



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES –
INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

PROBLEMÁTICAS DE PRODUCTIVIDAD EN POZOS PRODUCTORES DE
ACEITE EN ARENAS DEL TERCIARIO DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN
VERACRUZ

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JULIO CÉSAR TERRAZAS VELÁZQUEZ

TUTOR PRINCIPAL:
DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO
FACULTAD DE INGENIERÍA - IMP

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. Julio 2016

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Cárdenas Soto Martín
Secretario: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel
Vocal: Dr. Ramírez Jaramillo Edgar
1 er. Suplente: M.I. Sánchez Martínez Jesús
2 d o. Suplente: M.C. Escobedo Zenil David

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Universidad Nacional Autónoma de México-Instituto Mexicano del Petróleo.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Edgar Ramírez Jaramillo

FIRMA

CONTENIDO

<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i>	<i>iii</i>
<i>ÍNDICE DE TABLAS</i>	<i>vii</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>viii</i>
CAPITULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 <i>Clasificación de los Hidrocarburos</i>	1
1.2 <i>Precipitación de asfaltenos</i>	4
1.3 <i>Precipitación de parafinas</i>	9
1.4 <i>Precipitación de hidratos</i>	16
1.5 <i>Fenómeno de la coprecipitación asfaltenos-parafinas</i>	22
1.6 <i>Antecedentes del campo de estudio</i>	24
CAPITULO II. ESTADO DEL ARTE	33
2.1 <i>Estudios experimentales convencionales sobre la precipitación de asfaltenos</i>	33
2.2 <i>Estudios experimentales convencionales sobre la precipitación de parafinas</i>	42
2.3 <i>Estudios experimentales convencionales sobre la precipitación de hidratos</i>	45
2.4 <i>Estudios experimentales no convencionales sobre la coprecipitación</i>	48
CAPITULO III. ESTUDIOS EXPERIMENTALES DE CARACTERIZACIÓN FISCOQUIMICA	49
3.1 <i>Estudios PVT composicionales de muestras de fondo</i>	49
3.2 <i>Análisis SARA</i>	56
3.3 <i>Determinación de parafinas totales y cristalizables</i>	58
3.4 <i>Comportamiento reológico</i>	59
3.5 <i>Curvas de viscosidad y densidad @ P y T</i>	61
3.6 <i>Curvas TGA y DSC</i>	66
3.7 <i>Punto de escurrimiento</i>	70
3.8 <i>Cálculo Envolventes de precipitación de sólidos orgánicos</i>	72
CAPITULO IV. ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EXPERIMENTAL Y DE CAMPO	74
4.1 <i>Discusión y análisis de información de laboratorio y de campo</i>	74
4.2 <i>Identificación de problemáticas asociadas a la coprecipitación de asfaltenos-parafinas</i>	98

<i>CAPITULO V. TECNOLOGÍAS Y DISCUSIÓN DE ESCENARIOS DE SOLUCION PROBABLES.</i>	
.....	100
5.1 Métodos disponibles para el tratamiento de problemas de depositación de sólidos orgánicos.	100
5.2 Propuestas de solución a corto, mediano y/o largo plazo.....	109
<i>CONCLUSIONES</i>	114
<i>NOMENCLATURA</i>	117
<i>ANEXO A</i>	118
<i>ANEXO B</i>	129
<i>ANEXO C</i>	132
<i>ANEXO D</i>	135
<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	138

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Fig. 1 Clasificación de los Hidrocarburos [1].</i>	1
<i>Fig. 2. Estructura de las parafinas normales [25].</i>	2
<i>Fig. 3 Estructura de las isoparafinas [25].</i>	2
<i>Fig. 4 Estructura de las olefinas [25].</i>	2
<i>Fig. 5 Estructura de los alquinos [21].</i>	3
<i>Fig. 6 Estructura de los naftenos [25].</i>	4
<i>Fig. 7 Estructura de los aromáticos [25].</i>	4
<i>Fig. 8 Representación de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos [34].</i>	5
<i>Fig. 9 Diagrama de fases (asfalteno-líquido-gas)[15].</i>	9
<i>Fig. 10. Curva de precipitación de parafinas (Modificado de Bokin, 2010) [30].</i>	15
<i>Fig. 11. Diagrama de fases típico de depositación de parafinas [35].</i>	16
<i>Fig. 12. Cristales de hidrato a) estructura I, b) Estructura II, c) Estructura H [7].</i>	17
<i>Fig. 13 Curva de formación de hidratos [30].</i>	19
<i>Fig. 14 Diagrama de equilibrio de fases para un sistema hidrato-agua-hidrocarburo [35].</i>	21
<i>Fig. 15 Efecto de la concentración de asfaltenos vs temperatura de aparición de las parafinas [27].</i>	24
<i>Fig. 16 Mapa de ubicación de los campos en estudio [3].</i>	25
<i>Fig. 17. Caídas de presión en la tubería [3].</i>	26
<i>Fig. 18 Caídas de presión en el yacimiento [3].</i>	27
<i>Fig. 19 Historia de presión de pozos de los campos en estudio</i>	28
<i>Fig. 20. Esquema simplificado de la separación del crudo en fracciones SARA [31].</i>	34
<i>Fig. 21. Estabilidad de los asfaltenos con la relación Asfaltenos/Resinas (Ahmed 2007)[17].</i>	36
<i>Fig. 22. Estabilidad de los asfaltenos en función de la relación Asfaltenos/Resinas (Ahmed 2007)[34]</i>	37
<i>Fig. 23 Curva termogravimétrica de un crudo típico</i>	39
<i>Fig. 24 Diagrama de un analizador elemental HCNS.</i>	40
<i>Fig. 25 Diagrama de WAT de un aceite típico [40].</i>	44
<i>Fig. 26 Densidad API del aceite producido</i>	51
<i>Fig. 27 Composición de los fluidos producidos</i>	51
<i>Fig. 28 Composición de los fluidos producidos C₂-C₆</i>	52
<i>Fig. 29 Presión de yacimiento vs Presión de saturación</i>	52
<i>Fig. 30 Relación de Solubilidad</i>	53
<i>Fig. 31 Contenido de Resinas.</i>	55
<i>Fig. 32 Contenido de Asfaltenos.</i>	55
<i>Fig. 33 Análisis SARA</i>	57
<i>Fig. 34 Estudio IIC</i>	58

<i>Fig. 35 Parafinas totales vs cristalizables</i>	59
<i>Fig. 36 Velocidad de corte vs viscosidad</i>	60
<i>Fig. 37 Velocidad de corte vs esfuerzo de corte</i>	60
<i>Fig. 38 Viscosidad y densidad pozo A 21</i>	61
<i>Fig. 39 Viscosidad y densidad pozo A 24</i>	62
<i>Fig. 40 Viscosidad y densidad pozo A 31</i>	62
<i>Fig. 41 Viscosidad y densidad pozo A 32</i>	63
<i>Fig. 42 Viscosidad y densidad pozo A 42</i>	63
<i>Fig. 43 Viscosidad y densidad pozo B 1</i>	64
<i>Fig. 44 Viscosidad y densidad pozo B 12</i>	65
<i>Fig. 45 Viscosidad y densidad pozo B 13</i>	65
<i>Fig. 46 Viscosidad y densidad pozo C 1</i>	66
<i>Fig. 47 Curvas TGA-DSC pozo A 21</i>	67
<i>Fig. 48 Curvas TGA-DSC pozo A 24</i>	67
<i>Fig. 49 Curvas DSC y DDSC pozo A 21</i>	68
<i>Fig. 50 Curvas DSC y DDSC pozo A 24</i>	68
<i>Fig. 51 Curvas TGA campo A</i>	69
<i>Fig. 52 Curvas TGA campo C</i>	69
<i>Fig. 53 Curvas TGA campo B</i>	70
<i>Fig. 54 Temperaturas de escurrimiento</i>	71
<i>Fig. 55 Temperaturas de escurrimiento pozo A 24</i>	71
<i>Fig. 56 EPP de pozos A 21 y A 24</i>	72
<i>Fig. 57 EPP de pozos A 31 y A 32</i>	73
<i>Fig. 58 EPP de pozos B 1 y B 12</i>	73
<i>Fig. 59 Producción y registros de Temperatura pozo A 21</i>	75
<i>Fig. 60 Registro de presión y Temperatura y EPP pozo A 21</i>	75
<i>Fig. 61 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo A 21</i>	76
<i>Fig. 62 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 21</i>	77
<i>Fig. 63 Diferencias de Presión pozo A 21</i>	77
<i>Fig. 64 Producción y registros de Temperatura pozo A 24</i>	78
<i>Fig. 65 Registro de presión y Temperatura y EPP pozo A 24</i>	79
<i>Fig. 66 Gradiente Temperatura y Diferencia de Temperatura pozo A 24</i>	79
<i>Fig. 67 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 24</i>	80
<i>Fig. 68 Diferencias de Presión pozo A 24</i>	80
<i>Fig. 69 Producción y registros de Temperatura pozo A 31</i>	81
<i>Fig. 70 Gradiente de presión y Temperatura y EPP pozo A 31</i>	82
<i>Fig. 71 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo A 31</i>	82

Fig. 72 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 31	83
Fig. 73 Diferencias de Presión pozo A 31	83
Fig. 74 Producción y registros de Temperatura pozo A 32	84
Fig. 75 Registro de presión y Temperatura y EPP pozo A 31	85
Fig. 76 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo A 32	85
Fig. 77 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 32	86
Fig. 78 Diferencias de Presión pozo A 32	86
Fig. 79 Producción y registros de Temperatura pozo pozo A 42	87
Fig. 80 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo A 42	88
Fig. 81 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 42	88
Fig. 82 Diferencias de Presión pozo A 42	89
Fig. 83 Producción y registros de Temperatura pozo B 1	89
Fig. 84 EPP y Registro de presión y Temperatura del pozo B 1	90
Fig. 85 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo B 1	90
Fig. 86 Registros de presión y Gradiente Presión pozo B 1	91
Fig. 87 Producción y registros de Temperatura pozo B 12	92
Fig. 88 EPP y Registro de presión y Temperatura del pozo B 12	92
Fig. 89 Gradiente de Temperatura pozo B 12	93
Fig. 90 Registros de presión y Gradiente Presión pozo B 12	93
Fig. 91 Producción y registros de Temperatura pozo B 13	94
Fig. 92 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo B 13	95
Fig. 93 Registros de presión y Gradiente Presión pozo B 13	95
Fig. 94 Diferencias de Presión B 13	96
Fig. 95 Producción y registros de Temperatura pozo C 1	96
Fig. 96 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo C 1	97
Fig. 97 Registros de presión y Gradiente Presión pozo C 1	97
Fig. 98 Diferencias de Presión pozo C 1	98
Fig. 99 Curva TG -DTG del pozo A 21	120
Fig. 100 Curva de Arrhenius pozo A 21	120
Fig. 101 Curva TG -DTG del pozo A 24	121
Fig. 102 Curva de Arrhenius pozo A 24	121
Fig. 103 Curva TG -DTG del pozo A 31	122
Fig. 104 Curva de Arrhenius pozo A 31	122
Fig. 105 Curva TG -DTG del pozo A 32	123
Fig. 106 Curva de Arrhenius pozo A 32	123
Fig. 107 Curva TG -DTG del pozo A 42	124
Fig. 108 Curva de Arrhenius pozo A 42	124

<i>Fig. 109 Curva TG –DTG del pozo B 1</i>	125
<i>Fig. 110 Curva de Arrhenius pozo B 1</i>	125
<i>Fig. 111 Curva TG –DTG del pozo B 2</i>	126
<i>Fig. 112 Curva de Arrhenius pozo B 2</i>	126
<i>Fig. 113 Curva TG –DTG del pozo B 12</i>	127
<i>Fig. 114 Curva de Arrhenius pozo B 12</i>	127
<i>Fig. 115 Curva TG –DTG del pozo C 1</i>	128
<i>Fig. 116 Curva de Arrhenius pozo C 1</i>	128
<i>Fig. 117 Viscosidad de pozos A 21 y A 24 aplicando Ea</i>	130
<i>Fig. 118 Viscosidad de pozos A 31 y A 32 aplicando Ea</i>	130
<i>Fig. 119 Viscosidad de pozos A 42 y C 1 aplicando Ea</i>	131
<i>Fig. 120 Viscosidad de pozos B 1 y B 2 aplicando Ea</i>	131
<i>Fig. 121 Viscosidad de pozo B 12 aplicando Ea</i>	131
<i>Fig. 122. Diagrama triaxial presión-profundidad-temperatura</i>	136
<i>Fig. 123. Diagrama triaxial límite superior e inferior de asfaltenos</i>	136

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Producción de los campos A, B y C [2].</i>	25
<i>Tabla 2. Historia de calibraciones [3].</i>	30
<i>Tabla 3. Producción de pozos en análisis [3].</i>	32
<i>Tabla 4. Datos PVT Pb,Co,DI,Bo.</i>	49
<i>Tabla 5. Datos PVT °API, Rs, Viscosidad.</i>	50
<i>Tabla 6. Composición de los fluidos producidos.</i>	50
<i>Tabla 7. Análisis Fisicoquímico de los fluidos.</i>	54
<i>Tabla 8. Resultados Análisis SARA.</i>	57
<i>Tabla 9. Energías de activación.</i>	119

RESUMEN

La capacidad productiva de ciertos pozos productores de aceite, pertenecientes a las arenas del terciario del Activo de Producción Veracruz (localizado en la planicie costera del Golfo de México), han disminuido por una serie de factores que han afectado su comportamiento, el cual se ha visto reflejado en variaciones de la presión en cabeza que se ha dado sin realizar algún movimiento operativo en los pozos lo que ha ocasionado disminución en producción de aceite en rangos de 10-50 %.

Dentro de los factores que se han identificado se tiene que a nivel de pozo se ha presentado incremento en la presión en cabeza y disminución de la producción de hidrocarburos debido al taponamiento continuo de la tubería de producción y a nivel de superficie se ha tenido la recuperación de material sólido de consistencia pastosa que al analizarse en laboratorio muestra una cantidad importante de material orgánico, ocasionando taponamiento de líneas, generando pérdida de producción. Por lo anterior, evaluar las causas que han afectado la capacidad productiva de los pozos con el propósito de definir posibles alternativas y soluciones ayudará a restablecer y/o incrementar la productividad de los pozos de aceite.

Con base en los estudios necesarios de acuerdo a la problemática presentada, se realizaron pruebas de laboratorio a aceites recuperados de los pozos de los campos en estudio con el propósito de auxiliar a identificar las condiciones y/o causas que propician la presencia del material sólido en el pozo y en superficie, y así poder determinar posibles soluciones a la problemática.

En el presente trabajo se muestran los resultados de estudios de termogravimetría, viscosidad, calorimetría diferencial de barrido realizados a 9 muestras de aceite de diferentes pozos, correspondientes a los campos productores con los cuales se

determinó la energía de activación de las curvas TGA y se aplicó para evaluar la viscosidad, así mismo se calculó la envolvente de precipitación de sólidos orgánicos (parafina).

Se acopló la información experimental y de campo (como ha sido la historia de producción, registros de presión-temperatura, así como el resultado de diversos estudios PVT), con el fin de correlacionar las condiciones operativas a las cuales se presenta la aparición, precipitación de componentes orgánicos. Parte importante de este estudio, ha sido la caracterización de los fluidos y la determinación de la temperatura de aparición de parafinas que llevadas a las condiciones de producción, se pudo determinar el punto donde comienza la precipitación en algunos pozos, así como en aquellos que no presentan problema alguno de depósitos orgánicos.

Se describen los métodos y tecnologías que se utilizan para la eliminación de sólidos en los pozos e instalaciones; del estudio efectuado se determinaron los escenarios de solución para aquellos pozos que presentan condiciones para la precipitación de sólidos orgánicos y poder definir alternativas que restablezcan o mejoren las condiciones de productividad de los pozos.

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

1.1 Clasificación de los Hidrocarburos

Los hidrocarburos son los compuestos orgánicos formados por hidrógeno y carbono que de acuerdo a su estructura se pueden clasificar en 2 grupos que son alifáticos o acíclicos y aromáticos, como se puede ver en la figura 1.

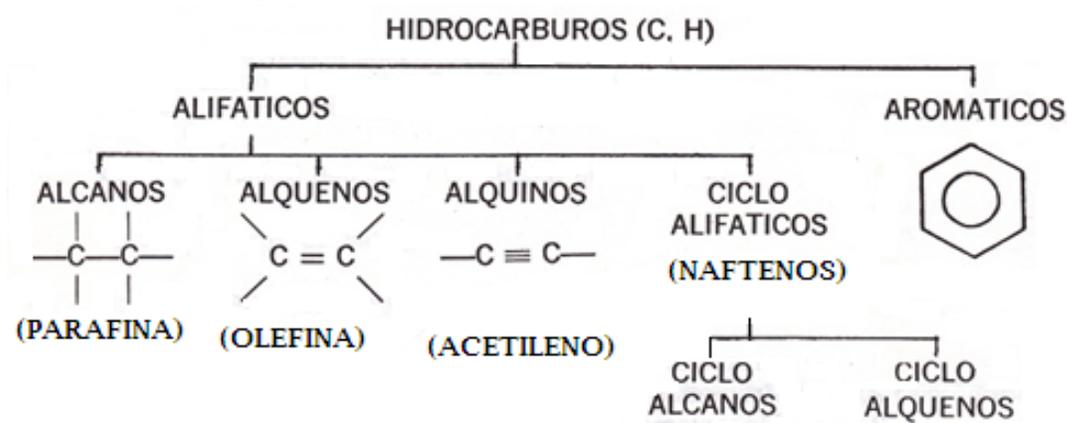


Fig. 1 Clasificación de los Hidrocarburos [1].

Los hidrocarburos alifáticos se dividen en saturados (alcanos y ciclo alcanos) e insaturados (alquenos y alquinos); pueden ser de cadenas lineales abiertas, cadenas ramificadas abiertas o de cadena cerrada.

Dentro del grupo de los alifáticos existe una subdivisión de acuerdo al tipo de enlace que une los carbonos, los cuales son:

1. Alcanos

Son hidrocarburos saturados de cadena abierta, la cual puede ser lineal o ramificada, unidos por un enlace sencillo carbono-carbono (-C-C-), conocidos también como parafinas (del latín Parumaffinis, que tienen poca afinidad) por su baja reactividad [11].

La fórmula general es C_nH_{2n+2}

En las figuras 2 y 3 se muestran la estructura de las parafinas tanto normales como isoparafinas.

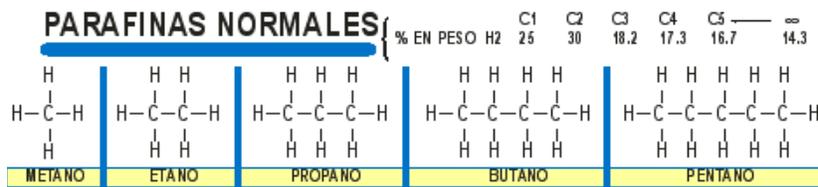


Fig. 2. Estructura de las parafinas normales [25].

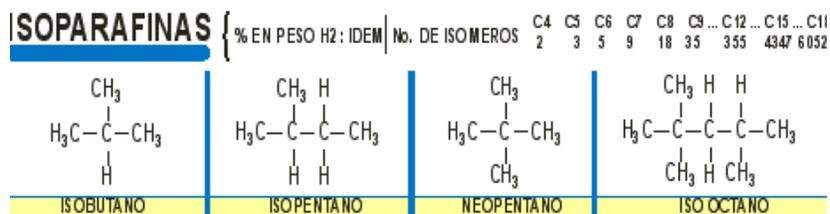


Fig. 3 Estructura de las isoparafinas [25].

2. Alquenos

Son hidrocarburos insaturados unidos por un enlace doble (-C=C-), conocidos también como olefinas [11].

La fórmula general es C_nH_{2n}

En la figura 4 se esquematiza la estructura molecular de las olefinas.

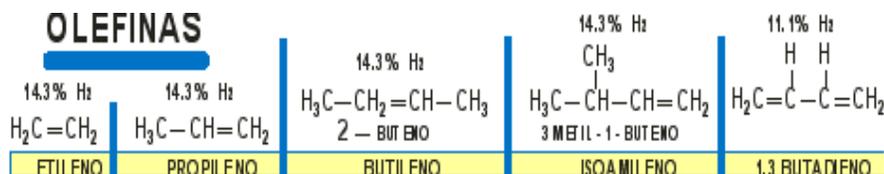


Fig. 4 Estructura de las olefinas [25].

3. Alquinos

Son hidrocarburos insaturados unidos por un enlace triple ($-C\equiv C-$), dentro de los cuales se encuentra el acetileno ($CH\equiv CH$) [21].

La fórmula general es C_nH_{2n-2}

En la figura 5 se esquematiza la estructura molecular de los alquinos.

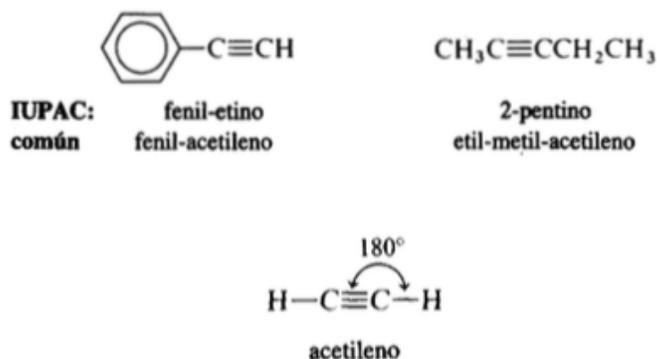


Fig. 5 Estructura de los alquinos [21].

4. Cicloalifáticos

Son los hidrocarburos de cadena cerrada (naftenos), dentro de los cuales se encuentran [25]:

- Los cicloalcanos que poseen un esqueleto de carbono formado en exclusiva por átomos de carbono que se unen entre sí mediante enlaces de tipo simple formando un anillo.

La fórmula general: C_nH_{2n}

- Los cicloalquenos que son hidrocarburos que en su estructura tienen como mínimo un enlace de tipo doble covalente.

La fórmula general: C_nH_{2n-2}

En la figura 6 se esquematiza la estructura molecular de los componentes tipo nafténico.

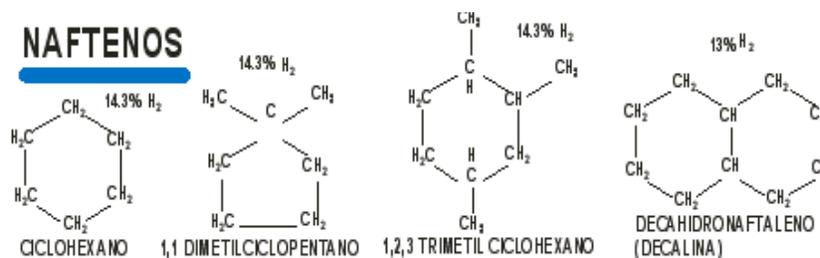


Fig. 6 Estructura de los naftenos [25].

Dentro del grupo de los aromáticos, estos son llamados así debido a que en su estructura poseen por lo menos un anillo aromático; en este grupo se encuentra el benceno, el cual se caracteriza debido que presenta una estructura cerrada con tres enlaces dobles y tres enlaces sencillos alternados [21]. La fórmula general es C_nH_n .

En la figura 7 se muestra la estructura molecular de los aromáticos.

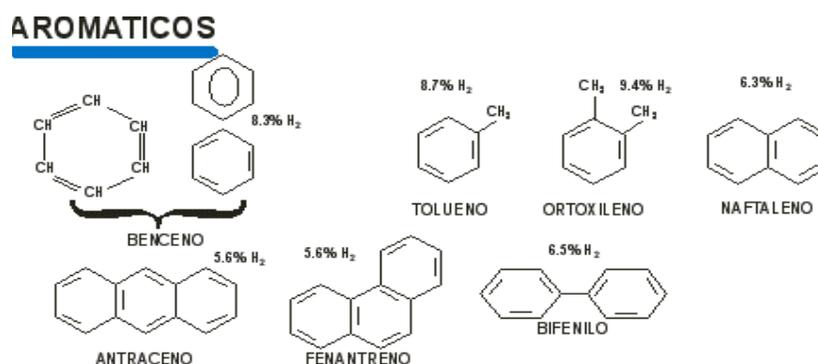


Fig. 7 Estructura de los aromáticos [25]

1.2 Precipitación de asfaltenos

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal (una suspensión de pequeñas partículas en un medio continuo) en algunos crudos. Se definen como fracciones, solubles en

solventes aromáticos, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo el n-pentano. Son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos y de estructura amorfa. La composición de esta fracción varía de acuerdo al petróleo, y la característica común, es que suelen originar precipitados al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo de hidrocarburos en los pozos productores [16, 34].

La precipitación de asfaltenos es el proceso que resulta de las alteraciones ocurridas en las condiciones termodinámicas y operacionales del sistema, donde los compuestos de este origen aparecen en fase insoluble, generando la desestabilización, que se manifiesta cuando las partículas de manera similar caen, rompen la emulsión, chocan y se agregan unas a otras, en esta etapa los flóculos (grumos de materia orgánica) se conservan suspendidos en el crudo sin generar algún problema. Cuando la cantidad de flóculos aumenta, estos forman agregados (etapa de agregación) que pueden permanecer suspendidos y ser arrastrados hasta donde les sea posible por la corriente de fluido siempre y cuando la velocidad sea alta. La última etapa es la depositación, la cual ocurre cuando las moléculas se adhieren al medio poroso o a la tubería [34].

La figura 8 muestra el proceso por el cual pasan las moléculas de asfalto desde la precipitación en el crudo hasta su depositación [34].

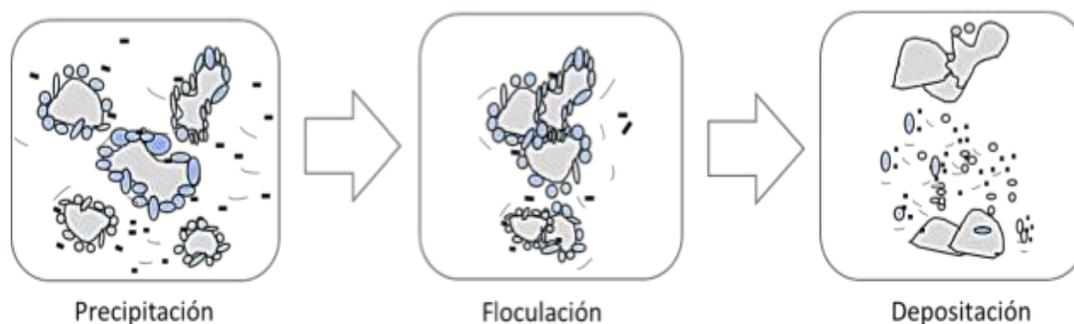


Fig. 8 Representación de la precipitación, floculación y depositación de asfaltenos [34].

Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos

La precipitación de asfaltenos depende principalmente de la estabilidad de los mismos. Esa estabilidad se encuentra asociada a las alteraciones en el balance termodinámico que mantiene a los coloides en solución. Dichas alteraciones se manifiestan por los cambios ocurridos en la presión, temperatura y la composición del petróleo [34].

Temperatura: cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcános se aumenta y la de los asfaltenos disminuye; sin incluir a estos últimos, si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, el balance termodinámico de las micelas resina-asfaltenos se desestabiliza y se agregan entre ellas en forma de flóculos [34].

Presión: Se encuentra directamente relacionada con la densidad del crudo bajo condiciones isotérmicas. Existe una separación promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas (partículas coloidales dispersas en una solución) de resinas-asfaltenos que es mayor en densidades bajas, resultando de esta forma interacciones menos atractivas, lo que posibilita la precipitación de estos. El efecto de la presión es más agudo cuando el petróleo es rico en fracciones livianas y está cercano a su punto de burbuja, ya que la caída de presión del crudo hasta ese punto promueve la expansión de los componentes más livianos como las cadenas de n-alcános. La disminución del volumen molar de los compuestos livianos en el crudo, se traduce como un descenso de la densidad del fluido y una correspondiente disminución de la solubilidad de los asfaltenos. Se sabe que el problema de la depositación de estos por cambios de presión se manifiesta tanto en el yacimiento como en el pozo y en las instalaciones superficiales, siendo la cara de la formación la zona más afectada debido a la caída de presión del yacimiento a la zona de los disparos [34].

Composición del crudo: La problemática de depositación por alteraciones en la composición de un fluido de un yacimiento se origina como resultado de un agotamiento normal durante la producción primaria del mismo. Es importante

conocer la composición del crudo; ya que un cambio en la composición del fluido, puede promover la pérdida de los componentes livianos del petróleo, causando de esta forma una disminución en la relación gas-aceite (RGA) y un aumento en la densidad de los fluidos. En consecuencia de lo anterior, se reduciría la tendencia de precipitación [34].

En general la depositación de asfaltenos se puede explicar detalladamente con base en cuatro mecanismos 1) Efecto de la polidispersidad (grado de variación), 2) efecto estérico coloidal, 3) efecto de agregación y 4) efecto electrocinético. Uno o más de estos mecanismos puede describir la depositación de estas moléculas durante los procesos de producción, transporte ó procesamiento de crudo [16].

1) Efecto de la polidispersidad

El grado de dispersión de las fracciones pesadas en el crudo depende de la composición química del petróleo. La relación entre moléculas polares, no polares y partículas presentes son los factores responsables de la estabilidad de la polidispersión presente en el seno del crudo; cualquier perturbación que altere el balance de los factores mencionados dará origen a la depositación de fracciones pesadas.

Un cambio en la temperatura, presión, composición, así como la adición de un solvente miscible en el crudo puede desestabilizar el sistema [16]

2) Efecto estérico coloidal

Es conocido que algunos de los constituyentes del petróleo, especialmente los asfaltenos tienen una fuerte tendencia a la autoasociación. Un incremento en el contenido de parafinas permite que una parte de los asfaltenos 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 resinas, que se adsorben en su superficie y evitan la agregación.

La estabilidad de los coloides estéricos se debe a la concentración de agente peptizante en solución, la fracción superficial de los agregados ocupada por el agente peptizante y las condiciones de equilibrio en solución entre este y los agregados asfálticos [16].

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 este en la superficie de los asfaltenos donde la concentración de las resinas puede caer a tal punto que la cantidad presente no sea suficiente para cubrir toda la superficie. Esto permite la agregación irreversible de partículas asfálticas y su posterior floculación [16].

4) Efecto electrocinético

Cuando el crudo circula por un determinado conducto (medio poroso, tuberías), se genera una diferencia de potencial eléctrico debida al movimiento de partículas coloidales cargadas, lo que constituye un factor determinante en la depositación de asfaltenos. Los factores que influyen en este efecto son: el eléctrico, el térmico y las características de mojabilidad del conducto, así como el régimen de flujo, temperatura, presión, propiedades de transporte del crudo y características de las partículas coloidales [16].

La figura 9 muestra un Diagrama de fase típico de asfaltenos-líquido-gas [15].

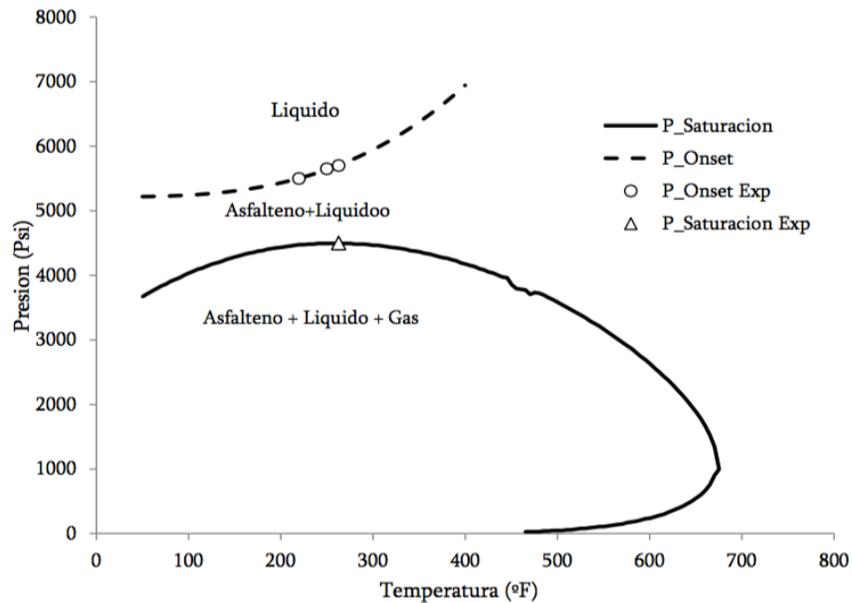


Fig. 9 Diagrama de fases (asfalteno-líquido-gas)[15].

1.3 Precipitación de parafinas

Durante la producción de petróleo, este experimenta una cantidad de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos, precisamente por los cambios en presión y temperatura a la que es expuesto durante su producción, ocasiona cambios de fase y segregación de sus componentes.

El comportamiento ideal en la producción de un crudo con contenido de parafinas, debería ser aquel en que el fluido del pozo llegara a las instalaciones de superficie a una temperatura superior al punto de cristalización con el propósito de evitar problemas causados por su presencia y precipitación; sin embargo, muchos factores impiden que esto siempre suceda, por lo cual se requiere hacer el estudio para caracterizar el fluido, con el fin de determinar e implementar los métodos de control de depositación para asegurar el flujo hasta superficie.

Existen ciertas condiciones que propician la presencia de las parafinas durante el transporte del crudo desde el yacimiento hasta las instalaciones de producción, los cuales son los factores que influyen en su formación.

Factores que influyen en la formación de Parafinas

Los factores más importantes que influyen en la formación de depósitos parafínicos son: la temperatura, presión, pérdida de fracciones ligeras contenidas en el crudo, transferencia de calor desde el crudo hacia la tubería de producción y a la formación, enfriamiento del crudo y peso molecular [5, 6].

Temperatura: Se considera el factor más importante. Los hidrocarburos en el yacimiento se encuentran a ciertas condiciones de temperatura la cual depende de la profundidad, y puesto que la temperatura del crudo disminuye al acercarse a la superficie, en cualquier punto donde esta sea menor a la del punto de nube comenzará la precipitación y posterior depositación [5, 6].

La depositación está caracterizada por cuatro temperaturas:

- Punto de cristalización o punto de nube: es la temperatura a la cual precipita el primer cristal de parafinas.
- 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.
- Punto de fluidez: es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir
- Temperatura de fusión: temperatura a la cual, la sustancia pasa de sólido a líquido.

Para una sustancia pura, el punto de cristalización y el de fusión son iguales, pero para una mezcla son ligeramente diferentes. El punto de cristalización es una propiedad termodinámica que depende de la presión, temperatura y composición del crudo; el punto de fluidez y el de gel son propiedades reológicas del crudo que son afectadas por la estructura del cristal, por el tamaño y número de cristales [6].

Presión: La solubilidad de la parafina disminuye con el incremento de presión en la solución debido a que las fuerzas intermoleculares entre moléculas del mismo tipo son mayores que entre moléculas no similares, causando incremento en el punto de cristalización [6].

Perdida de fracciones ligeras contenidas en el crudo: La pérdida de los componentes más ligeros del crudo, reduce la cantidad de parafinas que se pueden mantener en solución a una temperatura específica. Lo anterior es debido a que la reducción en el volumen de los componentes ligeros disminuye la cantidad de solvente. De la misma manera, la evaporación de los componentes volátiles disminuye la temperatura del petróleo [5, 6].

Transferencia de calor desde el crudo hacia la tubería de producción y a la formación: Dependiendo de la velocidad de transporte del crudo desde la zona productora hasta la superficie, el petróleo puede enfriarse hasta llegar a la temperatura de la formación que está atravesando, la cual puede ser baja y ocasionar alcanzar la temperatura del punto de nube que originará la precipitación [6].

Peso molecular y el punto de fusión de las parafinas: Cuando se incrementa el peso molecular de las parafinas, el punto de fusión también se incrementa, lo que ocasiona una disminución de la solubilidad en los solventes y facilitando la precipitación [6].

Dentro de la producción del crudo del yacimiento a la superficie, uno o varios factores pueden coexistir para ocasionar la precipitación y posterior depositación. Los mecanismos principales identificados en el fenómeno de la depositación de parafinas en condiciones de flujo son [6]:

- Difusión Molecular
- Difusión Browniana
- Por Asentamiento Gravitacional
- Por Dispersión de Corte o Esfuerzo de Cizalla

1) Difusión Molecular:

Este es el mecanismo que se tiene cuando la temperatura del crudo ésta por encima del punto de nube. A medida que el crudo viaja del fondo del pozo hacia la superficie, este va perdiendo temperatura debido a la transferencia de calor con la pared de la tubería, siendo esta más fría que el seno del fluido. Debido a que la solubilidad de las parafinas está principalmente controlada por la temperatura; a medida que el crudo se enfría cada vez es menos soluble hasta llegar al punto donde de los componentes parafínicos saldrán de la solución ya que existe una concentración de cristales que da lugar a la difusión de una zona de mayor concentración a otra de menor concentración, hasta llegar al punto en la tubería donde los sólidos se adhieran a las paredes de la tubería, provocando la acumulación de moléculas parafínicas [6, 9, 20].

Para este mecanismo se utiliza la ley de Fick, con lo que se estimará la posición y cantidad de materia que se depositará en la pared interna de la tubería.

$$\frac{dm_m}{dt} = \rho_d * D_m * A * \frac{dC}{dr} = \rho_d * D_m * A * \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} \dots\dots\dots(1.1)$$

Donde: m_m = es la masa de la parafina depositada; dt = tiempo; ρ_d = densidad de la fase sólida depositada; D_m = coeficiente de difusión de la parafina en el aceite; A = Area interna efectiva de la tubería; C = es la fracción de volumen de parafina en solución; dr = distancia radial, $\frac{dC}{dT}$ es el gradiente de concentración de la parafina disuelta con respecto a la temperatura, $\frac{dT}{dr}$ es el gradiente de temperatura radial, $\frac{dC}{dr}$ es el gradiente de concentración de parafina con respecto a la distancia radial desde el centro a la pared de la tubería [9].

El coeficiente de difusión molecular (D_m) es calculado por la siguiente fórmula:

$$D_m = \frac{B}{\mu} \dots\dots\dots(1.2)$$

Donde B = constante para un crudo en particular y μ = viscosidad dinámica del aceite.

2) Difusión Browniana:

De acuerdo a diversos estudios se puede asumir que este mecanismo es básicamente debido al movimiento aleatorio de interacción o choque entre sí de las propias partículas de parafinas lo que ocasionan que se aglomeren y formen los cristales debido a que en ciertas regiones la temperatura del crudo está por debajo de la temperatura de formación de estas, ocasionando agitación térmica. Cuando esto ocurre, los cristales de parafina pueden colisionar con moléculas de las mismas suspendidas en el aceite.

Cuando hay presencia de un gradiente de concentración de cristales de parafina, puede existir un transporte de estos cristales en dirección del decremento de concentración [6, 20, 39]:

De la misma manera que la difusión molecular, se utiliza la Ley de Fick:

$$\frac{dm_B}{dt} = \rho_d * D_B * A * \frac{dC}{dr} \dots \dots \dots (1.3)$$

Donde: m_B = es la masa de la parafina depositada; dt = tiempo; ρ_d = densidad de la fase sólida depositada; D_B = coeficiente de difusión Browniano de cristales de parafina en el aceite; A = Área interna efectiva de la tubería; C = es la fracción de volumen de parafina fuera de la solución.

La determinación del flujo de la masa radial está dado por la siguiente ecuación:

$$J_B = -D_B * \frac{\partial C}{\partial r} \dots \dots \dots (1.4)$$

Donde: J_B = flux de masa radial Browniana en la dirección radial, $\frac{\partial C}{\partial r}$ = concentración en la dirección radial.

La difusividad Browniana puede ser calculada por la ecuación:

$$D_B = \frac{K_b T}{3\pi\mu d_p} \dots\dots\dots(1.5)$$

Donde: K_b = constante de Boltzmann 1.38×10^{-23} , T = temperatura estándar absoluta, μ = viscosidad y d_p = diámetro de la partícula [32].

3) Asentamiento gravitacional:

Este mecanismo es debido a que los cristales de parafinas son más densos que el crudo; estudios experimentales por centrifugación han demostrado que este no es tan significativo en la deposición de estas moléculas [6, 20, 32].

El efecto de la fuerza gravitacional sobre la precipitación de orgánicos está dado por la fórmula:

$$F_g = \rho_p * g * V_p \dots\dots\dots(1.6)$$

Donde: V_p = volumen de la partícula, ρ_p = densidad de la partícula y g = aceleración de la gravedad.

4) Dispersión de corte o Esfuerzo de cizalla:

Este se presenta cuando la temperatura del crudo es menor a la temperatura de cristalización de parafinas. Por diversos esfuerzos de corte, los cristales son llevados en sentido transversal hacia la pared de la tubería [6, 20, 32].

El movimiento de las partículas depende del tamaño, concentración y densidad relativa. Para determina estos efectos por cizallamiento, se puede utilizar la ecuación de Saffman:

$$F = \frac{1.62 \mu d_p^2 \left(\frac{du}{dr}\right)}{\sqrt{v \left|\frac{du}{dr}\right|}} (u - u_{px}) \dots\dots\dots(1.7)$$

Donde: u = velocidad del fluido, $\frac{du}{dr}$ = gradiente de velocidad del fluido, u_{px} = velocidad de la partícula de parafina en la dirección x axial, dp = diámetro de la partícula, μ = viscosidad absoluta y ν = viscosidad cinemática.

La figura 10 muestra la gráfica Presión vs Temperatura de la curva de precipitación de parafinas.

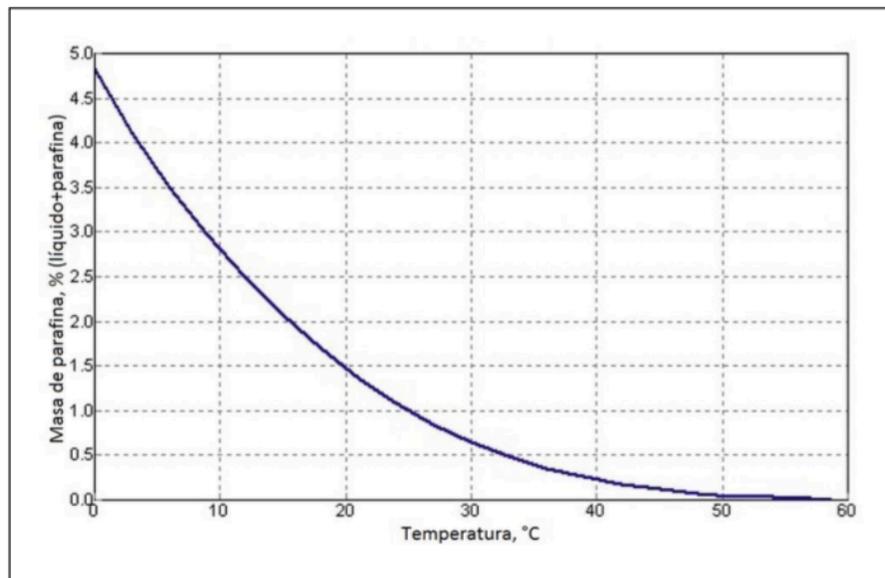


Fig. 10. Curva de precipitación de parafinas (Modificado de Bokin, 2010) [30].

La figura 11 describe las características típicas de un diagrama de fases de parafinas [30].

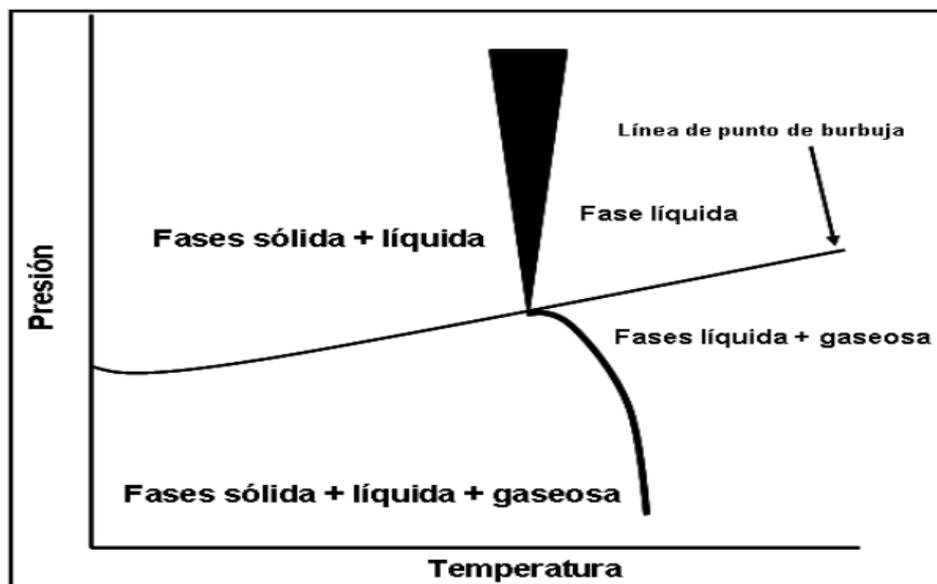


Fig. 11. Diagrama de fases típico de depositación de parafinas [35].

1.4 Precipitación de hidratos

Los hidratos son estructuras cristalinas formadas por moléculas de agua y moléculas de gas que son atrapadas en celdas formadas por moléculas de agua. La densidad relativa de los hidratos es de 0.98 lo que provoca que se hundan en el aceite [13, 39].

Se han identificado tres tipos de estructuras para los hidratos: estructura I, II y H. Específicamente, se han reportado que existen hidratos de metano con una estructura tipo I a condiciones de bajas presiones. Se ha observado experimentalmente un cambio de fase a temperatura ambiente del tipo I al II para los hidratos de metano a presiones cercanas a 0.1 GPa y del tipo II al H a presiones de aproximadamente 0.6 GPa.

La fórmula de los hidratos es $\text{CH}_n\text{H}_2\text{O}$, donde n representa el número de moléculas de agua en reacción con los hidrocarburos [35]:

Metano $\text{CH}_4\text{H}_2\text{O}$

Etano $C_2H_6 \cdot 8H_2O$

Propano $C_3H_8 \cdot 17H_2O$

Iso-Butano $C_4H_{10} \cdot 17H_2O$

La figura 12, muestra las estructuras típicas que se pueden presentar en los hidratos [7].

