diseñarse para que cumpla con las especificaciones de las presiones de

estallido y de colapso como de resistencia a las características químicas según lo manifestado por Ali y Betancourth en 1999.

Figura 77 Remoción de asfaltenos en el fondo del pozo



Fuente: ZAMBRANO, Orlando. Limpieza de Arena, Asfaltenos y Parafinas en Servicios a Pozos. {En línea} (26 Febrero 2015) disponible en: achjj.blogspot.com/2015/02/limpieza-de-arena-asfaltenos-y.html. Modificado.

5.10.2.1.3 Inyección en forma de Batch o Tapones. Es ampliamente utilizado en la industria petrolera para la limpieza de pozos y de tuberías. La forma de inyección es discontinua y generalmente se realiza a fondo de pozo. Comunmente se establece un programa de limpieza periodica para evitar problemas de taponamiento a gran escala. La inyección se efectua dependiendo de las condiciones de presión y temperatura de cada pozo.

5.10.2.1.4 Inyección forzada de inhibidor químico en la formación. Los tratamientos convencionales con inhibidores de la floculación de los asfaltenos,

implican procesos de intervención periódica con remojos en solventes o inyección continua de químicos en el pozo.

Estos métodos son efectivos para prevenir la aglomeración y deposición de los asfaltenos en las líneas de flujo y tubulares pero no protegen la formación productiva, porque los químicos interactúan con el petróleo después de que éste abandona la formación con la posibilidad de dejar atrás asfaltenos.

Un método mejorado, ha sido desarrollado por Nalco Energy Services, que consiste en agregar químicos al petróleo crudo mientras éste aún se encuentra en la formación.³⁴ El método consiste en la inyección forzada de un inhibidor de deposición de asfaltenos en la formación, para estabilizarlos antes de que se produzca su floculación. No obstante, las pruebas demostraron que la inyección forzada de un inhibidor solamente no produce beneficios en el largo plazo debido a que la formación no absorbe los inhibidores adecuadamente, lo que permite que éstos sean liberados rápidamente de la formación a medida que se produce petróleo. El tratamiento previo de la formación con un químico activador mejora la absorción del inhibidor en la formación sin modificar su mojabilidad.

El procedimiento general de inyección forzada incluye la limpieza y el reflujado del pozo, el bombeo de un activador, un espaciador de petróleo crudo, un inhibidor y luego más petróleo crudo y el cierre del pozo comprende un lapso de 12 a 24 horas antes de reanudar la producción³⁵ (ver figura 78).

³⁴ ALLENSON, S y WALSH, M. A novel way to treat asphaltene deposition problems found in oil production. Artículo SPE 37286 En: Simposio Internacional sobre química de campos petroleros de SPE, Houston, 18 al 21 de febrero de 1997.

³⁵ CENEGY, L. Survey of successful world – wide asphaltene inhibitor treatments in oil production fields. Artículo SPE 71542. En: Conferencia y exhibición técnica anual de SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.

Luego, el activador prepara la formación y reacciona con el inhibidor para formar un complejo que queda en el lugar durante un tiempo prolongado a medida que el pozo produce petróleo.

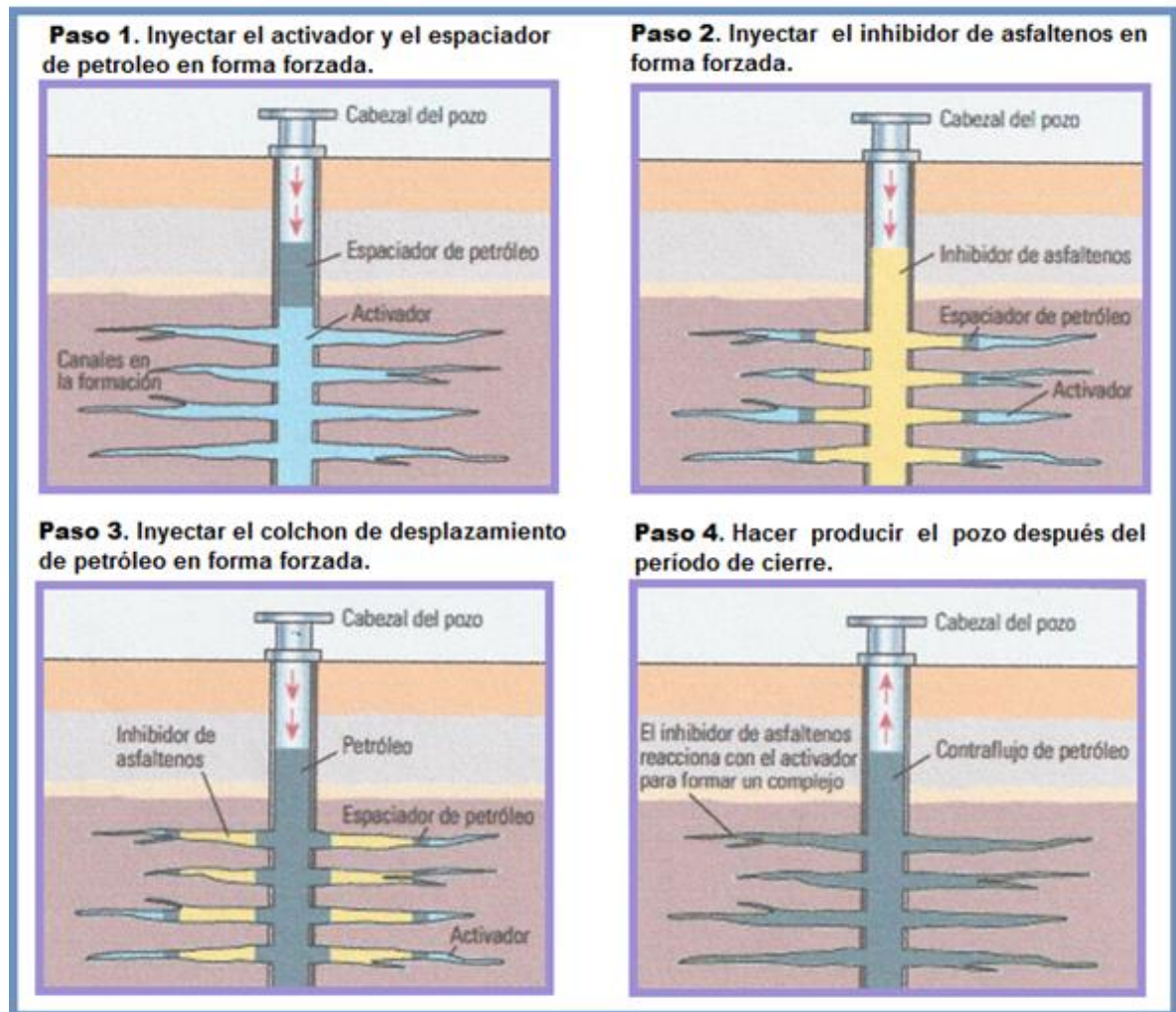
El procedimiento de optimización de inyección forzada para tratar una formación con activador y un inhibidor de deposición de asfaltenos inicialmente implica la limpieza y el reflujó del pozo y luego el bombeo de un activador junto con un espaciador de petróleo. El activador se adhiere a la formación y seguidamente se inyecta el químico inhibidor de la precipitación. El tercer paso comprende un colchón de desplazamiento de petróleo crudo y en el último paso el pozo se cierra durante 12 a 24 horas, lo que da tiempo al activador y al inhibidor para formar un complejo antes de que comience la producción.

Nalco Energy Services, lo aplica en áreas con algunos problemas serios de deposición de asfaltenos del mundo que incluye Venezuela, Golfo Pérsico, Mar Adriático y Golfo de México. Caso particular en el Oriente de Venezuela, los problemas severos de precipitación de asfaltenos provocaron el taponamiento de un pozo de producción de gran volumen a los siete meses de tratamiento y la compañía sigue intentando aplicar diversos métodos de limpieza, incluyendo el raspador físico del pozo y la inyección de xileno por la tubería de producción.

5.10.2.2 A nivel del yacimiento. Como acción preventiva se debe tener en cuenta y realizar una:

5.10.2.2.1 Inyección de dispersante. En caso donde la zona de máxima probabilidad de precipitación se llegue a encontrar en la proximidad de las perforaciones, la medida preventiva conveniente para minimizar la precipitación de asfaltenos será la inyección del inhibidor en la formación y en tal caso debe considerarse tomar en cuenta las siguientes precauciones:

Figura 78 Procedimiento optimizado de inyección forzada para tratar una formación con activador y un inhibidor de deposición de asfaltenos



Fuente: AKBARZADEH, Kamran et ál. Los asfaltenos problemáticos pero ricos en potencia. Oilfield. Houston, Texas. EUA. 2007, p. 43. Modificada.

- **Seleccionar el producto optimo.** Debe hacerse considerando las limitaciones del producto para las condiciones de presión y temperatura de la formación y llevarse a cabo un analisis previo del dispersante que demuestre la eficiencia del producto para este tipo de crudo en particular.

- **Limpieza de la tubería de producción.** La tubería de producción debe limpiarse para evitar la introducción de asfaltenos o cualquier tipo de depósitos que pueda causar obstrucción en ésta.

5.10.3 Medidas correctivas. Para controlar la precipitación de asfaltenos en instalaciones de superficie se detallan a continuación:

5.10.3.1 A nivel de las Instalaciones de Superficie. El problema de precipitación de asfaltenos ocurre principalmente en las estaciones de flujo y equipos corriente debajo de las mismas, asociados a los sistemas de manejo, transporte y compresión de las corrientes de gas e incluye:

5.10.3.1.1 Paradas y limpieza de plantas y equipos. Cuando la precipitación de asfaltenos ocurre en forma masiva, las operadoras deben tomar las medidas correctivas realizando una parada parcial o total de las plantas y equipos afectados con el fin de corregir y llevar a cabo las partes afectadas, para ello, utilizando métodos mecánicos a través del uso de raspadores o dado el caso mediante la utilización de solventes.

5.10.3.1.2 Limpieza de Gasoductos. Los asfaltenos son hidrocarburos constituyentes del petróleo, de estructura amorfa y elevado peso molecular y éstos ocurren cuando se transporta por las tuberías gas asociado con petróleo.

La presencia de asfalteno se evidencia cuando hay una deficiencia de los equipos de separación quizás por la formación de espumas ya que el crudo al ser desgasificado forma espuma, lo que conlleva a arrastres en las corrientes de gas ocasionando la disminución en la capacidad del sistema, aumento en la frecuencia de la limpieza en los gasoductos y atascamientos de las herramientas de limpieza, entre otros. Los factores que influyen en la transmisión del gas natural son:

Formación de hidratos. El gas natural formará hidratos si existe agua libre enfriando el gas por debajo de la temperatura de rocío. En general se forman a bajas temperaturas, altas presiones y altas velocidades.

Entre los problemas industriales que ocurren por la formación de hidratos se pueden mencionar: congelamiento de gas natural, logrando taponar la tubería y por ende reduciendo el espacio permisible para el transporte del gas, corrosión de la tubería y aún más grave la detención de las operaciones en la planta.

Por esta razón es necesario implementar técnicas para deshidratar el gas antes del enfriamiento de los hidrocarburos, en la figura 79 se observa la formación de hidratos presente en un gasoducto y taponamiento de línea.

Figura 79 Formación de hidratos en gasoductos y formación de líquidos



Fuente: SOSA, Elsys. Tesis. Diseño de un sistema para recolección y reincorporación de líquidos producidos durante las corridas de herramientas desde la estación NMEF-5 hacia la estación NMEF-3. Venezuela. Universidad de Oriente. 2009, p. 53. Modificada

Esto ocurre cuando los componentes más pesados del gas natural alcanzan el punto de rocío y se condensan depositándose en el interior de la tubería. Generalmente cuando llega la noche, se pueden presentar disminuciones apreciables de la temperatura ambiental unida a la variación de presión a lo largo de la línea. La acumulación de líquidos trae como consecuencia la disminución del caudal, la reducción de la eficiencia de transmisión en la línea, acumulación de

líquidos y pérdida de la presión. En la figura 80 se muestra la cantidad de líquidos desplazados por una herramienta de limpieza.