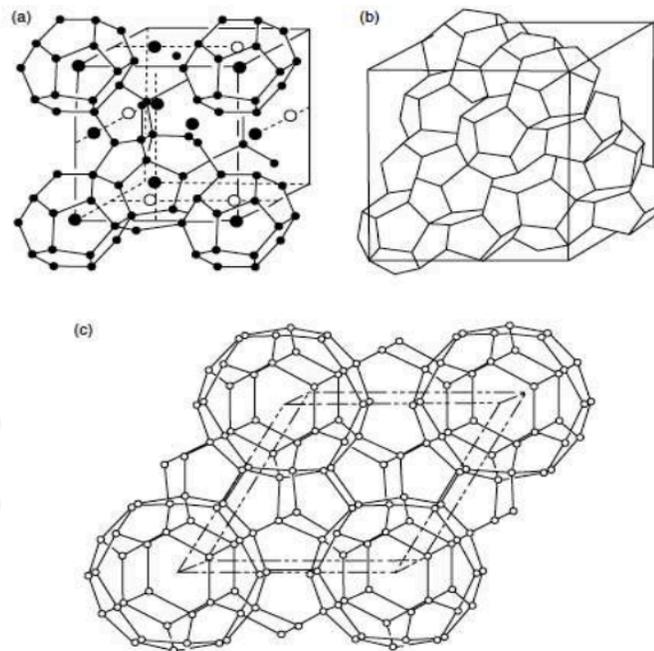


Fig. 12. Cristales de hidrato a) estructura I, b) Estructura II, c) Estructura H [7].

1) Estructura I

Es la estructura más simple, tiene un sistema cristalino cúbico, cada celda de esta contiene 46 moléculas de agua y dos cavidades dodecaédricas pentagonales 5^{12} (cavidades pequeñas) y seis cavidades tetradecaédricas $5^{12} 6^2$ (cavidades grandes). Las cavidades pentagonales se unen por medio del vértice [30, 35].

La estructura I se forma con moléculas huésped relativamente pequeñas como son metano, etano, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Por su tamaño, el etano solo

podrá estar presente en las cavidades grandes, en tanto metano, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico podrá ocupar ambas cavidades (grandes y pequeñas).

Una celda de hidratos de este tipo de estructura puede contener hasta ocho moléculas de gas con un diámetro máximo de 5.8 [Å] [30].

2) Estructura II

Tiene un sistema cristalino cúbico, donde su estructura es descrita como centrada. Cada celda contiene 136 moléculas de agua, 16 cavidades dodecaédricas pentagonales 5^{12} (cavidades pequeñas) y ocho cavidades hexadecaédricas $5^{12} 6^2$ (cavidades grandes). Las cavidades pentagonales se unen por medio de la cara compartida [30, 35]

Una celda de hidratos de este tipo de estructura puede contener hasta 24 moléculas de gas con un diámetro máximo de 6.9 [Å], por lo que permite incluir moléculas huésped como propano, iso-butano, n-butano y nitrógeno; que son los elementos formadores de este tipo de estructuras. El nitrógeno puede estar presente en las cavidades pequeñas, mientras que la otras moléculas solo pueden estar en las cavidades grandes [30].

3) Estructura H

Esta estructura tiene un sistema cristalino hexagonal. Cada celda de esta estructura tiene 34 moléculas de agua la cual está compuesta por tres cavidades dodecaédricas pentagonales, dos cavidades dodecaédricas irregulares y una cavidad icosaédrica [30, 35].

Esta estructura se forma con al menos una molécula pequeña y por una molécula grande que podrían ser metano y ciclo-octano respectivamente, entre otras.

Las moléculas de esta estructura tienen diámetros de 7 a 9 [Å].

Factores que influyen en la formación de Hidratos

En algunas etapas de la vida productiva de los pozos, se pueden tener las condiciones necesarias para la formación de hidratos, como pueden ser bajas temperaturas, altas presiones y la presencia de agua en la explotación de los hidrocarburos.

La figura 13, muestra la gráfica presión vs temperatura de la curva de formación de hidratos [30].

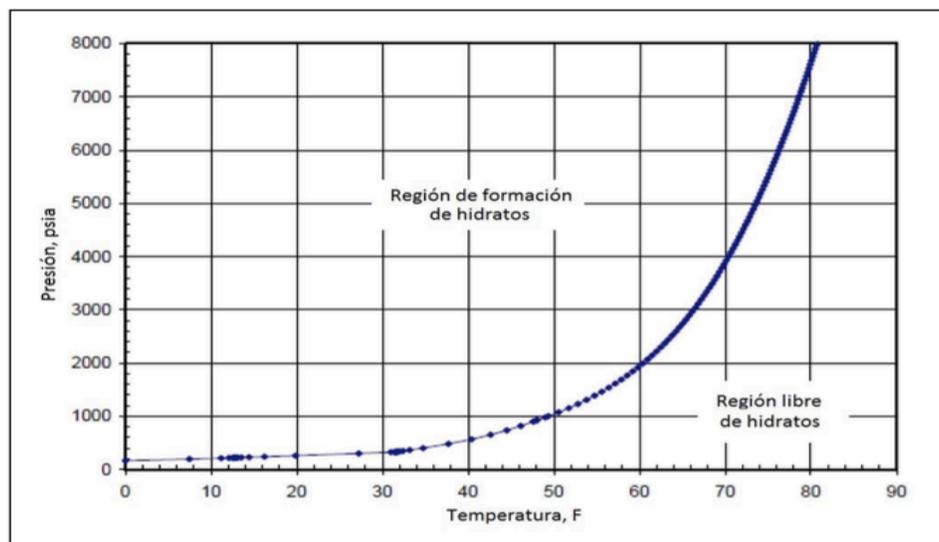


Fig. 13 Curva de formación de hidratos [30].

La formación de hidratos se puede presentar en cualquiera de los siguientes sistemas [18]:

1) Sistema denominado por la fase aceite

El corte de agua es $< 50\%$ y se tienen emulsiones de agua en el aceite. El agua se dispersa en el hidrocarburo en forma de gotas, cuando las condiciones son apropiadas, en el sistema comenzarán a aparecer de forma rápida los hidratos en la interface agua-aceite. El espesor de la película que se forma alrededor de la gota de agua comenzará a crecer debido a la transferencia de masa, hasta que la gota de agua se convierta en su totalidad en hidrato.

2) Sistema denominado por la fase gaseosa

La fase gaseosa es mucho mayor con respecto a la fase líquida (agua + hidrocarburo). Para que se formen hidratos bajo este escenario se requiere que haya acumulación de agua en algunos puntos (básicamente se da en líneas de transporte). Cuando se tiene esta acumulación y entra en contacto el gas con esta, y las condiciones de presión y temperatura son adecuadas para la formación, es probable que se formen hidratos en sitios posteriores a la acumulación de agua.

3) Sistemas de gas condensado

En este caso, se puede tener agua disuelta o suspendida en forma de gotas. El agua no está emulsionada en el condensado. Los hidratos que comienzan a formarse en la superficie de la tubería, permanecen adheridos a ella si la concentración de agua es mayor al límite de estabilidad del hidrato en el condensado. Si la concentración de agua disuelta es > 7 ppm favorece a la formación de hidratos. Algunos factores como viscosidad del líquido, diferencia de densidad entre fluido y sólido, vibraciones, pueden ocasionar que los hidratos adheridos a la tubería se fragmenten, los cuales se acumularán y obstruirán la tubería.

4) Sistemas dominados por la fase acuosa

Este se considera cuando el corte de agua es > 70 % y es más común en la explotación de hidrocarburos, parte del agua es emulsionada y la otra permanece libre. En este caso, los hidratos se forman en la interfase agua-gas, por lo que los hidratos se generan alrededor de las gotas de agua dispersas en el hidrocarburo y en el agua libre. También los hidratos pueden ocurrir donde las burbujas de gas se encuentran dispersas en la fase acuosa.

La figura 14 muestra un diagrama de equilibrio de fases para un sistema hidrato-agua-hidrocarburo, en el cual se observa que la formación de hidratos se da por encima de la línea conformada por A-B-C-D, puesto que en estos puntos es donde se tienen las condiciones de presión y temperatura propicias para su formación.

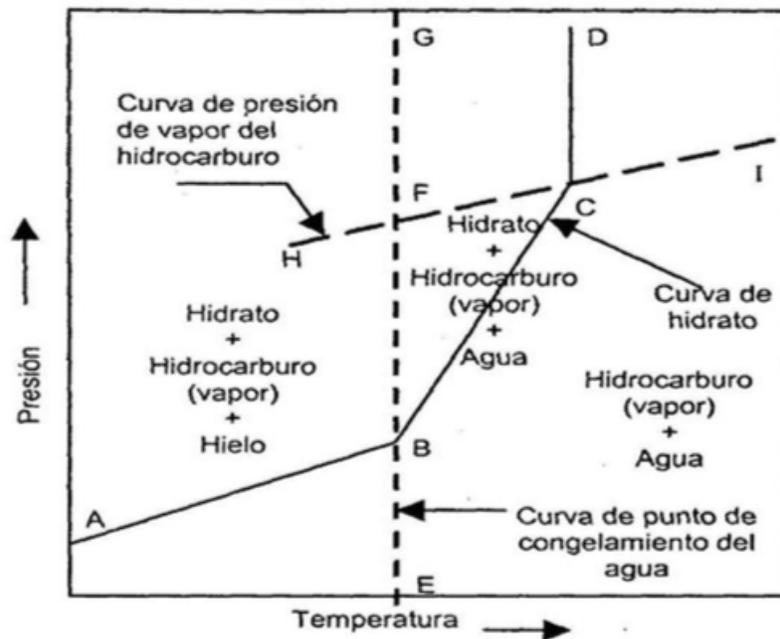


Fig. 14 Diagrama de equilibrio de fases para un sistema hidrato-agua-hidrocarburo [35].

A continuación se describe la interacción que se puede tener entre hidratos-parafinas-asfaltenos:

1) Interacción hidratos/asfaltenos

La precipitación de asfaltenos en presencia de hidratos puede causar aglomeración excesiva y dar lugar a bloqueos. Por lo tanto, si existen tantos riesgos de asfaltenos y de hidratos en un sistema de producción, la falta de un programa de tratamiento de asfaltenos puede poner en peligro la estrategia de prevención de hidratos [38].

2) Interacción hidratos/parafinas

Partículas de hidratos pueden facilitar a que los cristales de parafina salgan de la solución, la depositación de estos puede causar que las partículas de hidrato se aglomeren. El material compuesto de hidrato/parafina disminuirá la movilidad de fluidos y en última instancia, podría dar lugar a la obstrucción. Por ello se recomienda que ante los riesgos de ambos, se ataquen adecuadamente con el fin de garantizar una producción sin interrupciones [38].

3) Interacción asfalteno/parafinas

Durante la recuperación y el transporte de petróleo los asfaltenos y las parafinas pueden precipitar cuando la estabilidad termodinámica de la solución resulta perturbada por presión, temperatura y composición. Los asfaltenos tienen un efecto sobre la cristalización de las parafinas; una vez floculados (separados de su estructura estable) pueden proveer sitios adicionales de cristalización para las parafinas. Una vez que se alcanza la concentración crítica, no se logra una dispersión completa de saturados y aromáticos, el asfalteno tiende a flocular, lo que conduce al aumento del punto de escurrimiento [23].

1.5 Fenómeno de la coprecipitación asfaltenos-parafinas.

Las parafinas y los asfaltenos son los principales componentes en los depósitos orgánicos de fluidos derivados del petróleo. Lo que se debe conocer, es si existen interacciones intermoleculares entre ambos durante la precipitación, lo que conduciría a la sinergia y la coprecipitación, es decir, el cambio el cambio de fase de una clase inducirá la precipitación de la otra [43].

La mayoría de los aceites crudos contienen parafinas de alto peso molecular y microcristalinas en un rango de 1-30 % en peso, que a bajas temperaturas precipitan como un componente en depósitos orgánicos. Los asfaltenos tienen una clase de solubilidad típicamente definida como la fracción de petróleo que es insoluble en heptano y soluble en tolueno, estos poseen un alto grado de anillos aromáticos polinucleares que tienen cadenas laterales de alquilo e incorporan heteroátomos (tales como Oxígeno, Nitrógeno y Azufre) [43].

Durante la recuperación y el transporte de petróleo, los asfaltenos o parafinas pueden precipitar cuando la estabilidad termodinámica de la solución coloidal es perturbada por cambios en la presión, la temperatura y/o la composición. Una incertidumbre es si estas dos clases de compuestos interactúan sinérgicamente en el proceso de precipitación, es decir, si las interacciones intermoleculares de algún

subconjunto de las moléculas de uno con las moléculas del otro que precipitan inducen la coprecipitación. Si este fuera el caso, se esperaría que tanto las moléculas de uno como del otro difieran significativamente en las propiedades químicas y físicas de ambos en el aceite crudo [43].

Probablemente, los asfaltenos y las parafinas difieren más en propiedades químicas y coloidales de todas las fracciones de crudo: es decir, los primeros son la fracción más aromática y polar, y las parafinas son la fracción más alifática y no polar. A pesar de estas diferencias químicas fuertes, estas dos fracciones son similares en que ambos pueden ser muy altos en peso molecular, ambos pueden agregarse o asociarse en solución, y ambos tienen solubilidades marginales en el petróleo crudo. Por lo tanto, ambos están implicados con frecuencia en la precipitación sólida orgánica y la depositación.

Algunos estudios experimentales han demostrado que ambos no interactúan de forma sinérgica sino que coprecipitan en depósitos orgánicos sólidos [43].

En el proceso de cristalización de parafinas, el efecto de los asfaltenos depende más del grado de dispersión o floculación de estos que de su origen ya que a muy baja concentración están dispersos o incluso disueltos en el petróleo crudo, son de fácil acceso para cualquier tipo de interacción. Para construir la molécula de asfaltenos en la estructura de la parafina, se necesita una fuerza de conducción más alta debido a la interferencia espacial entre ambas moléculas. Una vez que la concentración de asfaltenos alcanza el valor crítico, el frágil equilibrio se rompe y las moléculas de estos tienden a flocular entre sí [27].

Con el aumento de la concentración de asfaltenos, la temperatura de aparición de las parafinas (WAT) también aumenta. Esto termina cuando se alcanza la "concentración de asfaltenos crítico en la solución". El valor más bajo en el WAT vs curva de concentración (Figura 15) se refiere a la superficie más baja y es en la concentración más baja donde se floculan los asfaltenos; se debe hacer notar que a muy bajas concentraciones de asfaltenos (< 0.05%) la WAT incrementa drásticamente como consecuencia de que los asfaltenos están más dispersos y

que pueden afectar las parafinas a nivel molecular, dejando mayores espacios libres para las parafinas donde habrá menos interferencia entre ambos [27].

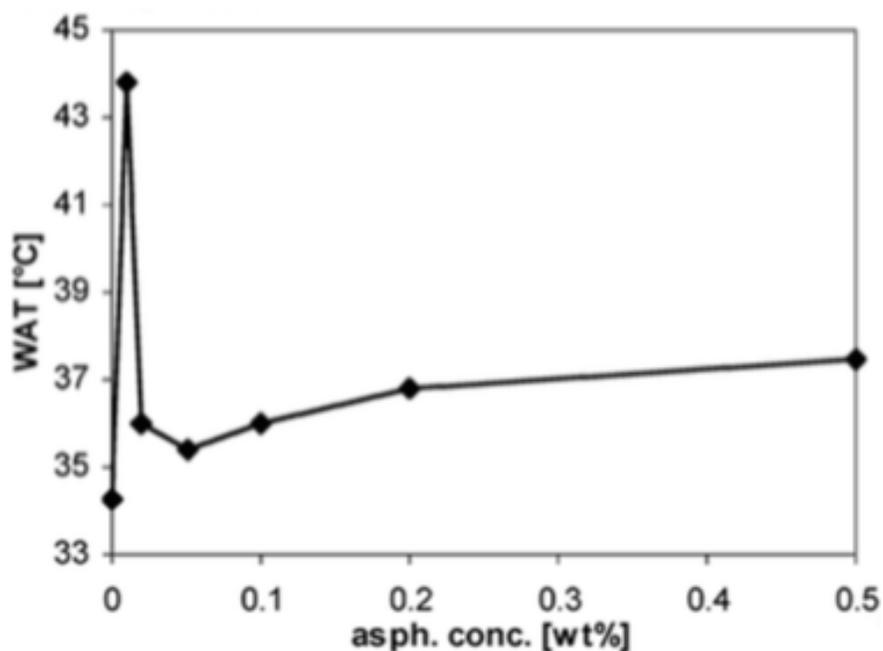


Fig. 15 Efecto de la concentración de asfaltenos vs temperatura de aparición de las parafinas [27].

1.6 Antecedentes del campo de estudio

El Activo de Producción Veracruz pertenece a la Subdirección de Producción Norte de Pemex Exploración y Producción. Actualmente tiene una producción de gas de 374 MMpcd y 13622 Bpd de aceite [2].

De la producción de aceite, el 85 % proviene de los campos descubiertos y desarrollados recientemente, que son 3 principalmente: Campo A, Campo B y el Campo C.

Los campos mencionados se localizan en la parte sur del estado de Veracruz, en el municipio de Juan Rodríguez Clara, Veracruz. La Figura 16 muestra el mapa de ubicación de los campos.

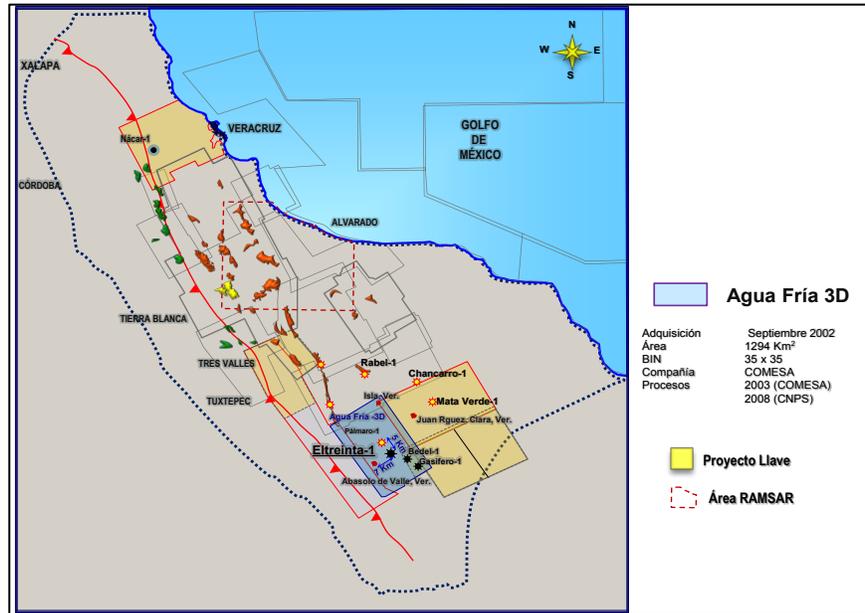


Fig. 16 Mapa de ubicación de los campos en estudio [3].

Los campos A, B y C, se ubican en el elemento geológico denominado Cuenca Terciaria de Veracruz. Las principales formaciones productoras son de edad Mioceno Medio y Mioceno Superior. Las areniscas son de grano fino y medio, los granos de la roca son fragmentos líticos volcánicos, feldespatos, plagioclasas y en menor proporción cuarzo.

La producción asociada a estos campos se detalla en la tabla 1:

Tabla 1. Producción de los campos A, B y C [2].

Campo	Producción Aceite (BPD)	Producción Gas (MMpcd)	Producción Agua (BPD)	Pozos productores
A	5495	9.0	231	14
B	3259	1.0	28	6
C	2921	8.2	78	7

Para la producción de gas del campo C, el 87 % proviene de un solo pozo.

Problemática asociada a los campos en estudio

Durante la vida productiva de los campos A, B y C se ha presentado una disminución en la producción de aceite de algunos pozos, la causa principal ha sido debida a la formación de depósitos orgánicos en la tubería de producción y en las instalaciones superficiales. Estas formaciones han ocasionado principalmente el taponamiento de la tubería de producción, notándose en la disminución de la presión en la cabeza del pozo y por consecuencia, el gasto de aceite producido se ha visto caer en rangos de 10-50 %.

De acuerdo con el gasto de explotación de los pozos, la figura 17 muestra las caídas de presión que se presentan en la tubería de producción. Como se podrá observar, las mayores caídas se tienen en el campo A (los pozos A 24, 41 son los que han presentado la mayor) y los que menor caída de presión registran son pozos pertenecientes al campo C (C 14, C 24).

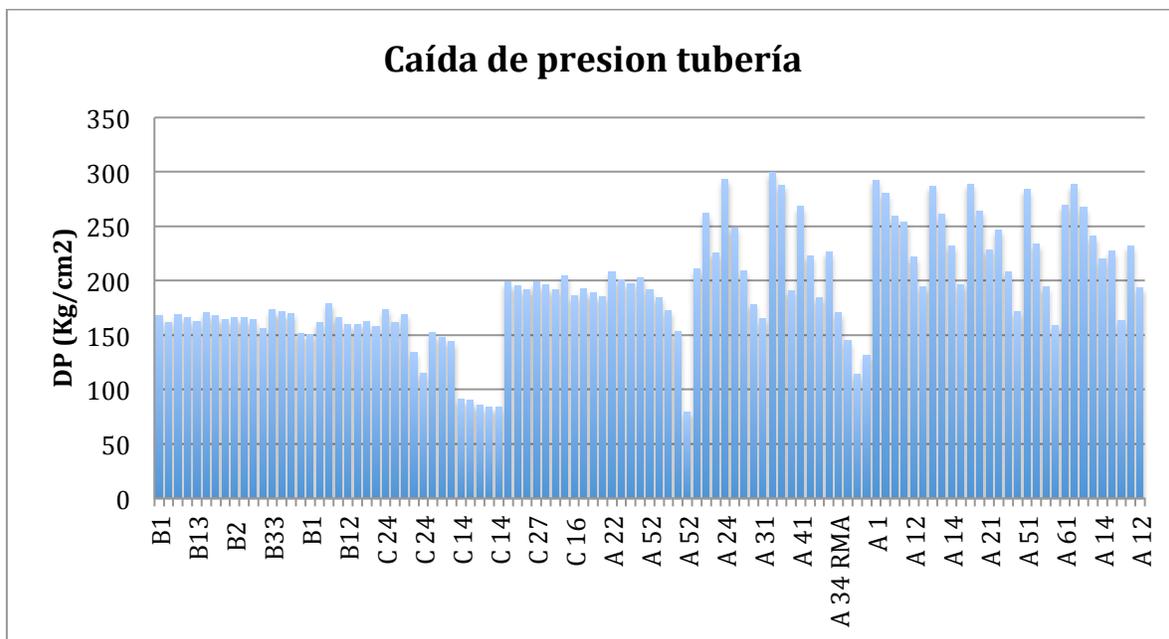


Fig. 17. Caídas de presión en la tubería [3].

Como se podrá observar, el comportamiento de los pozos del campo B es homogéneo, no así del campo A en el cual se tiene una variación importante en las caídas de presión.

La figura 18, muestra la caída de presión en los yacimiento productores, notándose que el de dos pozos son los que presentan las mayores caídas (A 34 y C 24) el resto se mantiene en la media; así mismo se podrá observa que las caídas de presión de varios pozos son bajas (todos los pozos del campo B presentan una baja caída de presión a nivel yacimiento) debido a las condiciones petrofísicas favorables. Las mejores condiciones de flujo se pueden ver en el pozo B 33 el cual que presenta las menores caídas de presión y el pozo con condiciones menos favorables es el A 34.

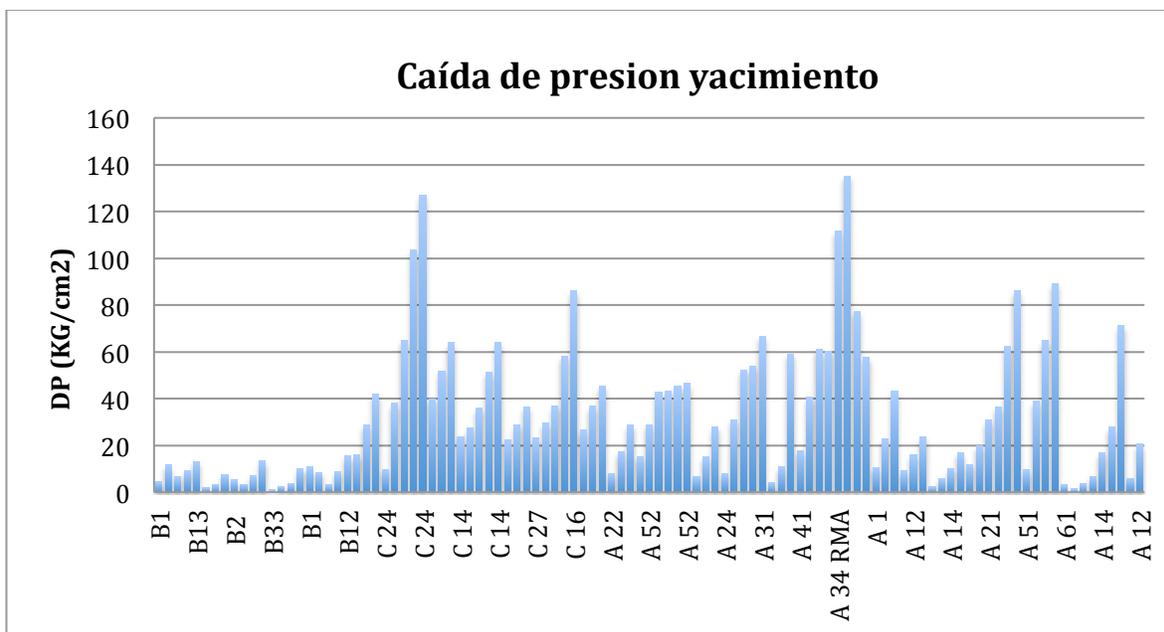


Fig. 18 Caídas de presión en el yacimiento [3].

De las gráficas anteriores, se observa que el 75-80 % de las caídas de presión en el sistema de producción de los pozos se presentan en la tubería de producción, por lo que cualquier variación o afectación de área de la tubería repercute en la eficiencia de flujo del pozo, afectando su productividad.

Derivado de la etapa de explotación de los pozos, se ha tenido un registro continuo (a través de manómetros digitales) de la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), en este registro se muestran todas las variaciones que se presentan en los pozos abiertos a producción. La figura 19 es una muestra de 5 pozos de los campos en estudio en la cual se observa el comportamiento de la presión en la cabeza. Se puede ver una variación irregular, en algunos, la presión cae de manera drástica sin hacer ningún movimiento operativo, por lo que esta disminución es debida a un fenómeno que se está presentando en el pozo, lo que provoca una disminución de la producción de hidrocarburos. En otros pozos, la caída se observa de manera menos pronunciada. Cuando la P_{wh} se restablece, es posterior a algún trabajo para recuperar la producción. Como este caso, se tiene comportamientos similares en diferentes pozos, la medición es en intervalos de un dato cada minuto.

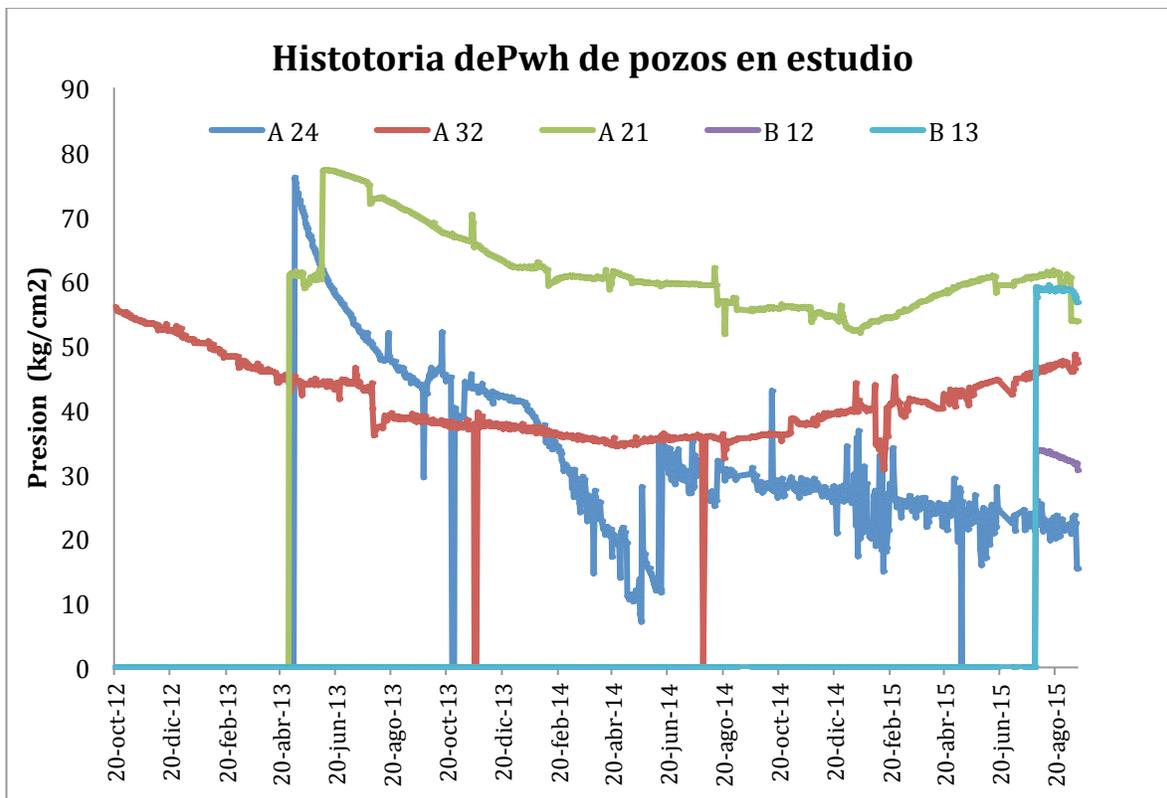


Fig. 19 Historia de presión de pozos de los campos en estudio

Derivado de estos comportamientos en los pozos, se han realizado actividades para determinar cuál es la principal causa. La tabla 2 muestra el resultado de las calibraciones hechas a algunos pozos de los campos mencionados. El 40% de los pozos productores han presentado algún taponamiento de la tubería de producción, debido a que se ha registrado una resistencia franca, lo que impide el paso efectivo de la herramienta hacia el fondo del pozo. El resultado obtenido ha mostrado que lo que se presenta en los pozos es acumulación de sólidos orgánicos en las paredes de la tubería, esto se presenta a diferentes profundidades, se ha determinado con base al material recuperado de las herramientas.

Esta problemática se ha atacado (correctiva) realizando trabajos de limpieza de aparejo con solventes y tubería flexible. Con el paso del tiempo, los orgánicos se continúan presentando en los pozos, lo que ocasiona que de manera periódica se tengan que programar las limpiezas de las tuberías, ocasionando invertir recursos adicionales para asegurar el flujo de los pozos.

Tabla 2. Historia de calibraciones [3].

No.	POZO	TP (pg)	INTERVALO (m)	PROF TP (m)	FECHA	CALIBRACION	PROFUNDIDAD CALIBRACION (m)	OBSERVACIONES
1	A 24	2 7/8	2979-3038	2835	10-abr-14	Cortador de Parafinas y BI 2 1/4"	10	Resistencia franca sin huella
					19-oct-13	2"	4	Resistencia franca sin huella
					04-ago-15	2 5/16"	140	Resistencia franca sin huella
					19-oct-13	1 3/4"	259	Resistencia franca huella circular
2	A 31	3 1/2	3313-3322	1003	11-abr-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	49	Resistencia franca sin huella
		2 7/8		3002	19-ago-14	BI 2"	2779	Resistencia franca sin huella
					19-ago-14	BI 2"	2950	OK
3	A 52	3 1/2	2763-2779	2718	16-ago-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	2779	OK
					11-jul-15	Block Impresor 2 3/4"	2782	OK
4	A 51	3 1/2	2850-2860	2770	24-jul-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	2806	Resistencia franca sin huella
					10-jul-15	Cortador de Parafinas 2 3/4"	2755	Resistencia franca sin huella
5	A 61	3 1/2	2875-2930	1987	14-ago-14	Block Impresor 2"	2877	Resistencia franca
					12-jul-15	Block Impresor 2 3/4"	1969	Resistencia franca
6	A 11	2 7/8	3274-3328	3162	13-abr-14	Block Impresor 2 1/4"	3320	OK
					11-jul-15	Cortador de Parafinas 2 5/16"	3335	OK
7	A 12	2 7/8	3071-3113	2936	11-abr-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	3105	OK
8	A 14	3 1/2	2986-3036	2801	13-abr-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	3030	OK
9	A 41	3 1/2	2860-2870	1647	23-jul-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	2819	Resistencia franca
					10-jul-15	Block Impresor 2 3/4"	2879	OK
10	A 42	3 1/2	3507-3684	3291	13-abr-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	3675	OK
					12-jul-15	Block Impresor 2 3/4"	3687	OK
11	A 21	3 1/2	3265-3313	3225	16-ago-14	Cortador de Parafinas 2"	3318	OK
					11-jul-15	Block Impresor 2 3/4"	3318	OK
12	A 22	3 1/2	3050-3106	2590	13-ago-14	Block Impresor 2"	3110	OK
					12-jul-15	Block Impresor 2 3/4"	3110	OK
13	A 32	3 1/2	2818-2828	1880	19-ago-14	Block Impresor 2"	2828	OK
					25-oct-14	Block Impresor 2 3/4"	1	Resistencia franca sin huella
14	B 2	2 7/8	2402-2418	2358	14-abr-14	Cortador de Parafinas y BI 2 1/4"	15	Resistencia franca
					02-jul-15	2 5/16"	2293	Resistencia franca
					19-sep-13	2"	2483	OK
15	B 12	2 7/8	2692-2698	2528	14-abr-14	Cortador de Parafinas y BI 2 1/4"	10	Resistencia franca sin huella
					02-jul-15	Cortador de Parafinas 2 1/4", 2 1/8", 2"	4	Resistencia franca sin huella
16	B 1	3 1/2	2266-2290	2204	14-abr-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	2285	OK
17	B 13	2 7/8	2569-2637	2569	14-abr-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	2625	OK
					24-oct-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	2	Resistencia franca sin huella
					02-jul-15	Cortador de Parafinas 2 1/4", 2 1/8", 2"	11	Resistencia franca sin huella
18	C 1	2 7/8	2237-2255	2390	15-abr-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	5	Resistencia franca
					29-ago-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	150	Resistencia franca
					29-ago-14	Cortador de Parafinas 2 1/4"	180	Resistencia franca
					01-ago-15	Cortador de Parafinas 2 5/16"	2230	OK

Como se ha podido observar en la tabla 2, algunos pozos no han presentado la problemática, otros pozos la han manifestado en una ocasión, y otros la han presentado de manera recurrente. Derivado de esto, se han recuperado muestras de fluidos tanto de fondo como de superficie a los cuales se les realizó una serie de estudios para caracterizar de manera precisa los componentes orgánicos presentes en el crudo y plantear posibles soluciones.

De acuerdo a su comportamiento, se seleccionaron los pozos siguientes para evaluar su comportamiento:

- A 21
- A 24
- A 31
- A 32
- A 42
- B 1
- B 12
- B 13
- C 1

De los pozos mencionados, se tiene que el pozo A 24 es el más crítico ya que es el que se ha trabajado más debido a la continua depositación de orgánicos en el aparejo de producción. El caso de los otros pozos, en algunos se han presentado problemas de manera intermitente y otros han fluido de manera continua, sin problemas de obstrucción. Las condiciones de producción de estos pozos se listan en la tabla 3:

Tabla 3. Producción de pozos en análisis [3].

Pozo	Prod. Aceite (Bpd)	Prod. Gas (MMpcd)	Prod. Agua (Bpd)
A 21	826	0.464	0
A 24	177	0.088	2
A 31	339	0.307	6
A 32	305	0.379	0
A 42	978	0.966	15
B 1	960	0.326	5
B 12	384	0.133	0
B 13	355	0.096	6
C 1	710	0.205	0

Los pozos mencionados tienen baja, regular y buena producción de aceite, presentan mínima o nula producción de agua y la RGA es prácticamente la misma que se registró durante la prueba de producción de cada uno de ellos.

Derivado del estudio pretendido, se recuperó la información disponible de cada uno de estos pozos, así mismo se lleva a cabo la evaluación de los fluidos producidos.

CAPITULO II. ESTADO DEL ARTE

2.1 Estudios experimentales convencionales sobre la precipitación de asfaltenos.

1) Análisis SARA

A través de este método, se proporciona la caracterización de las fracciones más pesadas del crudo, lo cual se basa en la diferencia de solubilidad, polaridad y peso molecular de los componentes del crudo; con ello se conoce las fracciones de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA) de un crudo que haya muestreado y analizado en el laboratorio [34, 41].

Con este método se puede predecir la estabilidad de los asfaltenos en el crudo, lo que ayudará a la toma de decisiones para la implementación de métodos de prevención que ayuden a inhibir la precipitación de algunos orgánicos que con el paso del tiempo generen dificultades en el transporte del crudo desde el fondo del pozos hasta las instalaciones superficiales. Se determinan cuatro componentes de muchos que tiene el crudo, la ventaja es que se analiza desde los livianos hasta los pesados y con ellos se comparan los crudos. Para los crudos convencionales, este análisis provee un indicador de la estabilidad del crudo con respecto a la precipitación de asfaltenos.

En este método, mediante el agregado de un compuesto tipo n-alcano, como puede ser n-heptáno o propano, los asfaltenos son separados de los otros componentes. Los hidrocarburos saturados se remueven mediante lavado con n-alcano. Cada uno de los componentes se separa mediante el uso de solventes.

Con el análisis SARA se determina [41]:

- Hidrocarburos saturados de alto y bajo punto de ebullición

- Hidrocarburos aromáticos de alto y medio punto de ebullición pero de baja polaridad.
- Resinas del petróleo.
- Asfaltenos del petróleo.

Los tres primeros se encuentran en fase líquida no coloidal y el último en fase sólida insoluble en parafinas de bajo peso molecular así como insoluble en el crudo y dispersos de forma coloidal, y solubles en hidrocarburos aromáticos.

La figura 20 muestra un esquema de la separación del crudo en fracciones SARA.

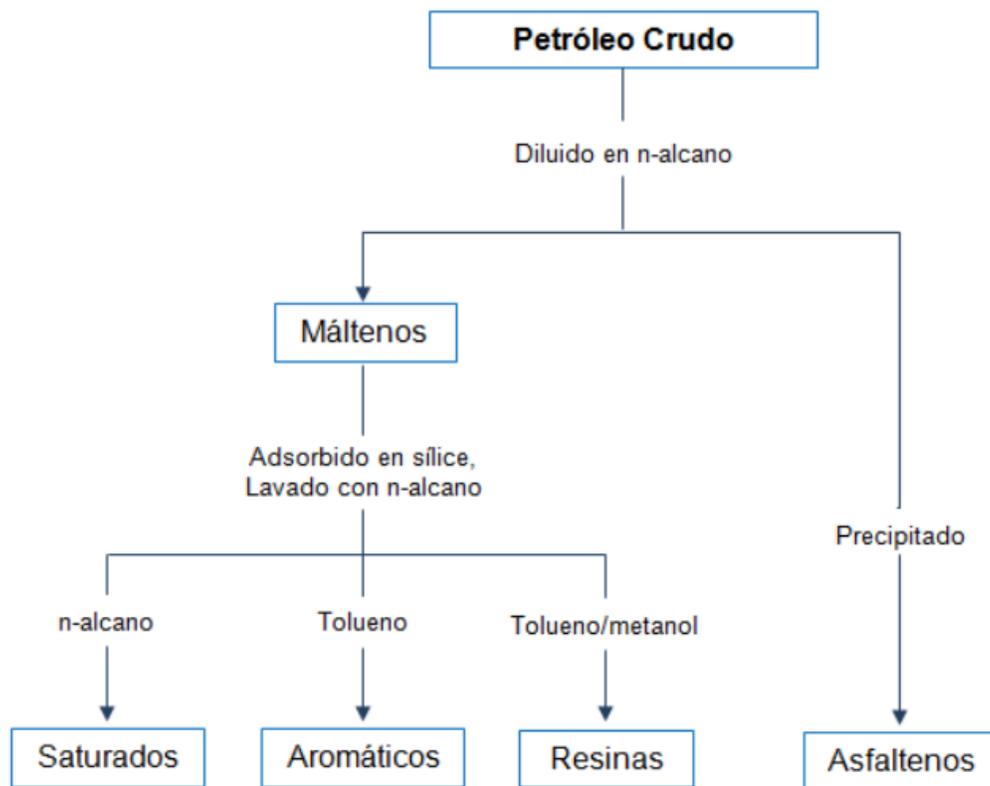


Fig. 20. Esquema simplificado de la separación del crudo en fracciones SARA [31].

La importancia de esta herramienta, es que es el punto de partida para evaluar otras metodologías de estabilidad de asfaltenos como son el Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC), relación asfaltenos/resinas y el Índice de Refracción [15, 17].

2) Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC)

Este índice incluye las composiciones másicas de las fracciones que favorecen y no favorecen a la estabilidad del sistema resina-asfaltenos, de acuerdo al modelo coloidal del crudo. A medida que el Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC) disminuye, el sistema se hace más estable debido al predominio de las fracciones peptizantes en la mezcla [17, 34].

EL IIC se determina mediante la siguiente ecuación:

$$IIC = \frac{\% \text{ saturados} + \% \text{ asfaltenos}}{\% \text{ aromáticos} + \% \text{ resinas}} \dots\dots\dots(2.1)$$

Algunos valores para este índice, se han establecido como:

IIC > 0.9, lo que indica que se trata de crudos inestables

IIC < 0.7, lo que indica que se trata de crudos estables

0.7 < IIC < 0.9, el intervalo de estabilidad no está específico.

La figura 21 muestra la gráfica representando las regiones de estabilidad e inestabilidad en función del IIC.

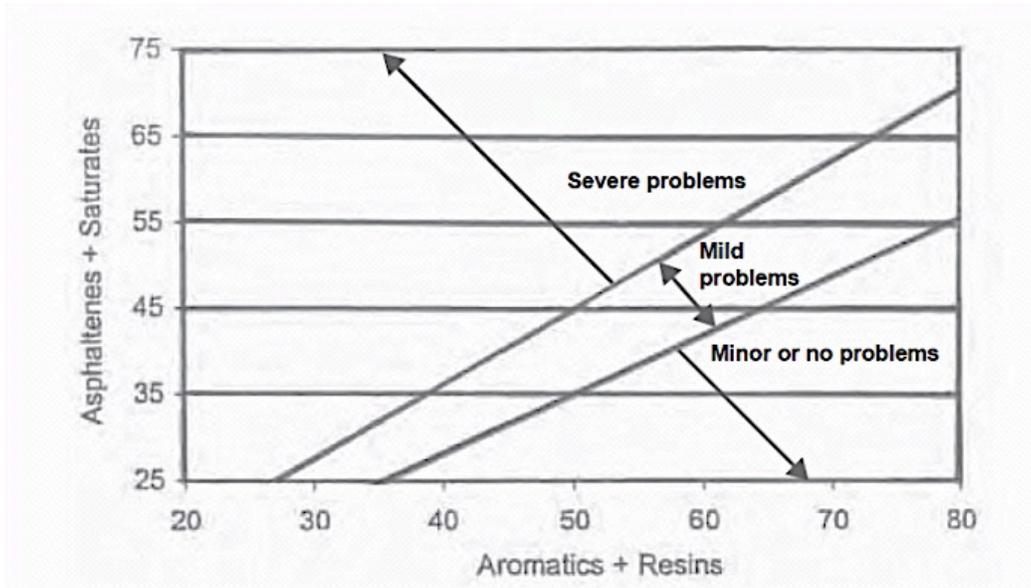


Fig. 21. Estabilidad de los asfaltenos con la relación Asfaltenos/Resinas (Ahmed 2007)[17].

3) Relación asfaltenos/resinas (A/R)

Las resinas son la fracción del petróleo que peptiza (dispersar una sustancia en una forma coloidal) a los asfaltenos manteniéndolos en forma de nano-agregados dispersos en la matriz oleosa. Un valor típico de la relación asfaltenos/resinas se menciona a continuación [17]:

Relación A/R < 0.35, se considera crudo estable

Relación A/R > 0.35, se considera crudo inestable

La figura 22, muestra la estabilidad de los asfaltenos en función de la relación Asfaltenos/Resinas:

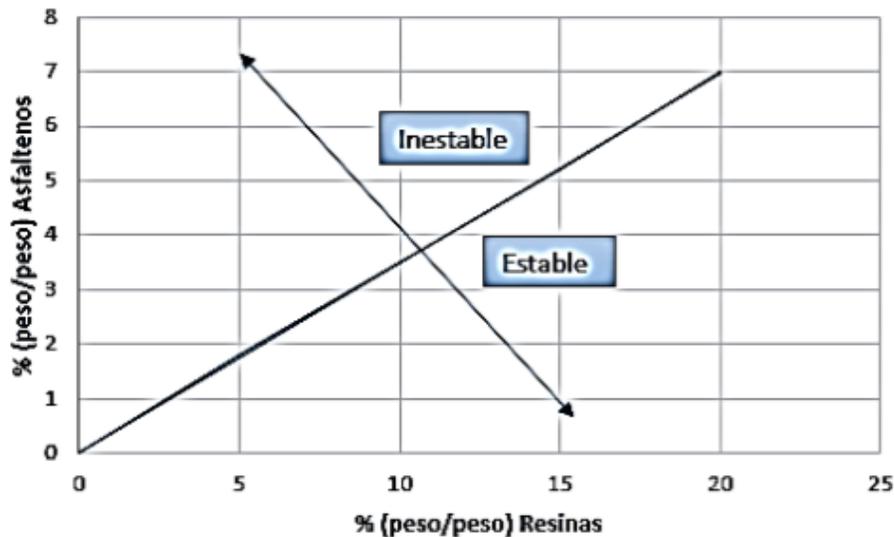


Fig. 22. Estabilidad de los asfaltenos en función de la relación Asfaltenos/Resinas (Ahmed 2007)[34]

4) Valor P

Es una prueba desarrollada por la empresa Shell para medir la estabilidad de asfaltenos. Consiste en titular un gramo de muestra con hexadecano (cetano) hasta inducir la precipitación de los asfaltenos [17, 34].

El resultado se reporta como la máxima cantidad de cetano (en ml) necesaria para mantener los asfaltenos dispersos (estables), la ecuación utilizada es:

$$P = 1 + \frac{\text{ml de cetano}}{1 \text{ gr de muestra}} \dots\dots\dots(2.2)$$

De acuerdo al valor obtenido, la muestra es considerada estable o inestable.