Figura 80 Condensación de líquidos en gasoductos



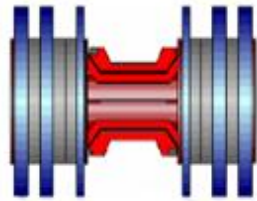
Fuente: SOSA, Elsys. Tesis. Diseño de un sistema para recolección y reincorporación de líquidos producidos durante las corridas de herramientas desde la estación NMEF-5 hacia la estación NMEF-3. Venezuela. Universidad de Oriente. 2009, p. 54. Modificada

Corrosión. Constituye un proceso de oxidación que es complejo, el cual puede destruir y desintegrar los materiales debido a un proceso electroquímico y de erosión causadas por: el sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de carbonilo (COS), disulfuro de carbono (CS_2), mercaptanos (RSH), nitrógeno (N_2) y agua (H_2O). Para minimizar la presencia de estos compuestos el gas debe ser endulzado y deshidratado de tal forma de eliminar de la corriente de gas los agentes corrosivos.

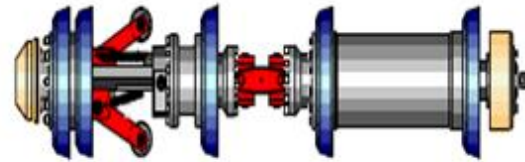
Uso de Raspadores. El transporte de gas natural a lo largo de la tubería se realiza por diferentes terrenos que trae como consecuencia la acumulación de líquidos los cuales se condensan debido a las variaciones de temperatura y presión constituyendo un problema económicamente significativo porque reduce la eficiencia en la tubería y los requerimientos para los equipos adicionales tales como:

grandes compresores, separadores, tanques de almacenamiento y receptores de líquido capaces de manejar grandes cantidades variables de líquidos.

Figura 81 Herramienta inteligente y no inteligente para la limpieza de gasoductos



Herramienta no Inteligente



Herramienta Inteligente

Fuente: SOSA, Elsys. Tesis. Diseño de un sistema para recolección y reincorporación de líquidos producidos durante las corridas de herramientas desde la estación NMEF-5 hacia la estación NMEF-3. Venezuela. Universidad de Oriente. 2009, p. 60- 61. Modificada.

Por esta razón se hace necesario llevar a cabo un proceso de limpieza de tubería, empleando para ello esferas de gomas inflamables y raspadores de líquidos (ver figura 81). Entre otras razones se encuentran:

- Asegurar la integridad del gasoducto.
- Eliminar o reducir el mal contacto de los sensores en corridas de herramientas inteligente.

La práctica ha mostrado que un programa de limpieza con raspadores es esencial para el funcionamiento eficiente del sistema. Las operaciones de la tubería necesariamente tienen que ser interrumpidas para permitir correr un raspador o pig, y en algunos casos las condiciones del flujo del fluido pueden que necesiten ser modificadas; por ejemplo reduciendo la presión.

En el trascurso de la vida operacional de una tubería, es necesario tratar con un raspador llamado también cochino durante y después, de su construcción. Para

evitar daños o de bloqueos en la tubería, es necesario implementar un programa de inspección y mantenimiento que reduzca grandemente los riesgos operacionales y aumento de la vida útil del sistema.

Dicho programa depende extensamente del uso de varios tipos de raspadores a través de las diferentes etapas en la vida de una tubería. Las razones para limpiar con raspadores caen dentro de una de las siguientes categorías:

- Separación interfacial de fluidos.
- Remoción de obstrucciones.
- Mantenimiento de la tubería.
- Monitoreo de la tubería.
- Inspección interna.

Existen tres tipos de limpieza a tratar en un gasoducto, ellos son:

- **Limpieza seca.** Es aquella que se realiza con la herramienta de limpieza o raspadores mecánicos y se usa para remover líquidos, además el raspador mecánico rompe las partículas reduciéndolas a otras más pequeñas cubriendo los defectos de las tuberías.
- **Limpieza química.** Consiste en la aplicación de un detergente que se incorpora directamente en la corriente de gas. Para llevar a cabo este tipo de limpieza la velocidad de circulación de gas debe ser alta para producir un fenómeno de turbulencia; junto con el producto de limpieza se debe incluir un bache de diluyente.
- **Remoción de líquidos condensados.** A pesar de que el gas que transporta la red permanece en estado gaseoso a las condiciones de presión y temperatura de las tuberías, es conveniente indicar que estas mezclas de hidrocarburos

contienen componentes que a condiciones apropiadas de presión y temperatura se pueden condensar. Debido a sus dificultades de manejo, el gas es transportado mediante gasoductos. A medida que el gas fluye a través de la tubería su presión y temperatura varían, y esto puede conllevar a la condensación de líquidos.

La formación de líquidos en la tubería tiene numerosos efectos adversos; reduce la eficiencia hidráulica de la tubería incrementando los costos operacionales, y las cantidades de líquido desarrolladas pueden dañar o sobrecargar la planta de procesamiento posterior. En consecuencia el condensado, debe ser removido para optimización hidráulica y despejado regularmente para asegurar que las instalaciones de recepción sean capaces de manejar las cantidades de líquidos acumuladas en los gasoductos.

5.10.4 Métodos Preventivos. Para controlar la precipitación de asfáltenos a nivel de instalaciones de superficie esta:

5.10.4.1 Cuantificación del Arrastre. El arrastre de crudo acarrea problemas operacionales y ambientales de diversa índole, entre los que se pueden señalar: el taponamiento de las líneas de producción y equipos asociados, obstrucción de trampas colectoras de líquidos y de instrumentos de medición y control e incremento de las presiones de separación, entre otros.

En la actualidad no existen equipos comerciales de medición de arrastre que permitan detectar la presencia del mismo. Sin embargo, el Instituto de Tecnología venezolana para el Petróleo - INTEVEP viene desarrollando una tecnología que permite estimar la extracción de crudo retenido en una muestra de gas, para ello, utiliza un solvente que cuantifica y permite medir la absorbancia por espectrofotometría de luz visible.

Se debe utilizar una metodología de medición de arrastre en un lapso previamente establecido con la finalidad de obtener muestras representativas. Para lo cual es necesario tomar un valor límite estimado por la norma API 12j que estable como máxima cantidad de líquido permisible en una corriente de gas 0.1 galón/millón de pies cúbicos de gas y puede tener cierta flexibilidad al trabajar con este valor en corriente de gas.

5.10.4.2 Arrastre de Líquido. La presencia de Asfaltenos en los sistemas de compresión, transporte y manejo de gas se debe fundamentalmente al arrastre de líquidos por las corrientes de gas en las estaciones de superficie de separación.

Los asfáltenos y otros componentes de alto peso molecular contenidos en el líquido arrastrado entran en los sistemas de gas y se precipitan corrientes abajo cuando las condiciones de presión, temperatura y composición así lo determinan.

Con base en lo anterior, las medidas preventivas deben estar dirigidas a eliminar, o en todo caso minimizar, el arrastre de líquidos en los separadores de las estaciones de flujo que, de acuerdo a estudios realizados la solución óptima al problema en las instalaciones consiste en inyectar dosificaciones continuas de inhibidores de la precipitación de los asfáltenos así como de antiespumantes de manera controlada.

La existencia de arrastre en líneas de gas se debe primordialmente a la presencia de alguno de los problemas mencionados anteriormente, especialmente la formación de espuma y taponamientos en los equipos de separación crudo gas, los cuales influyen directamente con la eficiencia de separación conjuntamente con los siguientes factores:

5.10.4.2.1 Descontrol en la Aplicación de Químicos Antiespumantes. El no aplicar la dosis y concentraciones óptimas produce espumas las cuales promueven

los arrastres de líquidos. La espuma es arrastrada por el flujo de gas dentro del separador, sobrepasando la capacidad de separación de los extractores de neblina.

5.10.4.2.2 Tipo de Antiespumante Utilizado. Existen dos tipos de química que pueden ser utilizadas como los inhibidores de espuma, que previenen la formación de espuma y deben ser inyectadas al flujo antes de la entrada al separador y el otro tipo son los rompedores de espuma, los cuales modifican la tensión superficial de lamela que corresponde a una película de líquido que recubre la burbuja haciendo que esta colapse, y esta debe ser inyectada directamente sobre la superficie donde se forma la espuma.

Los productos antiespumantes son utilizados en los crudos tendientes a formar espuma a objeto de disiparla, generalmente se inyectan en el múltiple de producción a cierta distancia del producto químico demulsificante o en la línea de entrada de los separadores bifásicos o trifásicos. Así mismo, estos productos son utilizados cuando hay presencia de sólidos en el crudo, estos sólidos estabilizan las emulsiones y forman altas interfaces en los tanques de lavado lo que es negativo para la deshidratación de crudo

5.10.4.2.3 Uso de Dispersantes en las Estaciones. Los sólidos están impregnados de crudo que se mantienen en suspensión en la interface crudo-agua, la función de los dispersantes de sólidos es cambiar la humectabilidad del sólido para que este emigre de la fase acuosa y se separe. Es importante conocer mediante análisis de laboratorio el contenido de sólidos presentes en el crudo así como el origen, de ello dependerá la selección del producto químico dispersante.

5.10.4.2.4 Control de Nivel de Líquido del Separador. El descontrol del nivel de líquido del separador, por ejemplo, aquellos que sobrepasen el nivel máximo de operación, producen altos volúmenes de arrastre debido a que el gas, está viajando a velocidades mayores a la de diseño del separador, aumenta el esfuerzo de corte

sobre la superficie del líquido formando oleaje que es un efecto similar al del viento sobre el mar y el cual es empujado hacia la descarga de gas a través de los extractores de neblina, los cuales no están diseñados para atrapar tal bocanada de líquido. Las velocidades de gas aumentan, debido a la reducción de área transversal de los separadores, ocasionado por el aumento del nivel de líquido.

El descontrol de nivel de líquido es ocasionado por el taponamiento de los controladores al depositarse asfáltenos o sustancias precipitables en el fondo de los separadores. Asociado con este hecho está el funcionamiento correcto de las válvulas de control de líquido. Estas se encuentran en las líneas de descarga de líquido y su función es la de mantener el nivel de líquido dentro del separador en el nivel "normal" de operación. El funcionamiento semi-abierto de las válvulas hace que los separadores funcionen en condiciones más estables, manteniendo el nivel de líquido dentro del separador estable.

El modo de separación on-off por el contrario, hace que el sistema despache el líquido en forma de bocanadas promoviendo que este gran volumen sea transferido a los subsecuentes niveles de separación y que el nivel de líquido suba en oportunidades por encima del nivel máximo de operación, provocando así la presencia de arrastre.

5.10.4.3 Tratamiento de las Corrientes de Gas. En las instalaciones de superficie, el problema de precipitación de asfáltenos ocurre principalmente en las estaciones de flujo y equipo corriente aguas abajo de las mismas, asociadas a los sistemas de manejo, transporte y compresión de las corrientes de gas.

Estudios han determinado que la presencia de asfáltenos en los sistemas de compresión, transporte y manejo del gas se debe fundamentalmente al arrastre de líquidos por las corrientes de gas en las estaciones de separación.

De esta forma, los asfáltenos y otros componentes de alto peso molecular contenidos en el líquido arrastrado, entran en los sistemas de gas y precipitan entonces corriente abajo cuando las condiciones de presión, temperatura y composición así lo determinen.

5.10.5 Medidas correctivas. Para controlar la precipitación de asfaltenos en la cara de la formación se detallan a continuación:

5.10.5.1 A nivel de la Cara de la formación. Uno de los sitios donde es más susceptible y a la vez más grave que ocurra precipitación de asfaltenos es en la zona del yacimiento adyacente al fondo del pozo. En esta zona, suceden las mayores caídas de presión en el yacimiento, por lo que a menos que se tomen precauciones estrictas al respecto, en este sitio se puede alcanzar presiones por debajo del umbral superior de precipitación.

En esta zona el área de flujo es pequeña y a diferencia de la tubería, el medio poroso es una roca comparativamente poco permeable, solo una pequeña cantidad de los floculos es transportada por los fluidos hasta la tubería del pozo, mientras la mayor parte se adhiere a la roca o se retiene en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de la formación.