$P \leq 1$, la muestra se considera inestable

$1 < P < 1.1$, la muestra posee una baja estabilidad (muy cercana al límite);

$P > 1.1$ la muestra es estable.

5) Análisis Termogravimétrico (TGA)

En este análisis se registra continuamente la masa de una muestra, colocada en una atmósfera controlada, en función de la temperatura o del tiempo, cuando se aumenta la temperatura en un horno en el que se encuentran siguiendo una velocidad de calentamiento. La representación de la masa en función del tiempo se denomina termograma o curva de descomposición térmica. El equipo utilizado es una micro-balanza [14].

Una característica de la termogravimetría es que solo permite detectar procesos en los que se produce una variación de peso que pueden ser descomposiciones, sublimaciones, reducción, desorción, absorción.

Para llevar a cabo el análisis, se pesan 3 mg de muestra, que se añaden a una cápsula de teflón. A continuación, se deja la muestra a estabilizarse a 50 °C en una atmósfera de nitrógeno, con un flujo del mismo de 100 mL/min. Posteriormente, la temperatura se aumenta hasta 150 °C a una variación de 10 °C/min. En la siguiente etapa, se incrementa la temperatura hasta 750 °C para determinar la descomposición térmica de la muestra; la etapa final, el análisis se realiza en una atmósfera de aire, aumentando la temperatura hasta 950 °C y siguiendo la misma razón anterior para producir la combustión total de la materia orgánica de la muestra. El residuo obtenido consiste en materia inorgánica.

La figura 23 muestra un comportamiento típico de un crudo de 29 °API sometido a un análisis termogravimétrico. El resultado de la curva termogravimétrica depende de los componentes del fluido en estudio.

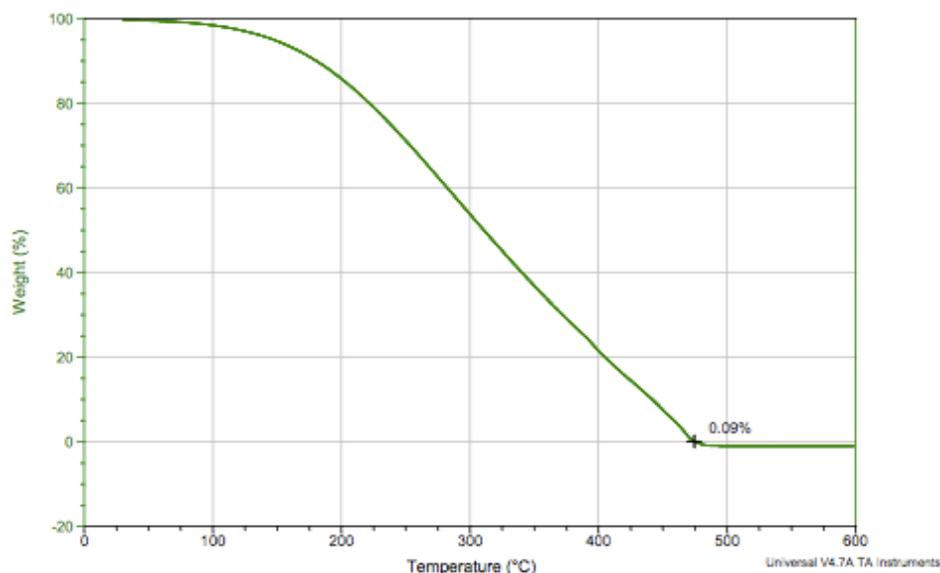


Fig. 23 Curva termogravimétrica de un crudo típico

6) Análisis Elemental (HCNS)

A través de este análisis cuantitativo se puede determinar las cantidades de hidrógeno, carbono, nitrógeno y azufre, de una muestra sólida o líquida de un crudo, con el propósito de reconocer los elementos orgánicos de los inorgánicos.

Esta técnica se basa en la completa oxidación de la muestra mediante una combustión con oxígeno puro a una temperatura de 1000 °C. Los diferentes productos de combustión CO_2 , H_2O y N_2 , son transportados mediante el gas portador (Helio) a través de un tubo de reducción y después selectivamente separados en columnas específicas para ser luego desorbidos térmicamente. Finalmente, los gases pasan de forma separada por un detector de conductividad térmica que proporciona una señal proporcional a la concentración de cada uno de los componentes individuales de la mezcla.

Los porcentajes obtenidos en este análisis, constituyen la base para el establecimiento de su fórmula química [4].

La relación H/C permite determinar de manera indirecta la aromaticidad de los asfaltenos. Una relación H/C baja es indicativo de una alta aromaticidad. Los asfaltenos que presentan una alta relación H/C indican que las muestras poseen muchas cadenas laterales.

Las relaciones N/C y S/C permiten observar la variación de la proporción de heteroátomos existentes en las muestras, lo que se relaciona con la polaridad de las mismas. La figura 24 muestra un diagrama esquemático de un analizador elemental HCNS [14].

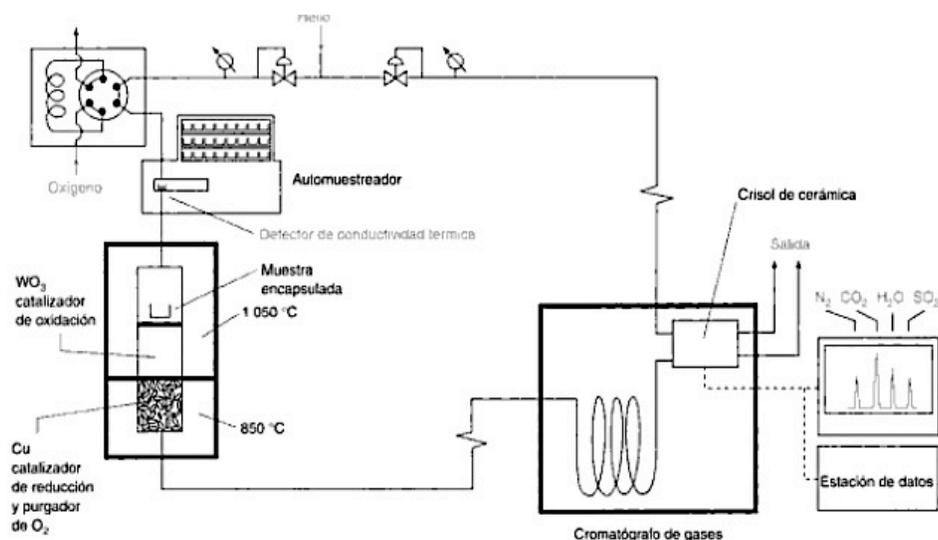


Fig. 24 Diagrama de un analizador elemental HCNS.

7) Espectroscopía Infrarroja por transformada de Fourier (FR-IR)

La espectrometría infrarroja es una técnica de análisis que permite obtener información acerca de los procesos de absorción y emisión sobre las moléculas que se encuentran en la materia. Esta proporciona un espectro de reflexión de las bandas de los grupos funcionales de las sustancias orgánicas e inorgánicas, por lo que es posible realizar una identificación de los materiales que los constituyen [14].

El principio básico es que las moléculas absorben energía de la luz en longitudes

de ondas específicas, conocidas como sus frecuencias de resonancia (vibración). Un espectrómetro infrarrojo funciona con una pequeña muestra que es colocada en una celda infrarroja, donde es sometida a una fuente de luz infrarroja, la cual hace un barrido desde las longitudes de onda de 4000 cm^{-1} hasta 600 cm^{-1} . La intensidad de la luz transmitida a través de la muestra es medida en cada número de onda, lo que permite que la cantidad de luz absorbida por la muestra sea calculada por la diferencia entre la intensidad de la luz antes y después de pasar por la celda de muestra. Esto se conoce como el espectro infrarrojo de la muestra.

8) Resonancia magnética nuclear (RMN)

La resonancia magnética nuclear es una técnica para la investigación de propiedades físicas y químicas de mezclas muy complejas. Una ventaja muy importante de esta es la poca o nula interacción de los componentes, siendo el espectro resultante la suma de los componentes puros. Además, el área bajo cada pico de la resonancia es directamente proporcional al número de núcleos con un desplazamiento específico. Todo ello permite la identificación y la cuantificación de los diferentes grupos atómicos presentes en la mezcla [14].

Para el análisis de los asfaltenos mediante la resonancia magnética nuclear, el espectro de la resonancia obtenido se divide en cuatro bandas, donde se pueden distinguir entre los hidrógenos aromáticos y los hidrógenos que se encuentran en las cadenas alifáticas en sus distintas posiciones, como función del intervalo de desplazamiento químico al que aparecen [14].

9) Resonancia Acústica

Esta técnica mide los cambios producidos en las propiedades acústicas del fluido a medida que los asfaltenos se separan de la solución. Los sólidos adicionales presentes en la mezcla incrementan la rigidez del sistema. Conforme se reduce la presión, un receptor acústico colocado en un extremo de una celda PVT, detecta la

resonancia acústica generada por un transductor acústico colocado en el otro extremo de la celda.

En cuanto a las desventajas, cabe mencionar que los cambios de resonancia detectados con la técnica no son únicos del proceso de precipitación de asfaltenos; la presencia de otros sólidos y los límites de la fase vapor-líquido podrían causar cambios similares en las propiedades acústicas. Además esta técnica no permite que el fluido se mezcle, dando origen a mediciones de presión de inicio potencialmente imprecisas, causadas por la distribución heterogénea de los asfaltenos. El método no detecta el límite inferior de la envolvente de precipitación de asfaltenos [4].

2.2 Estudios experimentales convencionales sobre la precipitación de parafinas.

1) Determinación de temperatura de aparición de las parafinas (WAT)

Cloud point (punto de nube), es la temperatura a la cual comienza la separación de las parafinas del crudo y comienzan a formarse los primeros cristales de parafinas [36, 41].

La determinación de la WAT es muy útil para predecir deposición de sólidos orgánicos en una determinada condición. Existen varios métodos que pueden determinar la WAT de petróleo crudo, como son: la microscopía de polarización cruzada, viscosimetría, punto de fluidez, calorimetría diferencial de barrido, entre otros [41].

La temperatura de la aparición de parafina se puede determinar mediante la visualización directa de cristales formados en la fase líquida [41].

Punto de fluidez o de escurrimiento: Temperatura a la cual un fluido deja de escurrir. Este punto, se puede determinar mediante los protocolos ASTM D-97, donde se establece este punto como la temperatura en la cual deja de fluir el

petróleo cuando se mantiene la muestra a 90 grados hacia arriba, durante cinco segundos. Los puntos altos de escurrimiento generalmente se producen en petróleos crudos que tienen un contenido significativo de parafina las cuales comenzarán a precipitar a medida que disminuya la temperatura. En determinado momento, los precipitados se acumulan hasta el punto en el cual el fluido ya no puede moverse. Este fenómeno se puede producir tanto con petróleos ligeros como con petróleos pesados [37].

Viscosimetría: El volumen de la parafina precipitada en la muestra de aceite debe ser lo suficientemente grande como para causar una señal detectable y se ve influenciada tanto por el tamaño como por la cantidad. Las muestras de aceite que tienen pequeño contenido de parafina o las muestras que forman pequeños cristales producirían gráficas de viscosidad a la WAT que no tienen punto de desviación de la linealidad, sin embargo muestras que tienen alto contenido o forman grandes cristales producirá gran cantidad de parafina que podrá causar un fuerte aumento de la viscosidad en la WAT [40].

Calorimetría diferencial de barrido (DSC): Se mide el flujo de calor desde o hacia la muestra cuando esta se calienta o enfría. Desde la cristalización, se mostrará en la curva DSC como un pico exotérmico durante el enfriamiento. Sólo se necesita una pequeña cantidad de aceite para el análisis. Puesto que utiliza el calor para detectar el inicio de la cristalización de la parafina, la muestra no necesita ser transparente, incluso puede ser oscura. Esta técnica es una herramienta eficaz para determinar la WAT.

Espectroscopía de infrarrojo cercano (NIR) de atenuación de luz, es un método que se basa en la observación de que hay un aumento fuerte de la absorción o atenuación de luz en la región de infrarrojo cercana en el inicio de la cristalización de las parafinas [28].

La figura 25 muestra un ejemplo de una diagrama de WAT de un aceite típico, en el cual se puede observar que la WAT decrece conforme la presión disminuye hasta alcanzar la presión de burbuja (línea punteada), posterior, incrementa para

presiones por debajo de la P_b , lo que indica que cuando se está por debajo de la presión de este punto, las parafinas precipitarán a mayor temperatura.

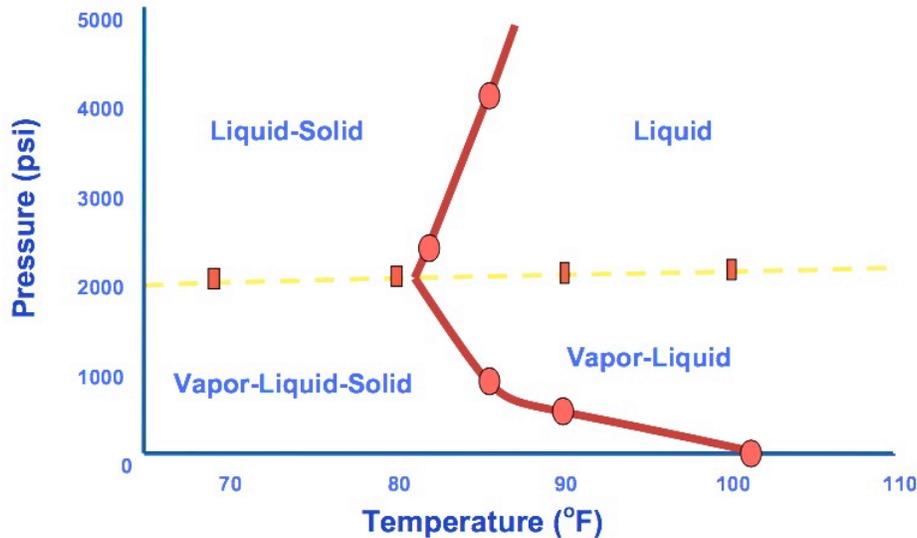


Fig. 25 Diagrama de WAT de un aceite típico [40].

2) Determinación de la temperatura de disolución de las parafinas (WDT)

La temperatura de disolución de las parafinas, es la temperatura necesaria para disolverlas cuando están en suspensión en el aceite y puede ser detectada por la técnica de microscopía de polarización cruzada, en la cual se determina la temperatura a la cual el último cristal de parafina se disuelve [41].

Una vez que se ha determinado la WAT, la muestra del fluido en estudio se vuelve a calentar en incrementos constantes de temperatura, se deja reposar por un tiempo determinado en cada una de los incrementos, se observa si comienzan a desaparecer las parafinas; si se observan cristales, se continúa incrementando la temperatura pero en intervalos más cortos, una vez que el último cristal haya desaparecido, esa temperatura es la que se considera como la WDT.

EL aparato de la técnica de microscopía de polarización cruzada se compone por 4 partes: un microscopio, una cámara digital, un controlador de temperatura y una

computadora. El polarizador se ajusta a cambiar de la luz normal a luz polarizada. Se observa la muestra para todas las partículas de parafina. Cuando se ven cristales de parafina a temperatura ambiente, la muestra se calienta 60 - 100 °C para disolverlos. Se permite un tiempo de equilibrio de 15 minutos o más después de ajustar la temperatura antes de hacer cualquier observación para asegurar que todos los cristales se han disuelto [40].

3) Análisis SARA

Al igual que para la precipitación de los asfaltenos, el análisis SARA es un método para determinar la precipitación de parafinas puesto que de los Saturados-Aromáticos-Resinas-Asfaltenos, los primeros corresponden en general a los iso y ciclo parafinas. De la misma manera, el crudo es fraccionado en composiciones diferentes con base en la solubilidad de cada uno de ellos al someter la muestra a diversos solventes utilizados, para el caso de los saturados se utiliza n-heptano y tolueno. Los componentes parafínicos se diferenciarán de los otros básicamente por su peso molecular.

4) Análisis de cromatografía de gases (CG)

Conocido como cromatografía de gas-líquido, es a través de este método que de una muestra se separan y analizan los compuestos que se vaporizan sin sufrir alguna descomposición, determinando las cantidades relativas de los componentes separados [41].

2.3 Estudios experimentales convencionales sobre la precipitación de hidratos.

La predicción de la formación de hidratos está basada en la determinación de la presión en que la mezcla gas-agua permite la formación incipiente del hidrato sólido dada una temperatura.

Al reducir la presión (incrementar el diferencial de presión), por medio de un

estrangulador en superficie o fondo, se causa una reducción en la temperatura del gas debido a la expansión de este, que podría causar la condensación del vapor de agua contenida y llevar la mezcla de gas y agua líquida a las condiciones necesarias para provocar la formación de los hidratos.

Algunos investigadores han usado la difracción de rayos x, espectroscopia Raman y calorimetría diferencial (DSC) para conocer la formación de hidratos y sus propiedades de disociación [7].

1) Difracción de rayos X

A través de este método se conoce la estructura del hidrato [6]. Las distintas técnicas de difracción de rayos X dan información acerca de la conformación molecular, el embalaje y el enlace de hidrógeno en la estructura cristalina así como pueden rastrear procesos de hidratación, deshidratación y transiciones de fase en condiciones no ambientales. Estos métodos dan un indicio de la formación de los hidratos [22].

2) Espectroscopía Raman

Cuando una molécula es atrapada y enjaulada en la estructura del hidrato, señales de gas/líquido de los espectros Raman se desplazan y muestran un comportamiento distinto durante la formación de hidrato. Esta se utiliza sobre todo en la determinación de las ocupaciones de la jaula y la composición cuantitativa de hidratos [7].

Las vibraciones activas Raman cambian su polarizabilidad cuando se excitan. Por lo tanto, los grupos no polares normalmente se pueden detectar por espectroscopía de Raman mientras que los grupos polares muestran débil o ninguna actividad. El agua no se puede detectar por espectroscopía de Raman y por lo tanto los hidratos mostrarán diferencias muy leves con los cristales no hidratados. Es posible utilizar este método como sonda no invasiva y sin la necesidad de preparación de muestras y afectar a los cristales [19].

3) Calorimetría diferencial (DSC)

Permite la medición del flujo de energía hacia y desde una muestra durante un programa de temperatura controlada. La muestra se prepara en cápsulas de DSC, y luego sometidos a un programa de temperatura. La medición real se lleva a cabo frente a un control y la energía requerida para mantener tanto la muestra y el control a la misma temperatura se representa gráficamente frente a la temperatura. La curva resultante se llama un termograma [19].

La temperatura máxima es la temperatura en el máximo o mínimo del evento térmico. Distintos eventos térmicos pueden ser detectados durante el calentamiento o enfriamiento de una muestra. A partir de una muestra cristalina, el evento más probable que se puede observar es el punto de fusión [19].

La cristalización de una muestra amorfa o la masa fundida se puede detectar como un evento exotérmico, en el que la entalpía de cristalización es liberada de la masa fundida. El calor de cristalización es comparable con el calor de fusión y se puede utilizar para identificar la cristalización de las fases individuales [19].

4) Método de la densidad relativa

Este método involucra un gráfico de presión vs temperatura, teniendo a la densidad relativa del gas como la otra variable, la cual es necesario conocer para hacer uso de este método de manera efectiva [30].

Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, se podrá determinar si se encuentra en la región donde los hidratos se pueden formar. Para una presión o temperatura dada, se podrá conocer la otra variable y determinar las condiciones en las que se formarán los hidratos.

2.4 Estudios experimentales no convencionales sobre la coprecipitación.

1) Calorimetría Diferencial de Barrido (DSC)

Con esta técnica se determina la cantidad de calor que absorbe o libera una sustancia cuando se mantiene a una temperatura constante durante un tiempo determinado.

Estudios de crudos efectuados mediante DSC (Calorimetría Diferencial de Barrido) permiten determinar con la temperatura en descenso la WAT y con la temperatura en ascenso la WDT en la transición sólido- líquido y líquido-sólido respectivamente [24].

2) Destilación Simulada de Alta Temperatura (HTSD)

Este método permite determinar la distribución del rango de ebullición de los hidrocarburos en el aceite crudo, depósitos y parafinas hasta el punto de ebullición final de 760 °C, por lo que en conjunto con cromatografía de gases, PVT; permite la caracterización de los derivados del petróleo en un rango de 36 a 748.9 °C [43].

3) Espectroscopía Infrarroja por transformada de Fourier (FTIR)

Un espectrómetro RFX-65 se utiliza para obtener el espectro FTIR de soluciones de asfaltenos y parafinas. El Ciclo hexano se utiliza para disolver las parafinas (5-15 gr/L), y los espectros se obtienen en una celda KCl de espaciador 0.25 mm. El cloruro de metileno se usa para disolver los asfaltenos (5-15 g/L), y los espectros obtienen en una celda CaF₂ con un espaciador 0.2008 mm [43]. Los experimentos correspondientes a la precipitación de asfaltenos y parafinas, también son utilizados en este caso.

CAPITULO III. ESTUDIOS EXPERIMENTALES DE CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA

3.1 Estudios PVT composicionales de muestras de fondo.

Las propiedades de los fluidos producidos reportadas en este trabajo, corresponden al análisis de 16 estudios PVT, tomados en los diferentes yacimientos productores de los campos A, B y C.

La tabla 4 muestra los valores de presión de yacimiento, P_b , T_y , Co , densidad y factor de volumen.

Tabla 4. Datos PVT P_b, Co, dL, Bo

Nombre	Intervalo	Formacion	Fecha	P_y	T_y	P_b	Co	dL	Bo
Pozo	m			kg/cm ²	°C	@ T_y /kg/cm ²	@ T_y y P_y /1/kg/cm ²	@ T_y /gr/cm ³	@ P_b, T_y /m ³ /m ³
A 1	2684	MM10	dic-11	302.3	88.6	263.66	1.21E-04	0.7801	1.217
A 12	3071-3113	MM10	jun-13	301.52	89.78	298.80	2.19E-04	0.7046	1.44
A 24	2979-3038	MM5	abr-13	298.3	87	260	6.93E-04	0.7378	1.3053
A 31	3313-3322	MM5	ago-12	306.4	88.8	212	5.15E-04	0.808	1.1644
A 32	2818-2828	MM10	jul-12	303.76	86.16	265.75	4.32E-04	0.6901	1.493
A 41	2860-2870	MM9	may-12	300.15	89.2	290.57	2.74E-04	0.6862	1.539
A 51	2850-2860	MM10	ago-12	303.15	88	263	7.86E-05	0.719	1.3481
B 1	2561-2575	MM20	nov-12	291.32	82.53	266.4	1.07E-04	0.7851	1.232
B 2	2402-2418	MM40	abr-13	233	78	222.9	1.05E-04	0.785	1.2031
B 12	2692-2698	MM40	ago-13	238.8	80.6	230.17	1.19E-04	0.775	1.229
B 33	2473		sep-14	235.41	77.8	213.92	1.71E-04	0.7631	1.29
C 1	2237-2255	MM40	ago-13	277.36	76.5	213.19	1.21E-04	0.791	1.2021
C 1	2463-2480	MM30	mar-13	299.99	81.35	253.37	1.08E-04	0.777	1.233
C 1	2463-2480	MM30	ago-13	284.98	78.92	205.6	1.09E-04	0.781	1.224
C 27	3012-2037	MM20	may-14	326.6244726	87.9	303.5	2.06E-04	0.7028	1.467
C 27	3038-3072	MM20	may-14	326.67	87.15	286.8	1.89E-04	0.712	1.436

La tabla 5 es continuación de la tabla 4, donde se muestran los valores de densidad del aceite, °API, R_s y viscosidad.

Tabla 5. Datos PVT °API, Rs, Viscosidad

Nombre	do	°API	Rs	Viscosidad/cp				
Pozo	@60 °F/gr/cm3	Corregido	@Pb/m3/m3	mo @Py	mo @Pb	mo @Patm	mg @Pb	mg @Patm
A 1	0.8859	28.5	89.23	1.265	1.213	3.773	0.0171	0.0091
A 12	0.89	28.8	161.43	0.74	0.721	5	0.0197	0.0118
A 24		27.82	89	1.676	1.582	6.38	0.0198	0.0123
A 31	0.8841	28.54	59.43	2.599	2.333	6.14	0.0168	0.0126
A 32	0.8792	29.4	168.73	0.932	0.868	8.467	0.0187	0.0116
A 41	0.8982	33.09	184.21	1.08	1.04	20.112	0.0199	0.0119
A 51	0.8847	28.44	104.67	1.56	1.495	6.62	0.019	0.0115
B 1	0.8898	27.52	90.11	1.172	1.147	4.163	0.0191	0.0115
B 2	0.8882	27.82	69.45	1.21	1.203	4.601	0.0173	0.0116
B 12	0.8775	29.5	86.33	1.05	1.03	3.118	0.0174	0.0107
B 33	0.8934	27	103.08	1.434	1.364	9.857	0.0169	0.0111
C 1	0.8807	28.38	70.86	1.2117	1.1085	4.4067	0.0175	0.0119
C 1	0.881	29.1	90.57	1.102	1.009	3.21	0.0181	0.0114
C 1	0.8753	30.1	81.857	0.745	0.688	3.31	0.0168	0.0113
C 27	0.8828	28.8	172.62	0.72	0.694	5.021	0.0205	0.011
C 27	0.8828	28.8	159.27	0.865	0.806	4.96	0.0195	0.0109

En la tabla 6 se muestra la composición de los fluidos de diferentes PVT.

Tabla 6. Composición de los fluidos producidos

Nombre	%Mol										
Pozo	N2	CO2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6	C7+
A 1	0.187	0	51.105	1.519	0.565	0.221	0.223	0.184	0.089	0.477	45.43
A 12	0.3022	0.12	64.037	1.5638	1.4166	0.268	0.3774	0.2614	0.147	1.1546	30.354
A 24	0.208	0.1	58.987	1.385	0.68	0.602	0.355	0.06	0.038	0.101	37.484
A 31	0.115	0.079	44.843	0.889	0.637	0.08	0.078	0.1603	0.0687	0.256	52.794
A 32	0.2439	0.0768	65.5731	1.685	1.3512	0.3079	0.3919	0.3212	0.1555	1.0807	28.8128
A 41	0.4524	0.1004	69.3219	1.7435	1.3287	0.2766	0.4134	0.2546	0.1249	0.7364	25.2472
A 51	0.259	0.472	69.657	2.921	1.869	0.511	0.648	0.23	0.058	0.278	23.097
B 1	0.2517	0.1921	62.871	2.7143	2.3414	0.5455	0.9105	0.4684	0.4118	1.1905	28.1028
B 2	0.1337	0.0959	63.3533	2.3751	1.5934	0.3995	0.56	0.2827	0.2883	1.2315	29.6866
B 12	0.0974	0.0677	46.0862	2.1188	1.8811	0.471	0.7977	0.5465	0.532	2.5276	44.874
B 33	0.1299	0.3032	54.0827	2.3756	1.3392	0.4576	0.9083	0.5259	0.4719	1.8653	37.5404
C 1	0.2628	0.0749	32.6668	1.5115	0.9994	1.5932	1.3244	1.828	1.6474	6.403	51.6886
C 1	0.3703	0.1661	63.0486	2.6274	2.0945	0.4083	0.6024	0.3556	0.3007	1.6611	28.356
C 1	0.0956	0.0697	45.063	2.446	1.6945	0.4358	0.7235	0.4164	0.3672	1.9233	46.7649
C 27	0.0599	0.0849	62.4966	2.7405	1.9186	0.4528	0.7404	0.4403	0.3861	1.9426	28.7374
C 27	0.01491	0.0888	60.5878	2.6447	2.0167	0.4642	0.8608	0.4704	0.416	2.11	30.1915

Una gráfica de densidad API del aceite producido de los tres campos se muestra en la figura 26.

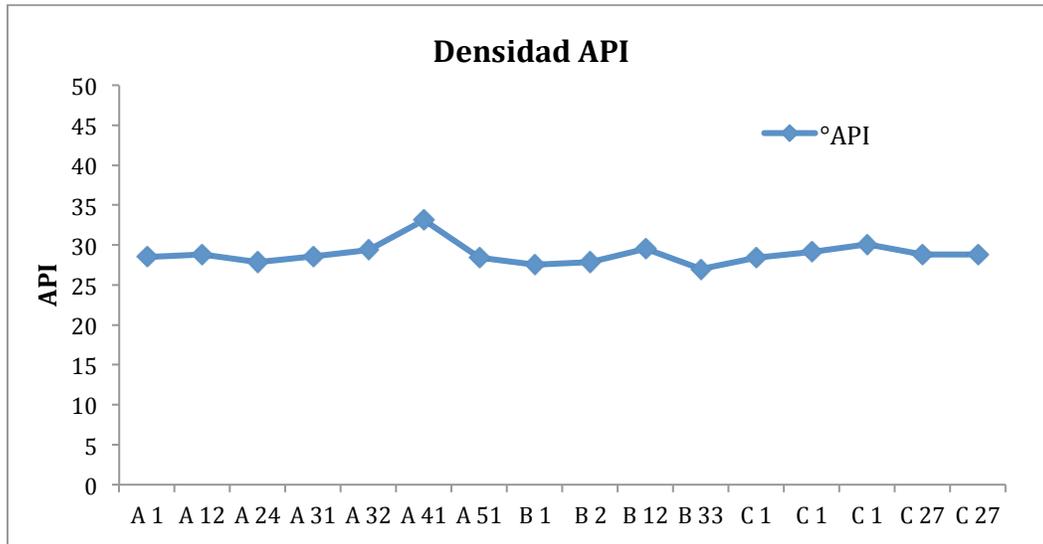


Fig. 26 Densidad API del aceite producido

Como se observa en la figura 26, la densidad del aceite oscila de 28 a 31 °API. De acuerdo a la clasificación de los aceites crudos, se considera un aceite medio.

La composición de los fluidos producidos se muestra en la figura 27, en la 28 se muestra el detalle de los componentes C₂-C₆.

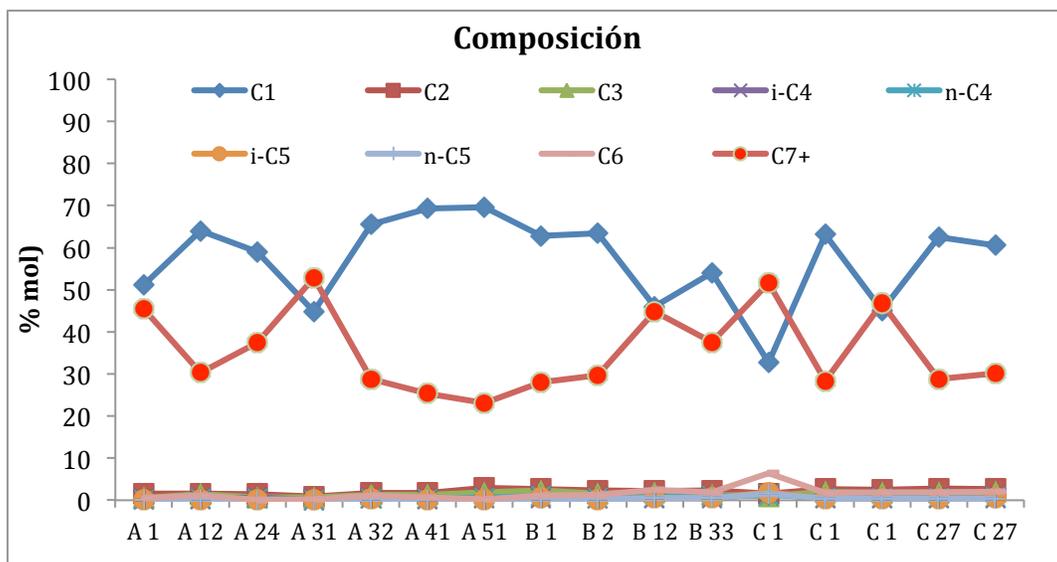


Fig. 27 Composición de los fluidos producidos

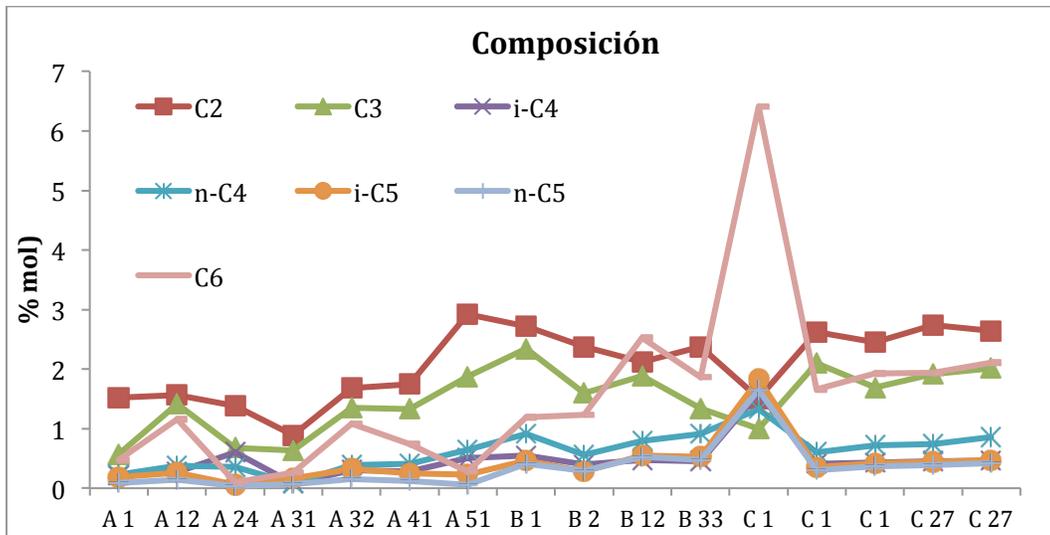


Fig. 28 Composición de los fluidos producidos C₂-C₆

El componente principal que se tiene es C1 en el rango de 50-70 %, el siguiente componente presente es C7⁺ en un rango de 25 a 50 %, el resto de los componentes oscila en 0.1 y 2% (C2-C6).

Las presiones de yacimiento y de saturación se muestran en la figura 29, donde se puede notar que prácticamente en todos los casos, ambas están muy cercanas. La diferencia más grande se presenta en los pozos A 31 y C 1, y la menor diferencia se observó en el B 2 y B 12.

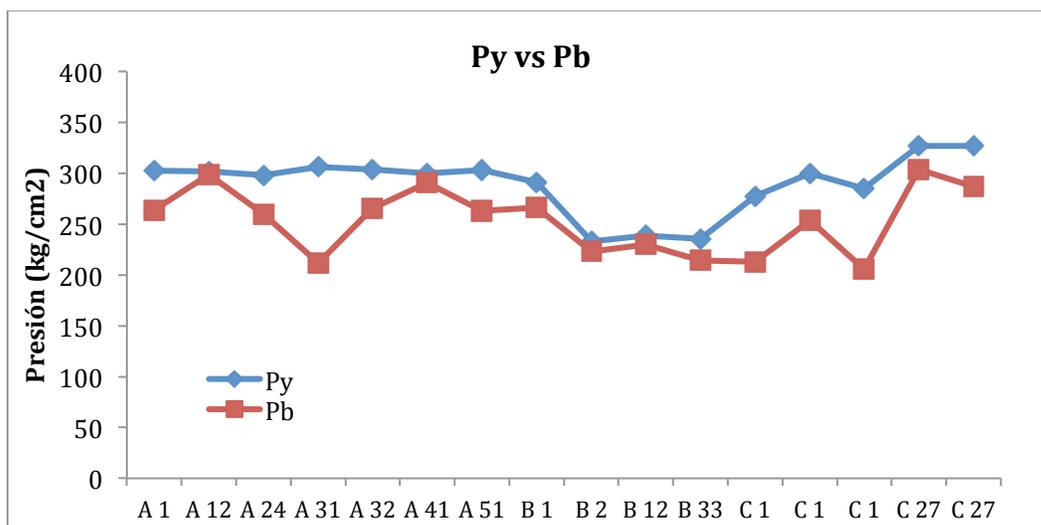


Fig. 29 Presión de yacimiento vs Presión de saturación

El comportamiento de la Relación de Solubilidad (Rs) se muestra en la figura 30. La Relación de Solubilidad se puede observar que oscila entre 60 y 180 m^3/m^3 . Presentándose la mayor Rs en los pozos A 32 y 41; y la menor Rs se tiene en los pozos A 31 y B 2.

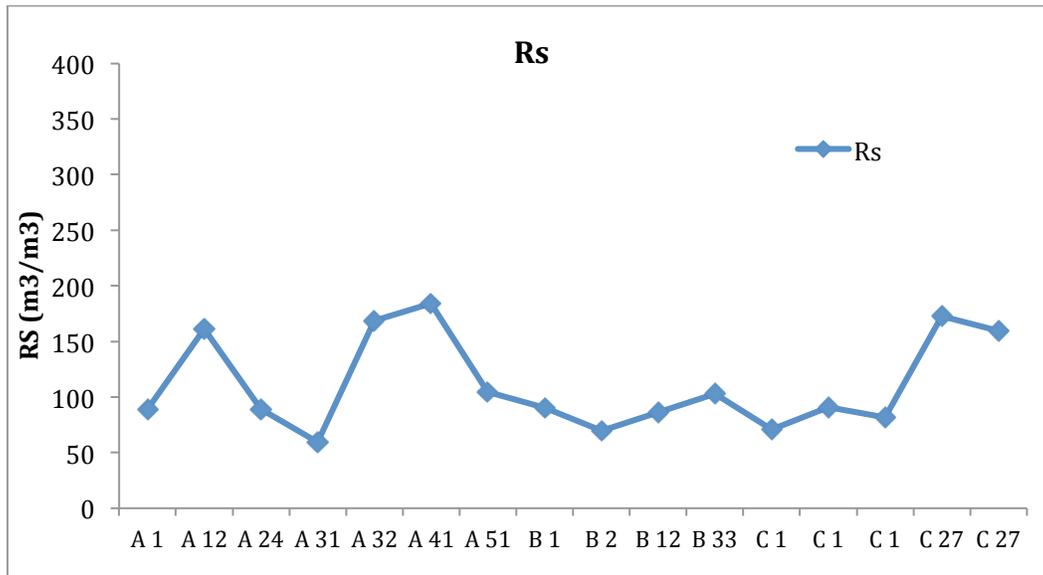


Fig. 30 Relación de Solubilidad

Derivado del comportamiento de algunos pozos, y con el propósito de conocer las características de los fluidos producidos, durante la vida productiva de cada uno de los pozos se han tomado muestras de fluido tanto de fondo de pozo como de superficie para realizar análisis fisicoquímico de cada una de ellos; con base en estos, se determinó que el principal componente del aceite producido son las parafinas y en segunda instancia se tiene presencia de resinas. Los asfaltenos se presentan en un porcentaje menor. En la tabla 7 se muestran los resultados de dichos análisis y como se podrá observar, se tiene análisis de muestras en diversas etapas de producción de los pozos y la cantidad de orgánicos ha sido variada para la mayoría de los pozos.

Tabla 7. Análisis Físicoquímico de los fluidos

Pozo	Fecha	Agua libre	Agua emulsionada	Aceite(%)	Solidos (%)	Parafinas Totales	Asfaltenos	Resinas
B-1	<u>26/09/13</u>	0	4.2	95	0.8	39.9225	0.1439	2.3109
	<u>22/04/14</u>	0	0	99.9	0.1	21.915	0.2333	6.9727
	<u>22/04/14</u>	0	0.1	99.7	0.2	23.022	0.1584	7.0676
	<u>18/09/15</u>	0.8	0	98.5	0.7	22.3937	0.1978	5.7018
B-2	<u>18/08/13</u>	0	1	99	0.1	19.0834	0.2046	5.5732
	<u>23/10/13</u>	0	0	100	0	24.6254	0.1204	4.9525
	<u>16/04/14</u>	0	0	100	0	37.1594	0.1949	5.2081
	<u>18/09/15</u>	5	0	94.9	0.1	20.2229	0.0339	6.2364
B-12	<u>23/04/14</u>	0	0	100	0	22.2724	0.1288	4.6667
B-13	<u>21/04/14</u>	0	0	100	0	35.031	0.1193	5.5747
C-1	<u>16/04/14</u>	0	0	100	0.1	36.7483	0.1509	6.3595
C-14	<u>12/05/14</u>	0	0	99.4	0.6	18.1724	3.041	0.0491
C-27	<u>09/06/14</u>	0	0	100	0	21.5673	0.2526	4.6566
	<u>09/06/14</u>	0	0	100	0	19.9284	0.1974	5.0411
A-11	<u>21/04/14</u>	0	0	100	0	35.5222	0.2121	7.1379
	<u>15/09/15</u>	15.2	0	84.1	0.7	22.7754	0.0294	5.2506
	<u>15/09/15</u>	25	0	74	1	21.5879	0.0514	4.5129
A-12	=	0	0	100	0	36.4293	0.039	2.9623
	=	55.55	2	42.15	0.3	38.1743	0.5726	7.3466
	<u>2015</u>	0	0	100	0	16.9833	0.0491	3.9367
	<u>oct-15</u>	0	5.8	93	1.2	19.6006	0.2235	6.1475
A-14	<u>24/06/13</u>	0	0	100	0	15.4265	0.1832	2.9783
	<u>23/10/13</u>	0	0	100	0	26.8572	0.0291	3.0432
	<u>17/04/14</u>	0	TRAZAS	100	0	42.7357	0.1293	4.3413
	<u>17/09/15</u>	30	0	69.4	0.6	19.0546	0.0293	4.9428
A-21	<u>10/04/14</u>	0	TRAZAS	100	0	39.2122	0.1035	5.4774
	<u>21/09/15</u>	38.88	0	61.02	0.1	21.8731	0.3047	6.1761
A-22	<u>21/06/13</u>	0	0	100	0	14.545	0.0497	3.3845
	<u>23/10/13</u>	0	0	100	0	26.6876	0.1946	4.837
	<u>17/04/14</u>	0	0	100	0	37.6952	0.2035	5.575
	<u>21/09/15</u>	0.2	0	99.8	0	23.0157	0.261	5.4751
A-24	<u>23/10/13</u>	0	0	100	0	26.3999	0.1811	4.1433
	<u>12/04/14</u>	0	0	100	0	49.4352	0.3846	3.9822
	<u>13/06/14</u>	0.1		99.9	0.15	12.54	0.18	6.07
	<u>09/07/14</u>	0	0	99.8	0.2	22.953	0.1726	4.4105
A-31	<u>26/09/13</u>	0	0.4	99.4	0.2	38.048	0.2387	3.816
	<u>14/04/14</u>	0	TRAZAS	100	0	42.456	0.2765	5.4652
A-32	<u>24/06/13</u>	0	0	100	0	15.6697	0.1898	2.7742
	<u>22/12/13</u>	0	0	100	0	14.3107	0.8233	2.2462
	<u>14/04/14</u>	0	0	100	0	31.2693	0.2598	4.4399
	<u>17/09/15</u>	40	0	59.5	0.5	19.7233	0.0001	4.9485
A-34	<u>19/06/13</u>	0	0	100	0	11.7056	0.0449	2.9782
A-41	<u>12/05/14</u>	0	0	100	0	23.0873	0.0542	3.1065
	<u>11/08/14</u>	0	0	100	0	16.4772	0.5944	4.8601
	<u>21/09/15</u>	0.1	0	99.9	0	19.8837	0.3796	9.185
A-42	<u>24/06/13</u>	0	0	100	0	15.573	0.1914	5.5081
	<u>23/10/13</u>	0	0	100	0	23.9382	0.2328	4.0916
	<u>19/06/13</u>	0	0	100	0	15.4263	0.1914	5.5081
	<u>16/04/14</u>	0	0	100	TRAZAS	35.5403	0.1766	5.3891
	<u>21/09/15</u>	79.6	0	20	0.4	24.4891	0.2705	3.4368
A-51	<u>05/12/12</u>	0	0	100	0	12.2555	0.1487	2.2089
	<u>14/04/14</u>	0	5	95	0	40.1202	0.255	5.2695
A-52	<u>19/06/13</u>	0	0	100	0	13.1099	0.2115	3.6392

En la figura 31, se muestra el contenido de resinas de los fluidos de cada uno de los pozos. El pozo A 41 es el que presentado la mayor cantidad de resinas, el de menor cantidad ha sido C 14.

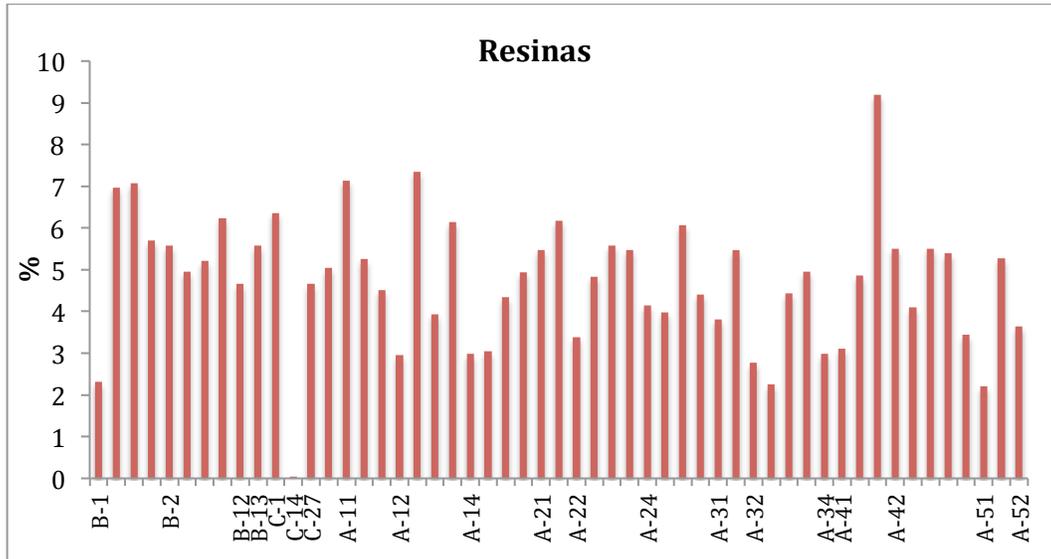


Fig. 31 Contenido de Resinas.

En la figura 32, se muestra el contenido de Asfaltenos de los fluidos de cada uno de los pozos. El que ha presentado en una muestra el contenido mayor ha sido el pozo C 14 con 3%, el resto de los pozos presentan de 0 a 0.8 %.

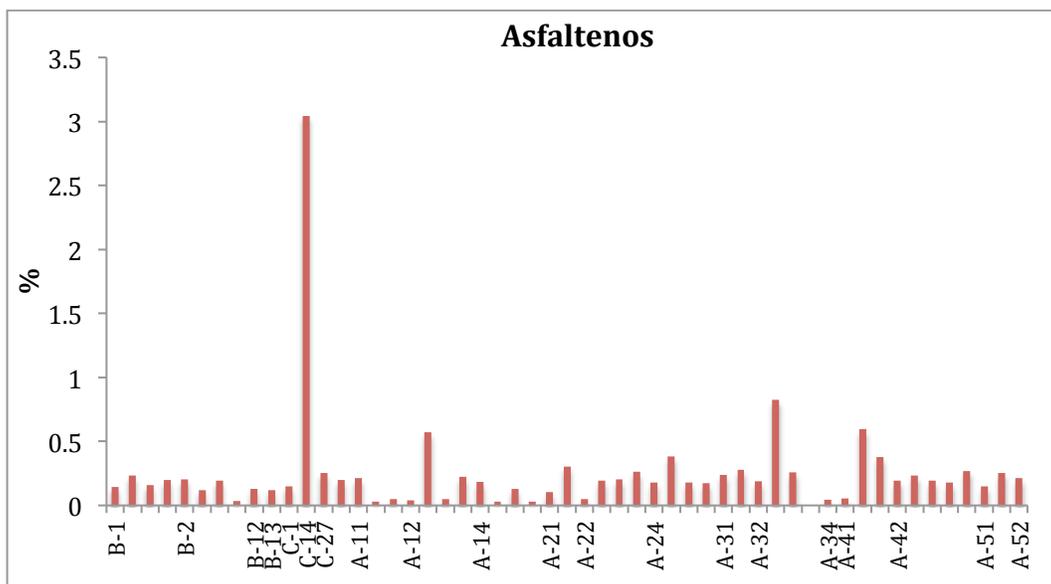


Fig. 32 Contenido de Asfaltenos.

Como se ha podido observar, el contenido de parafinas es la que se da en mayor porcentaje donde se observa en rangos de 12 a 49% con un promedio de 25 %, seguido de resinas con rango de 0.1 a 9% con un promedio de 4.7 %y los de menor presencia son los asfaltenos que se encuentran en un rango de 0 a 3% con un promedio de 0.25 %

Con base en el comportamiento de los pozos y datos obtenidos de campo; se consideró recuperar muestras de petróleo de nueve pozos con el fin de realizar estudios experimentales que proporcionaran información necesaria que al correlacionarla con la información de campo se determinen las condiciones de formación de orgánicos y por consiguiente las condiciones de producción óptimas para los pozos de los campos en estudio.

Los estudios experimentales que se consideraron a realizar fueron:

- Análisis SARA
- Determinación de parafinas totales y cristalizables.
- Comportamiento reológico de dos muestras de petróleo de dos pozos, uno con problemas severos y otro de problemas menores.
- Curvas de viscosidad y densidad
- Curvas TGA – DCS de dos muestras de petróleo (de dos pozos, el de mayor y el de menor problema).
- Determinación de puntos de escurrimiento.

3.2 Análisis SARA

La tabla 8 muestra los resultados del análisis SARA realizado a las nueve muestras de petróleo recuperadas.

Durante esta prueba experimental, se determinó la cantidad de componentes Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos e incluso la cantidad de componentes inorgánicos. Los resultados indican que el mayor componente presente en los

aceites son los saturados, seguido de los aromáticos, se observa presencia de resinas y en una menor proporción se tienen asfaltenos.

Con los resultados se determinó el Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC).

Tabla 8. Resultados Análisis SARA

	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	Inorgánicos	IIC
A 21	61.25	33.12	5.57	0.04	0.02	1.584130266
A 24	63.66	26.16	10.16	0.05	0.01	1.754129956
A 31	63.584	25.147	11.239	0.03	0.02	1.748309789
A 32	66.133	23.234	10.587	0.045	0.01	1.956713285
A 42	61.205	26.367	12.369	0.059	0.01	1.58157786
B 1	58.481	28.15	13.267	0.102	0.01	1.414467489
B 12	58.7699	28.6901	12.331	0.209	0.03	1.437769831
B 13	59.495	29.338	11.009	0.158	0.025	1.478499021
C 1	57.886	27.318	14.697	0.098	0.04	1.380078543

La figura 33 muestra de manera gráfica el valor de cada uno de los componentes determinados para todas las muestras durante el experimento SARA, los cuales como se podrá observar están agrupados y notándose la poca presencia de asfaltenos e inorgánicos.

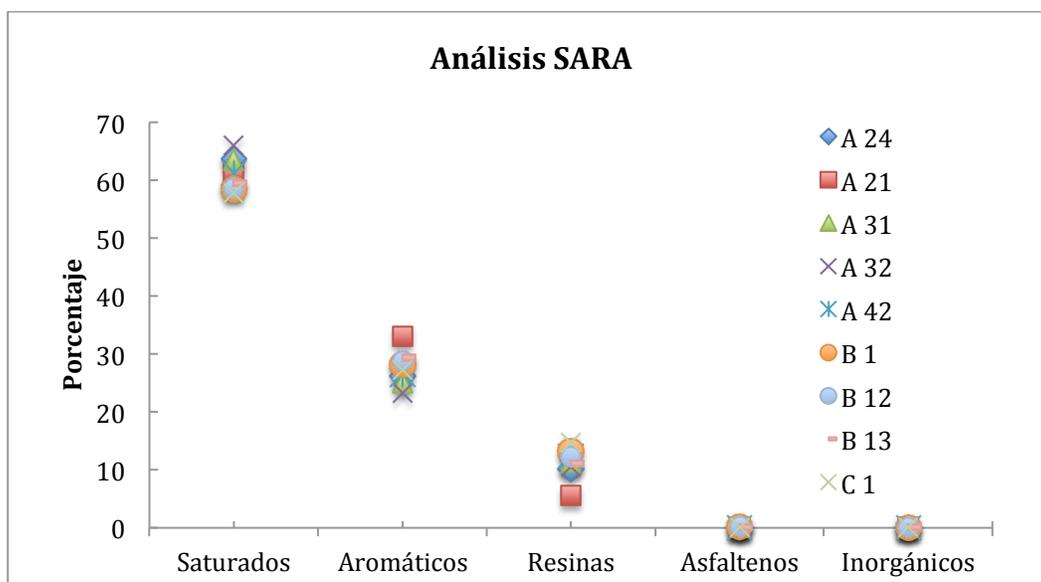


Fig. 33 Análisis SARA

La figura 34 muestra de manera gráfica el valor del IIC el cual se muestra en el rango de 1.3 – 1.9 lo que indica una inestabilidad de los asfaltenos ya que es mayor que 0.9 el cual es marcado como el límite para la estabilidad de estos.

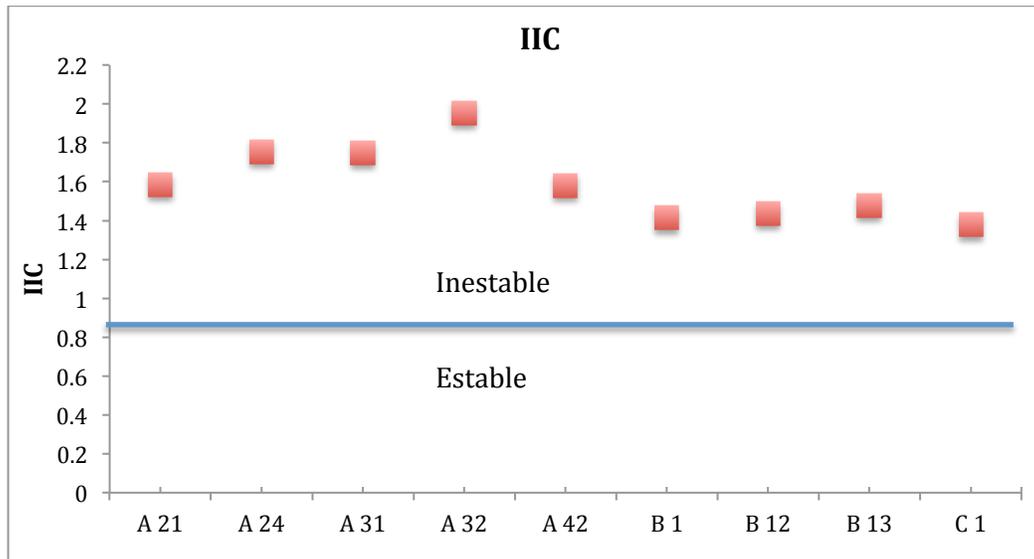


Fig. 34 Estudio IIC

3.3 Determinación de parafinas totales y cristalizables

En la figura 35 se puede observar el resultado del estudio realizado para determinar la cantidad de parafinas totales y las cristalizables de las nueve muestras recuperadas. Se aprecia que la cantidad de parafinas totales se tiene en un rango de 77 – 85 % y las parafinas cristalizables oscilan entre 1.1- 5.3 %. El pozo que presentó la mayor cantidad de parafinas totales no es el que precisamente contiene la mayor cantidad de parafinas cristalizables; de la misma manera, el pozo que presenta la menor cantidad de parafinas totales no es el que presenta la menor cantidad de parafinas cristalizables. Por lo que estos resultados en conjunto son utilizados en conjunto con los de otros experimentos.

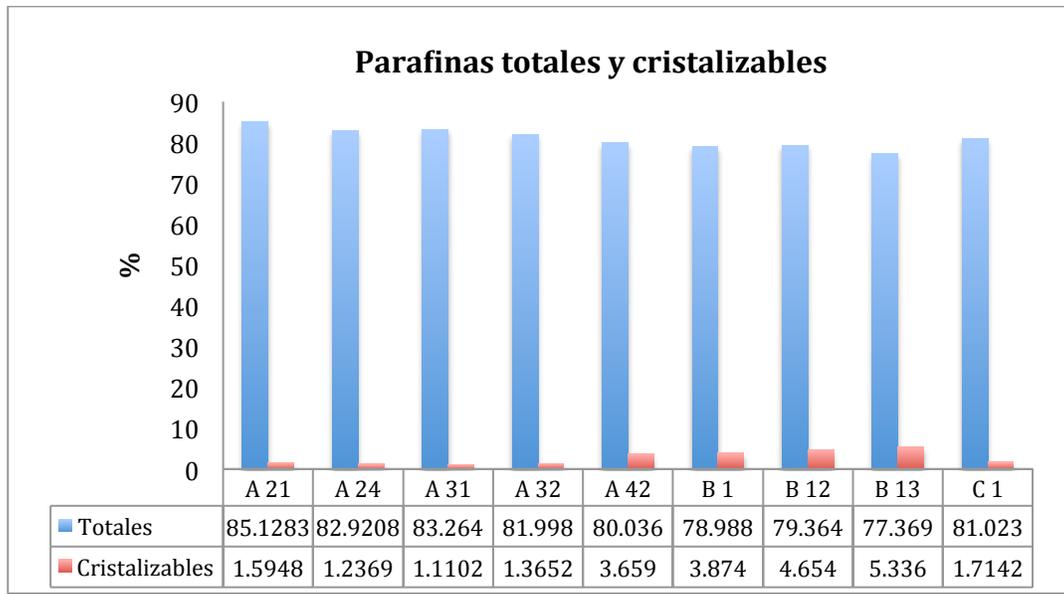


Fig. 35 Parafinas totales vs cristalizables

3.4 Comportamiento reológico.

Con el propósito de evaluar el comportamiento reológico de los aceites en estudio, se consideró evaluar 2 muestras de petróleo que corresponden a los pozos A 21 y A 24.

La figura 36 muestra las gráficas de velocidad de corte vs viscosidad, evaluado a las temperaturas de 30, 60 y 90 °C y presión atmosférica del petróleo de los pozos A 21 y 24 donde se puede observar comportamientos muy similares en ambas muestras. A mínimas velocidades de corte se aprecia una ligera variación de la viscosidad; posteriormente al llegar a 1/s el valor de viscosidad se vuelve constante, esta se mantiene igual a las tres diferentes temperaturas; a velocidades de corte altas la viscosidad tiende a incrementar ligeramente en las dos muestra y en las tres temperaturas, notándose más a 90 °C.

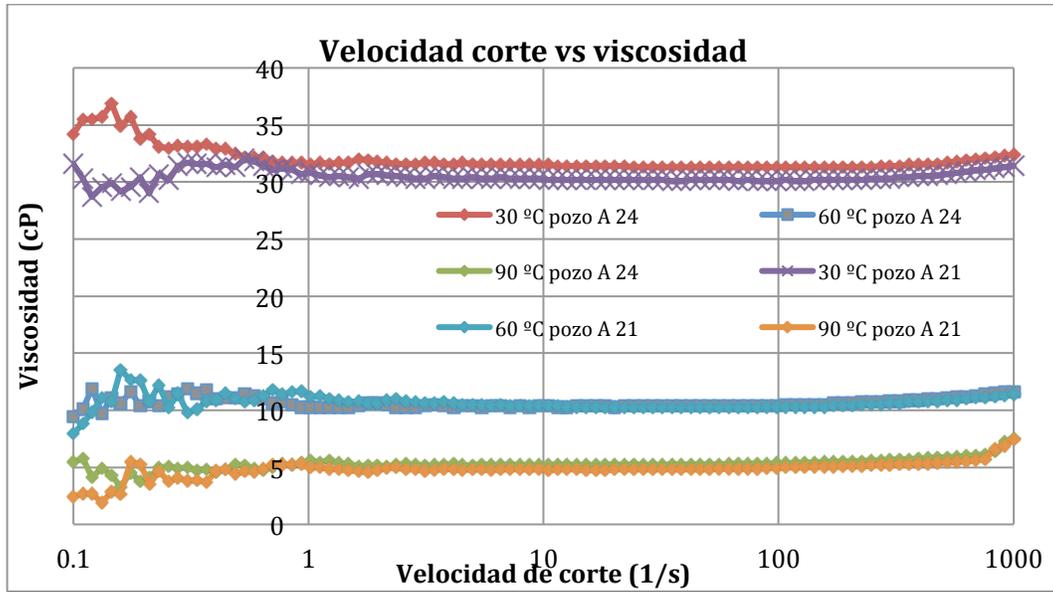


Fig. 36 Velocidad de corte vs viscosidad

La figura 37 muestra la gráfica de velocidad de corte vs esfuerzo de corte de las muestras de petróleo de A 21 y A 24 evaluado a presión atmosférica y a 30, 60 y 90 °C; se aprecia una relación lineal de la velocidad de corte y esfuerzo de corte en las diferentes temperaturas, lo que indicaría un comportamiento de fluido newtoniano. Para la temperatura de 90 °C en ambos pozos se aprecia un ligero incremento de la viscosidad a altas velocidades de corte.

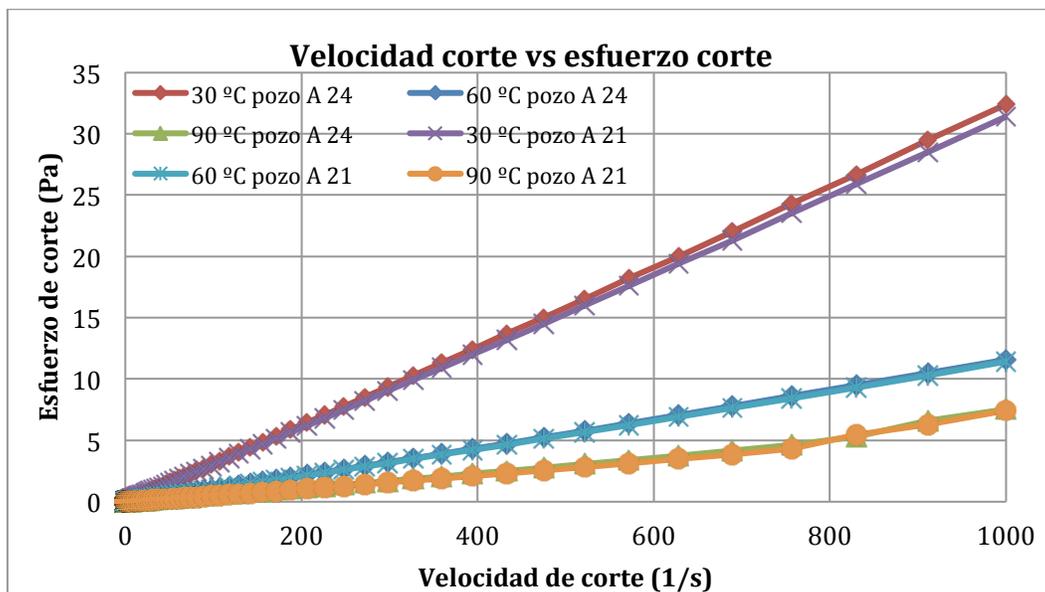


Fig. 37 Velocidad de corte vs esfuerzo de corte

3.5 Curvas de viscosidad y densidad @ P y T

Se determinó la viscosidad y densidad de cada una de las nueve muestras a diferentes temperaturas, la cual se varió de 20 °C a 100 °C.

Las figuras 38 y 39 muestran el comportamiento de la muestra de petróleo del pozo A 21 y A 24 respectivamente; el rango de variación de temperatura fue de 20 a 100 °C. La viscosidad se midió en centipoise (cP) y la densidad en gr/cm^3 . Para el caso del pozo A 21, la viscosidad máxima medida fue de 49 cP y para el pozo A 24 fue de 51 cp. La variación más fuerte de viscosidad se tuvo de 20-60 °C, de 60 a 90 °C el porcentaje de variación fue menor. La densidad en ambos pozos oscilo en rango de 0.89 – 0.835 gr/cm^3 . Se observó comportamiento similar en ambos pozos.

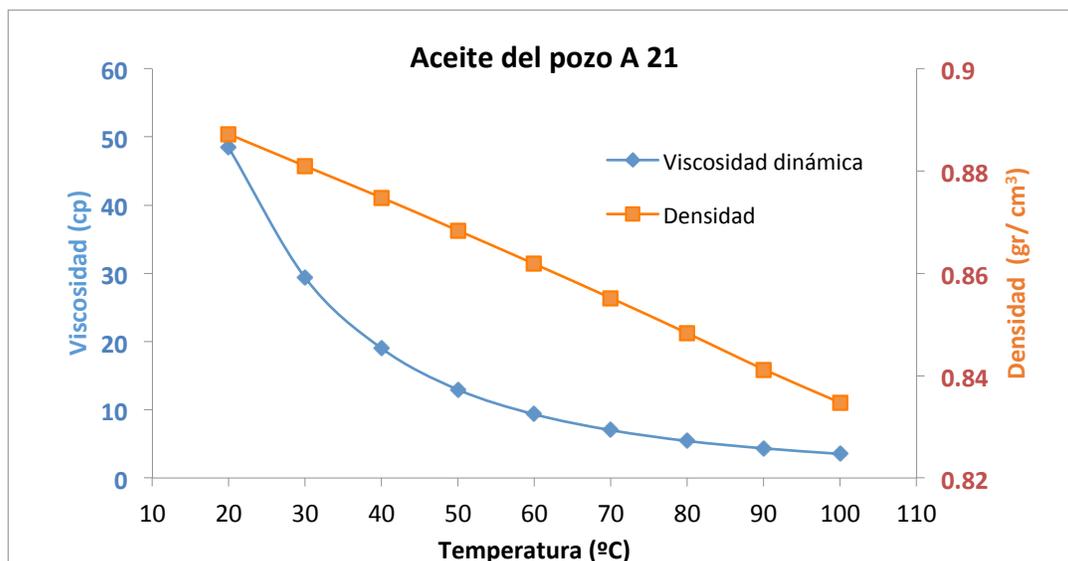


Fig. 38 Viscosidad y densidad pozo A 21

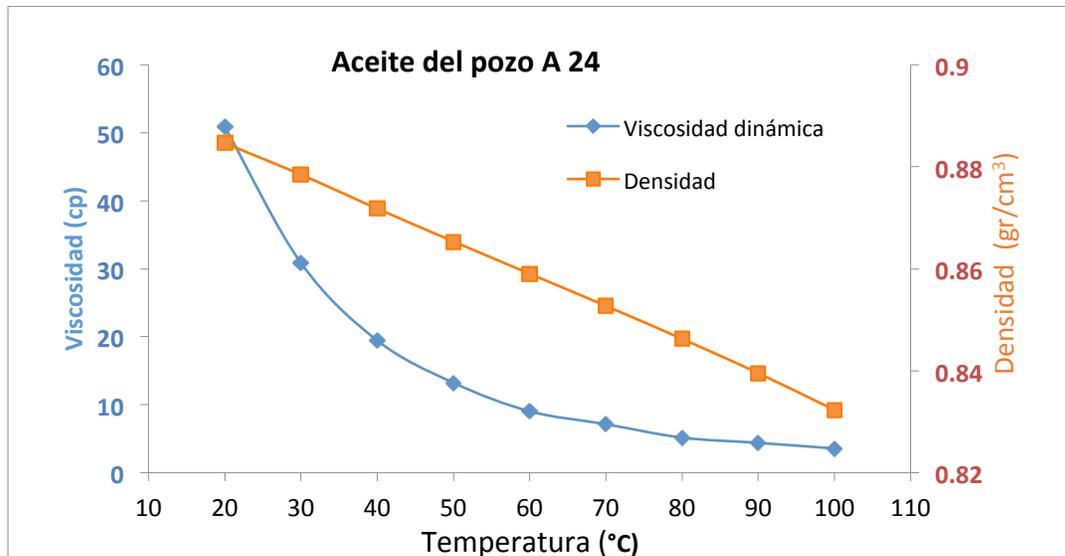


Fig. 39 Viscosidad y densidad pozo A 24

Las figuras 40 y 41 muestran el comportamiento de la muestra de petróleo de los pozos A 31 y A 32 respectivamente, el rango de variación de temperatura al cual se realizó la prueba fue de 30 – 70 °C. Para estas muestras, la viscosidad varía de 33 a 8 cP. El comportamiento de densidad del pozo A 31 se tuvo de 0.88 a 0.79 gr/cm³ y el del A 32 de 0.91 a 0.8 gr/cm³. La densidad para 30 y 40 °C no se observa una disminución importante, sin embargo a partir de los 50 °C, ésta sí disminuye en mayor porcentaje.

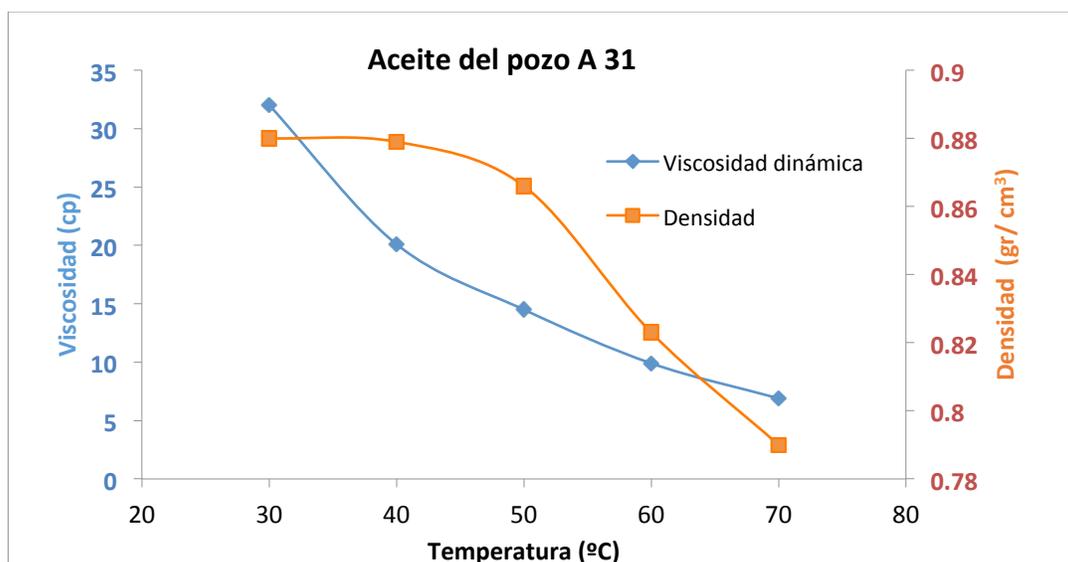


Fig. 40 Viscosidad y densidad pozo A 31

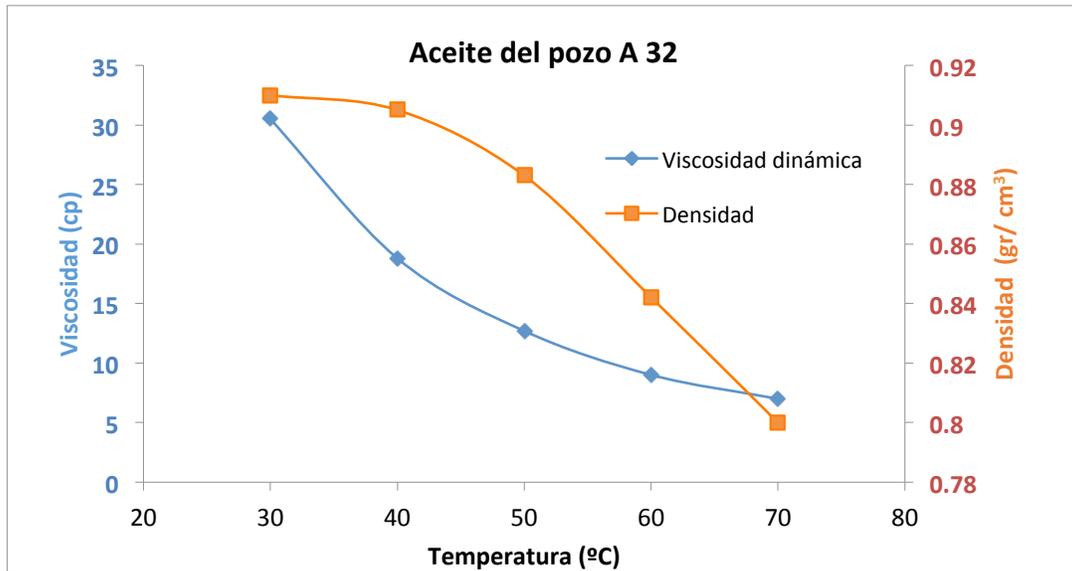


Fig. 41 Viscosidad y densidad pozo A 32

Las figuras 42 y 43 muestran el comportamiento de la muestra de petróleo de los pozos A 42 y B 1 respectivamente. El rango de variación de temperatura fue de 30 a 70 °C. La viscosidad en ambos pozos oscila entre 34 y 6 cp; la densidad para el pozo A 42 oscila de 0.89 a 0.75 gr/cm³ y para el B 1 de 0.94 a 0.79 gr/cm³.

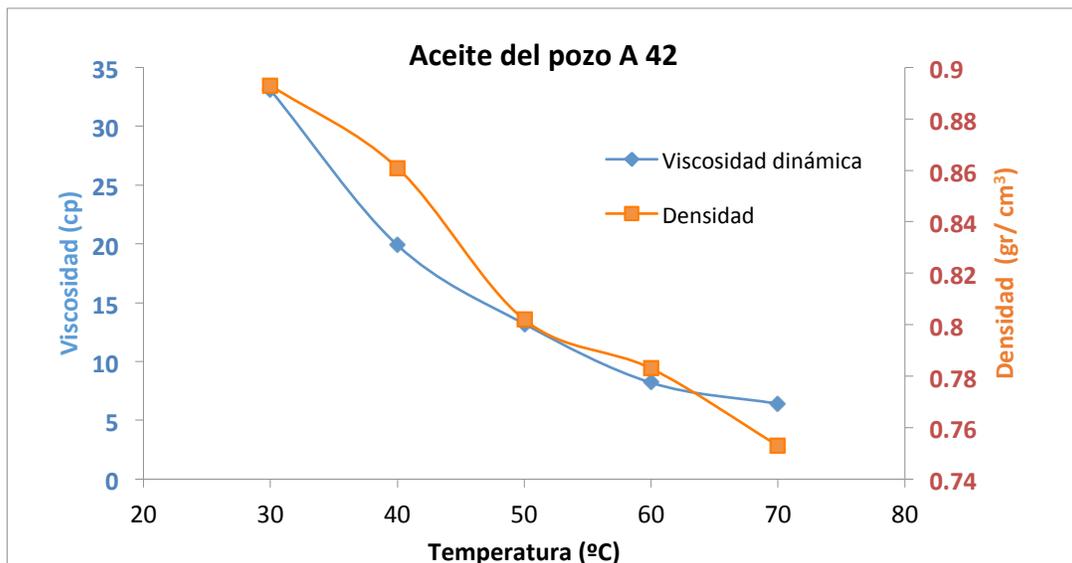


Fig. 42 Viscosidad y densidad pozo A 42

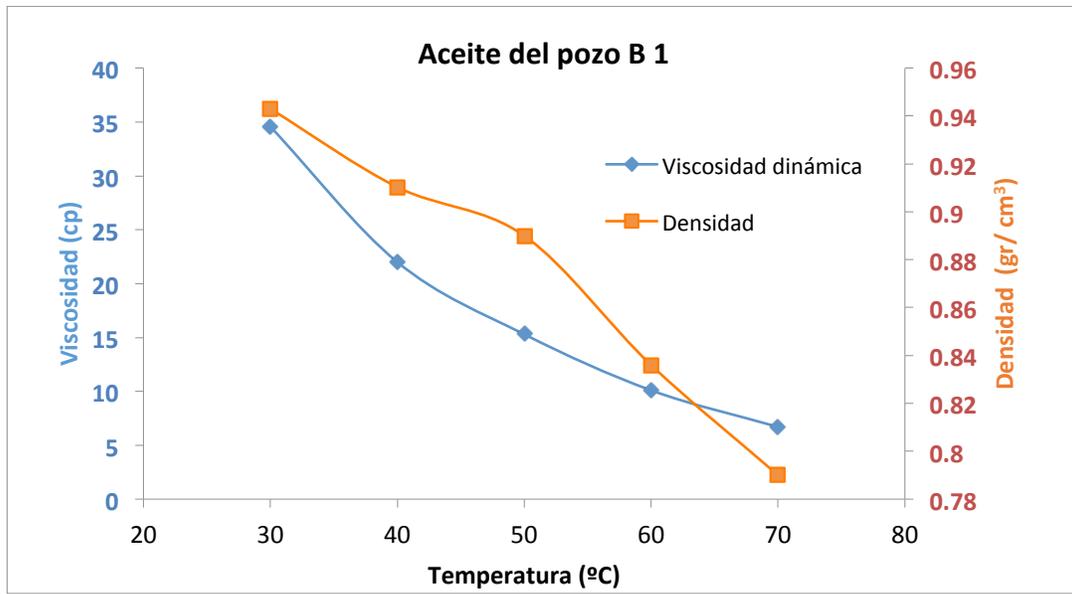


Fig. 43 Viscosidad y densidad pozo B 1

El comportamiento de las muestra de petróleo de los pozos B 12 y B 13 se pueden ver en las figuras 44 y 45 respectivamente. De igual manera, el rango de temperaturas de la prueba fue de 30 a 70 °C. La viscosidad en ambos pozo se tiene de 34 a 8 cP; la densidad para el caso del pozo B 12 va de 0.88 a 0.7 gr/cm³, para esta muestra a los 40 °C se aprecia una disminución de 0.09 gr/cm³ con respecto a 30 °C y -0.065 gr/cm³ a 50 °C. Hasta los 60 °C se aprecia disminución de densidad, ya que a partir de 70 °C se mantiene constante. En el pozo B 13, se aprecia disminuye durante toda la prueba en el rango de 0.9 a 0.73 gr/cm³.

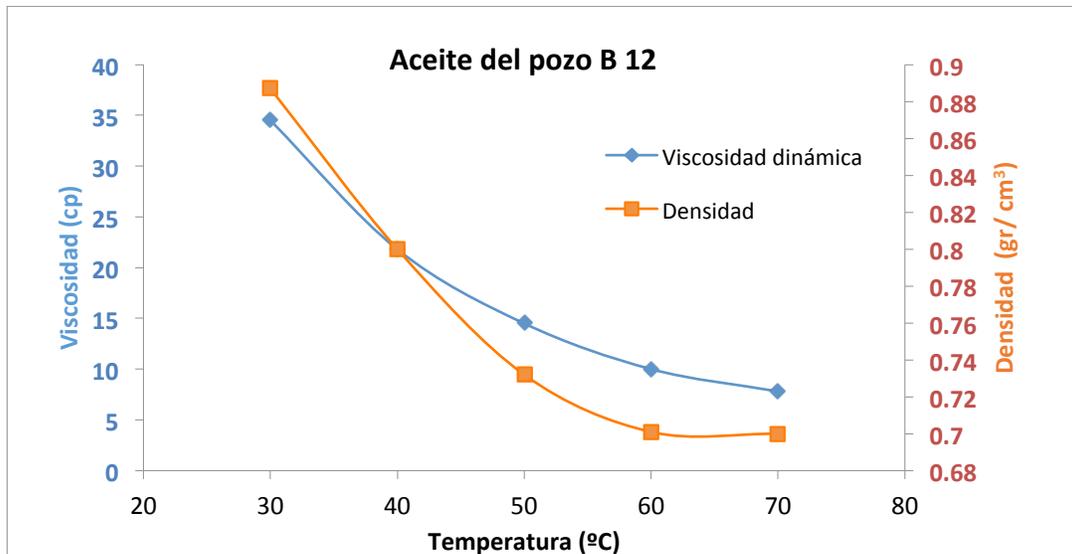


Fig. 44 Viscosidad y densidad pozo B 12

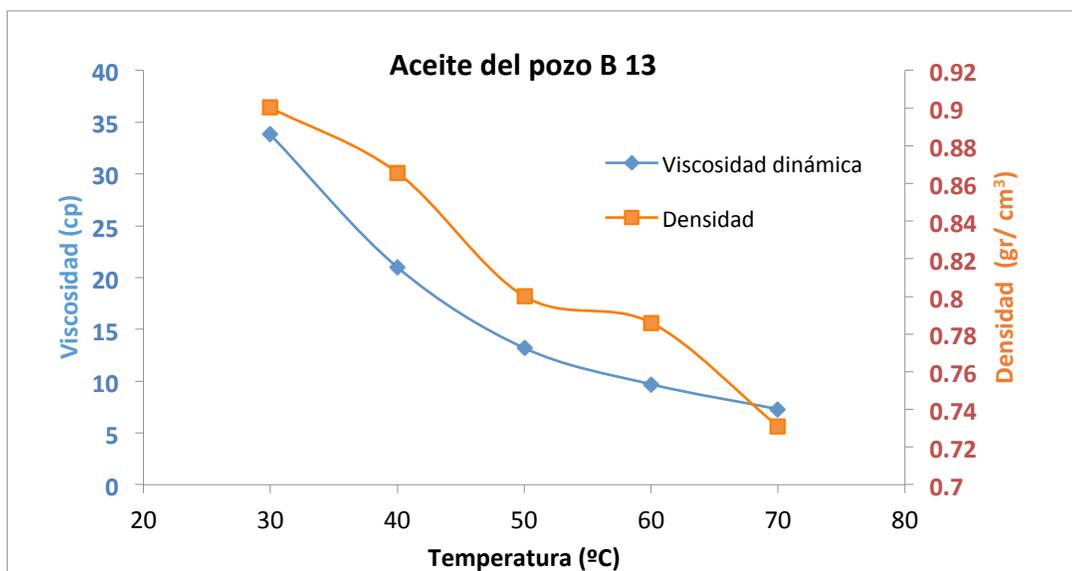


Fig. 45 Viscosidad y densidad pozo B 13

La figura 46 muestra el comportamiento de viscosidad y densidad de la muestra del pozo C 1, la viscosidad varía en el rango de 33 a 6 cp y la densidad de 0.885 a 0.701 gr/cm³ en los valores de temperatura de 30 a 70 °C. La viscosidad disminuye durante toda la prueba notándose esta disminución mayor en de 30 a 50 °C, ya que a 60 y 70 °C esta es menor. La densidad se comporta lineal prácticamente durante toda la prueba.

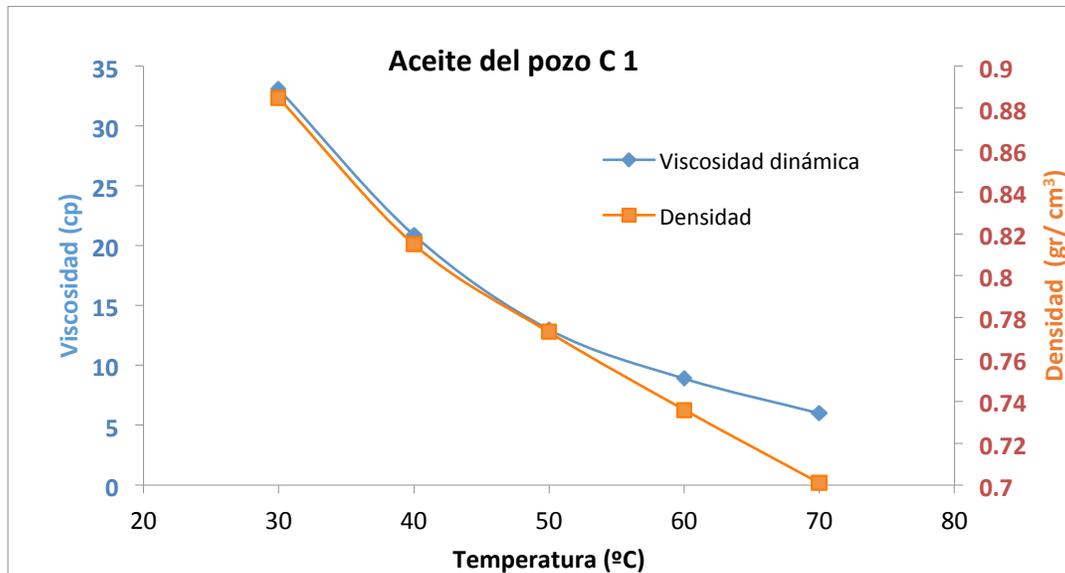


Fig. 46 Viscosidad y densidad pozo C 1

3.6 Curvas TGA y DSC

Las curvas Termogravimétrica (TGA) y calorimetría diferencial de barrido (DSC) del petróleo del pozo A 21 son mostradas en la figura 47 y las del pozo A 24 en la figura 48. Las temperaturas a las cuales fueron realizadas estas son de 20 a 600 °C, a un ritmo de calentamiento de 10 °C/min y a condiciones de presión atmosférica.

En las curvas TGA se observan zonas, que están separadas por la pendiente de cada una. La primera se localiza de 20 a 130 °C en la cual la pérdida de peso que se observa es de 5%, la segunda de 130 a 380 °C (A 21) es en la cual se tiene prácticamente la pérdida total de peso (90 %) el restante 5 % se pierde de 380 a 450 °C, a partir de estos, el peso es cero %. Para el caso del pozo A 24 se observa que de 20 a 150 °C se pierde el 5 % del peso, el resto se pierde de 150 hasta 480 °C.

Con respecto a las curvas DSC para el pozo A 21 el flujo de calor fue de 0.1 a 0.7 W/g y para el pozo A 24 fue de 0.1 a 0.4 W/g, donde se observó el comportamiento térmico de los componentes presentes en las muestras.

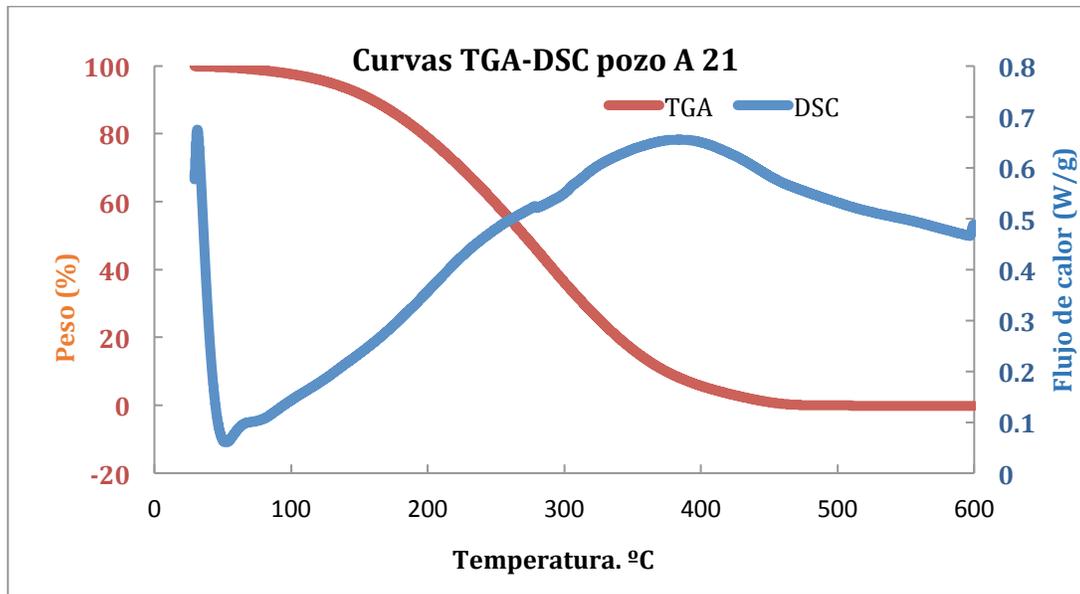


Fig. 47 Curvas TGA-DSC pozo A 21

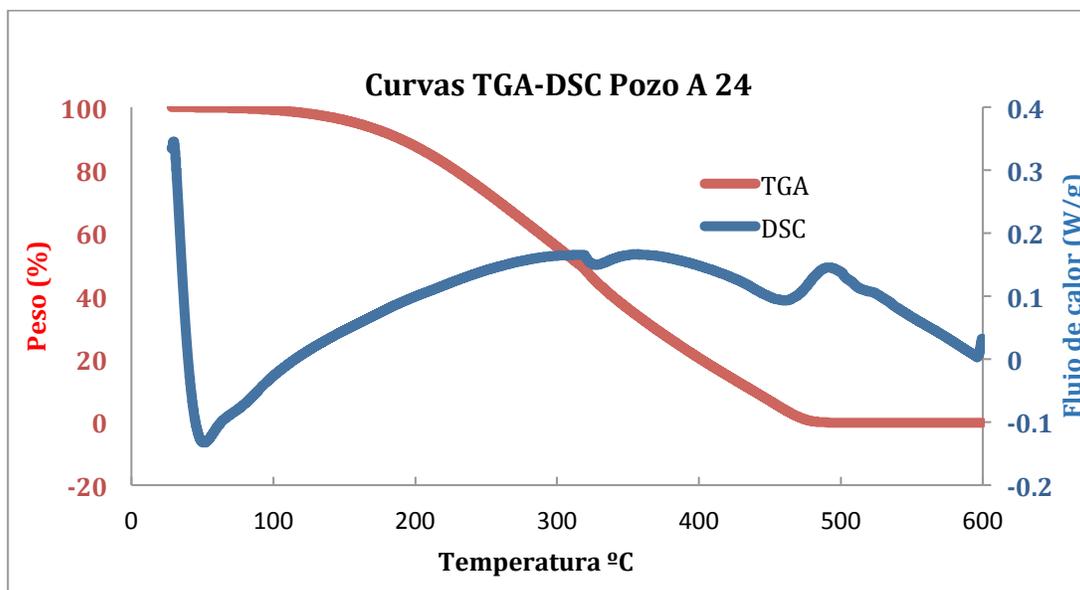


Fig. 48 Curvas TGA-DSC pozo A 24

En las figuras 49 y 50 se presenta el comportamiento de la muestra durante la prueba DCS y la respuesta de la derivada (DDSC). En ellas se podrán observar los cambios que se presentan durante la descomposición térmica de 20 a 600 °C. Para el caso del pozo A 21 se observa un cambio en la derivada en una ventana de 53 a 59 °C y en el A 24 se observa este cambio en el rango de 52 a 58 °C que posiblemente este asociado a la aparición de cristales de parafinas. El resto de la

curvas muestra pequeñas variaciones a temperaturas mayores que está asociado con los componentes medios y pesados de las muestras de petróleo.

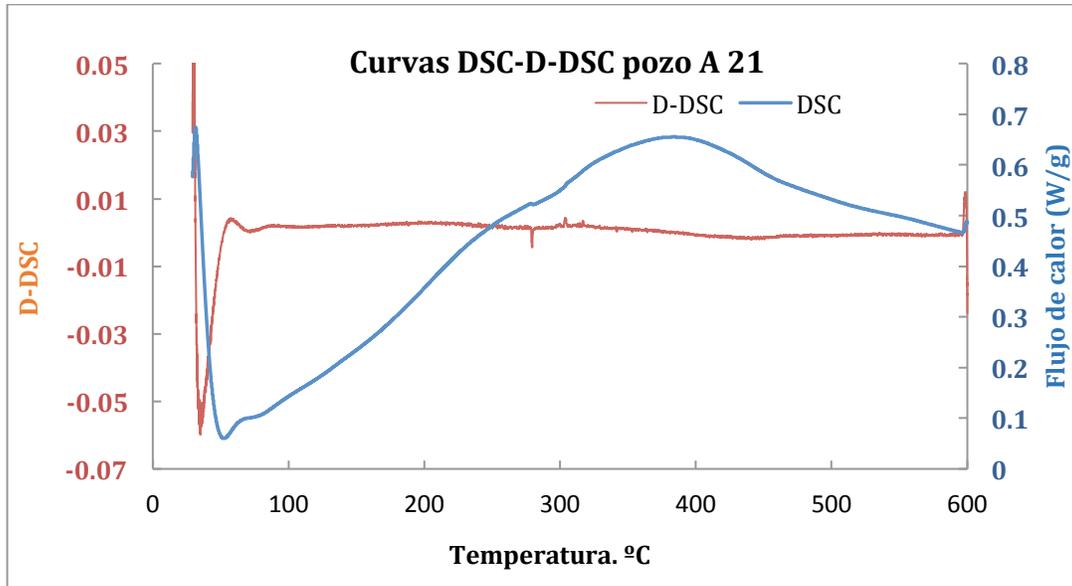


Fig. 49 Curvas DSC y DDSC pozo A 21

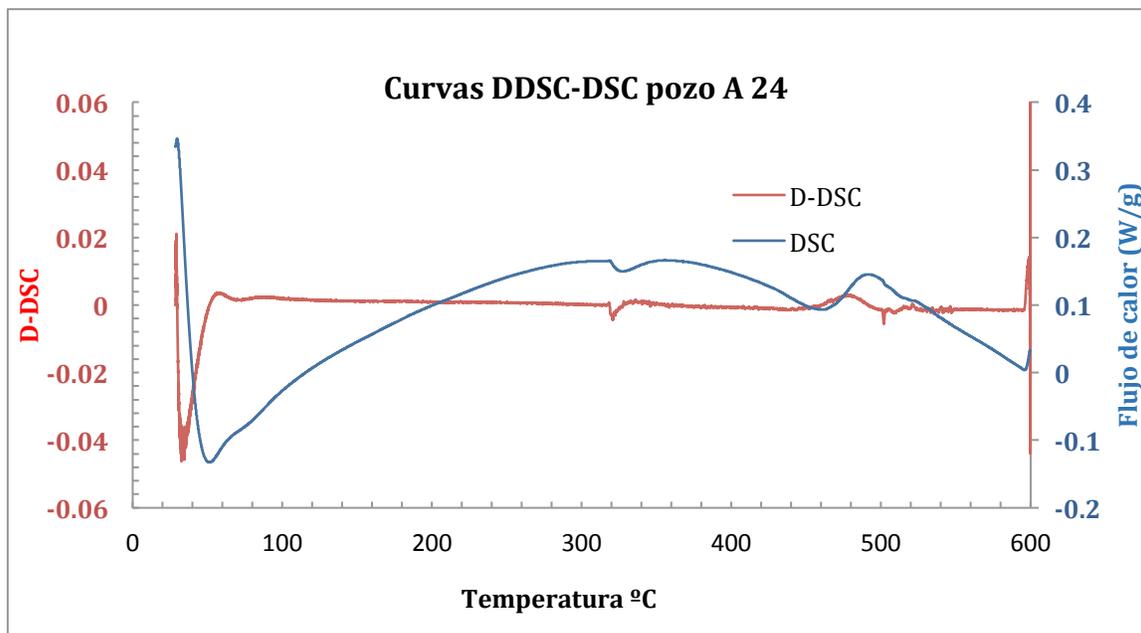


Fig. 50 Curvas DSC y DDSC pozo A 24

En la figura 51 se muestra el comportamiento de las curvas TGA de pozos del campo A, donde se podrá observar tienen un comportamiento similar notándose que la mayor cantidad de pérdida de peso se tiene de los 120 a 460 °C. El valor

residual de material sólido es mínimo en la mayoría de los pozos, notándose el mayor porcentaje correspondiente el pozo A 24.