Cuando esto sucede, es necesario realizar un trabajo de fracturamiento o una estimulación con un tratamiento que elimine los depósitos formados. Ahora bien cuando el daño es causado por una combinación de asfaltenos y migración de finos, el tratamiento debe consistir en una acidificación precedida de una mezcla de solventes y dispersantes que permita prevenir las películas viscosas y emulsiones que se forman cuando el ácido se pone en contacto con crudos que contienen asfaltenos inestables. Una de las limitaciones de los tratamientos de la cara de la formación es que son medidas temporales, debido a que si persisten las condiciones

de precipitación, eventualmente la formación se volvera a taponar y será necesario realizar un nuevo trabajo de estimulación.

La estimulación de pozos, incluye zonas productoras por medio de la fractura de la arena, inyección de petróleo, surfactantes, ácidos, o por recañoneo u otros métodos para estimular la producción. A continuación, se describen algunas de estas actividades:

5.10.5.1.1 Fracturamiento Hidráulico. Técnica empleada para mejorar la producción de los pozos en yacimientos de baja permeabilidad y contribuye aumentar la recuperación de los hidrocarburos. Además, un fracturamiento hidráulico puede ayudar a la reducción del daño en la cercanía del radio del pozo.

En un fracturamiento hidráulico apropiadamente ejecutado se tendrá como resultado un “canal” que se conecta al pozo, dicho canal o fractura tiene una permeabilidad mucho más alta que la permeabilidad de la formación circundante. El objetivo del fracturamiento hidráulico es reducir la deposición de asfáltenos e incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo.

El fracturamiento hidráulico es el bombeo de un fluido viscoso a un alto gasto y a una presión mayor a la presión de fractura de la formación, creando una fractura nueva, la cual puede mantenerse abierta una vez que se libera la presión de bombeo, mediante la colocación de agentes apuntalantes en el caso de la arena, o la adición de sistemas ácidos que graban las paredes de la fractura de manera heterogénea, por la disolución del material de la roca al contacto con el ácido.

Hay muchas aplicaciones del fracturamiento hidráulico, por ejemplo: puede aumentar el gasto de aceite y/o gas de pozos que han sido dañados, disminuir la caída de presión alrededor del pozo, para minimizar problemas con el depósito de parafinas y asfáltenos, o aumentar el área de drene o la cantidad de formación en

contacto con el pozo. Las formaciones con baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatos para un fracturamiento hidráulico.

Un yacimiento puede dañarse cuando se perfora un pozo, cuando se coloca la tubería de revestimiento o cuando se hacen las labores de cementación. El daño ocurre debido a que cuando se perfora y termina un pozo se alteran los poros y la garganta poral. Cuando los poros se taponan, la permeabilidad se reduce, y el flujo de fluidos en la porción dañada puede reducirse sustancialmente. El daño puede ser muy severo en yacimientos naturalmente fracturados.

5.10.5.2 A nivel del yacimientos. Una vez que la precipitación de asfaltenos ha ocurrido en el yacimiento, lejos del pozo, prácticamente no existe ninguna medida correctiva viable para remediar el problema. Sin embargo, a este nivel el problema es relativamente menos grave que cuando sucede en la cara de la formación, ya que lejos del pozo, el área de flujo es mucho mayor y las velocidades mucho más bajas. En el yacimiento, la medida preventiva viable consiste en mantener la presión de la formación por encima del umbral de floculación, a partir de la inyección de fluidos que sustituyan al crudo producido.

Para implementar un proyecto de inyección se recomienda realizar estudios que permitan la determinación experimental de curvas de dispersión, a fin de determinar el umbral de precipitación a la temperatura del yacimiento. A partir de estos estudios, se debe hallar la compactibilidad de los fluidos inyectos, ya que dependiendo de la composición de los mismos la precipitación se podrá inducir en vez de prevenirse.

5.10.5.2.1 Seguimiento y Control. Correspondiente a la precipitación de asfaltenos al igual que la eficiencia del producto químico usado para prevenirla se debe llevar a cabo a través de la determinación del contenido presente de asfaltenos

en el petróleo crudo. Así, al determinar el contenido de asfaltenos, puede ocurrir dos situaciones:

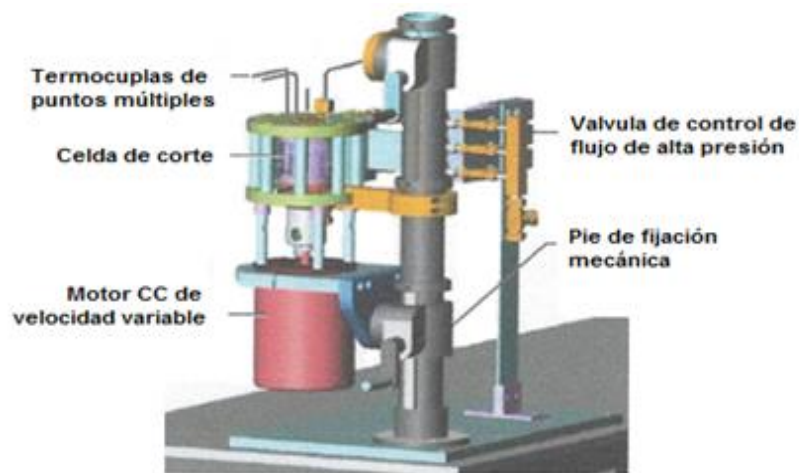
- **Petroleos crudos sin precipitación de Asfaltenos.** Si la variación en el contenido sólido original de asfaltenos con respecto al contenido actual es menor al 10% puede ser considerado que el pozo es estable. Por tanto, la precipitación de asfaltenos no debe considerarse como un problema pero debe verificarse frecuentemente los parámetros de presión en el cabezal del pozo, la relación gas – petróleo (GOR), el estrangulador, la tasa de producción y realizar un análisis del contenido de asfaltenos.
- **Petróleos crudos con precipitación de Asfaltenos.** Si la variación en el contenido sólido original de asfaltenos con relación al actual es mayor o igual a 10% puede inferirse y es señal que el proceso de precipitación de asfaltenos a comenzado para lo cual se debe tomar las acciones preventivas para perfeccionar las condiciones de operación.

Si bien la precipitación de asfaltenos es una condición necesaria para la formación de obstrucciones, tal precipitación no es suficiente. Después de la precipitación, las partículas de asfaltenos deben depositarse y adherirse a una superficie antes de que se conviertan en un problema para el flujo de fluidos.

5.10.6 Dispositivo de depositación y control de sólidos OSDC. Para investigar la tendencia de los sólidos orgánicos a depositarse bajo condiciones de flujo reales, investigadores del complejo Oilphase – DBR construyeron un dispositivo de depositación y control de sólidos orgánicos conocido como OSDC que tiene como fin poder analizar la remoción de los asfaltenos bajo unos parámetros previamente definidos que permiten la ejecución de la prueba de depositación para un rango de condiciones determinadas.

La tendencia de los sólidos orgánicos, especialmente los asfáltenos a depositarse bajo condiciones de flujo real para los ingenieros de Oilphase DBR en el 2006 construyeron un dispositivo de depositación y control de sólidos OSDC.³⁶ Al poner en funcionamiento este dispositivo produce un movimiento del fluido que crea un régimen de flujo similar al flujo de una tubería; este dispositivo se utilizó para hallar el efecto de los inhibidores químicos sobre la tendencia de depositación de los asfáltenos (ver figura 82).

Figura 82 Dispositivo de disposición y control de sólidos orgánicos – OSDC



Fuente: AKBARZADEH, Kamran et ál. Los asfáltenos problemáticos pero ricos en potencia. Oilfield. Houston, Texas. EUA. 2007, p. 37. Modificada.

³⁶ AKBARZADEH, Kamran et al. Los asfáltenos problemáticos pero ricos en potencia. En: Oilfield Review. Vol. No. 1 (enero, 2007) p. 37

6 CONCLUSIONES

Los asfáltenos del petróleo son muy importantes debido a la variedad de problemas que ocasionan en la industria petrolera y de ahí la importancia de conocer con exactitud su estructura molecular y propiedades que serían un gran paso fundamental para aportar soluciones para minimizar toda la variedad de problemas relacionados con su floculación y precipitación.

La precipitación de asfáltenos es un problema complicado en las operaciones de producción en el que intervienen muchos factores y para buscar una salida viable es necesario realizar esfuerzos importantes que deben ser mantenidos en forma continua durante la explotación del yacimiento. En tal situación es necesario considerar lo siguiente:

Las causas que provocan la deposición de los asfáltenos obedece:

- A presiones superiores a la del punto de burbuja, la solubilidad de los asfáltenos disminuye a medida que decrece la presión.
- A presiones inferiores a la del punto de burbuja, la pérdida de fracciones livianas causan un aumento de la solubilidad de los asfáltenos.
- Un aumento de la temperatura no ayuda a solubilizar los asfáltenos, pudiendo ocurrir todo lo contrario.
- Generalmente, los asfáltenos se precipitan cuando se encuentran en el punto de burbuja.

Cabe anotar que los asfáltenos se desestabilizan por la presencia de contenido de CO₂ producido o inyectado, por alto GOR producido, alto caudal en la producción en la zona de punzados y produce generación de cargas electrostáticas.

También los ácidos reaccionan con los asfáltenos y reducen su solubilidad. En cuanto a las películas más rígidas de asfáltenos causan emulsiones bastante tenaces y estos efectos deben ser analizados en el laboratorio para cada caso en particular.

Entre los problemas operativos más frecuentes en los pozos es la alta presión en líneas de conducción y de pozos al igual que la disminución de la temperatura que provoca la solidificación del crudo por alto punto de escurrimiento.

La determinación de la depositación de asfáltenos a nivel de yacimiento en la vecindad del pozo es un proceso costoso y que puede tardar varias semanas además de que requiere muestras preservadas de petróleo del yacimiento. Como respuesta a esta problemática se hace imperativo contar con herramientas de mínima información y a un costo relativamente menor con respecto al costo de los análisis de laboratorio que ofrezcan información y permita al ingeniero de producción como a los técnicos anticiparse a los problemas que eventualmente pueden afectar la producción de un pozo por depositación de orgánicos de asfáltenos en la vecindad del pozo.

Un tipo de daño a la formación que ha recibido especial atención en los últimos años es el daño provocado por la depositación de asfáltenos en el medio poroso y esta depositación, ocurre tanto a nivel superficial de un pozo como a nivel de poros de la formación que reduce la eficiencia de flujo y eventualmente puede obstruir las trayectorias de flujo completamente.

La evaluación del daño a la formación por precipitación de asfáltenos proporciona información que permite visualizar el estado termodinámico bajo el cual se presenta el daño en la formación del campo que pueda implementar métodos de control y prevención de la precipitación y deposición de asfáltenos como solución al problema en la búsqueda de mejorar la productividad del campo.

Es importante anotar que, la identificación de aditivos químicos inhibidores de la precipitación de asfáltenos es uno de los aspectos claves dentro de las acciones correctivas para crudo que se encuentran operando inestablemente. Este tipo de producto ejerce acción dispersante de las partículas sólidas e impide su adhesión a las tuberías y sistemas de producción; razón por la cual existen sistemas de inyección, tanto a fondo de pozo como a nivel de superficie, para proveer del producto químico tratante al crudo en el instante preciso que éste abandona, tanto en la cara de la formación como en el pozo.

Por último, para determinar la posibilidad de presencia de asfáltenos se debe conocer la caracterización en detalle del crudo presente en el pozo y el yacimiento con miras a definir los parámetros que promuevan la precipitación de éstos y deben ser evaluados en el laboratorio con el propósito y de esta manera seleccionar el producto de inhibidores a utilizar.

7 RECOMENDACIONES

Una vez que se da inicio al proceso de inyección del producto inhibidor de la precipitación de asfáltenos es necesario monitorear de manera continua y permanente los parámetros como de presión en el cabezal del pozo, tasa de producción, dosis de inyección y el funcionamiento del sistema de inyección.

Por otro lado, las medidas preventivas deben ser implementadas lo más pronto posible durante la explotación del yacimiento, a fin de evitar más adelante trabajos mayores de reparación del pozo e incluso la posible pérdida de los mismos.

Además, es importante tener en cuenta que al aplicar medidas operacionales para solventar otros problemas entre ellos las estimulaciones, levantamiento artificial, inyección de fluidos como método de recuperación secundaria entre otros se debe considerar estudios de análisis detallados de compatibilidad de los asfáltenos en el crudo cuando se mesclen a nivel de líneas de flujo, tuberías de producción o en cualquier otro equipo que puedan producir estas actividades.