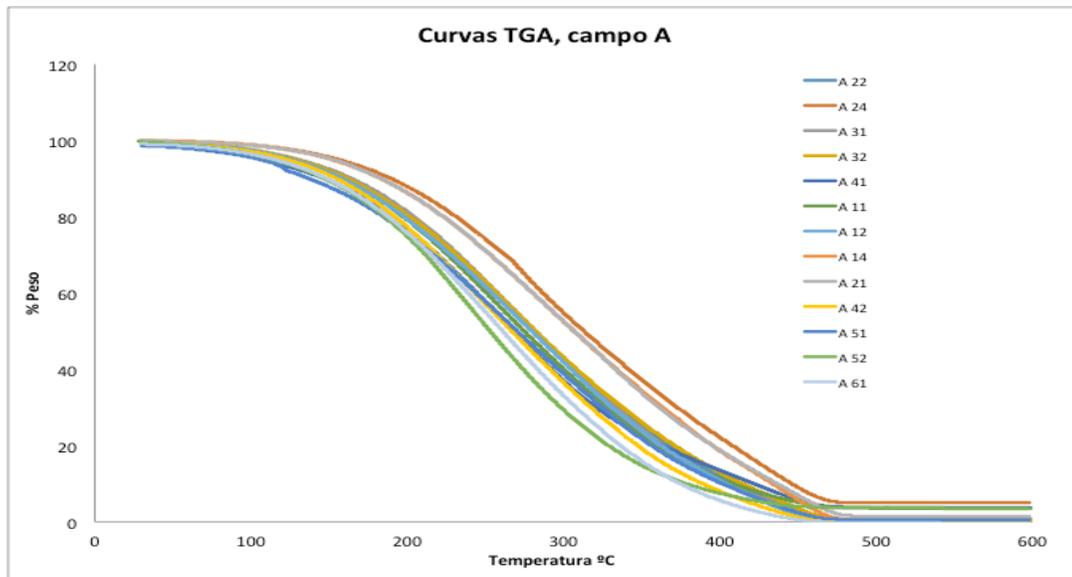


Fig. 51 Curvas TGA campo A

La figura 52 muestra las curvas TGA de pozos del campo C, con comportamientos muy parecidos durante toda la prueba desde 20 a 600 °C. La mayor cantidad de pérdida de peso se tiene desde 120 a 400 °C. A partir de 480 °C el porcentaje de residuo es prácticamente 1.0

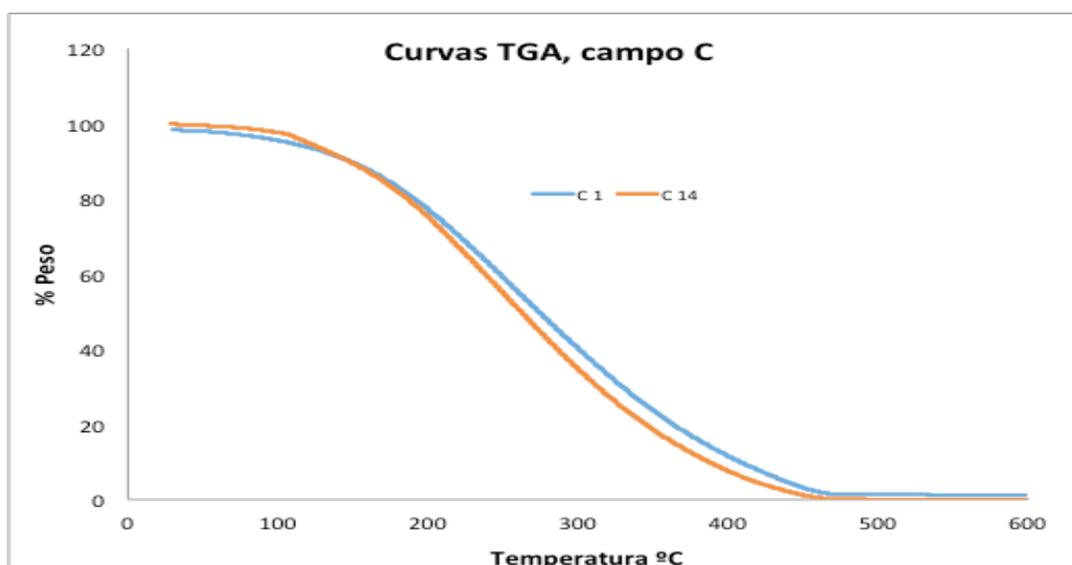


Fig. 52 Curvas TGA campo C

La figura 53 muestra el comportamiento de las curvas TGA del campo B, en ellas se aprecia un comportamiento estable hasta 120 °C, a partir de esta temperatura comienza la disminución del peso hasta 480 °C en el cual el porcentaje de peso de la muestra de todas las muestras es mínimo.

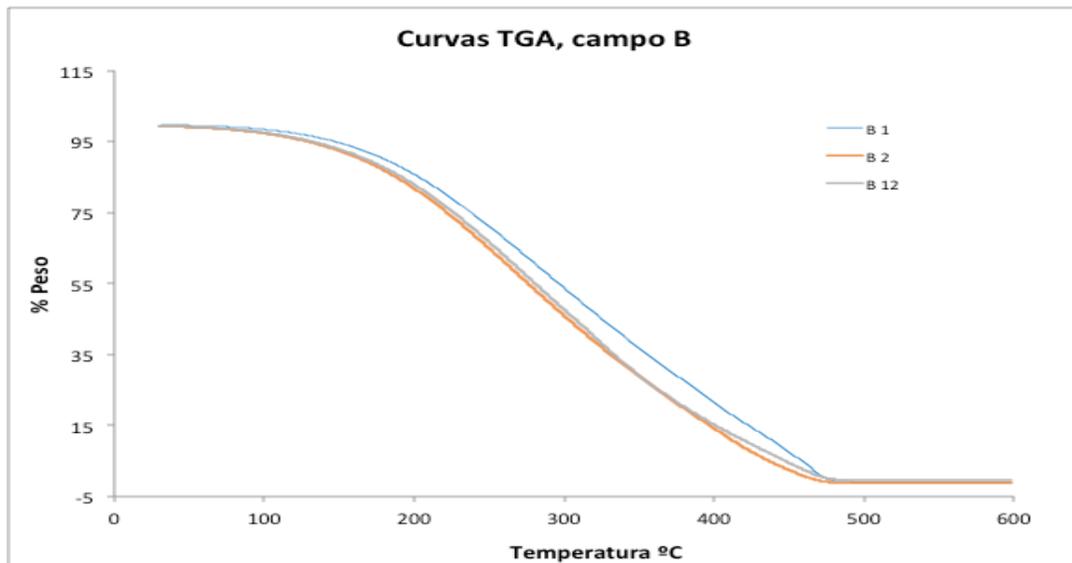


Fig. 53 Curvas TGA campo B

En el anexo A se detallan los resultados del análisis termogravimétrico que se realizó a las muestras de petróleo recuperadas.

3.7 Punto de escurrimiento

La figura 54 muestra los valores medidos de temperaturas de escurrimiento de las nueve muestras de petróleo. El valor más bajo de punto de escurrimiento fue en la muestra del pozo A 21 el cual se obtuvo a -52 °C y el valor mayor pertenece al pozo C 1 que se midió a -36 °C. En términos generales los valores para el campo A van de -45 a -52 °C, para el campo B son del orden de -37 a -39 °C y para el pozo del campo C es de -36 °C.

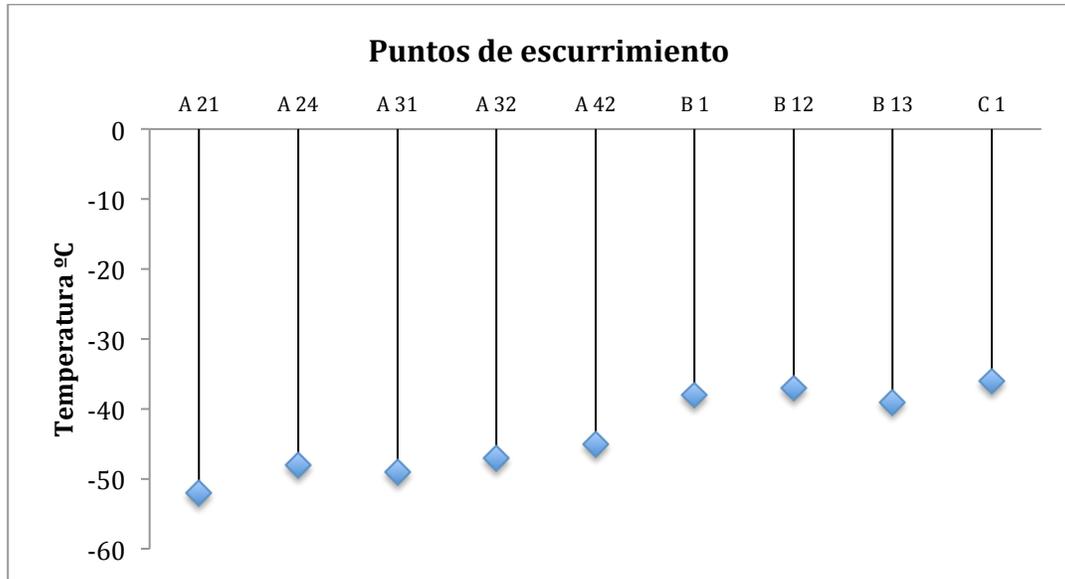


Fig. 54 Temperaturas de escurrimiento

Como prueba especial, se tomó la muestra del pozo A 24 y se realizó la prueba de punto de escurrimiento incluyendo inhibidor de parafinas en dicha muestra. La figura 55 muestra los valores determinados considerando la muestra sin inhibidor, con 250 ppm y 2000 ppm de inhibidor, observando que ha mayor cantidad de inhibidor el punto de escurrimiento disminuye en 10 %.

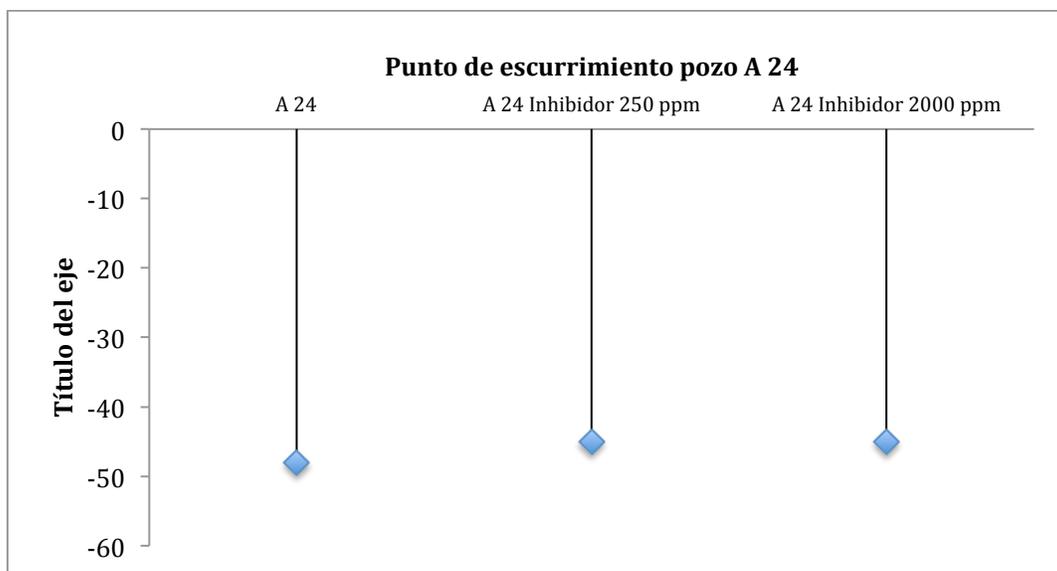


Fig. 55 Temperaturas de escurrimiento pozo A 24

3.8 Cálculo Envolventes de precipitación de sólidos orgánicos.

Con base en la información disponible (composición) de los análisis PVT de los fluidos de pozos de los campos en estudio, se procedió a realizar un cálculo para estimar las envolvente de precipitación de sólidos orgánicos, que para estos casos consistió en determinar las envolvente de precipitación de parafinas (EPP), en la cual se notarán las condiciones de presión y temperatura donde se presentara la precipitación. A continuación se muestra la envolvente de precipitación de parafinas de algunos pozos:

La figura 56 muestra las envolventes de precipitación de parafinas el fluido de los pozos A 21 y A 24. Para el caso del pozo A 21, el margen de datos obtenidos para la EPP es muy limitado, por lo que no se logró obtener datos a menor temperatura que pudiera definir de mejor forma la envolvente, principalmente a temperaturas menores (pozo A 21) y a mayores (pozo A 24).

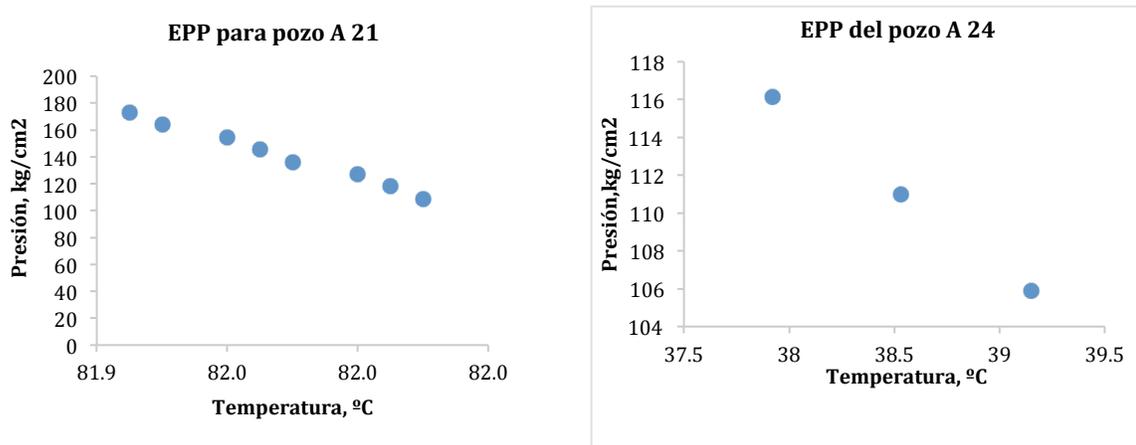


Fig. 56 EPP de pozos A 21 y A 24

En la figura 57 se observan las envolventes de precipitación de parafinas de los pozos A 31 y A 32.

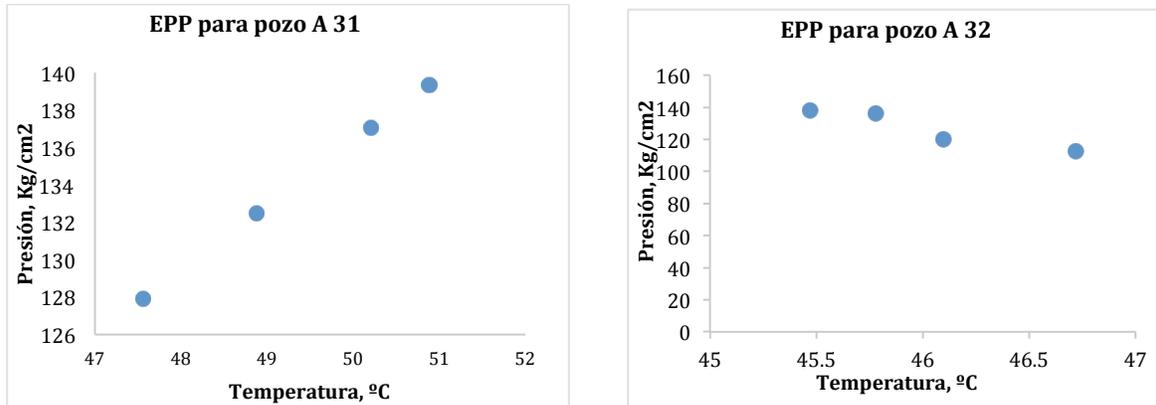


Fig. 57 EPP de pozos A 31 y A 32

En la figura 58 se muestra la envolvente de precipitación de los fluidos de los pozos B 1 y B 12.

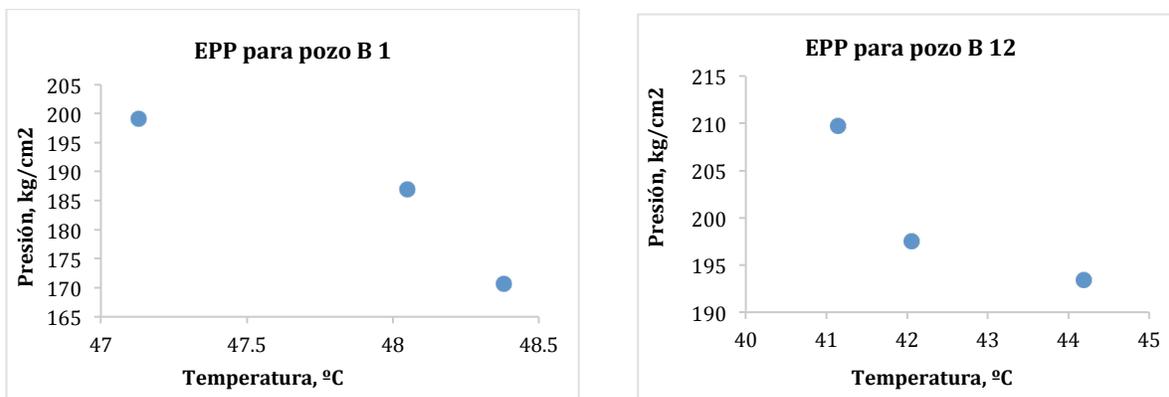


Fig. 58 EPP de pozos B 1 y B 12

En la mayoría de las gráficas se puede observar que a menor presión, la temperatura de precipitación de parafinas es mayor y viceversa, por lo que de acuerdo al ritmo de explotación de los pozos, las presión, disminuye, lo que genera que la temperatura de precipitación de parafinas cada vez tiende a incrementar, ubicándose a mayor profundidad.

CAPITULO IV. ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EXPERIMENTAL Y DE CAMPO.

4.1 Discusión y análisis de información de laboratorio y de campo.

Con base en los resultados observados de las pruebas de laboratorio del análisis SARA realizadas a nueve las muestra de petróleo, se observa que el mayor componente presente es de saturados, se ha determinado que se trata de crudos inestables debido a que el Índice de Inestabilidad Coloidal esta en el rango de 1.3 y 1.9, lo que indica que cambios fuertes de presión pueden provocar la precipitación de asfaltenos, lo anterior derivado de la cantidad de cada uno de los componentes presentes en las muestras.

El resultado de cada muestra analizada se evalúa en conjunto con la información de campo para determinar cómo afecta en la producción de los pozos.

Información de campo de los pozos analizados en laboratorio.

1) Pozo A 21

La figura 59 muestra las gráficas de producción y los registros de temperatura tomados al pozo A 21. La producción del pozo desde su inicio estuvo en el orden de 400 bpd y así durante 15 meses, posteriormente esta se disminuyó a la mitad durante tres meses siguientes para posterior producir 800 bpd, teniendo 600 bpd en el último trimestre del 2014. Registros de temperatura se han tomado en diferentes etapas de producción del pozo, como se podrá observar el perfil de temperatura de los registros de Octubre 2013 y Agosto 2014 son prácticamente el mismo y los de Agosto y Noviembre de 2015 son muy similares; se observa una diferencia de temperatura entre ambos conjuntos de registros de 15 °C en superficie, de 14 °C a 500 m y 15 °C a 750 m. El incremento de temperatura entre

ambos bloques es debido al incremento de la tasa de producción. La WAT que se considera para este pozo es medida en la curva DCS es de 54 °C el cual a las condiciones anteriores de producción se alcanzaba a 800m, para las condiciones actuales de explotación del pozo esta temperatura se alcanza prácticamente en superficie, lo que ocasiona que no se cristalicen las parafinas en la tubería de producción disminuyendo al problemática de taponamiento en el pozo.

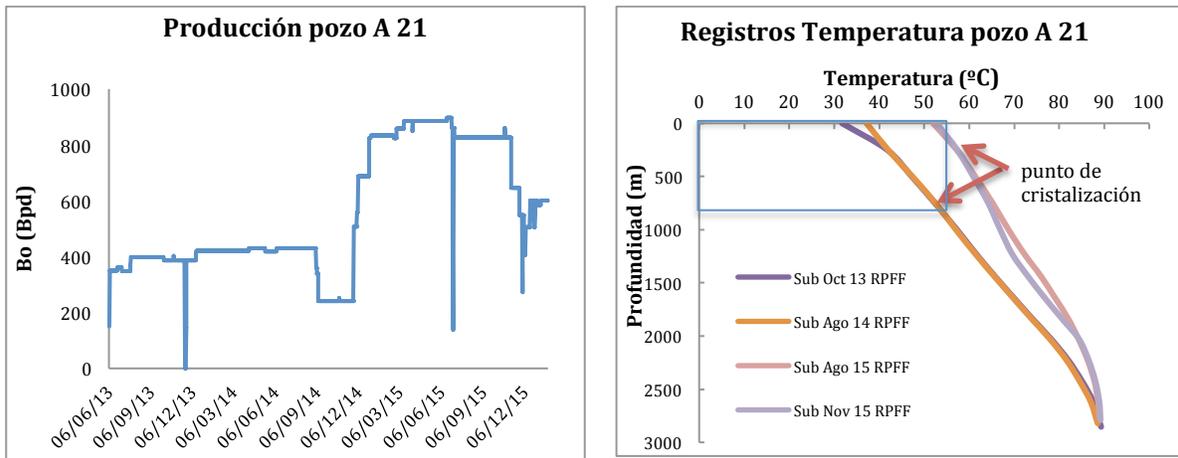


Fig. 59 Producción y registros de Temperatura pozo A 21

En la figura 60 se muestra el acoplamiento de la EPP y los registros de presión y temperatura del pozo A 21, como se podrá observar, solo se lograron obtener datos muy limitados y no se definió de manera precisa la EPP, por lo que no se consideró para la determinación de la WAT.

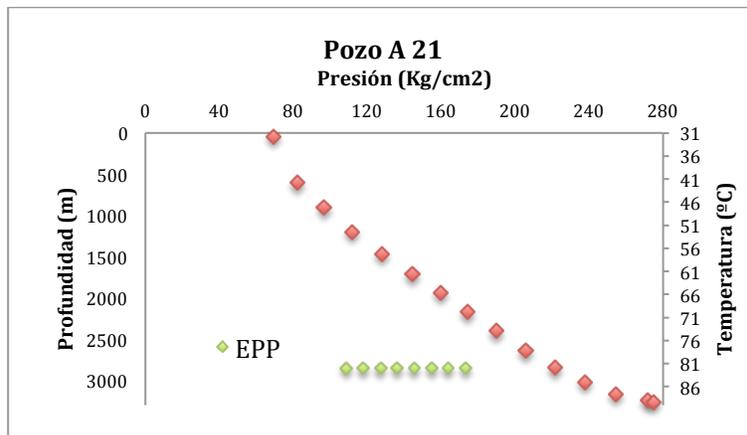


Fig. 60 Registro de presión y Temperatura y EPP pozo A 21

La figura 61 muestra las gráficas de gradiente de temperatura y diferencial de temperatura vs profundidad. El gradiente de temperatura se aprecia de manera ascendente en los cuatro registros tomados, lo que indica que la diferencia es mayor conforme el fluido sube desde la zona de disparos. A menor producción se obtuvieron gradientes mayores, lo que indicaría cambios más bruscos de temperatura. Con referencia a la diferencia de temperatura de los cuatro registros se observa que esta diferencia es mínima tanto en las gráficas de los registros Octubre 13 – Agosto 14 y Agosto – Noviembre 15. La diferencia mayor se nota en el registro Agosto 14 – Agosto 15, debido a que la condiciones de producción en las cuales se producía el pozo fueron distintas. Para el caso de los últimos dos registros Agosto – Noviembre 15 prácticamente se midió la misma temperatura considerando la misma tasa de producción de 800 bpd.

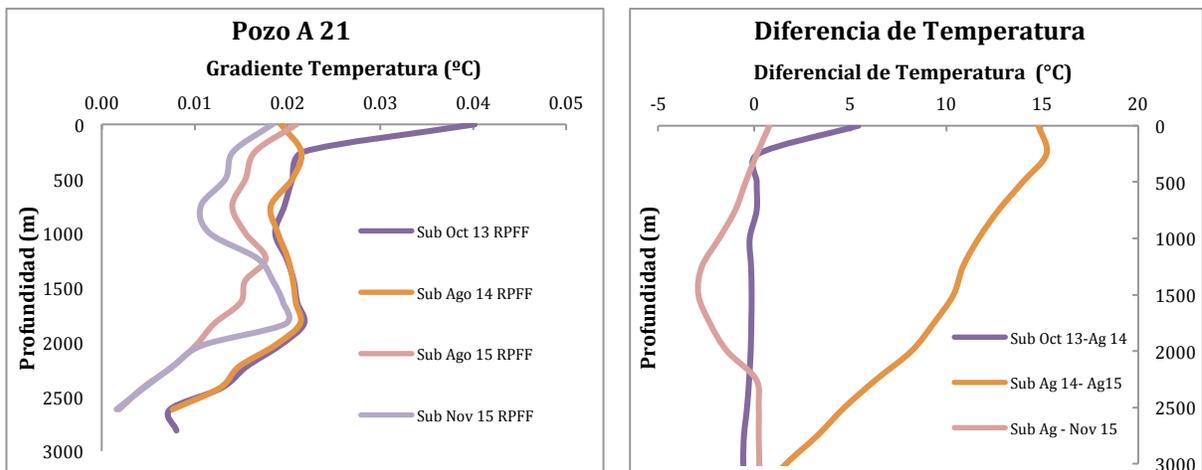


Fig. 61 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo A 21

La figura 62 muestra las gráficas de presión y gradiente de presión vs profundidad del pozo A 21. El comportamiento de la presión medida registros indica que en los últimos dos se ha tenido la misma presión, la cual disminuyó con respecto a los dos primeros, debido a la producción a la explotación del pozo. El gradiente de presión se aprecia disminuye conforme asciende el fluido desde el fondo del pozo, este gradiente se redujo en los últimos dos registros, indicando que no se tiene tanta

variación de presión. En los primeros dos, este gradiente era el doble de los más recientes.

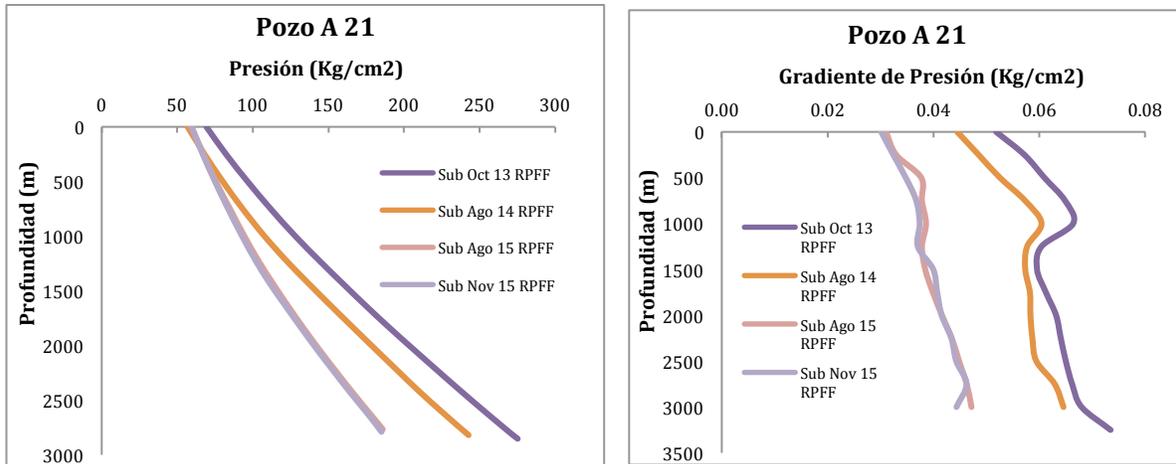


Fig. 62 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 21

La figura 63 muestra el comportamiento de las diferencias de presión de los registros tomados en el pozo. Se observa que la mayor diferencia de presión se tuvo en los registros de Agosto 14 – Agosto 15, debido al ritmo de explotación del pozo en cada uno de ellos, la diferencia de temperatura de los registros Agosto – Noviembre 15 es prácticamente cero lo que indicaría un comportamiento estable del pozo.

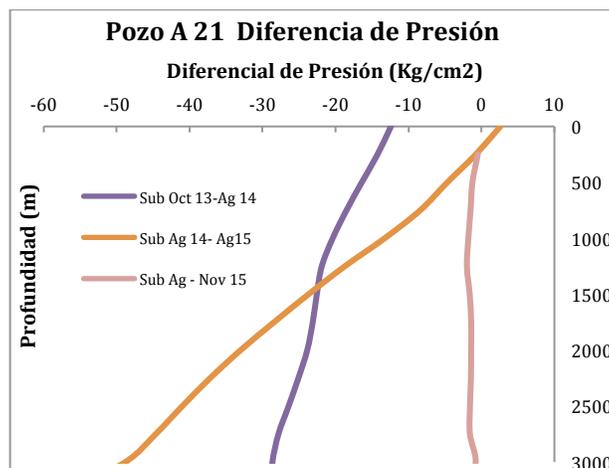


Fig. 63 Diferencias de Presión pozo A 21

2) Pozo A 24

La figura 64 muestra la producción y los registros del perfil de temperatura del pozo A 24. La producción de este pozo ha oscilado desde 250 bpd como fue en su inicio hasta 320 bpd a los 15 meses de producción y en 200 bpd en las fechas más recientes. La WAT determinada con la curva DCS es a 54 °C, que de acuerdo al ritmo de explotación del pozo, se alcanza a 600 m, por lo que la precipitación de parafinas se tendría dentro de la tubería de producción de 600 m hacia la superficie, por lo que se ha tenido frecuente taponamiento de la tubería, realizando actividades de limpieza para asegurar el flujo del pozo.

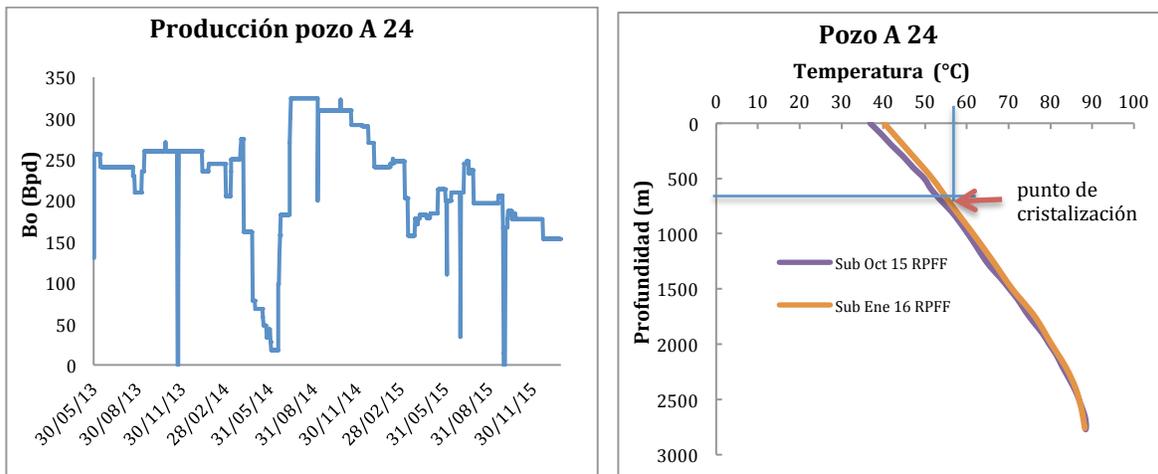


Fig. 64 Producción y registros de Temperatura pozo A 24

En la figura 65 se muestra el acoplamiento de la EPP con los registros de presión y temperatura, como se observa, el punto de aparición de parafinas se encuentra a 52 °C y 570 m, lo cual coincide con lo medido en la curva DSC. La presión y temperatura de saturación se encuentra muy por encima de las condiciones de presión y temperatura actuales. Lo anterior permite concluir que en el aparejo de producción se presenta la precipitación de parafinas.

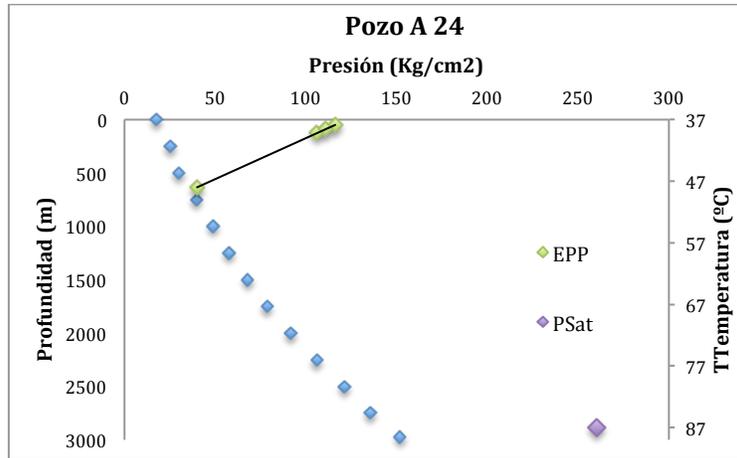


Fig. 65 Registro de presión y Temperatura y EPP pozo A 24

La figura 66 muestra las gráficas de gradiente de temperatura y diferencial de temperatura vs profundidad del pozo A 24. Se puede observar que en ambas gráficas conforme el fluido asciende desde el fondo los valores incrementan. En la gráfica de gradiente de temperatura ambos registros son muy similares, los valores más altos son a partir de 500 m hacia la superficie. Los valores de gradiente de temperatura son 40 % mayores con respecto a los dos últimos tomados en el pozo A 21.

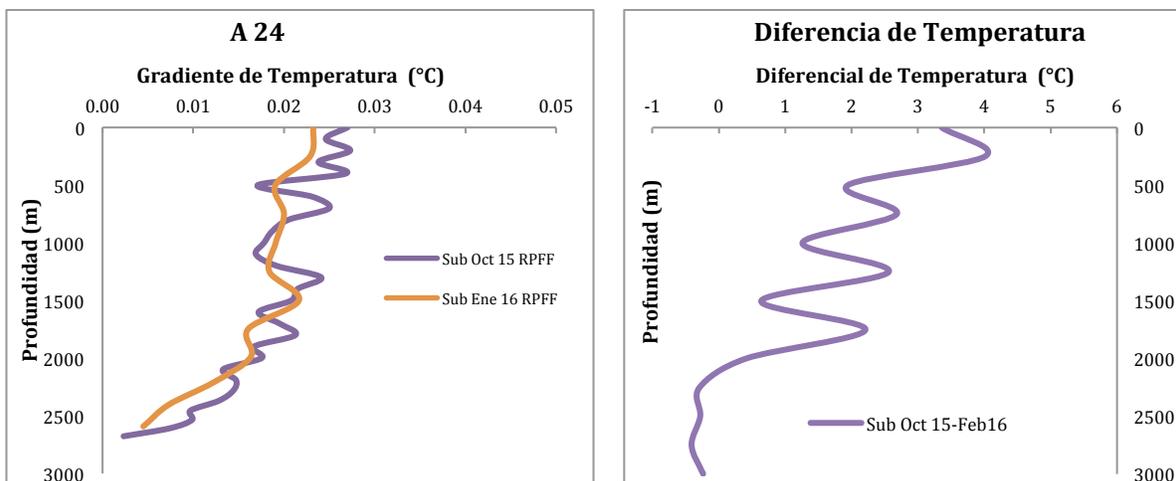


Fig. 66 Gradiente Temperatura y Diferencia de Temperatura pozo A 24

En la figura 67 se muestra el perfil de la presión y el gradiente de presión vs profundidad del pozo A 24. El perfil de la presión en ambos registros es parecido; el

gradiente de presión disminuye conforme asciende el fluido, este gradiente se observa con valores similares en ambos registros y parecido a los medidos en el pozo A 21.

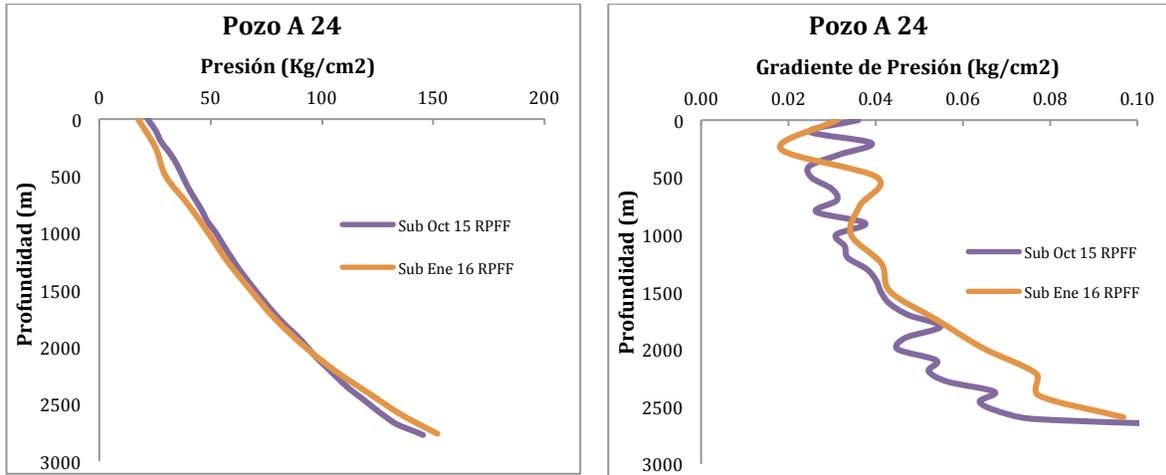


Fig. 67 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 24

La grafica 68 muestra la diferencia de temperatura de los dos registros tomados, esta diferencia es mayor a partir de 300 m, lo que indicaría un enfriamiento del fluido, que podría ocasionar la acumulación de parafinas en la tubería de producción.

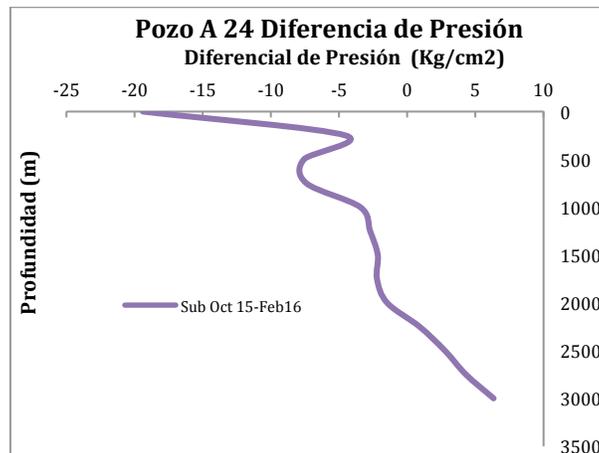


Fig. 68 Diferencias de Presión pozo A 24

3) Pozo A 31

La figura 69 muestra la historia de producción y los perfiles de temperatura registrados al pozo A 31. El pozo este se incorporó a producción con una tasa de 550 bpd, posteriormente esta disminuyó a 400 bpd. Registros de temperatura se han tomado en el pozo en diversas ocasiones, como se podrá observar los de Julio y Octubre del 15 son parecidos, así mismo los de Octubre 13 y Agosto 15. La diferencia observada es debido a los ritmo de producción durante la toma de registro. El pozo A 31 pertenece al mismo yacimiento que el A 24, por lo que se considera el uso de la prueba DCS realizada a éste último para la determinación de la WAT. La WAT medida fue de 54 °C, la cual está indicado en ambos bloques de registros que dicha temperatura se alcanza en la tubería de producción. Para las condiciones de producción más reciente, la temperatura de cristalización se alcanza a la profundidad de 350 m, por lo que la precipitación de parafinas puede darse en el interior de la tubería de producción, para condiciones de explotación anteriores, esta se alcanzaba a 520 m.

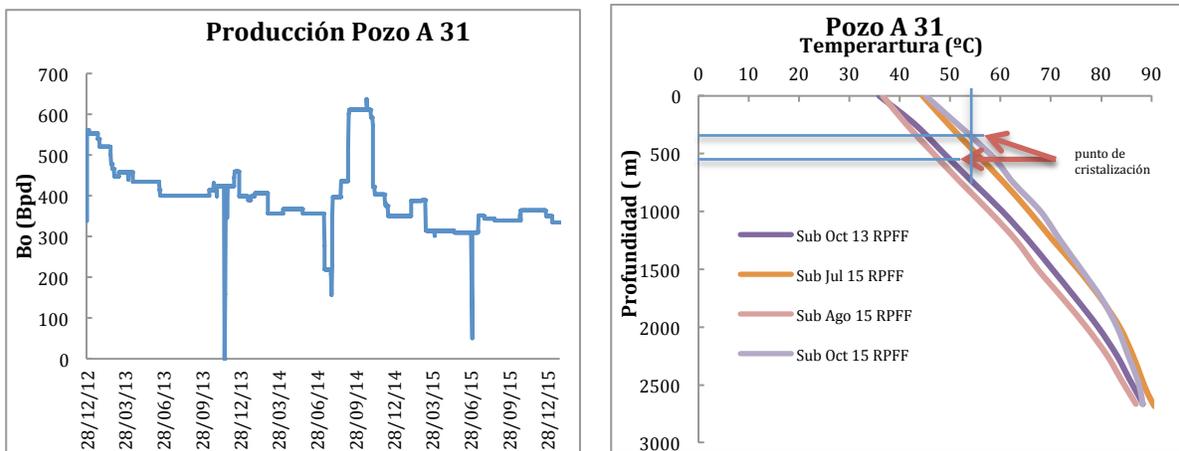


Fig. 69 Producción y registros de Temperatura pozo A 31

La figura 70 muestra la gráfica de la EPP y los registros de presión y temperatura, de acuerdo a esta, no se aprecia la envolvente empalmada en la gráfica, pero define que la precipitación se presenta en la tubería de producción.

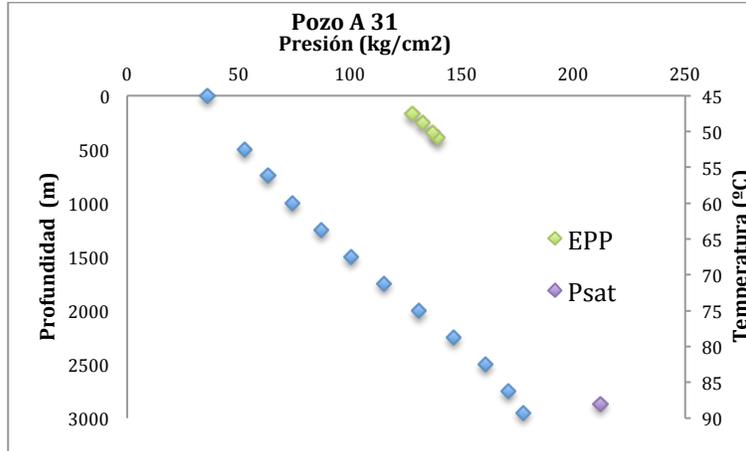


Fig. 70 Gradiente de presión y Temperatura y EPP pozo A 31

La figura 71 muestra las gráficas de gradiente de temperatura y diferencia de temperatura, como se podrá observar en el gradiente, este incrementa conforme disminuye la profundidad, lo que indica que los cambios más fuertes de temperatura se tienen hacia la superficie y no hacia el fondo del pozo. Las diferencias de temperatura indican que esta se ha incrementado por lo que la temperatura en el interior de la tubería de producción se ha incrementado lo que ha disminuido la profundidad del punto de cristalización de las parafinas.