Es primordial realizar corridas con diferentes datos reales de pozos con el fin de analizar el comportamiento histórico de la producción o en su defecto hacer una predicción para observar el pozo en el que se espere daño por asfáltenos anticipando las medidas necesarias para intervenir dichos pozos.

8. RESULTADOS DE LA INVESTIGACION

En el presente trabajo se plantea alternativas de solución a la problemática de la precipitación de residuos sólidos orgánicos que consisten en implementar técnicas químicas, mecánicas y térmicas, siendo los tratamientos químicos los que han predominado en este campo de interés con existencia de sustancias químicas comerciales que implican el uso de inhibidores, solventes y/o dispersantes, las cuales son ofrecidas por diversas compañías para disolver las parafinas y los asfáltenos depositados. No obstante, estos tratamientos son muy costosos, temporales y requieren de la vigilancia de la seguridad medioambiental.

Como contribución adicional, se plantea una metodología acerca del comportamiento de las parafinas y asfáltenos presentes en un campo petrolero en donde se describe en forma detallada las etapas y procesos que envuelven la precipitación a nivel de la cara del pozo, tubing, tuberías de producción, líneas de flujo, instalaciones de superficie y tanques de almacenamiento que permita conocer con el tiempo los problemas potenciales y así poder implementar los correctivos necesarios para asegurar la producción de los hidrocarburos.

A partir de métodos convenciones y no convencionales para el control de la parafinas y asfáltenos, es conveniente seguir una metodología que permita encontrar el procedimiento más indicado y adecuado para enfrentar el problema de depositación de solidos orgánicos con el fin de llevar a cabo una secuencia lógica de condiciones que permita analizar el método más conveniente según las características del fluido.

Ahora bien, los resultados obtenidos al relacionar la formación de cristales de parafina con las mediciones tradicionales de punto de nube, punto de fluidez y viscosidad demuestran la importancia de analizar primeramente las interacciones

entre la naturaleza química de los crudos, las variables físico - químicas y fluido dinámicas que dan lugar a diferentes formas y velocidades de cristalización.

Adicionalmente, no sólo debe tomarse el valor puntual de la viscosidad a una cierta temperatura, sino el comportamiento reológico de los crudos durante el proceso de formación y destrucción de los cristales a causa de las velocidades de deformación.

Por eso, es importante tener en cuenta los fenómenos de cristalización al momento de tomar las decisiones relacionadas con el tipo de tratamiento químico, térmico, electromagnético, etc., que faciliten los procesos de producción, deshidratación, almacenamiento, transporte y procesabilidad de los crudos parafinicos y asfalténicos.

Además, se hace necesario conocer y entender los fenómenos que intervienen la cristalización de parafinas y su consecuente deposición que propicie buenos resultados con generación de alternativas de tratamiento que dependan más de condiciones fluido dinámicas, (caudales, velocidades de bombeo, sistemas de agitación y homogenización), evitando y/o minimizando el uso de aditivos inhibidores y dispersantes de parafinas, modificadores o depresores de punto de fluidez, tratamientos térmicos, electromagnéticos, etc.

Finalmente, se toma como referencia el concepto del estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas sobre el comportamiento fluidodinámicas de crudos parafinicos-fase 1 del proyecto de investigación Fase I. Ecopetrol-ICP llevado a cabo por los ingenieros Rodríguez, L., Castañeda, M., Garzón, J., 1999 quienes concluyeron que es necesario analizar los procesos de cristalización de los diferentes crudos y es fundamental tener en cuenta su historial termodinámico desde el yacimiento, puesto que la temperatura del reservorio excede la temperatura crítica de los livianos metano, etano, etc. y los gases inorgánicos (N₂, CO₂, etc.) (Brown T.S., et al, 1995) Sin embargo, debido a la presión del reservorio,

estos livianos finales han de mantenerse en solución en estado supercrítico. Una vez que el pozo comience a fluir se debe establecer un gradiente de presión entre el yacimiento y la cabeza de pozo. Es entonces, cuando se rompe el equilibrio termodinámico y en razón a la disminución de la presión, la solubilidad de las parafinas disminuye al liberarse gran parte de los livianos. De esta manera, se inicia la cristalización de las parafinas presentes.

BIBLIOGRAFIA

AGUIRRE PARDO, Ricardo. Optimización de la limpieza de parafina en pozos del noroeste peruano Utilizando unidad a cable. Lima, 2004, 66p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleos.

ACEVEDO ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltantes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. México, 2010, 78p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

AKBARZADEH, Kamran et ál. Los asfáltenos problemáticos pero ricos en potencia. En: Oilfield Review. Vol. No. 1 (enero, 2007); p. 24 – 47.

AMAYA, Sergio y OVIEDO, Jorge. Análisis Integral para la selección de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica. Aplicación campo Lisama. Bucaramanga, 2012, 129p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial del Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas.

ARIZA LEON, Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga, 2008, 139p. Trabajo de grado para optar el título de Magister de Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial del Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas.

BORGES, Oswaldo. Los Asfáltenos y sus efectos en la producción de petróleo. {En línea}. {6 de abril de 2013} disponible en ([http://www.portal del petroleo.com/2013./los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html](http://www.portal-del-petroleo.com/2013./los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html))

CABEZA, Gustavo. Aplicaciones del campo magnético en la prevención de emulsiones y precipitación de componentes orgánicos. Maracaibo, 2006, 111p. Trabajo de grado para optar el Magister Scientiarum en Ingeniería de Petróleos. Universidad de Zulia. Facultad de Ingeniería.

CANDELO AGUILAR, Andrés y CARVAJAL CIFUENTES, Benjamín. Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en campo Colorado. Bucaramanga, 2010, 106p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial del Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas.

CHAVARRIA GIL, Sandra del Pilar y NIÑO, Angélica. Evaluación del Daño a la formación por Parafina y Asfáltenos Pozo Colorado. Bucaramanga, 2010, 114p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial del Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas.

DELGADO, José Gregorio. Asfáltenos, composición, agregación y precipitación. CUADERNO FIRP S369-A. {En línea}. {Mayo 2006} disponible en: www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A.pdf

DORANTES LOPEZ, Ignacio. Efecto de un campo magnético estático sobre la depositación de parafinas bajo condiciones de flujo en pozos del activo cinco presidentes. México, 2010, 149p. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

DURAN, Adriana, OSORIO, Paola y SUESCUN, Yelitza. Parafinas, Asfáltenos y Escama en Facilidades de Superficie. Bucaramanga, 2013, 90p. Informe de pregrado. Universidad Industrial del Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas.

FALABELLA, Daniel. Mejora de eficiencia mediante la aplicación de limpieza química. Transportadora de Gas del Sur S.A. - TGS. {En línea}, {Marzo 29 de 2006} disponible en: www.iapg.org.ar/sectores/eventos/.../limpieza.

FRAGOSO RIVERA, Elvis. Estudio numérico de la corrida de diablos para el mantenimiento de la producción de oleoductos. México, 2007, 153p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

GAFANHAO, Marilyn et ál. Determinación del punto de precipitación de los asfáltenos en crudos venezolanos. En: Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 29, No 3 (agosto – noviembre 2008. ISSN 1316 - 7081); p. 225-232.

GÓMEZ CABRERA, José Ángel. Capítulo II: Recolección de la producción. En: Apuntes de Manejo la producción en Superficie. Manejo de la Producción en la Superficie. 1 ed. México: Facultad de Ingeniería, UNAM, 1984. P. 27 - 35

GREFA, Johnny. Tratamiento de parafinas en el Pozo Morena B-10. Quito, 2007, 95p. Trabajo de grado para optar el título Tecnólogo en Petróleos. Universidad Tecnológica Equinoccial. Escuela de Tecnología de Petróleos. Facultad de Ciencias de la Ingeniería.

GUTIERREZ JIMENEZ, Héctor Manuel. Modelo Preliminar para Calcular el Efecto de la Depositación de Asfáltenos en el Medio Poroso. México, 2010, 184p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS. Normas Colombianas para la presentación de trabajos de Investigación. Sexta Actualización. Bogotá: INCOTEC, 2008, 126p. NTC 1307

LEONTARITIS Kosta. Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids. The asphaltene and Wax Deposition Envelope {En línea}. {2012} disponible en: www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html

LICON SILVA, Omar José. Selección de un Agente Inhibidor de la Precipitación de Asfáltenos de los Crudos provenientes de los campos Quiriquire y Jusepin del Estado Monagas. Caracas, 2003, 176p. Trabajo para optar el título Ingeniero de petróleos. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería

MANCILLA, Robinson. Módulo 2. Componentes del petróleo y el gas En: Tipos de crudos, parafinas, asfáltenos. Universidad Industrial de Santander - UIS. 2015. 39p.

MARQUES, N. DITZ H., et ál. Study of paraffin crystallization process under the influence of magnetic fields and chemical, paper SPE 38990 prepared for presentation at the Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, 30 August-3 September 1997, pp. 1-8.

MEDINA ZARATE, Carlos. Aplicación de herramientas magnéticas diseñadas por ECOPETROL S.A., para inhibir parafina en los sistemas de producción. En: Congreso colombiano del petróleo. p. 258 - 262.

MENDEZ, Carlos Eduardo. Metodología: Guía para elaborar diseños de investigación en ciencias económicas, contables y administrativas. 2 ed. Colombia: Mc Graw Hill, 1997. 170p.

NORIEGA RODRIGUEZ, Carmen Elena. Determinación cuantitativa del arrastre de líquido presente en el gas de salida de las Estaciones de flujo 5-9 y 6-9 de la unidad de Explotación LAGOMEDIO. Maracaibo, Venezuela, 2002, 127p. Trabajo de grado

para optar el título Magister Scientiarum en el Área de Ingeniería de Gas. Universidad de Zulia. División de Estudios para Graduados PDVSA.

NUÑEZ COSSIO, Eudilson. Diplomado en medición de hidrocarburos – equipos y accesorios de medición. En: Técnicas de medición de nivel. Universidad Industrial de Santander – UIS. 2006. 36p

OSPINO Teddys Guillermo. Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfáltenos en yacimientos de petróleo. Medellín, 2009, 41p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas.

PEREZ ANGULO, Julio Cesar. Modulo Propiedades de los Fluidos. En: Depósitos Orgánicos. Bucaramanga, 2014. Universidad Industrial del Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. p. 161 - 179.

PEREZ, Martha y CALDERON, Zully. Orientación prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado ingeniería. 1 ed. Colombia: Universidad Industrial de Santander. 2011. 191p.

PINZON, Sergio Andrés y ROJAS, Jonathan Andrey. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Bucaramanga, 2006, 109p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial del Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas.

QUINTERO, Mario, ZAMBRANO, Humberto et ál. Diseño y Elaboración de las Tecnologías de Inspección Basadas en Herramientas de Limpieza para el Registro y Análisis de los Parámetros de Operación en Líneas de Transporte de Hidrocarburos. En: ITECKNE Vol. 8 Número 2, ISSN 1692 - 1798 (Diciembre 2011); p. 171 – 176.

SANTOS, SANTOS, Nicolás. Anexo A. parafinas y Asfáltenos. En: Operaciones de tratamiento de hidrocarburos. Especialización Producción de Hidrocarburos. 1 ed. Universidad Industrial de Santander - UIS. 2010. 61p.

SOSA, Elsys. Diseño de un sistema para recolección y reincorporación de líquidos producidos durante las corridas de herramientas desde la estación NMEF-5 hacia la estación NMEF-3. Puerto La Cruz - Venezuela, 2009, 130p. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Químico. Universidad de Oriente – Núcleo de Anzoátegui. Departamento de Ingeniería Química de la Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas.

VILLABONA CARVAJAL, César Augusto y GONZALEZ GARCIA, Diana Paola: Inhibición Magnética de la Acumulación de Depósitos Parafinicos. Inhibición Magnética de la Acumulación de Depósitos Parafinicos, {En línea}. (15 septiembre 2011) disponible en: <https://es.scribd.com/doc/.../Efecto-de-Las-Parafinas-en-El-Crudo>

ZAMBRANO, Orlando. Limpieza de Arena, Asfaltenos y Parafinas en Servicios a Pozos. {En línea} (26 Febrero 2015) disponible en: achjj.blogspot.com/2015/02/limpieza-de-arena-asfaltenos-y.html.