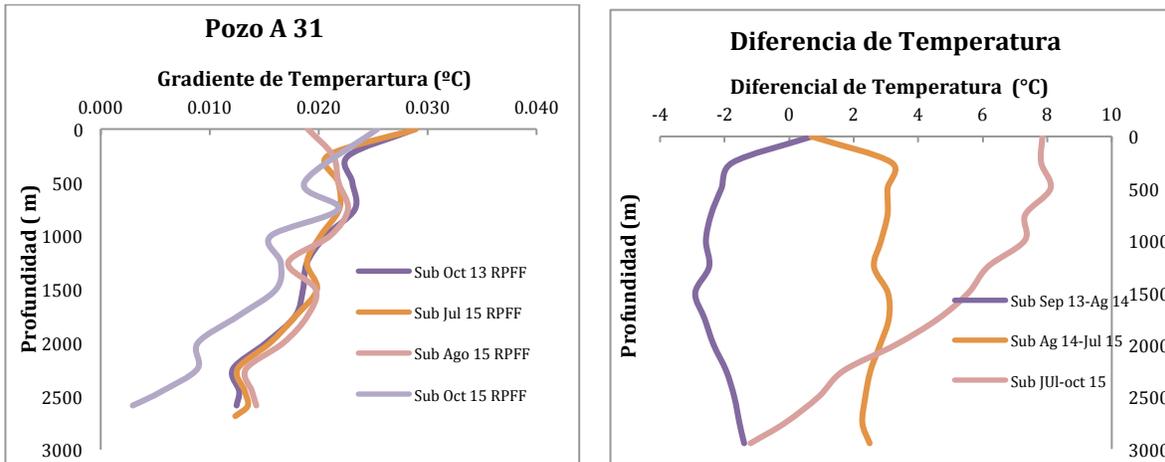


Fig. 71 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo A 31

En la figura 72 se aprecia las gráficas de presión y gradiente de presión del pozo A 31, los perfiles de presión se observan similares considerando la disminución de la presión debida a la producción del pozo. El gradiente de presión se observa que

disminuye de forma importante del fondo hasta los 2000 m, punto en el cual comienza a bajar en menor proporción hacia la superficie, no se aprecia otro cambio sustancial del perfil. En el registro más reciente, el gradiente disminuyó, lo que indica que los cambios de presión también disminuyeron.

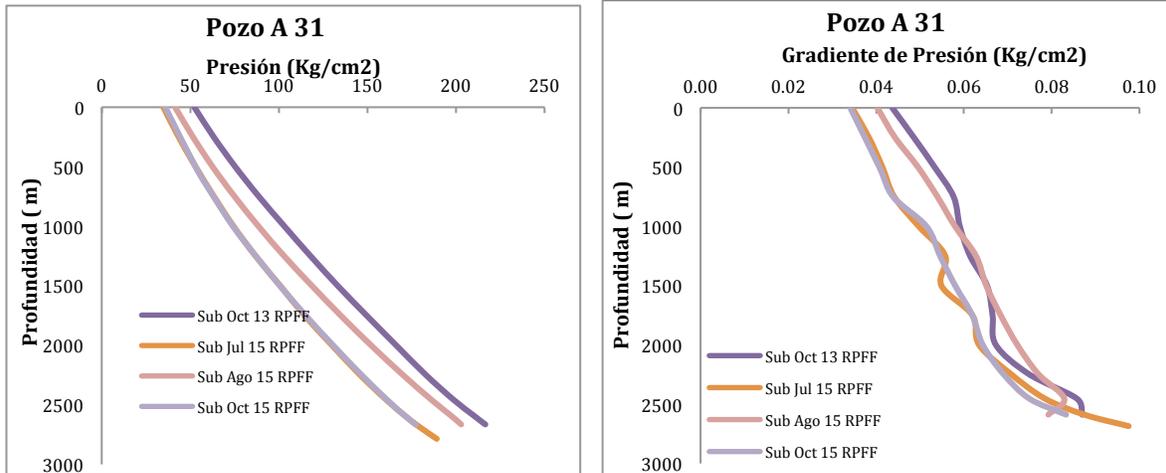


Fig. 72 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 31

En la figura 73 se grafica la diferencia de presión de los registros tomados en el pozo, como se podrá observar esta diferencia es mínima en los dos últimos registros (Jul-Oct 15) lo que muestra que el pozo se ha mantenido estable en fechas recientes y no ha presentado problemas de producción o precipitación de asfaltenos.

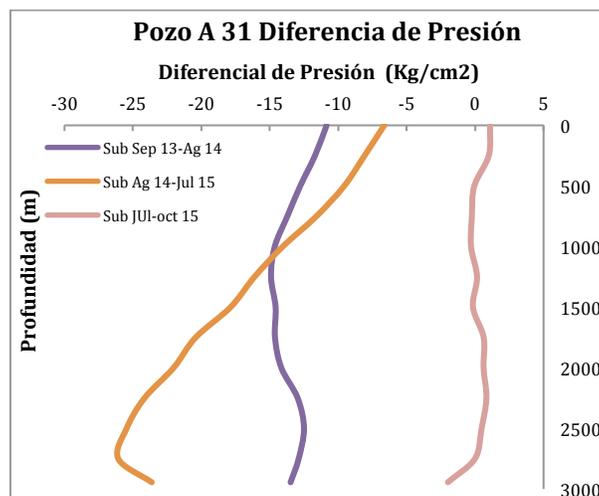


Fig. 73 Diferencias de Presión pozo A 31

4) Pozo A 32

La figura 74 muestra las gráficas de producción y registros de perfil de temperatura del pozo A 32. Para este pozo, la producción desde su inicio ha sido del orden de 350 bpd, se podrá observar que la producción ha sufrido variaciones (sube y bajas), lo que indica intermitencia, debido a problemas que se pueden presentar en la tubería de producción. Se han tomado seis registros de temperatura por lo que se puede observar dos bloques de perfiles similares con pequeñas diferencias. No se tiene prueba DCS para este pozo, pero de acuerdo a la EPP la WAT se tiene a 53 °C, con lo que se tiene que para las condiciones anteriores de producción y los registros tomados esta se alcanzaba a los 600 m de profundidad, con el paso del tiempo, los registros tomados muestran un incremento en la temperatura del interior de la tubería de producción con lo que la WAT se alcanza a los 200 m de profundidad, estas variaciones de temperatura se han visto en los registros tomados, por lo que la ventana de precipitación de parafinas puede ser de 400 m, lo que puede ser la causa para ocasionar problemas de pérdida de producción y restablecimiento de la misma (de acuerdo al ritmo de explotación).

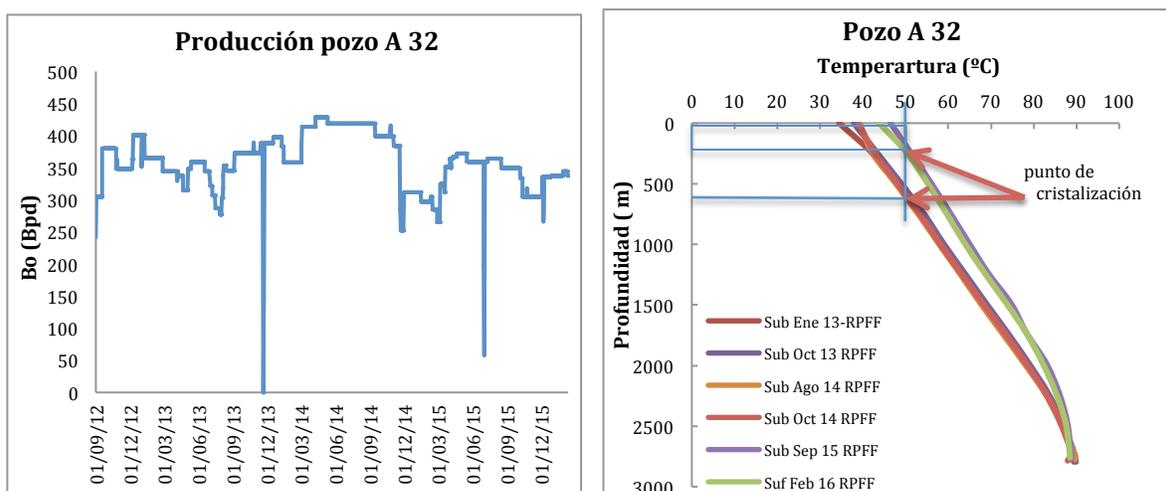


Fig. 74 Producción y registros de Temperatura pozo A 32

La figura 75 muestra el gráfico de la EPP empalmado con los registros de presión y temperatura del pozo A 32, donde se puede observar las condiciones a las cuales comienza la precipitación de las parafinas que es a 53 °C.

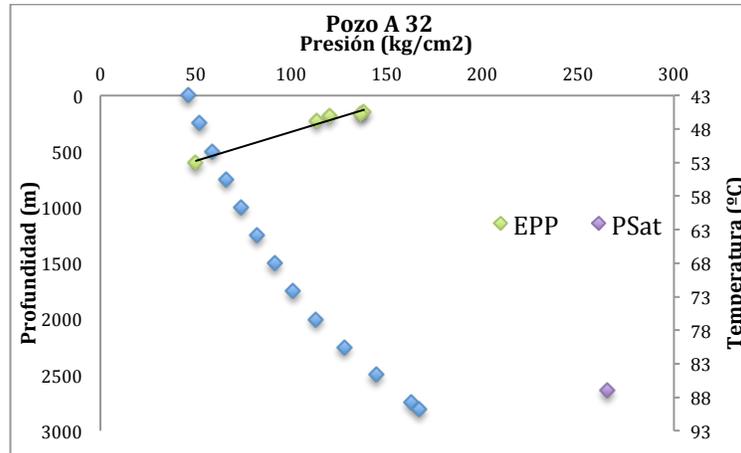


Fig. 75 Registro de presión y Temperatura y EPP pozo A 31

En la figura 76 se muestran las gráficas de gradiente de temperatura y diferencia de temperatura, el gradiente incrementa en mayor proporción del fondo a 2000 m, posteriormente hasta los 200 m se mantiene constante pero cercano a la superficie varía en mayor proporción. La diferencia de las temperaturas ha sido pequeña, salvo en el caso del mostrado en la línea Oct 14 – Sep 15, donde se observó que esta incrementaba a menor profundidad, lo anterior debido a la baja de producción durante la toma del registro en Octubre, posteriormente se restablece.

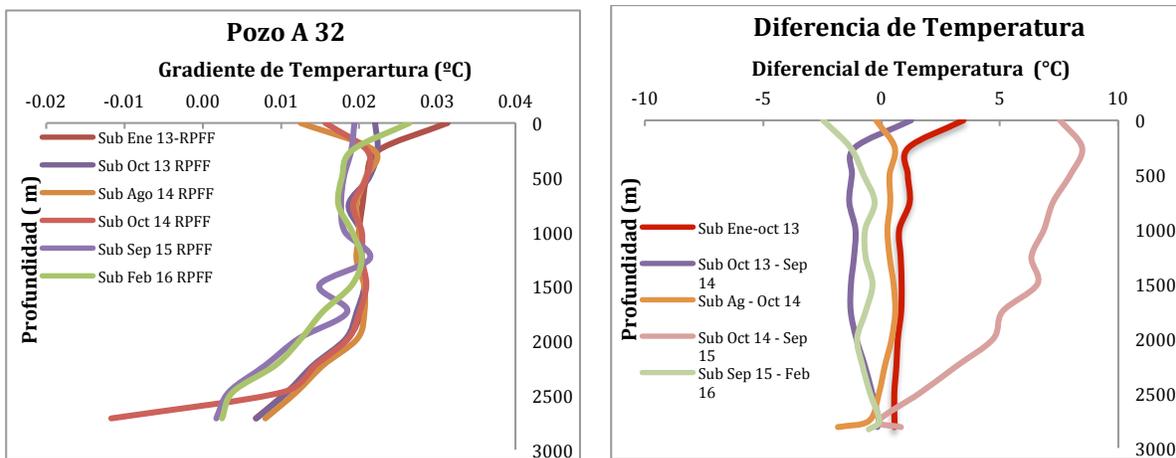


Fig. 76 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo A 32

En la figura 77 se muestran las gráficas de presión y gradiente de presión del pozo A 32. En el perfil de presión se observan comportamientos similares, diferenciados

por la caída de presión debida a la producción. El gradiente de presión ha disminuido con el paso del tiempo y conforme la profundidad es menor, es decir cerca de la superficie, no existe indicios de precipitación de asfaltenos, esto debido a la caída de presión es menor.

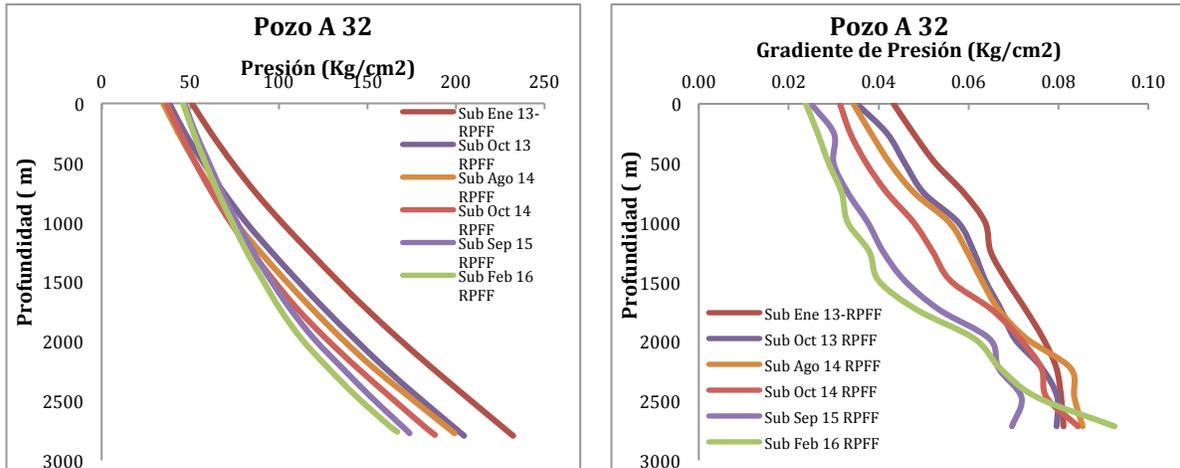


Fig. 77 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 32

La diferencia de presión registrada se muestra en la figura 78, donde se puede ver que está en un principio fue mayor y con el paso del tiempo ha disminuido hasta variar muy poco como se ve en el último registro en el cual la presión es ligeramente menor que en el registro previo.

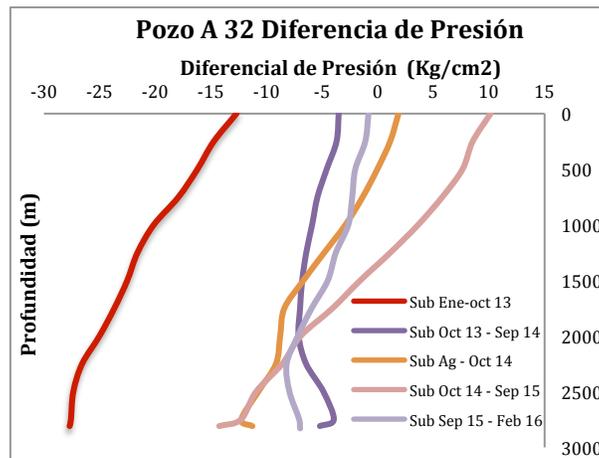


Fig. 78 Diferencias de Presión pozo A 32

5) Pozo A 42

La figura 79 muestra el comportamiento de la producción y el perfil de temperatura del pozo A 42. La producción en este pozo ha estado por arriba de 900 bpd en la mayor parte de su etapa productiva. La WAT que se considera para este pozo es la medida en el A 21 ya que son del mismo yacimiento, la cual fue determinada a 54 °C, por lo que los perfiles de temperatura tomados al pozo muestra que esta se encontró a la profundidad de 900 m dentro de la tubería en su inicio de producción, en el penúltimo registro, se observa que esta se alcanza a 300 m debido a la mayor producción; ya para el registro más reciente, la WAT no se alcanza en el pozo sino a nivel de superficie, por lo que actualmente no hay precipitación de parafinas dentro de la tubería de producción.

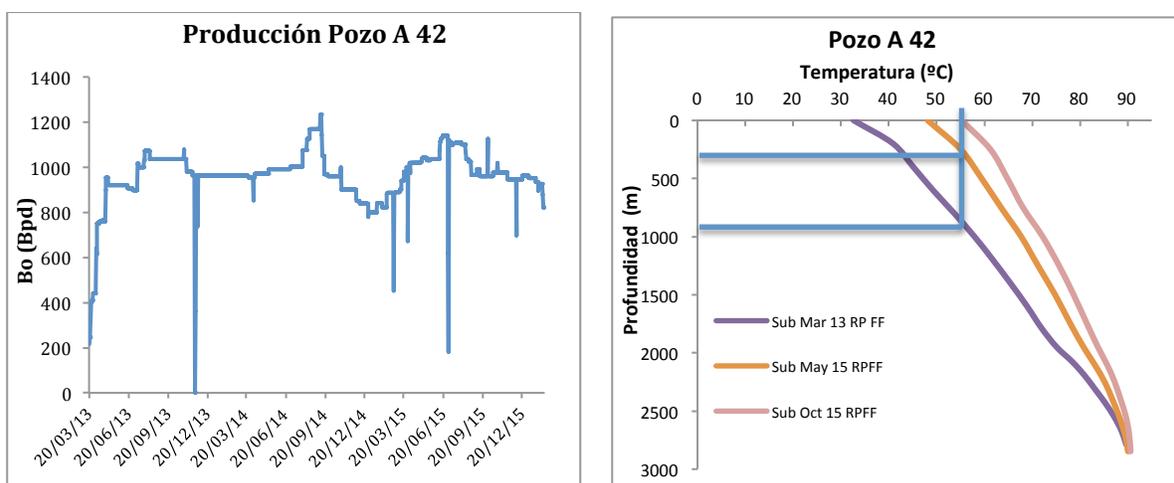


Fig. 79 Producción y registros de Temperatura pozo pozo A 42

La figura 80 muestra las gráficas de gradiente de temperatura y diferencia de temperatura. Se observa que conforme disminuye la profundidad en ambos casos, aumenta los valores debido a que la mayor diferencia de temperatura se tiene a menores profundidades, teniendo mayores cambios cercanos a la superficie, como se puede ver en el gráfico de gradiente donde a los 600 m cambia la tendencia y posteriormente comienza nuevamente a incrementar. La diferencia de temperatura ha disminuido en el último registro comparado con el previo, lo que indica el comportamiento estable de la producción del pozo.

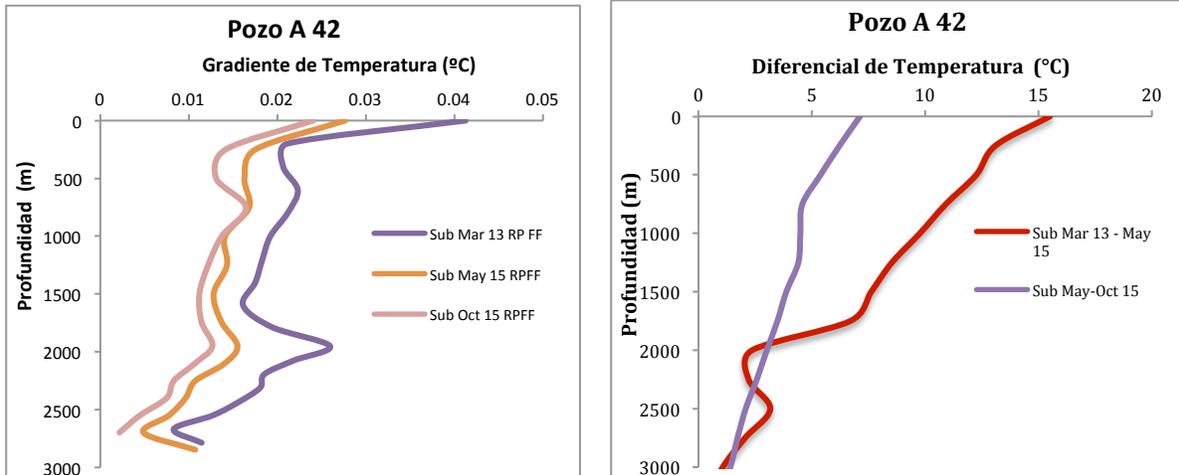


Fig. 80 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo A 42

En la figura 81 se observan las gráficas de presión y gradiente de presión del pozo A 42, los dos últimos registros de presión muestran comportamientos similares. El gradiente de presión muestra que este disminuye conforme la profundidad es menor por lo que no se tienen cambios bruscos de presión que puedan ocasionar la precipitación de asfaltenos.

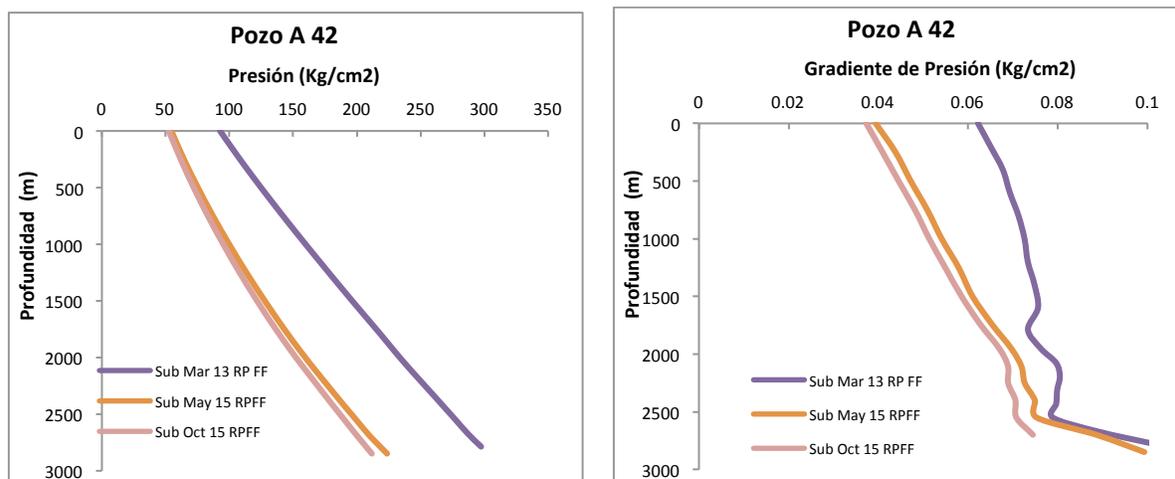


Fig. 81 Registros de presión y Gradiente Presión pozo A 42

La diferencia de presión que se observa en la figura 82 muestra que esta ha disminuido en los dos últimos registros tomados, notándose esta menor hacia la superficie por lo que no se tiene algún cambio sustancial.

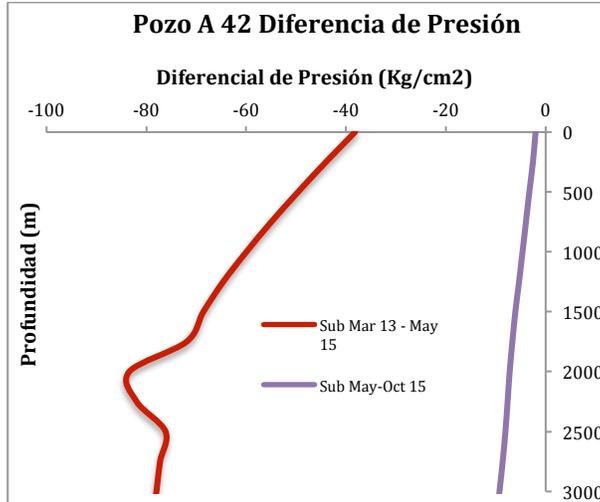


Fig. 82 Diferencias de Presión pozo A 42

6) Pozo B 1

La figura 83 muestra las gráficas de la historia de producción y el perfil de temperatura del pozo B 1. La tasa de producción ha oscilado en el rango de 880 – 980 bpd. De acuerdo a la envolvente de precipitación de parafinas (EPP) la temperatura de aparición es a 53 °C, la cual de acuerdo al perfil de temperatura esta se alcanza a los 1000 m, lo que provoca la precipitación de parafinas dentro de la tubería de producción (un registro de presión y temperatura reciente ayudaría a definir de mejor manera las condiciones actuales de explotación).

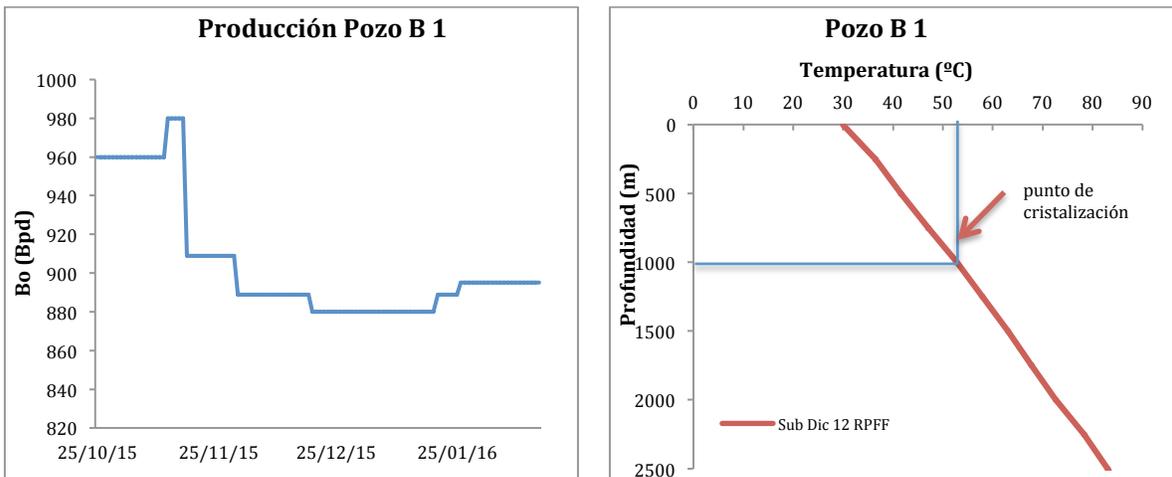


Fig. 83 Producción y registros de Temperatura pozo B 1

La figura 84 muestra el empalme de la EPP y el registro de presión temperatura del pozo B 1, se puede observar que las condiciones de cristalización de las parafinas se alcanzan a los 53 °C que es la profundidad de 1000 m aproximadamente.

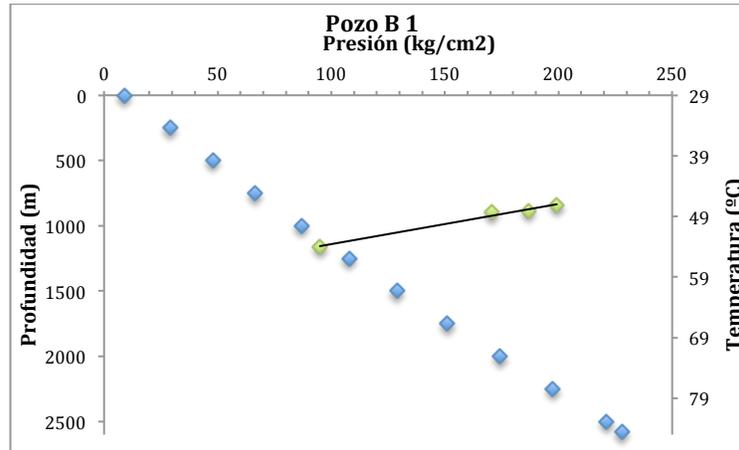


Fig. 84 EPP y Registro de presión y Temperatura del pozo B 1

En la figura 85 se presentan las gráficas de la respuesta del gradiente de temperatura, el cual incrementa conforme disminuye la profundidad y los cambios más significativos se dan a profundidades cercanas a la superficie, lo que implica que la precipitación de material orgánico cercana a la superficie como se ve el perfil de temperatura.

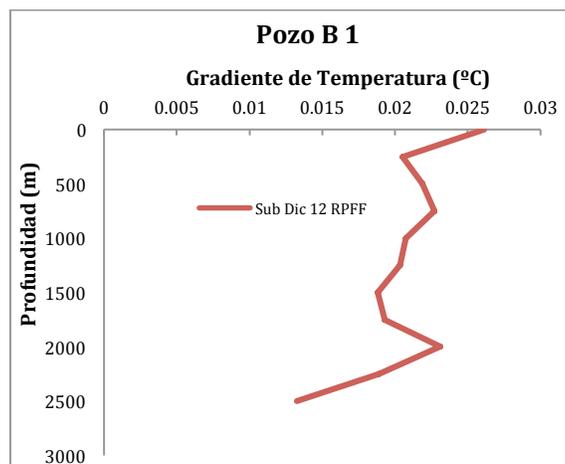


Fig. 85 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo B 1

El perfil y gradiente de presión mostrado se muestran en la figura 86. El perfil se comporta de manera lineal, mostrando una caída de presión del fondo a superficie de 213 kg/cm^2 , en el gradiente de presión disminuye conforme a la profundidad, los cambios más importantes se aprecian en el fondo del pozo (cercana a la zona de disparos); a menor profundidad estos se atenúan, incrementado un poco cercano a la superficie.

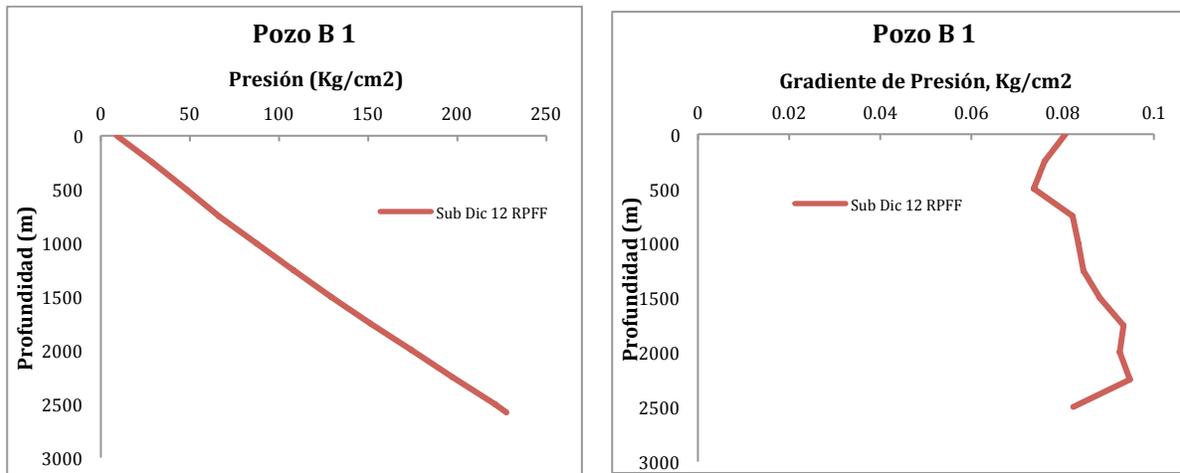


Fig. 86 Registros de presión y Gradiente Presión pozo B 1

7) Pozo B 12

La figura 87 muestra las gráficas de historia de producción y el perfil de temperatura del pozo B 12. La producción del pozo indica que en un inicio esta fue del orden de 300 bpd, con el tiempo se incrementó a 400 bpd la cual se mantuvo durante 15 meses hasta llegar a 700 bpd. El perfil de temperatura que se tiene muestra un comportamiento lineal desde el fondo donde se tienen $78 \text{ }^\circ\text{C}$ hasta la superficie con $30 \text{ }^\circ\text{C}$, la temperatura de cristalización se determinó de la EPP la cual indica que la cristalización de las parafinas se tiene a $57 \text{ }^\circ\text{C}$, encontrando el punto dentro del pozo a 1250 m aproximadamente, lo que provoca precipitación de parafinas dentro de la tubería de producción y un posible taponamiento.

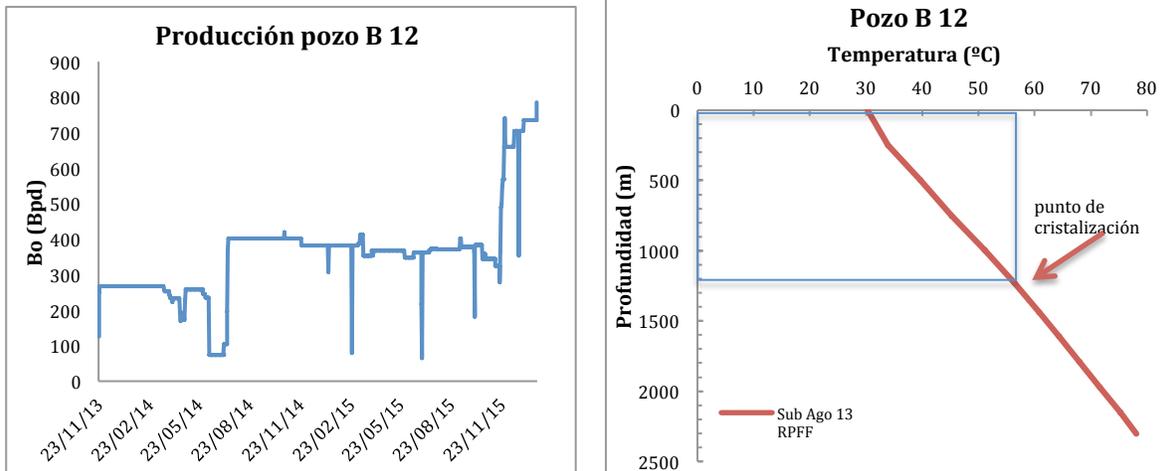


Fig. 87 Producción y registros de Temperatura pozo B 12

La figura 88 muestra la curva de la EPP acoplada con los registros de presión y temperatura del pozo B 12, la WAT se estima a 57 °C.

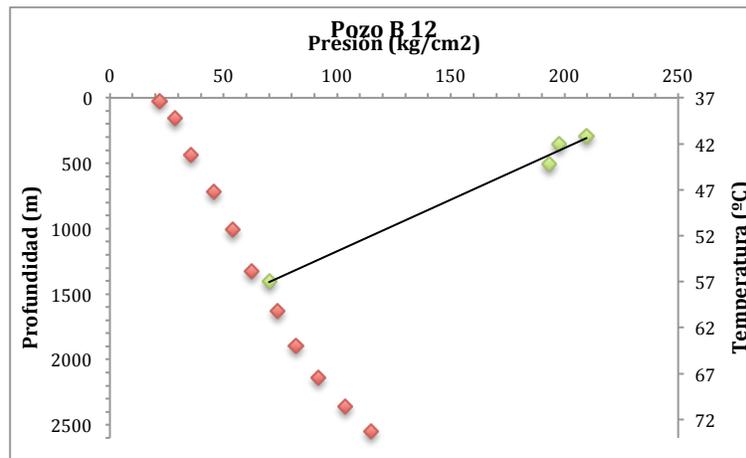


Fig. 88 EPP y Registro de presión y Temperatura del pozo B 12

La figura 89 muestra el gradiente de temperatura del pozo B 12, en el cual se puede observar que va incrementado conforme disminuye la profundidad, es decir, se aprecian varios cambios de pendiente, lo que implicaría se tiene mayor variación de la temperatura o más cambios se están presentado. Cuando llega a 250 m está pendiente cambia de manera considerable y ahora se presenta una disminución del

gradiente hacia la superficie, por lo anterior, se tiene que cambios considerables se presentan de 250 m hacia el fondo del pozo.

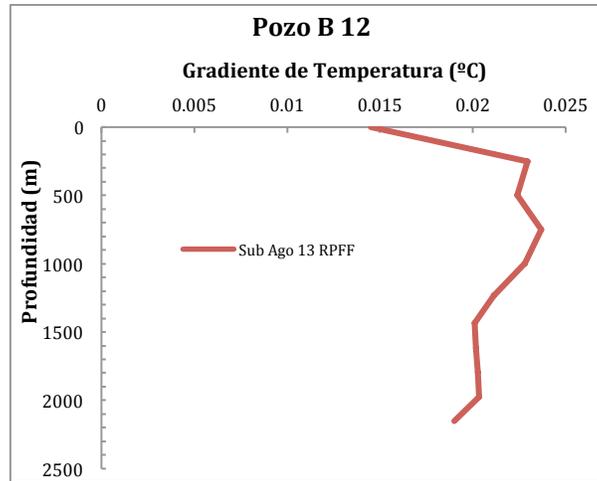


Fig. 89 Gradiente de Temperatura pozo B 12

La figura 90 muestra el perfil y gradiente de presión del pozo B 12, en el perfil se tiene un comportamiento lineal de pérdida de presión en el pozo y en el gradiente se aprecia el mayor cambio en la zona de los disparos, posteriormente este comienza a incrementar ligeramente hacia la superficie, lo que indicaría pequeños cambios de presión.

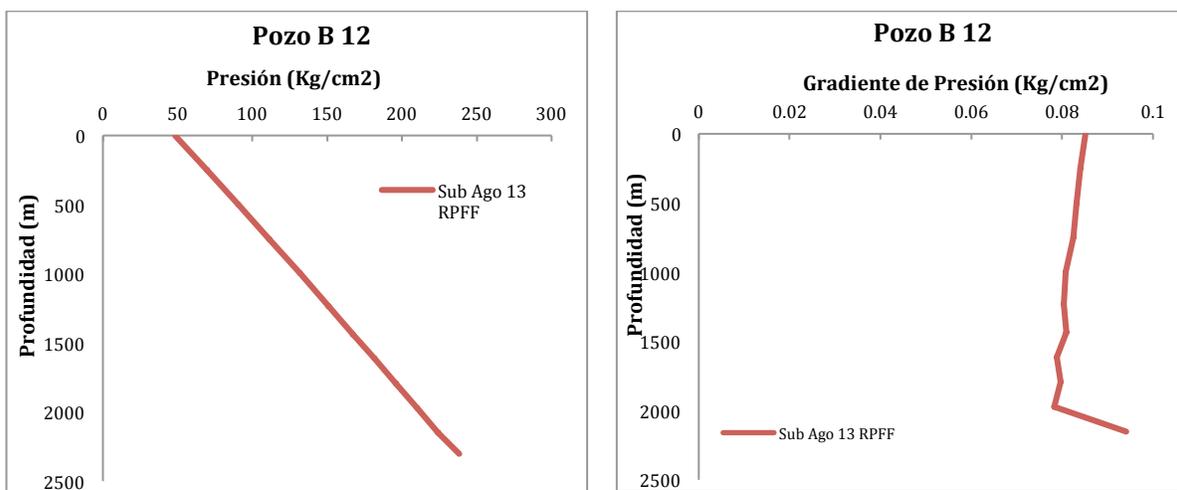


Fig. 90 Registros de presión y Gradiente Presión pozo B 12

8) Pozo B 13

En la figura 91 se tienen la historia de producción y perfil de temperatura del pozo B 13; la producción del pozo comenzó con 400 bpd, la cual ha oscilado en el rango de 350-400 bpd. El perfil de temperatura muestra la respuesta de 2 registros tomados, se observa un perfil con mayor temperatura en el más reciente, la temperatura de aparición de las parafinas, la cual se tomó de la EPP calculada del pozo B 12 ya que pertenecen al mismo yacimiento, es de 57 °C, por lo que para este pozo, esta temperatura se alcanza a 700 m para el registro de que se tomó en febrero 2015 y 500 m para el de octubre 2015. Lo que indica que a menor profundidad se comienza con la cristalización de las parafinas.

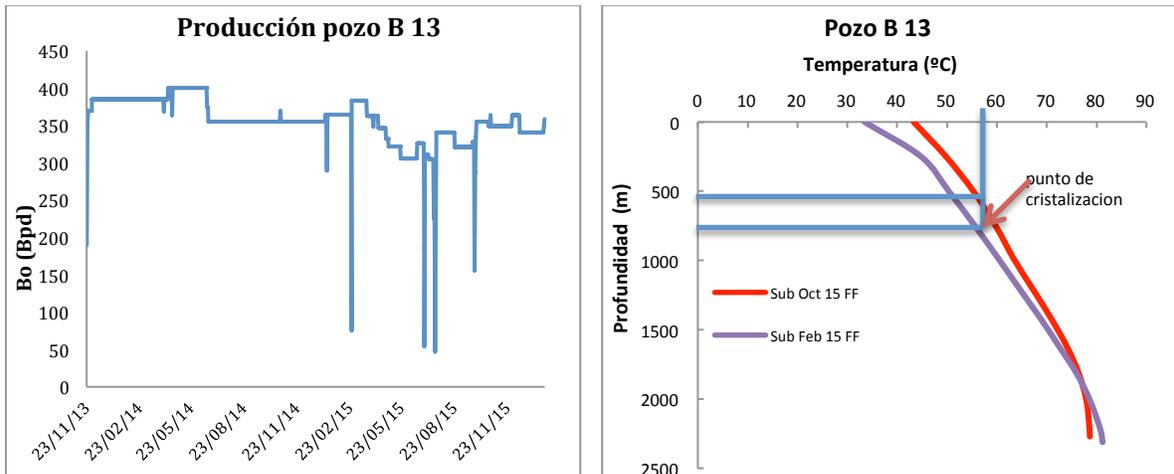


Fig. 91 Producción y registros de Temperatura pozo B 13

En la figura 92 se presentan los gradientes y diferencial de temperatura del pozo, en ambos gradientes se observa que incrementa a menor profundidad, notándose un mayor cambio a partir de 600 en el registro de más reciente (Octubre 2015), lo que indica que el efecto mayor de temperatura se presenta a profundidades cercanas a la superficie. La diferencia de temperatura muestra un comportamiento donde se aprecia que las mayores diferencias son a menor profundidad.

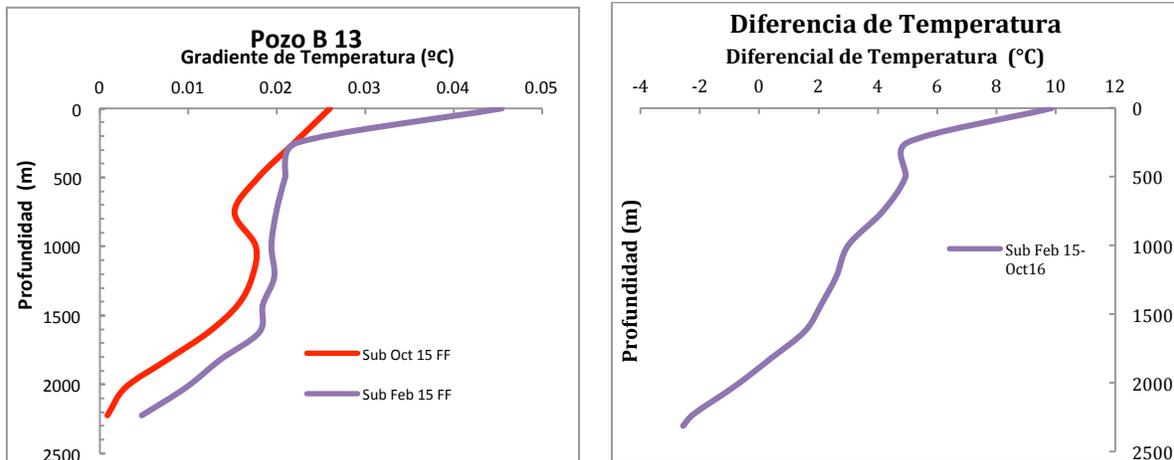


Fig. 92 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo B 13

La figura 93 muestra el perfil y gradiente de presión del pozo B 13, ambos perfiles muestran comportamientos prácticamente iguales, el gradiente de presión muestra un comportamiento donde los mayores cambios se dan hacia el fondo del pozo, ya que ambos gradientes disminuyen a menor profundidad, por lo que cercano a la superficie no se aprecian movimientos que puedan afectar el comportamiento del pozo y en caso de tenerlos, se darían más en el fondo.

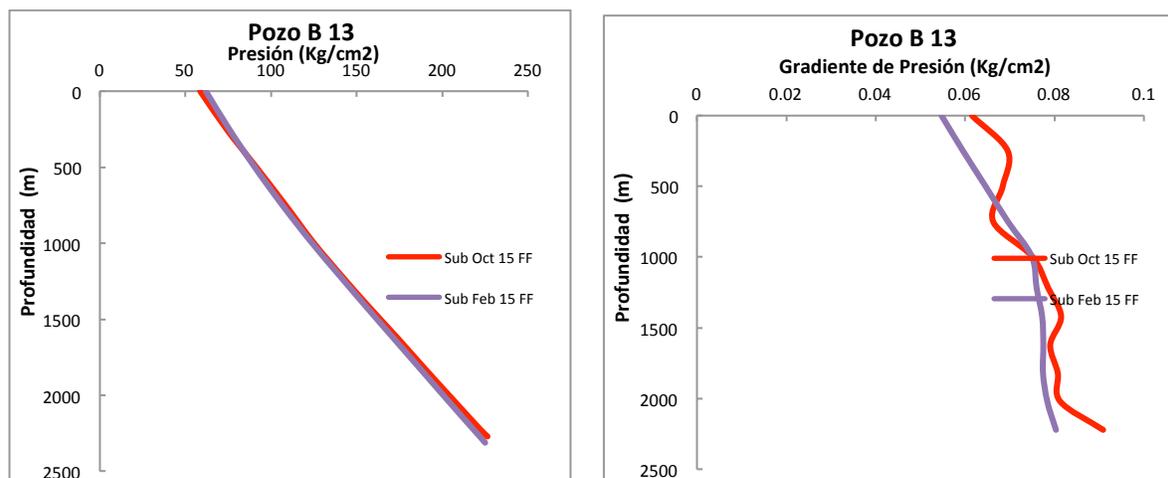


Fig. 93 Registros de presión y Gradiente Presión pozo B 13

En la figura 94 se muestra la diferenciad e presión entre ambos registros, donde se observa que esta ha disminuido muy poco y que cambios asociados a la presión no se presentan fuertes.

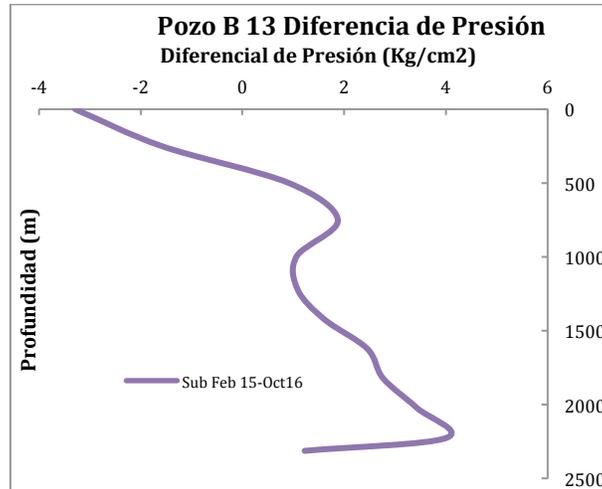


Fig. 94 Diferencias de Presión B 13

9) Pozo C 1

La historia de producción y perfil de temperatura del pozo C 1 se muestra en la figura 95. La producción inicial del pozo fue de 480 bpd, posteriormente esta se incrementó la cual llegó hasta 1200 bpd para finalmente establecerse en 800 bpd. Los perfiles de temperatura muestran que los dos más recientes son muy similares. No se ha podido determinar la EPP y WAT, por lo que no se conoce el punto de cristalización de las parafinas.

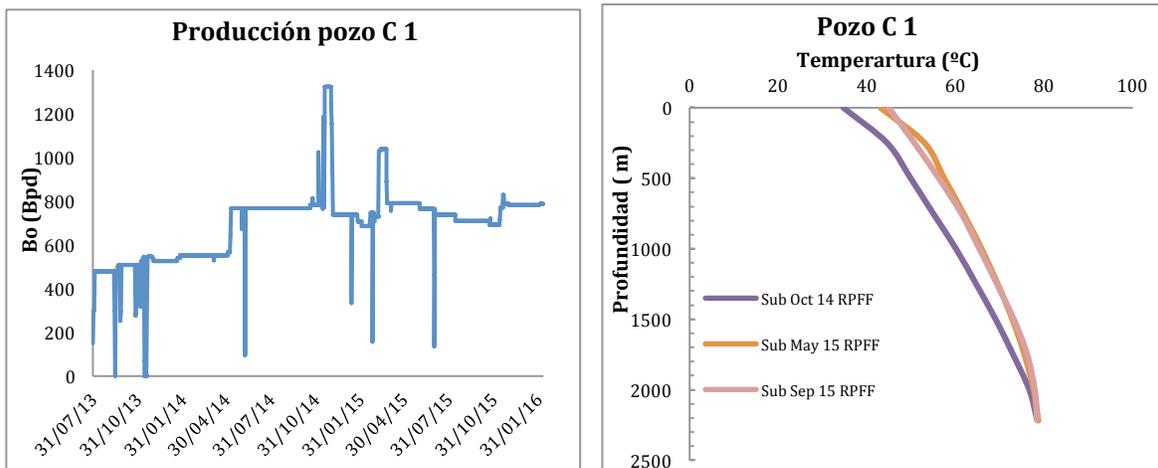


Fig. 95 Producción y registros de Temperatura pozo C 1

El gradiente y la diferencia de temperaturas son mostradas en la figura 96, con respecto al gradiente, este incrementa conforme disminuye la profundidad y el mayor cambio en los registros se observa a partir de 200 m hacia la superficie; la diferencia de temperatura se observa disminuyó en los últimos registros, notándose de la misma manera en el gradiente un cambio mayor a partir de 200 m.

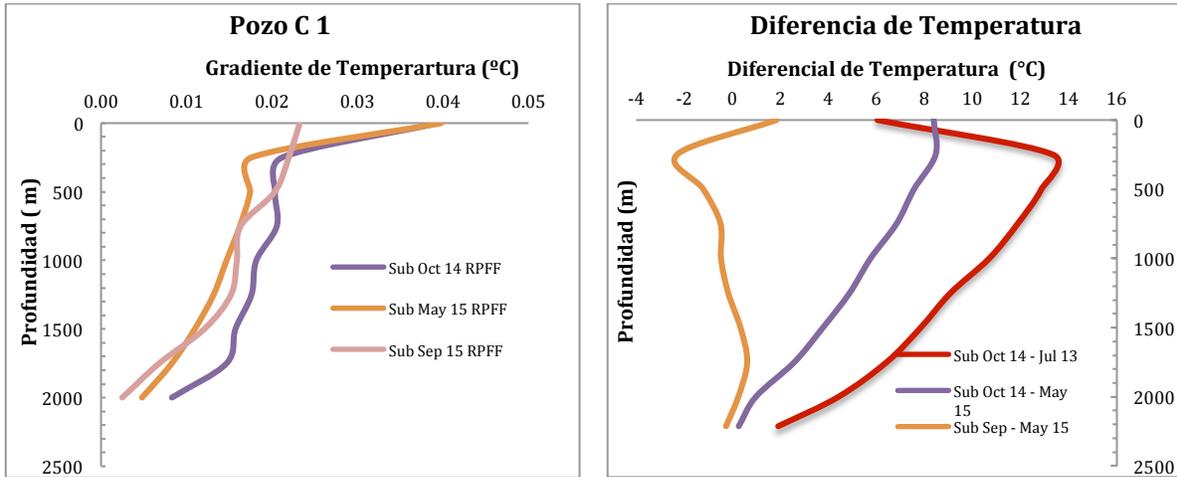


Fig. 96 Gradiente Temperatura y Diferencias Temperatura pozo C 1

En la figura 97 se presentan los perfiles de presión tomados al pozo, se observa comportamientos lineales con similares con ligera variación; el gradiente muestra pequeñas variaciones las cuales disminuyen conforme la profundidad es menor por lo que efectos asociados a la presión no se estima se presenten cercanos a la superficie sino en caso de haber estos se tendrían más hacia el fondo.

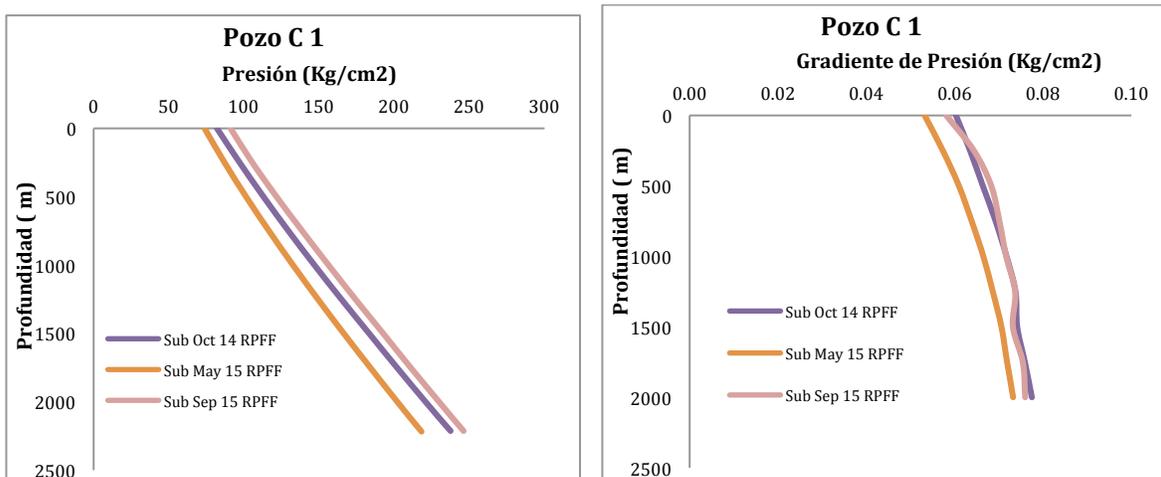


Fig. 97 Registros de presión y Gradiente Presión pozo C 1

La diferencia de presión de los diversos registros tomados en el pozo se muestran en la figura 98, en la cual se observa que en los últimos dos esta diferencia incrementó del orden de 20 psi, notándose disminuir del fondo hacia la superficie.

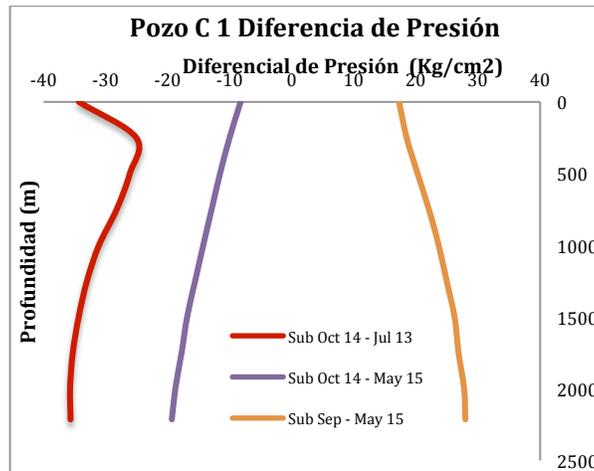


Fig. 98 Diferencias de Presión pozo C 1

4.2 Identificación de problemáticas asociadas a la coprecipitación de asfaltenos-parafinas

Con base en las pruebas experimentales realizadas a las muestras elegidas, la información de campo disponible y el análisis en conjunto de toda la información se tiene que los cambios de temperatura y presión son los principales factores que afectan el comportamiento de producción de los pozos.

- Los análisis indican que la presencia de componentes como asfaltenos y resinas se tienen en menor proporción en los aceites estudiados, y en el caso de precipitar estos se daría más hacia el fondo del pozo, debido a que la mayor parte de los cambios de presión se dan a nivel de los disparos y en la tubería de producción no se aprecian grandes variaciones.
- Debido a la relación de parafinas-asfaltenos-resinas, si se dan ciertas condiciones de presión-temperatura estos componentes orgánicos pueden desprenderse de la solución, derivado de la inestabilidad que se ha

determinado con el análisis SARA, ocasionando una temprana precipitación de sólidos orgánicos.

- La temperatura juega un papel muy importante en el comportamiento de los aceites analizados, debido a que se aprecia como el principal factor y que influye en la precipitación de las parafinas (ó ceras). Los perfiles y gradientes de temperatura analizados en forma conjunta con la información experimental indican que la temperatura de aparición de las parafinas (WAT) se da en la mayor parte de los pozos dentro de la tubería de producción a diferentes profundidades en cada uno de ellos debido a los gastos de producción con los que son explotados. El gradiente de temperatura no se mantiene constante sino que va incrementado conforme disminuye la profundidad, lo que provoca una mayor diferencia de esta facilitando la precipitación de parafinas.
- Los gastos de producción influyen en la temperatura que se tendrá dentro de la tubería lo que provocará o inhibirá la precipitación dentro del pozo. Esto se vio en distintos registros de presión-temperatura, los cuales fueron tomados a condiciones de producción diferentes, para las mismas condiciones mecánicas de los pozos.

CAPITULO V. TECNOLOGÍAS Y DISCUSIÓN DE ESCENARIOS DE SOLUCION PROBABLES.

5.1 Métodos disponibles para el tratamiento de problemas de deposición de sólidos orgánicos.

Altos contenidos de asfaltenos y resinas en los crudo ayudan a inhibir la deposición de las parafinas, en caso contrario, la precipitación se puede dar. Las parafinas de alto peso molecular cristalizan a mayor temperatura que las de bajo peso molecular. Cuando se reduce la temperatura, las parafinas de bajo peso molecular se separan del crudo y son adsorbidas en la superficie de los cristales o agregados de parafina de alto peso molecular, de manera que los cristales crecen y son depositados sobre las paredes de la tubería o superficie.

Existen diversos métodos para ayudar a la inhibición de la deposición de parafinas en los sistemas petroleros, estos pueden ser químicos, mecánicos, térmicos, microbiológicos, entre otros, que son utilizados con el propósito de mantener la productividad de los pozos.

Métodos Químicos:

Este método consiste en la inyección de algún producto químico que al reaccionar con el sólido ayude a la disolución de los componentes orgánicos que se encuentran en el pozo o inhibir la deposición de estos ya sea dentro de la tubería de producción o en las instalaciones superficiales.

Las limpiezas de tubería de producción con tuberías flexible inyectando solventes a través de ella que al contacto con los componentes orgánicos, estos serán disueltos y adheridos a la corriente de flujo para ser llevados a la superficie. La tubería de producción quedará libre de orgánicos.

Algunos solventes comunes utilizados son aromáticos como poder ser el tolueno y xileno o alifáticos como son condensado y diesel.

Los **solventes alifáticos** mencionados son utilizados de manera frecuente debido a que poseen gran miscibilidad y alto poder para disolver compuestos orgánicos y son utilizados principalmente para disolver parafinas o compuestos orgánicos con bajo contenido de asfaltenos, ya que en los casos donde la mayor cantidad de orgánicos son asfálticos tienen poca efectividad.

Los **solventes aromáticos** mencionados son muy efectivos para disolver componentes orgánicos como son las parafinas o asfaltenos, debido a su gran potencial de solvencia.

Estos productos se puede emplear a través de la ya mencionada tubería flexible para lavado del pozo o bien ser bombeados desde superficie al interior del pozo y dejar un tiempo de reposo para que el solvente este en contacto con el compuesto orgánico y pueda disolverlo e incorporarlo al flujo y posteriormente ser recuperado en la superficie.

El tipo de producto que se pretende utilizar dependerá básicamente del compuesto orgánico que se quiere eliminar, por lo que tener una característica previa bien definida del compuesto a disolver es necesario para determinar el tipo de solvente a utilizar y a su vez se deberá realizar las pruebas necesarias de compatibilidad y solubilidad; así mismo una evaluación de la relación costo beneficio de cada uno de los solventes sería necesaria.

El éxito de la aplicación de un solvente dependerá de algunos factores como son el tipo de orgánicos que se pretende disolver, el solvente a utilizar, la temperatura y el tiempo que estará en contacto con las parafinas; estos factores deben ser considerados para un tratamiento con solvente. La temperatura juega un papel muy importante en la aplicación, ya que a mayor temperatura del solvente y cercana a la

temperatura de fusión de las parafinas se disolverán de manera más efectiva pero se debe tener cuidado en sobre pasar a temperatura de ebullición del solvente. Si las cadenas de parafinas son largas, el tiempo de contacto debe ser el necesario para disolver de manera más efectiva. Altos porcentajes de parafinas presentes en el crudo o en el sistema pueden ser disueltos.

Existen otras posibles formas de prevenir la depositación de las parafinas como puede ser: incrementar la mojabilidad de la tubería donde se presenta la precipitación, prevenir o retardar el crecimiento de los cristales de parafina mediante la modificación de su estructura (inhibidores de parafinas), surfactantes, dispersantes de parafinas

Inhibidores de parafinas

El objetivo de estos productos es mantener las partículas de parafina en suspensión dentro del aceite, para lo cual modifican la estructura de las parafinas (que se da como resultado de la reacción de ambos elementos,) por lo que el crecimiento de los cristales de parafinas cambia y su depositación puede ser llevada a la superficie donde se facilita el manejo y dejando libre la tubería de producción en los pozos.

En petróleos que no contiene inhibidor, los cristales de parafina crecen vertical y horizontalmente. El crecimiento de cristales comienza a partir de una estructura laminar con una alta energía de superficie específica. Puesto que la energía de reacción de los cristales de parafina es alta, convergen y se unen, lo que resulta en la formación de una estructura tridimensional. Después de adicionar el inhibidor, los cristales de parafina se subdividen ya que el inhibidor se cristaliza junto con las parafinas o se adsorbe en la superficie de los cristales de parafina y modifica su estructura mediante la reducción del tamaño de los cristales, así mismo el inhibidor previene la formación de una estructura tridimensional de las parafinas como resultado de la adsorción de los grupos no polares en los cristales de parafina [45].

La eficacia de un inhibidor de parafinas se puede calcular de la siguiente manera:

$$y = 100 (w_0 - w) / w_0$$

donde w_0 y w son la masa del depósito de parafina antes y después de agregar un inhibidor.

El inhibidor de parafina puede consistir de tensoactivos de alto peso molecular (modificadores de la estructura de parafina) cuya estructura incluye grupos no polares con cadenas largas alquilo y grupos polares con actividad superficial [45].

En el uso de inhibidores de parafina se debe considerar el solvente en el cual se colocará el inhibidor, el punto donde se va a colocar la inyección del producto ya que la temperatura no deberá exceder su temperatura de ebullición. Es recomendable para cualquier tipo de parafinas, teniendo mayor eficiencia en aquellas que presentan un número de carbonos menor que 20, con cortes de agua bajo.

Surfactantes:

Estos productos se utilizan para dejar la superficie de la tubería preferentemente mojable por agua por agua con el fin de evitar la adhesión de las parafinas a esta. Se debe considerar la inyección continua de volúmenes adicionales de surfactante para mantener la película de agua. Algunos de estos pueden ayudar a la solubilización del núcleo y así evitar la aglomeración de las parafinas.

Para la utilización de este tipo de tecnología se debe considerar el aporte del pozo, es decir la cantidad de petróleo y agua que producen. En pozos donde la producción de agua es muy alta, se deberá evaluar el uso de estos debido a la probabilidad de que la tubería ya sea mojable por agua, los mejores pozos candidatos son aquellos que poseen una relación aceite-agua alta, debido a que

son buenos pozos productores de aceite y a su vez producen agua, que ayudará a cambiar la mojabilidad de la tubería cuando se adiciona el surfactante.

Dispersantes de parafinas:

Los dispersantes de parafina no disuelven las parafinas, las rompen en partículas de menor tamaño las cuales serán dispersadas y agregadas a la corriente de flujo que los llevara a la superficie. Los más utilizados son aquellos que son solubles en agua. Existen diversos tipos de dispersantes, los cuales son derivados de alquilfenol, ketonas, entre otros [12].

La cantidad de dispersante a utilizar dependerá básicamente de la cantidad de parafina que tiene el petróleo y que se pretende eliminar del pozo, la concentración que se utiliza es en el rango del 2 al 10 %. El sistema que se inyecta en el pozo o en el yacimiento es agua en un porcentaje mayor a 90.

El uso de los dispersantes puede ser a nivel de yacimiento como a nivel de la tubería de producción. Cuando se considera utilizarlos a nivel de yacimiento se debe tener en cuenta la permeabilidad de la formación debido a que se reducirá el tamaño de los cristales de parafinas [33].

Los productos químicos como inhibidores, surfactantes o dispersantes pueden ser introducidos al pozo a través de tuberías muy delgada que llevaran el producto a la profundidad de la tubería deseada, ya sea de forma continua o en forma de baches o bien, si lo que se quiere es atacar la problemática a nivel de yacimiento se puede considerar la inyección del producto a alta presión desde la superficie. Para lo anterior, una evaluación previa correcta definirá el tipo de tratamiento que se debe llevar a cabo en los pozos.

Métodos térmicos:

El objetivo de estos es mantener la temperatura del petróleo por encima de la temperatura de aparición o cristalización de las parafinas. Esto puede llevarse a cabo mediante la aplicación de una fuente de calor externa, como puede ser, la inyección de un fluido más caliente o bien a través de un calentador eléctrico.

La inyección de un fluido más caliente (agua o aceite): el más común es el **llamado inyección de aceite caliente**, que consiste en llevar al fondo del pozo petróleo (del mismo campo) el cual ha sido calentado a una temperatura mayor que la del fluido dentro del pozo y más alta que la de aparición de los cristales de parafinas. El objetivo de este es disolver las parafinas que se encuentran adheridas a la tubería de producción. A mayor profundidad, se requiere mayor temperatura del petróleo que se va a inyectar [12].

Se debe tener cuidado cuando se inyecta el aceite, debido a que el petróleo es calentado, los componentes ligeros son evaporados, quedando los medios y pesados, por lo que al momento que se está inyectando existe una transferencia de calor del aceite con el fluido dentro del pozo y la tubería de producción, ocasionando una disminución de la temperatura del aceite que se está inyectando lo que podría provocar que se formen sólidos orgánicos, los cuales pueden generar un mayor taponamiento de la tubería o de la zona de disparos, lo que afectaría considerablemente el aporte del yacimiento y pozo.

La inyección de agua caliente puede ser de utilidad debido a que posee una mayor capacidad calorífica que el aceite, pero se debe tener cuidado debido a que la solvencia de las parafinas es menor; por lo que se debe realizar una evaluación antes de decidir el fluido a inyectar.

Calentadores de fondo, a través de resistencia eléctrica que se colocan en el fondo del pozo se pretende aumentar la temperatura del fluido que sale del

yacimiento con el propósito de estar por arriba de la temperatura de aparición de las parafinas. Se debe tener cuidado con el incremento de la temperatura, debido a que si esta es llevada muy alta, puede ocasionar cambios térmicos en el petróleo que podrán generar dificultades durante la producción. La limitante es la cantidad de energía que se requiere para llevar el incremento de temperatura al fondo de pozo así como los arreglos en la tubería de producción donde son colocados los conductores.

La temperatura que se pretende tener en el fondo va a depender de la temperatura de cristalización o de fusión de las parafinas, normalmente se considera sea de 10 a 15 °C por arriba de la temperatura que se considere. En pozos con producción considerable de agua, el calentamiento se verá afectado. Por lo tanto, la cantidad de energía necesaria para tener un calentamiento en el fondo del pozo, dependerá de que tan alta sea la temperatura que se pretende alcanzar. Este método puede ser aplicable para cualquier tipo de fluido y de parafinas.

Métodos mecánicos:

Estos métodos son recurrentes una vez que el depósito de parafina se ha presentado en la tubería de producción.

A través de dispositivos se realizan limpiezas de la tubería (escareo), cortadores de parafinas, estos métodos son relativamente económicos, tiene el inconveniente de que los depositados quitados pueden ser llevados al fondo, provocando un taponamiento de la tubería a mayor profundidad o de la zona de disparos [33].

Herramientas magnéticas:

Son herramientas basadas en campos magnéticos que se colocan dentro de la tubería de producción a una determinada profundidad (esta se definirá según las condiciones del fluido producido, presión, temperatura, etc.) donde el fluido se hace

pasar a través de ella, la cual actúa sobre las corrientes de flujo, con el propósito de prever la depositación de formaciones orgánicas ya que afecta básicamente la temperatura de cristalización y depositación.

El uso de estas herramientas es debido a que bajo campos magnéticos, se produce modificación en la estructura cristalina de los posibles precipitados. El campo magnético de alta intensidad afecta la precipitación de los iones contenidos en el fluido, por lo que se cataliza la precipitación de las parafinas dando origen a microcristales, los cuales se mantienen dispersos en la corriente de fluidos y estos no se aglomerarán ni adhieren a las paredes del tubo. Una vez que el fluido es tratado con campos magnéticos, este permanece así hasta que se mezcla con otro fluido que no ha sido tratado donde se perderá gradualmente el efecto [42].

Se ha considerado que para la utilización de la herramienta magnética como medio de control de la depositación de parafinas tenga éxito, se debe tener ciertas características como son que el petróleo no debe tener más del 30 % en peso de parafinas, el número de carbonos de las parafinas entre C₁₃-C₄₀ y si hay cortes de agua superiores a 50 %. Si no se cumplen las condiciones mencionadas, la efectividad de la herramienta podría verse disminuida [12].

El punto de instalación de la herramienta está en función de la temperatura de aparición de las parafinas, por lo que conociendo este dato, se deberá instalar antes de alcanzar dicha condición; en el caso de que la temperatura se alcance al nivel de los disparos, no es recomendable su utilización [42].

Métodos biológicos:

Este consiste en la utilización de microorganismos marinos los cuales tienen la habilidad de absorber las parafinas o reducir la depositación durante un determinado tiempo. Estos productos se han considerado para su utilización debido a los beneficios que tienen con la salud y el medio ambiente, ya que no

representan un peligro para estas. Generalmente, estos productos son inyectados dentro del pozo de manera periódica con el propósito de mantener una colonia de estos organismos que ayuden a la minimización de los depósitos de parafinas que están afectando la capacidad productiva del pozo [33].

Se debe hacer mención que ciertas condiciones se deben cumplir para que funcione este método, como lo es la temperatura la cual estarán, y que no debe ser mayor a 93 °C, la salinidad máxima en la cual pueden sobrevivir es 180,000 ppm, la cantidad de H₂S máxima permitida es 1000 ppm y se requiere un corte mínimo de agua de 1 %. El resto de los parámetros no afecta el funcionamiento de los microorganismos [12].

Recubrimientos de Tubería:

Consiste en realizar un recubrimiento interno de la tubería con el propósito de:

- Evitar que las parafinas se adhieran a las paredes,
- Mantener la temperatura por arriba de la temperatura de cristalización de las parafinas.

Algunos materiales usados para el recubrimiento son fibra de vidrio y químicos.

En el grupo de los recubrimientos químicos uno de los más usados es la resina epoxi, la cual es sólida y bastante dura, cuya función es evitar la adherencia de las parafinas y la corrosión de la tubería, se aplica en capas de 5 a 10 mm. Una de las ventajas que esta presenta es su resistencia a altas temperaturas.

Espumas de polipropileno funcionan como aislante térmicos, con el propósito de mantener la temperatura del petróleo en la mayor parte de la tubería y evitar se alcance la temperatura de cristalización de las parafinas.

Con respecto al recubrimiento con fibra de vidrio, lo que se pretende es que el recubrimiento al contacto con el agua genere un grupo hidrofílico con el propósito de que los cristales de parafinas no se adhieran a las paredes de la tubería. El espesor del vidrio puede ir de 0.8 a 1.0 mm. Esta técnica es aplicable para casos donde la producción de agua es alta, así mismo tiene la limitante para la inyección de sistemas ácidos y temperaturas no mayores a 70 °C [12, 1].

5.2 Propuestas de solución a corto, mediano y/o largo plazo.

Acciones a corto plazo:

Derivado de los análisis realizados, se puede definir como acción inmediata la de realizar la caracterización fisicoquímica completa de los fluidos de los pozos, de las líneas de transporte que presentan mayor cantidad de orgánicos y de los puntos donde se mezclan aceites de diferentes calidades, esto para identificar con mayor precisión la problemática de pozos y del sistema (líneas superficiales, puntos de entrega y mezclado, colectores, etc.).

Con la caracterización fisicoquímica experimental se puede conocer las propiedades del fluido y su variación con la presión y temperatura, a qué temperatura comienza la cristalización de las parafinas, cómo está influenciada la precipitación de asfaltenos con la presión y en determinados casos, cómo coprecipitan ambas y su correlación con las condiciones operacionales de cada uno de los pozos.

Con base en la información disponible, efectuar un análisis con el propósito de definir cuáles son las condiciones que generan la precipitación de componentes orgánicos a fin de evitar alcanzarlas y/o en determinado caso proponer y evaluar las tecnologías disponibles aplicables para cada caso en particular.

Acciones a mediano plazo:

Una vez conocido y evaluado el problema continuar con la identificación de tecnologías viables para la solución de la problemática:

Como se ha visto, el principal problema presente en los pozos del Activo Veracruz es la precipitación de parafinas dentro de la tubería de producción, lo que ocasiona el taponamiento de estas y disminución del ritmo de producción de petróleo.

Para aquellos pozos críticos, donde el problema se presenta de manera frecuente se puede considerar lo siguiente:

- Evaluar el ritmo de producción de cada uno de los pozos, de ser factible realizar acciones para modificar la tasa de aporte con el propósito de no alcanzar la temperatura de cristalización de parafinas dentro de la tubería de producción, también disminuir las caídas de presión que puedan ocasionar la desestabilización de los asfaltenos de la corriente de flujo, ya que estos son unos inhibidores naturales de parafina, sin embargo se podría generar un problema de taponamiento por precipitación y depositación de asfaltenos. Disminuir las caídas de presión en el yacimiento ayudará a mantener estables los asfaltenos en el petróleo.
- Si hay presencia de parafinas en la tubería de producción, realizar la limpieza de aparejo solo podrá ser considerada como una actividad correctiva y esta se deberá llevar a cabo de manera frecuente, el aceite caliente es una alternativa para realizar esta actividad, pero se deberá considerar el programa operativo de manera adecuada, debido a que en todo el proceso de producción de petróleo cada vez más se están perdiendo los ligeros, quedando los componentes pesados (peso molecular alto), por lo que al calentar nuevamente se puede efectuar la limpieza más fácilmente. La limpieza de la tubería de producción deberá realizarse a mayor profundidad donde se tiene el punto de

cristalización de las parafinas, de preferencia no llegar al nivel de los disparos para evitar posibles taponamientos de la zona y que esta afecte la producción del pozo. Al igual que el aceite caliente, el uso de compuestos aromáticos ayuda a la disolución e incorporación a la corriente de flujo de aquellas parafinas adheridas a la tubería de producción, pero esto es considerado una acción correctiva.

- Cuando las condiciones de explotación del yacimiento o pozo caen en el rango de la envolvente de precipitación, se va a tener siempre la presencia de estos orgánicos, por lo que los dispersantes de parafinas son una solución para aquellos pozos que presentan la precipitación de manera frecuente y se adhieren a la tubería de producción, disminuyendo el área de flujo. Con esto se pretende disgregar los cristales de parafinas para que se incorporen a la corriente de flujo y este libre la tubería de producción de estos depósitos.
- Derivado de las condiciones de producción de los pozos del Activo Veracruz, los cuales presentan un baja producción de agua; si se tiene conocimiento de las condiciones de aparición de los cristales de parafina, los inhibidores son una muy buena solución para evitar que se precipiten los cristales y/o en determinado caso ayudar a llevarlos a la superficie a través de la corriente de flujo. La profundidad donde se colocará el inhibidor deberá ser por debajo del punto de cristalización de las parafinas. Esto se puede considerar como una acción preventiva.
- El uso de surfactantes es un alternativa para evitar que las parafinas se adhieran a la tubería de producción, estos pueden llegar ser menos eficiente debido a que la mojabilidad de la tubería dependerá del aporte del pozo.

- Si la temperatura del fluido en superficie está por encima de la de cristalización de las parafinas, se puede considerar el recubrimiento interno de tubería con el propósito de mantener esta temperatura para evitar la precipitación de estos compuestos orgánicos. Si hay presencia de parafinas en las líneas de descarga el uso de solventes es una alternativa, así como de la inyección de productos químicos como los dispersantes.

Acciones a largo plazo:

Dentro de estas acciones se considera una vez aplicada la tecnología, su evaluación y seguimiento con el propósito de optimizar o en su defecto corregir. Así mismo, hay tecnologías que pueden ser útiles para la problemática presentada pero requiere de una logística mayor para poder ejecutarse en campo.

El uso de calentadores de fondo se puede considerar con el propósito de mantener la temperatura del fluido por arriba de la temperatura de aparición de las parafinas, sin embargo estudios económicos se deberán realiza con el fin de definir si es factible aplicar esta tecnología, que las condiciones de producción de cada uno de los pozos es diferente por lo que la cantidad de energía necesaria para tener el calentamiento óptimo variará.

Cuando las condiciones de producción y aporte de agua cambien o incremente de manera considerable, se puede tomar en cuenta el uso de herramientas magnéticas para evitar la acumulación de las parafinas en la tubería de producción y prolongar la productividad de los pozos.

Las condiciones de presión de yacimiento y de saturación de la mayoría de los fluidos que se tienen son muy cercanas, lo que ha ocasionado que los componentes ligeros comiencen a desprenderse del aceite a través de la fase gaseosa ya sea en el yacimiento o muy en el fondo del pozo, por lo que se debe considerar un método de mantenimiento de presión de yacimiento con el propósito

de que la mayoría de los componentes orgánicos que se presenten, se precipiten en la tubería de producción donde las acciones para mantenimiento de producción será más factibles y requerirán de menos recursos.

CONCLUSIONES

1. Se realizaron análisis experimentales como son SARA, determinación de puntos de escurrimiento, curvas TGA, DCS, densidad, viscosidad, comportamientos reológicos, los son necesarios para evaluar en conjunto con la información de campo (registros de presión, temperatura, producción) las condiciones apropiadas de explotación de los pozos con el propósito de prevenir formación de incrustaciones que se adhieran a la tubería de producción ocasionando disminución de áreas de áreas de flujo y pérdida de producción de petróleo.
2. Derivado de los estudios experimentales y el análisis de la información de campo, se determinó que el principal problema presente es la precipitación y depositación de parafinas en el sistema de producción.
3. Las presiones de yacimiento y de saturación están muy próximas, lo que ha ocasionado que se comience a liberar gas en etapas tempranas originando la pérdida de los componentes ligeros del petróleo, incrementado la temperatura de aparición de las parafinas, por lo que pensar en un método de mantenimiento de presión ayudaría a mejorar las condiciones de producción del petróleo.
4. El análisis SARA realizado a las muestra de petróleo recuperadas, indica que el IIC calculado es mayor a 0.9, por lo que se tendría inestabilidad de los asfaltenos del aceite, por tanto es importante mantenerlos estables con sus resinas, ya que ayudan a inhibir la precipitación de parafinas, esto se logra evitando caídas de presión importantes.

5. De acuerdo con los resultados de los análisis, se determinó que los pozos más críticos son el A 24 y B 12, este último es el que presenta la temperatura más alta de cristalización de parafinas.
6. La viscosidad y densidad medidas experimentalmente, no son un factor que afecte la explotación de los pozos, por lo que mejoradores de flujo y/o reductores de viscosidad no son necesarios aplicarse, esto se comprobó por método directo así como usando la energía de activación obtenida de la prueba termogravimétrica.
7. La medición de la temperatura de aparición de las parafinas (WAT) por el método directo de observación no se pudo llevar a cabo, debido a la coloración del petróleo, sin embargo, se utilizaron otras técnicas para su predicción.
8. Los estudios DCS muestran la ventana donde se presentan los cristales de parafina es de 52 a 59 °C en los pozos A 21 y A 24; esta ventana se puede utilizar para aquellos pozos que sean productores del mismo yacimiento que los analizados y en conjunto con las envolventes de precipitación de parafinas indican las condiciones a las cuales comenzará la precipitación; estos valores deben ser considerados para realizar acciones que retarden o inhiban la depositación en la tubería de producción.
9. Los gradientes de presión evaluados, indican que estos son mayores hacia el fondo del pozo y disminuyen hacia la superficie, sin embargo, los gradientes de temperatura son menores en el fondo, incrementando hacia la superficie; por lo que se define que los asfaltenos si llegan a precipitar será en el fondo y las parafinas a profundidades más cercanas a la superficie.

10. En algunos de los pozos analizados, se determinó que para las condiciones actuales de explotación, no presentan problemas de depositación de componentes orgánicos, sin embargo se debe estar atento a los cambios en los ritmos de producción, donde las condiciones de presión y temperatura pueden cambiar de tal manera que afecten la productividad de los pozos.
11. En aquellos pozos donde se tiene o son susceptibles a que se presente a la depositación de componentes orgánicos, las técnicas descritas en el capítulo cinco ayudarán a elegir la mejor alternativa para asegurar el flujo del pozo, ya que dependerá de las condiciones de flujo y mecánicas que se tengan.
12. Es importante considerar el poder determinar de manera experimental las envolventes de precipitación de sólidos a condiciones originales, ya que esto ayudaría a definir con mayor certeza el comportamiento del fluido y predecir la precipitación de los orgánicos. Esto se podría realizar al recuperar muestra de fondo preservada de fluido de pozos nuevos y realizar un análisis PVT completo.
13. Se observó que el contenido de C_6 en el fluido del pozo C 1 es mayor que en el resto de los fluidos, sin embargo al evaluar todas las condiciones presentes no se observa problema de precipitación de orgánicos que puedan afectar la capacidad de aporte del pozo lo que se puede ver en el comportamiento de la presión en cabeza, ritmo de producción actual así como en la temperatura que se ha observado es mayor para las condiciones de producción más recientes.

NOMENCLATURA

MMPCD (Millones de pies cúbicos por día)

BPD (Barriles por día)

Py Presión de Yacimiento

Pb Presión de burbuja

Rs Relación de Solubilidad

C1 Metano

C2 Etano

C3 Propano

i-C4 Isobutano

n-C4 Butano normal

i-C5 Isopentano

n-C5 Pentano normal

C6 Hexano

C7⁺ Heptano + pesados

BI Block de impresión

Ppm partes por millón

WAT Temperatura de aparición de parafinas

EPP Envoltorio de Precipitación de Parafinas

EPA Envoltorio de Precipitación de Asfaltos

RPFF Registro de Presión de Fondo Fluyendo

RPFC Registro de Presión de Fondo Cerrado

ANEXO A

DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE ESTUDIOS TGA

Con base en los resultados del estudio termogravimétrico, se procedió a determinar la energía de activación de las muestras de petróleo.

La obtención de la energía de activación se realizó por el método de Arrhenius bajo la siguiente metodología:

1. Convertir la temperatura de °C a °K.
2. En una nueva columna, se coloca el valor de del inverso de la temperatura en °K.
3. En columnas adicionales se colocan valores promedio del inverso de la temperatura, porcentaje peso y temperatura en °K
4. Para las columnas anteriores, se calcula el valor promedio a tiempos cercanos al entero. Es decir, se toman los valores promedio desde el inicio del experimento hasta 1 minuto, valores promedio de 1 minuto transcurrido el experimento hasta el minuto 2 y así de forma sucesiva.
5. Con los valores promedio, se procede al cálculo de dw/dT (Cambio de masa respecto a la temperatura). Se comienza el cálculo para valores a partir del tiempo 1 minuto y al minuto 2 para generar el delta.
6. Para poder llevar a cabo un mejor trabajo con los datos, se consideran únicamente los datos en minutos cercanos al entero.
7. Debido a que el proceso en análisis genera una pérdida de masa, se requiere para poder trabajar con el logaritmo de $(dw/dT/w)$, obtener el valor absoluto de los valores negativos de las pendientes.
8. Posterior a ello, se obtiene el log $(dw/dT/dw)$.
9. Se grafica $1/T$ promedio en el eje de las X y el log $(dw/dT/dw)$ en el eje de las Y.

10. De la gráfica resultante, se analiza y determina la zonas que se estudiaran para calcular la energía de activación (fracciones ligeras, medias, pesadas) utilizando la siguiente ecuación:

$$\log\left(\frac{dw}{dt}\right) = \log A_r - \frac{E}{2.303RT} \dots \dots \dots (A.1)$$

Donde: $\frac{dw}{dt}$ es la razón de cambio de la masa, E es la energía de activación, T es a Temperatura, R es la constante universal de los gases y A_r es la constante de Arrhenius [8, 26].

Con base en la metodología descrita, se determinó la energía de activación a las curvas TGA de muestras de pozos:

La tabla 9 muestra los resultados obtenidos al aplicar la metodología antes descrita para la obtención de las energías de Activación.

Tabla 9. Energías de activación

Pozo	Pendiente	Energía de activación	
		J/Mol	Kj/Mol
A 21	-1602.442	30261.468	30.261
A 24	-1565.352	29561.050	29.561
A 31	-1665.178	31446.227	31.446
A 32	-1605.219	30313.918	30.314
A 42	-1533.982	28968.639	28.969
B 1	-1277.179	24119.015	24.119
B 2	-1485.106	28045.629	28.046
B 12	-1466.195	27688.504	27.689
C 1	-1330.625	25128.324	25.128

A continuación se muestra las gráficas resultantes al aplicar la metodología de Arrhenius y que se utilizaron para determinar la energía de activación de la tabla anterior.

1) Pozo A 21

En la figura 99 se observa el comportamiento de la curva TG y derivada TG (DTG) del petróleo del pozo A 21.

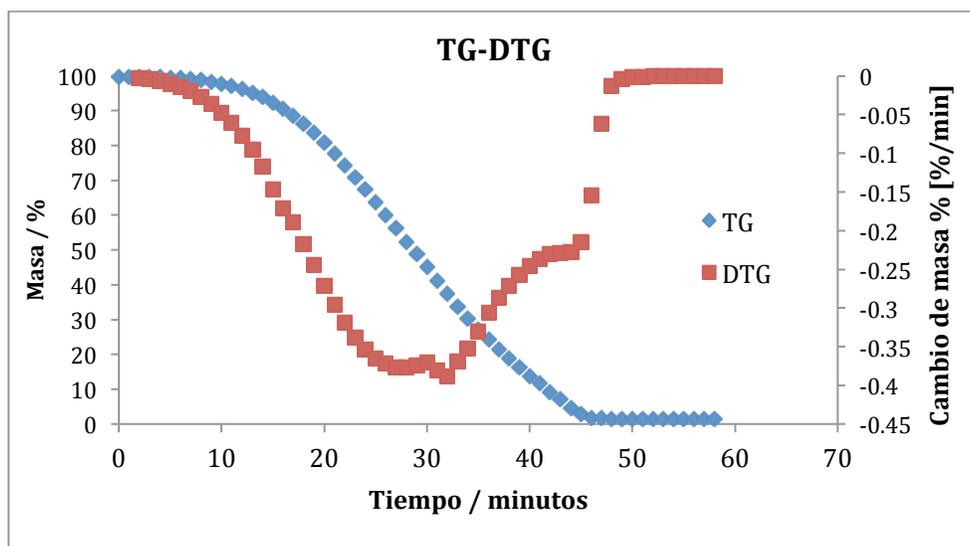


Fig. 99 Curva TG -DTG del pozo A 21

La figura 100 muestra la curva resultante del método de Arrhenius para el aceite del pozo A 21.

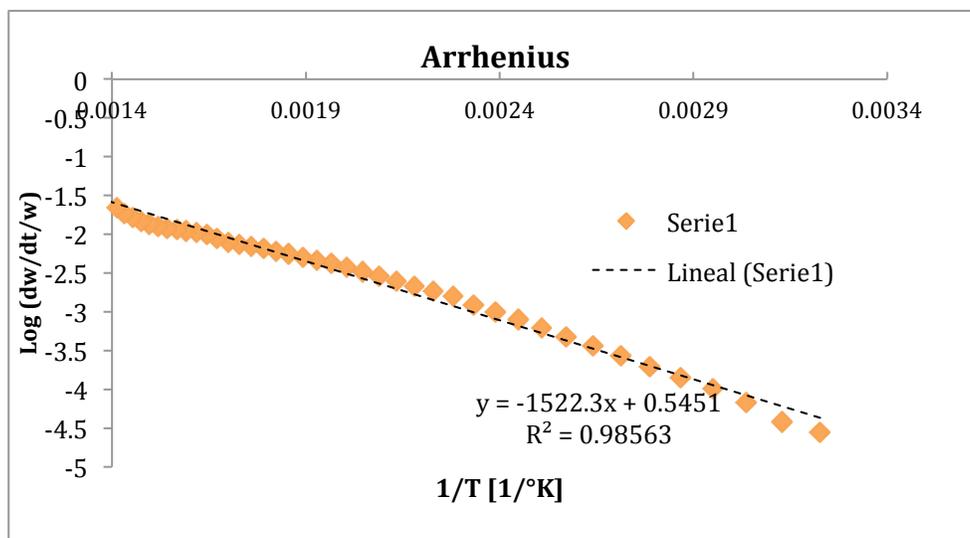


Fig. 100 Curva de Arrhenius pozo A 21

2) Pozo A 24

En la figura 101 se observa el comportamiento de la curva TG y derivada TG (DTG) del aceite del pozo A 24.

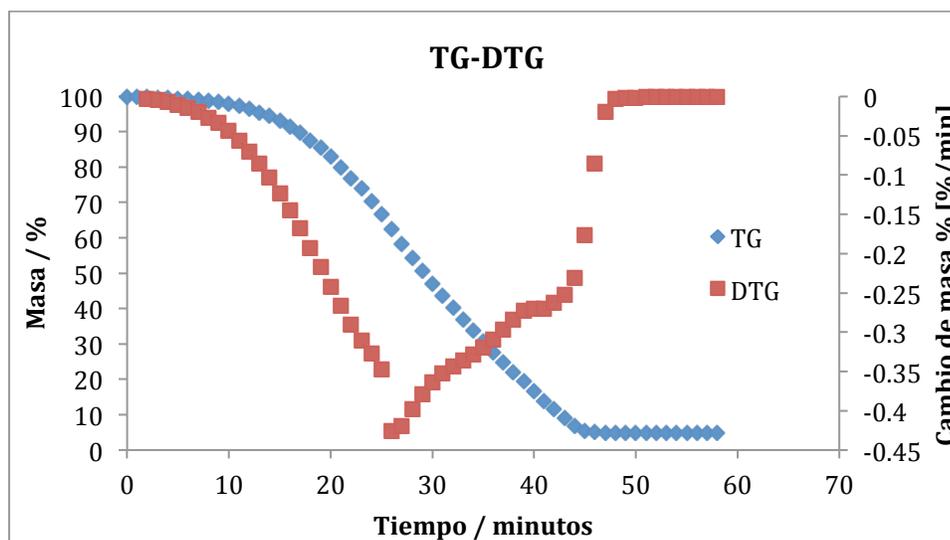


Fig. 101 Curva TG -DTG del pozo A 24

La figura 102 muestra la curva resultante del método de Arrhenius para el petróleo del pozo A 21.

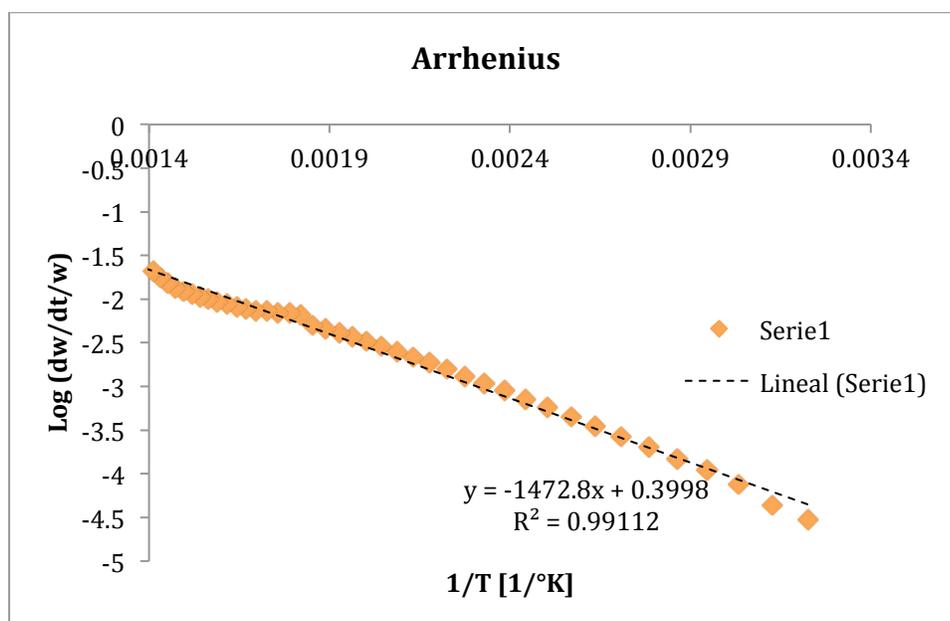


Fig. 102 Curva de Arrhenius pozo A 24

3) Pozo A 31

En la figura 103 se observa el comportamiento de TG y derivada de TG (DTG) vs Tiempo del aceite del pozo A 31.

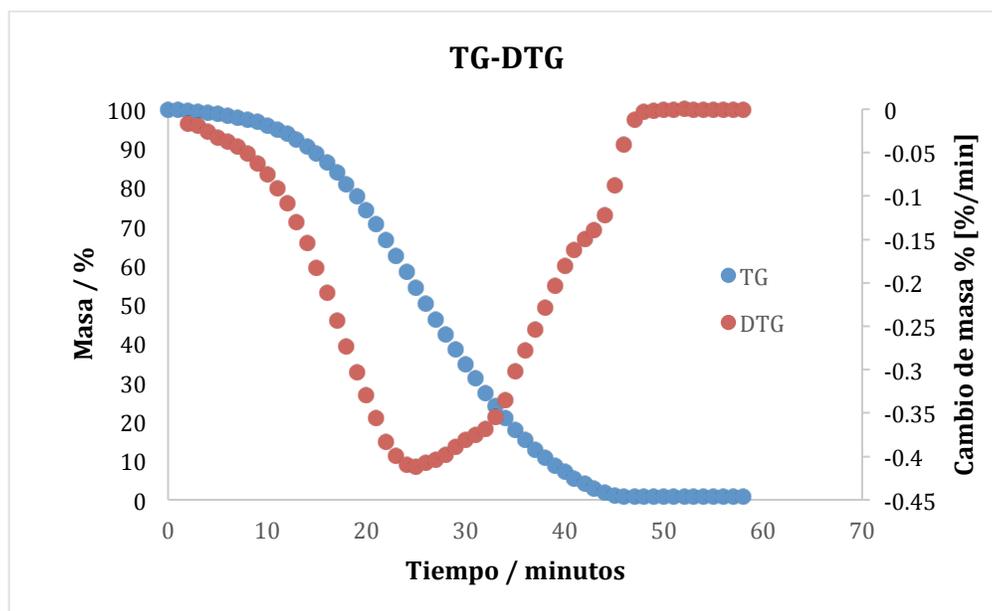


Fig. 103 Curva TG -DTG del pozo A 31

La curva de Arrhenius del petróleo del pozo A 31 se muestra en a figura 104.

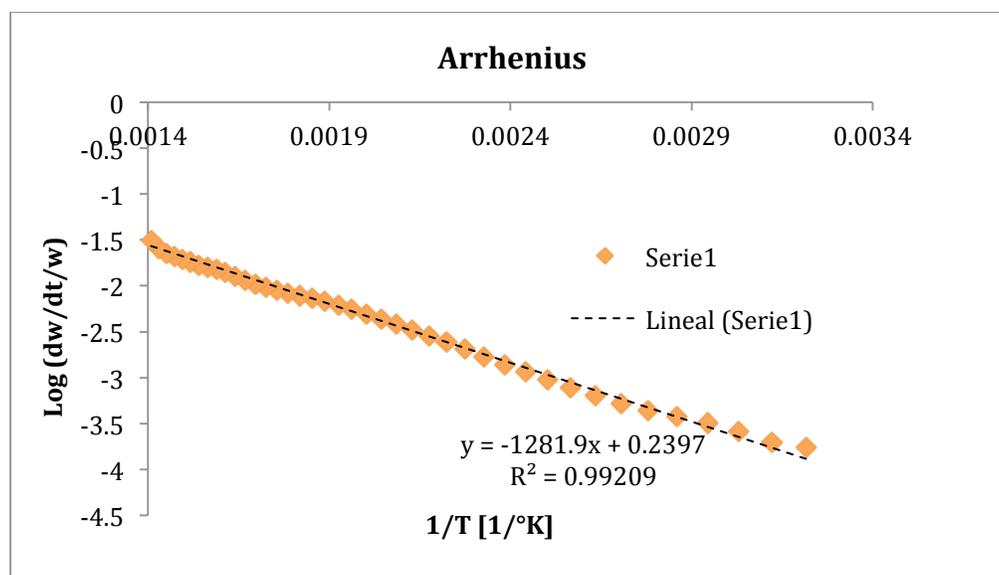


Fig. 104 Curva de Arrhenius pozo A 31

4) Pozo A 32

Las curvas TG y derivada de TG (DTG) vs Tiempo del petróleo del pozo A 32 se presenta en la figura 105.

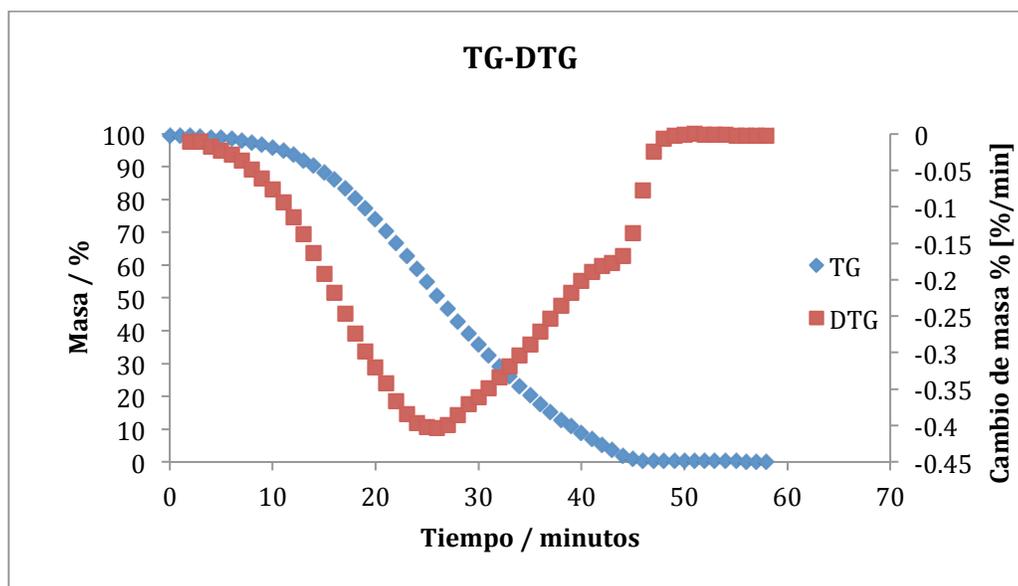


Fig. 105 Curva TG -DTG del pozo A 32

La curva de Arrhenius resultante del aceite del pozo A 32 se muestra en la figura 106.

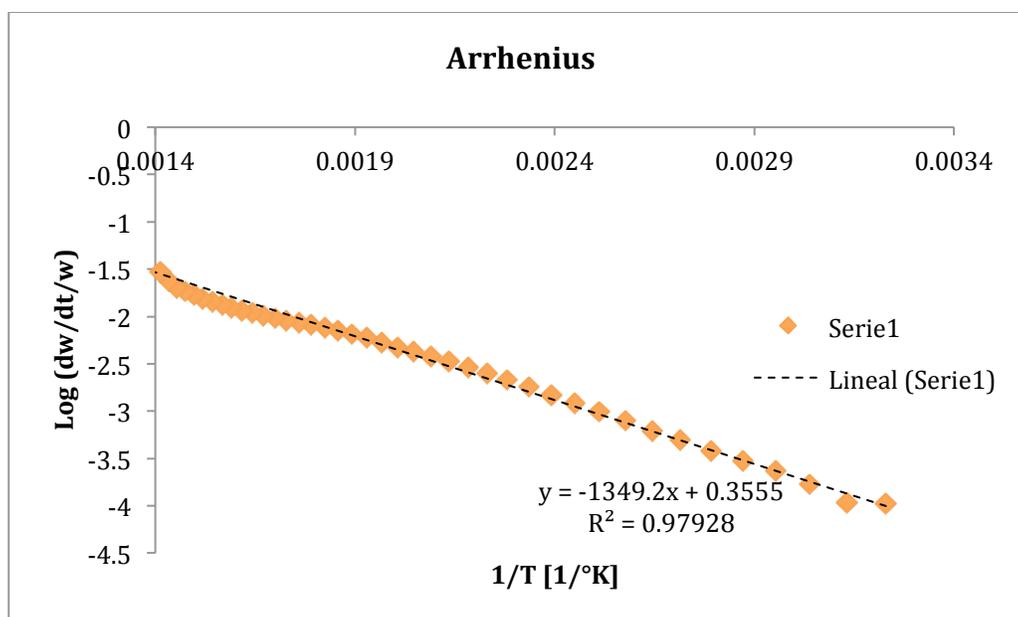


Fig. 106 Curva de Arrhenius pozo A 32

5) Pozo A 42

En la figura 107 se presentan las curvas de TG y derivada de TG vs tiempo del pozo A 42.

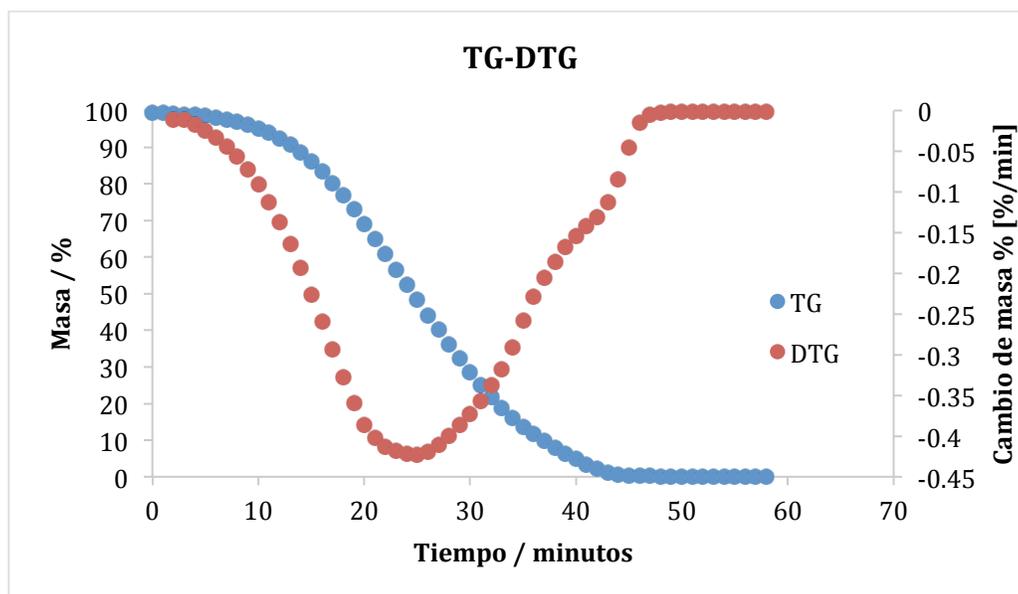


Fig. 107 Curva TG -DTG del pozo A 42

En la figura 108 se presenta la curva de Arrhenius resultante del petróleo del pozo A 42.

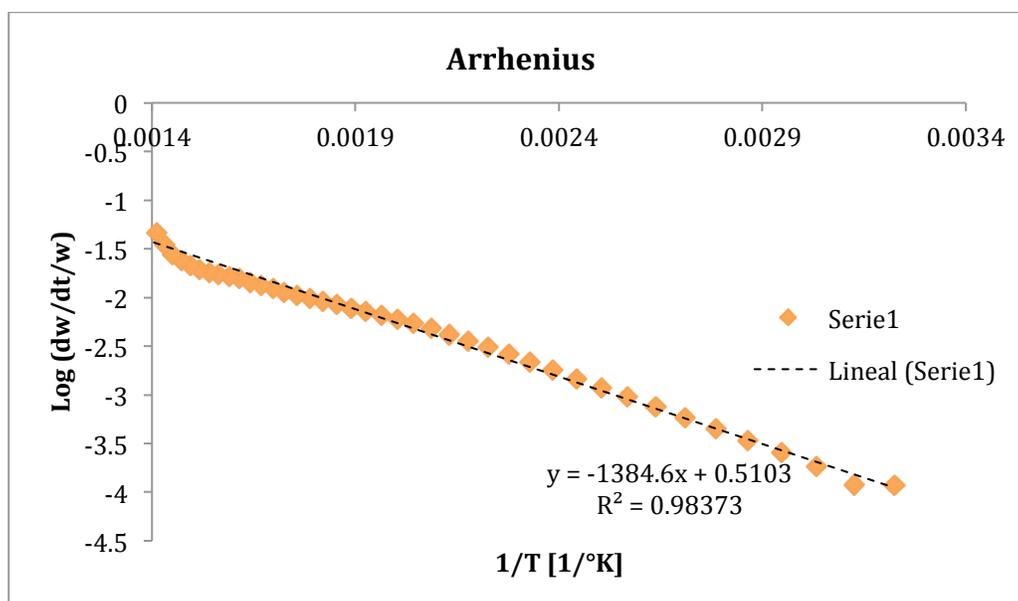


Fig. 108 Curva de Arrhenius pozo A 42

6) Pozo B 1

Las curvas TG y derivada TG (DTG) vs tiempo del petróleo del pozo B 1 se presenta en la figura 109.

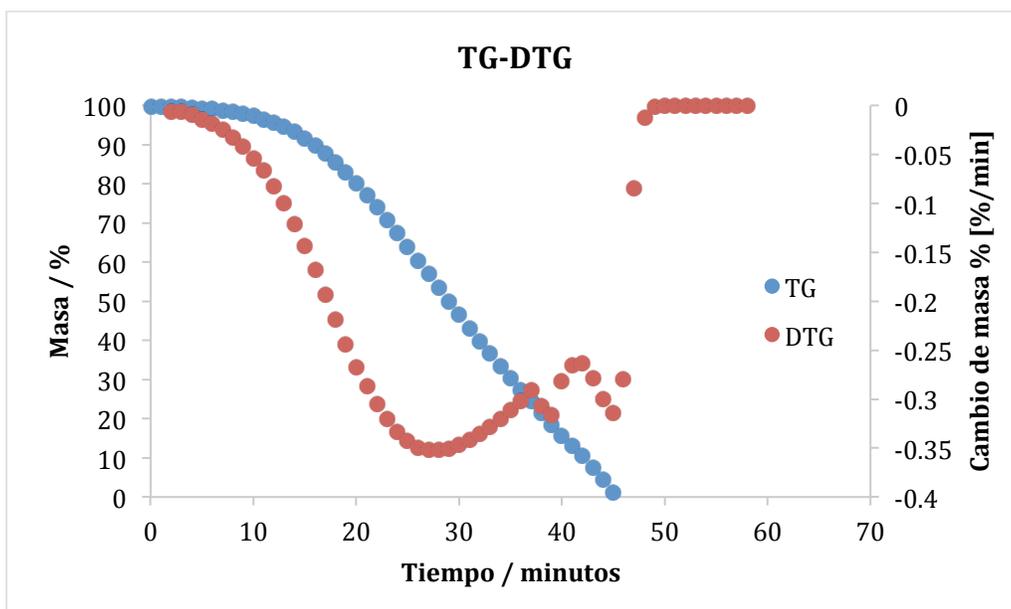


Fig. 109 Curva TG -DTG del pozo B 1

En la figura 110 se presenta la curva de Arrhenius de la muestra del pozo B 1.

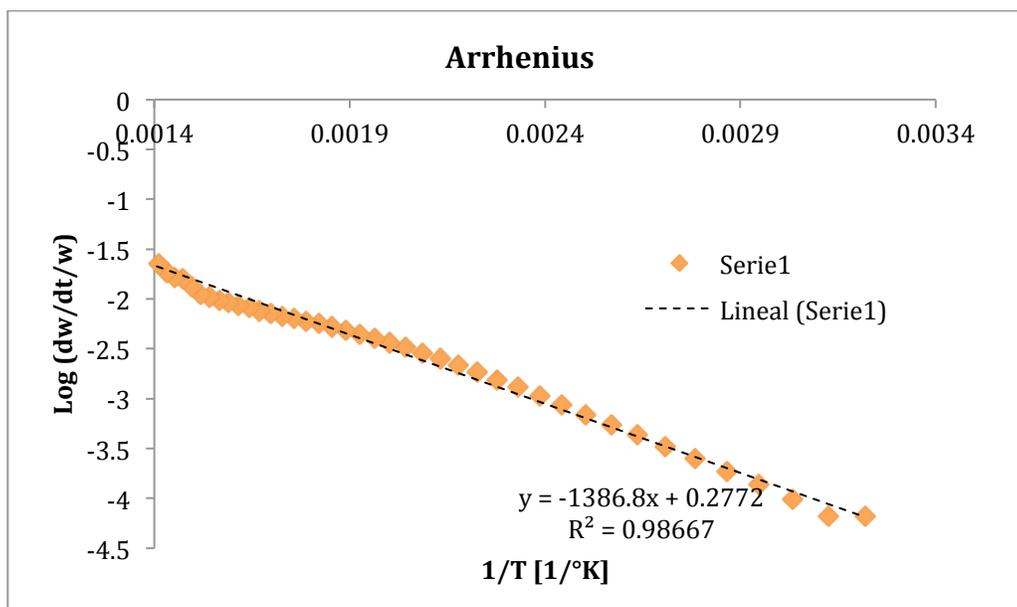


Fig. 110 Curva de Arrhenius pozo B 1

7) Pozo B 2

En la figura 111 se muestra las curvas de DT y DTG vesus tiempo del petróleo del pozo B 2.

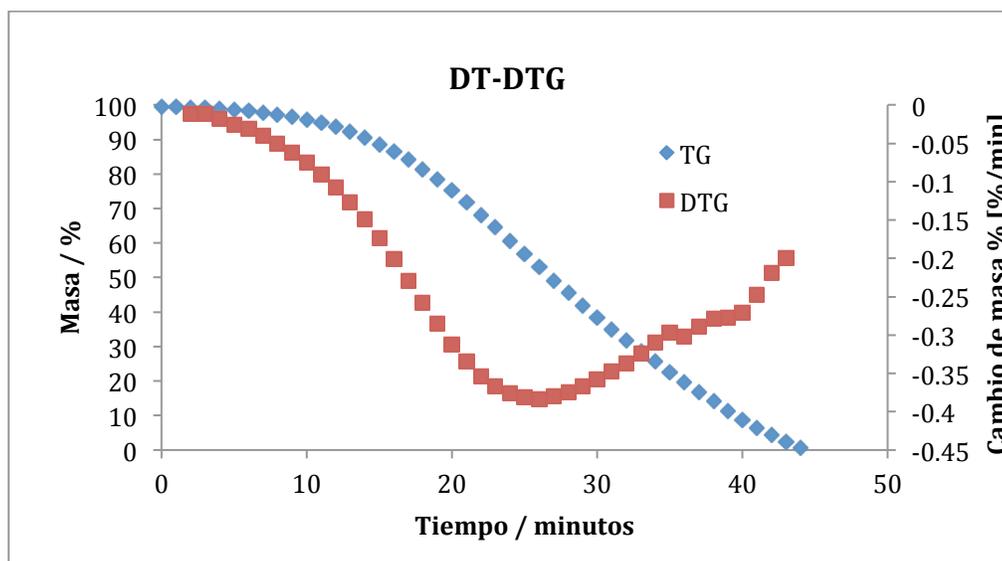


Fig. 111 Curva TG -DTG del pozo B 2

En la figura 112 se presenta la curva de Arrhenius del aceite del pozo B 2.

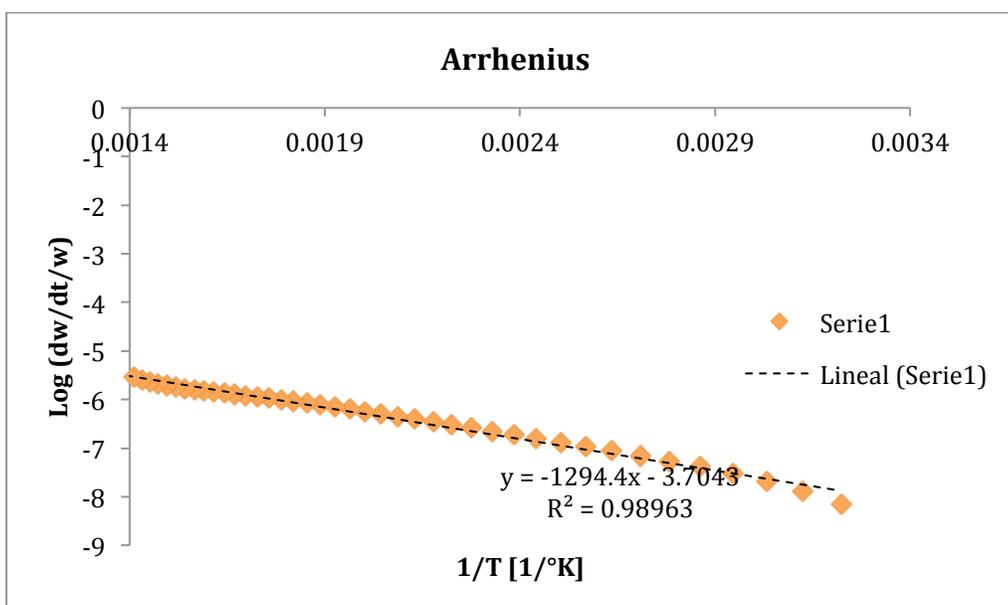


Fig. 112 Curva de Arrhenius pozo B 2

8) Pozo B 12

Las curvas TG y DTG vs tiempo del petróleo del pozo B 12 se presentan en la figura 113.

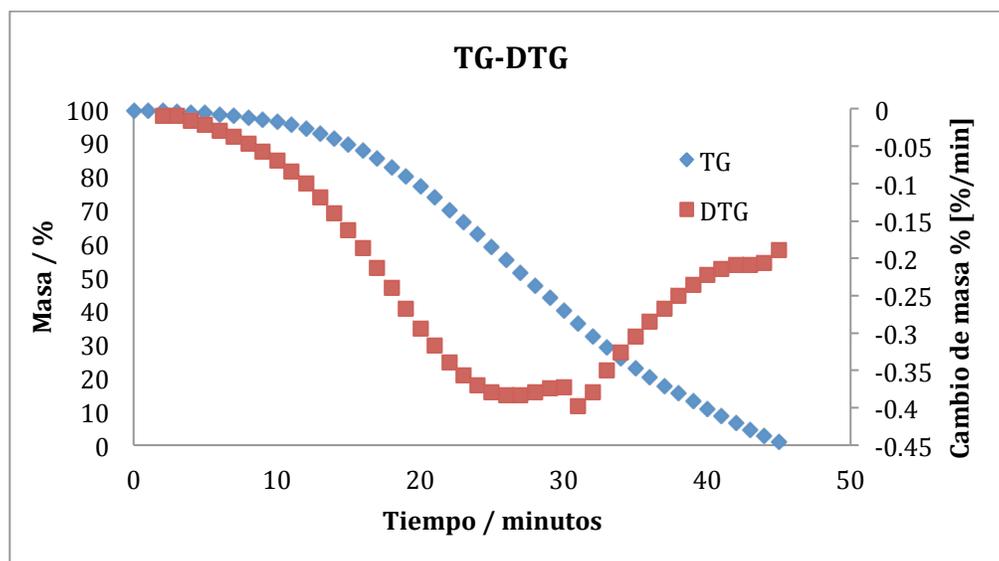


Fig. 113 Curva TG -DTG del pozo B 12

La curva de Arrhenius del aceite del pozo B 12 se presenta en la figura 114.

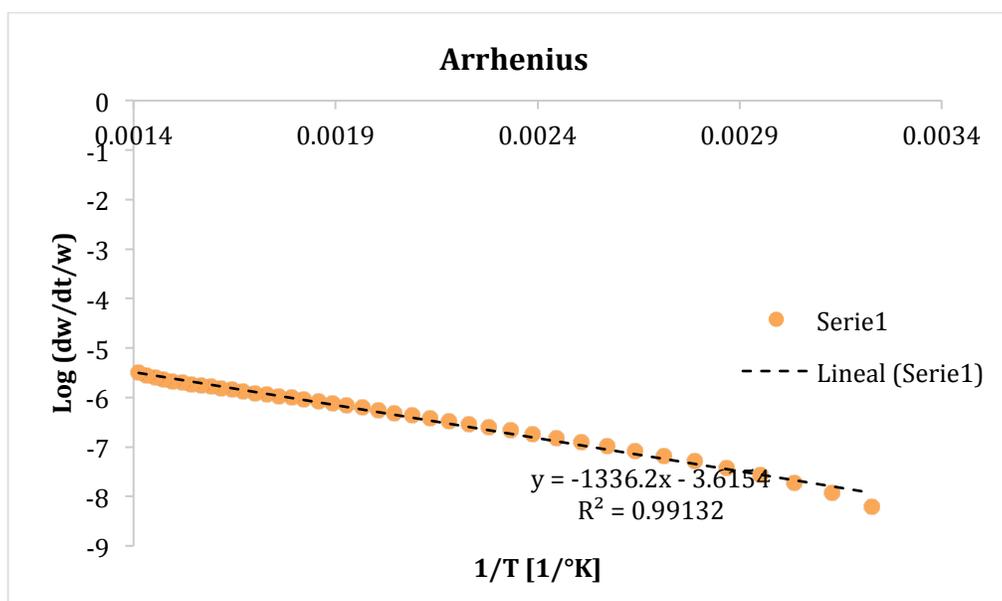


Fig. 114 Curva de Arrhenius pozo B 12

9) Pozo C 1

En la figura 115 se presentan las curvas TG y DTG vs tiempo del petróleo del pozo C 1.

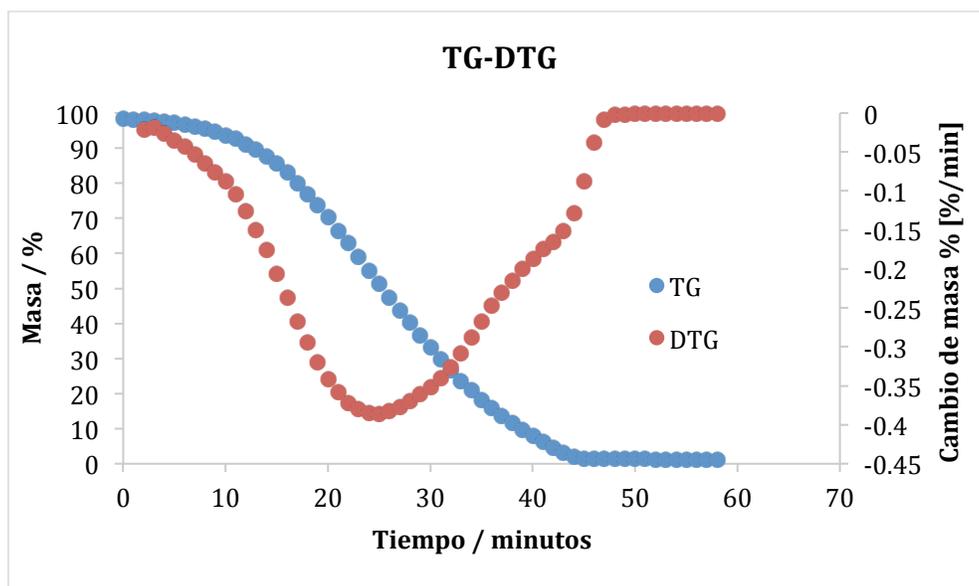


Fig. 115 Curva TG -DTG del pozo C 1

La curva de Arrhenius del aceite del pozo C 1 se presenta en la figura 116.

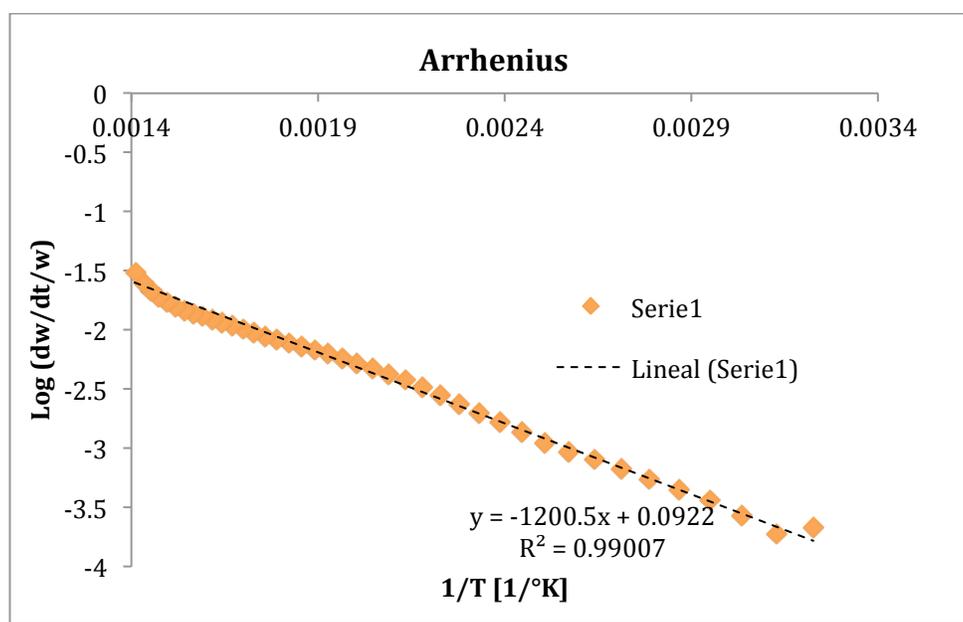


Fig. 116 Curva de Arrhenius pozo C 1

ANEXO B

APLICACIÓN DE RESULTADOS TGA A MODELO DE VISCOSIDAD

Con base en los valores determinados de energías de activación, se realizó el cálculo de la viscosidad para diferentes temperaturas de las muestras de aceite en estudio, la ecuación con la que se llevó a cabo es la siguiente:

$$\mu = A \exp \frac{E_a}{RT} \dots \dots \dots (B.1)$$

Donde: μ es la viscosidad, A es la constante de Arrhenius, E_a es la Energía de activación, R es la constante de los gases y T es la Temperatura.

De la ecuación anterior y con la información disponible se calculó el valor de la viscosidad a diferentes temperaturas, el resultado se comparó con los valores de viscosidad medida para unas cuantas temperaturas.

La metodología seguida:

1. Determinar las energías de activación de cada una de las muestras de aceite, derivado de estudios TGA.
2. Calcular el valor de la constante de Arrhenius para cada aceite.
3. Evaluar el valor de viscosidad para diferentes temperaturas

A continuación se muestran las gráficas resultantes de viscosidad para cada uno de los pozos:

La figuras 117 muestra el comportamiento de la viscosidad de la muestra de petróleo de los pozos A 21 y A 24 aplicando el resultado de la Energía de Activación de las curvas TGA.

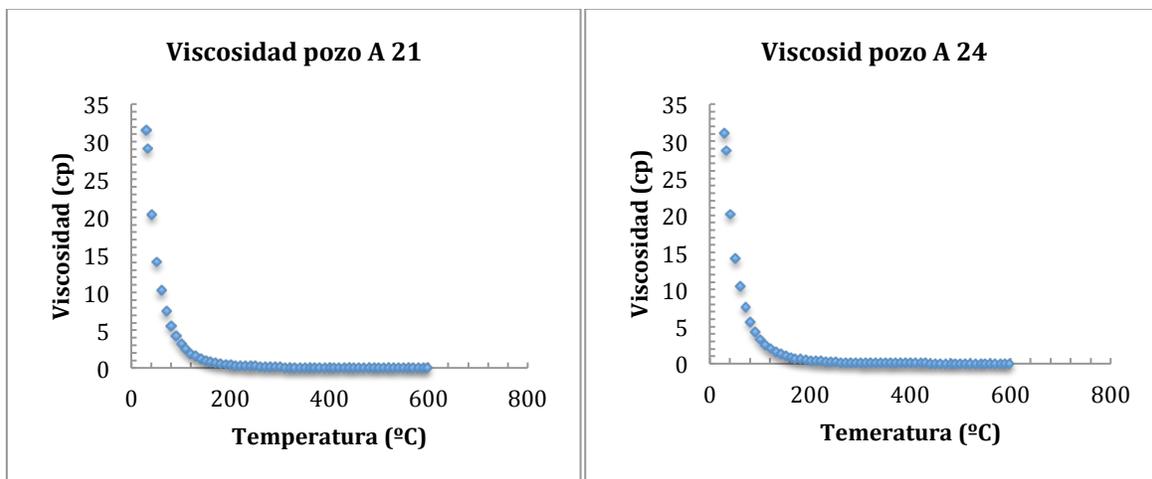


Fig. 117 Viscosidad de pozos A 21 y A 24 aplicando E_a

La figura 118 muestra el comportamiento de viscosidad vs temperatura de los pozos A 31 y 32 aplicando las energías de activación calculadas.

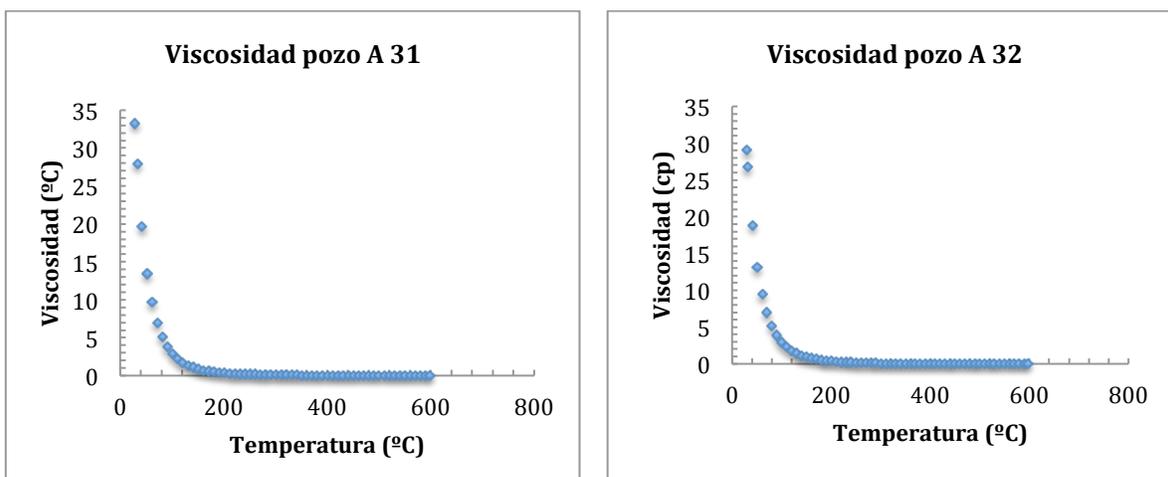


Fig. 118 Viscosidad de pozos A 31 y A 32 aplicando E_a

En la figura 119 se presenta las gráficas de viscosidad de los pozos A 42 y C 1.

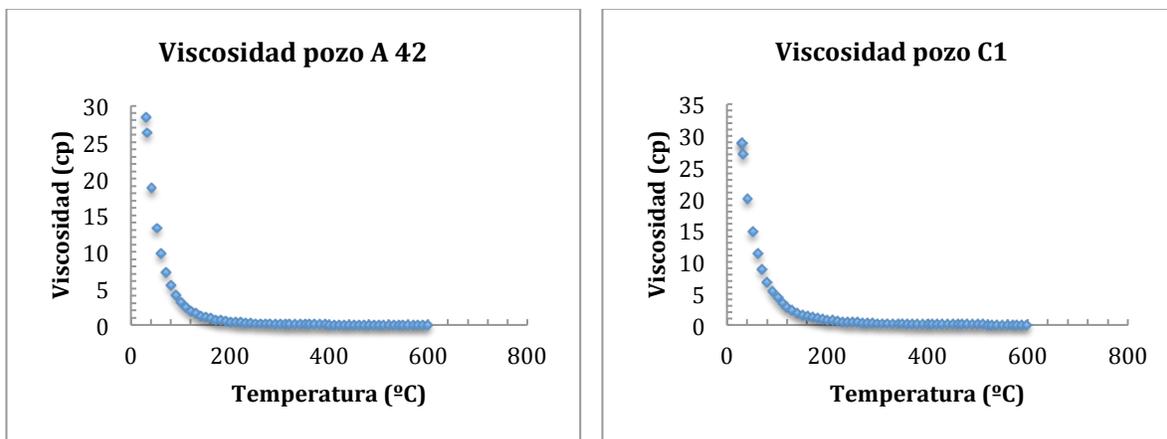


Fig. 119 Viscosidad de pozos A 42 y C 1 aplicando Ea

En las figuras 120 y 121 se muestran los comportamientos de viscosidad del petróleo de los pozos del campo B aplicando las energías de activación.

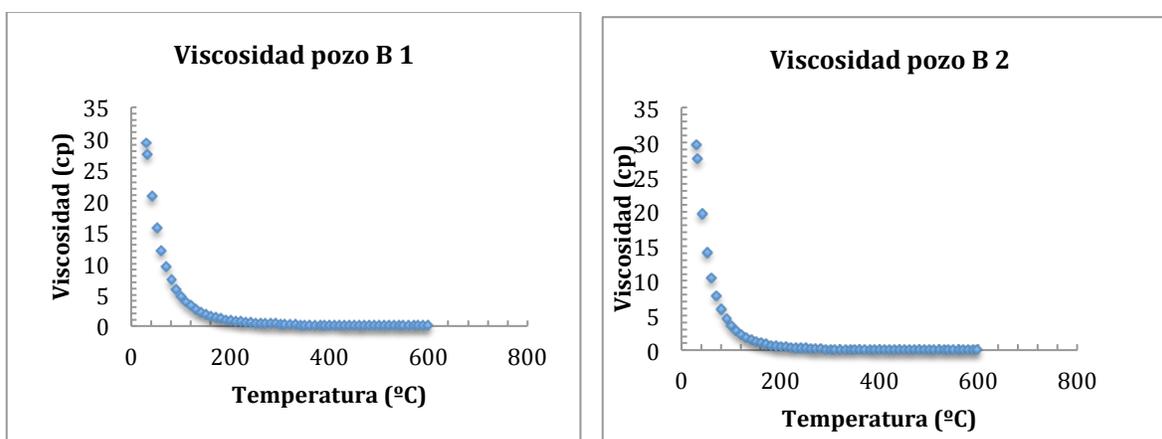


Fig. 120 Viscosidad de pozos B 1 y B 2 aplicando Ea

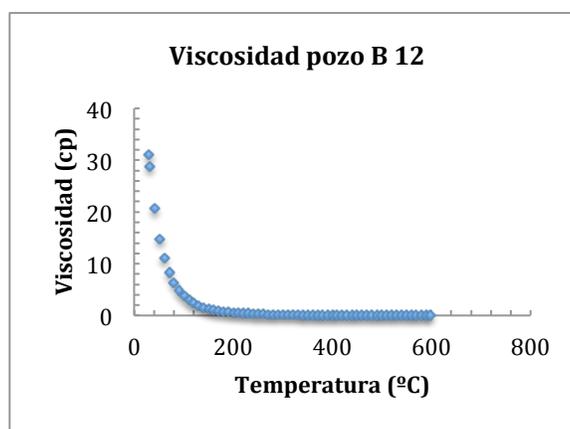


Fig. 121 Viscosidad de pozo B 12 aplicando Ea

ANEXO C
DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE PRECIPITACION DE PARAFINAS Y
CÁLCULO DE ENVOLVENTES

En tiempo anteriores, el cálculo de precipitación de las parafinas se sobreestimaban por debajo de la temperatura del punto de nube debido a que no se consideraba la depositación de parafinas como un proceso de fase multi-sólida sino como una fase sólida única. El modelo propuesto toma en consideración las diferentes fases sólidas por debajo de la temperatura de nube presentes en una mezcla de hidrocarburos con el propósito de estimar de mejor manera la cantidad real de parafinas precipitables, las cuales son solubles y dependen en gran fuerza de la temperatura; lo que indica que durante el enfriamiento del hidrocarburo solo un cantidad selecta de componentes precipitantes coexistirá en equilibrio líquido-sólido [29].

El modelo descrito toma en consideración:

- 1) Las especies precipitadas de un petróleo crudo consiste esencialmente de componentes puros que no se mezclan con otras fases sólidas después de la precipitación.
- 2) El número e identidad de los pseudocomponentes que precipitan como sólidos puros con determinados a través de análisis de estabilidad de fase.

Por debajo de la temperatura del punto de nube, la precipitación de parafinas consta de un proceso de depositación consecutivo que precipita varios sólidos puros, cada uno es inmisible con otros en estado sólido. A una cierta temperatura, la cantidad total de parafinas precipitadas es la suma de las contribuciones de todas las fases sólidas que existen en equilibrio con el líquido a esa temperatura. Con lo descrito anteriormente, para calcular la precipitación de parafinas a través del modelo, se propone la siguiente metodología:

- 1) Caracterizar la fracción pesada de una mezcla de petróleo usando de 7 a 12 pseudocomponentes.
- 2) Calcular los parámetros de interacción binaria.
- 3) Realizar un análisis de estabilidad para unas ciertas condiciones de presión y temperatura. Con esto se determinará el número y el tipo de componentes precipitados que forman la fase sólida.
- 4) Resolver el sistema para equilibrio líquido-sólido y para sistemas vapor-líquido-sólido, donde:

a) Los componentes no precipitan:

$$z_i - x_i^l \left[1 - \sum_j^{N_s} \frac{S_j}{F} - \frac{V}{F} \right] - k_i^{vl} x_i^l \frac{V}{F} = 0 \dots \dots \dots (C.1)$$

[i = 1, \dots, (N - N_s)]

b) Los componentes precipitan:

$$z_i - x_i^l \left[1 - \sum_j^{N_s} \frac{S_j}{F} - \frac{V}{F} \right] - \frac{S_i}{F} - k_i^{vl} x_i^l \frac{V}{F} = 0 \dots \dots \dots (C.2)$$

[i = (N - N_s) + 1, \dots, N - 1] N_g > 1

donde: S_j son los moles de la fase sólida, F son los moles totales, N_s fracción molar solida de alimentación, S_j/F composición de la fase solida, x_i^l composición de la fase liquida, $\frac{V}{F}$ fracción de la alimentación que existe como vapor.

Por lo tanto, para una temperatura dada, el porcentaje del peso de parafinas que precipitan de un aceite crudo es calculado para 1 mol de la relación (41):

$$\% \text{ peso parafina} = \frac{\sum_j^{N_s} I_j \left(\frac{S_j}{F} \right)}{\sum_i^N Z_i I_i} \times 100 = \frac{\text{masa precipitada total}}{\text{masa del aceite}} \dots\dots\dots (\text{C.3})$$

ANEXO D
DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍA DE ENVOLVENTE + GRADIENTE
DINÁMICO DEL POZO

Bajo ciertas condiciones de operación las parafinas, resinas y asfaltenos interactúan entre sí para formar un depósito sólido que se puede presentar en cualquier punto del yacimiento, tubería de producción o instalaciones superficiales.

Se tiene una metodología aplicada para la predicción y control de la depositación de asfaltenos (utilizada para depósitos orgánicos) que combina información sobre el comportamiento termodinámico experimental de muestras de aceite y el análisis del flujo dentro del pozo [44].

A continuación se describe la metodología:

1. Disponer de información de campo como son producciones, registros de presión, registros de temperatura, profundidades, diámetros de tubería de producción, así mismo propiedades de los fluidos, estudios PVT.
2. Para el petróleo en estudio, determinar la envolvente de depositación de orgánicos (EDO). Esta envolvente está conformada por los límites superior e inferior de depositación de orgánicos; se colocan las condiciones de operación del pozo (temperatura de fondo y de cabeza).
3. Determinar los gradientes de presión y temperatura presentes en el pozo. Evaluar gradientes estacionario y dinámico. Graficarlos en un diagrama triaxial de la forma mostrada en la figura 122.

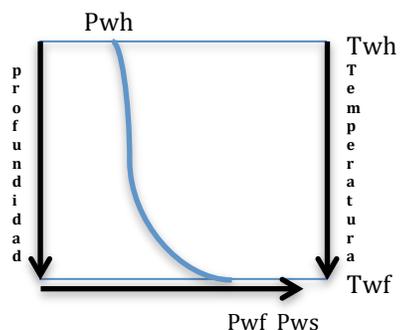


Fig. 122. Diagrama triaxial presión-profundidad-temperatura

4. Los límites inferior y superior de la envolvente de depositación de orgánicos (EDO) se colocan en la gráfica anterior con el propósito de acoplar la profundidad inicial de precipitación con los gradientes presentes en el pozo. Como se puede observar en la figura 123.

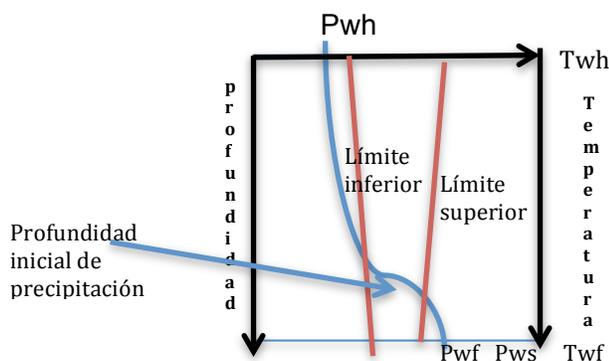


Fig. 123. Diagrama triaxial límite superior e inferior de asfaltenos

5. Para que lo anterior funcione de manera adecuada, es necesario identificar las temperaturas de fondo y superficie en la EDO que limitarán la porción de la EDO desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo. Así mismo, para él la proyección de las temperaturas en la EDO indicarán las presiones límites superior e inferior de la EDO.
6. Esta metodología permite identificar la zona de precipitación de orgánicos desde el inicio hasta condiciones futuras de producción, lo cual ayudará a prever las condiciones que se presenten en el pozo.

7. Se pueden presentar distintos casos donde se comienza con la precipitación de orgánicos: si P_{ws} y P_{wf} se encuentran a la derecha fuera de la EDO no se tendrá precipitación en el yacimiento, sino en la tubería de producción; si P_{ws} está a la derecha fuera de la EDO y P_{wf} está dentro y ligeramente pegada a límite superior de la EDO, la precipitación se da en el yacimiento cercano a los disparos y en la tubería de producción; si P_{ws} y P_{wf} se encuentra dentro de la EDO. La precipitación se da en el yacimiento y en la tubería; si P_{ws} está dentro y la P_{wf} a la izquierda de la EDO la precipitación se da en una parte del yacimiento quedando libre la zona cercana a los disparos y la tubería de producción; si P_{ws} y P_{wf} están a la izquierda fuera de la EDO, no se tienen problemas de precipitación en la tubería y zona cercana a los disparos, esta se da en zonas alejadas.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Acevedo A.V.**, *“Predicción de la envolvente de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales”*, Tesis Licenciatura UNAM 2010.
2. **Activo de Producción Veracruz, PEP**, *“Pruebas de producción de pozos de campos en estudio”*.
3. **Activo de producción Veracruz, PEP**, *“Reporte de producción, 18 de Octubre 2015”*.
4. **Akbarzadeh et al**, *“Los asfaltenos: problemáticos pero ricos en potencial”*, *Oilfield Review*, 2007, 24-47
5. **Ariza L. E et al**, *“Review of Studies on Asphaltene –Wax interaction and the effect thereof on Crystallization”*, CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, 5(5), 39-53.
6. **Ariza L. E.**, *“Determinación del Umbral de Cristalización de parafinas en el crudo del Campo Colorado”*, Tesis Maestría, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga Colombia, 2008.
7. **Atilhan M, Aparicio S, Benyahia F, Deniz E**, *“Natural Gas Hydrates”*, Qatar University, University of Burgos, www.intechopen.com, p.p. 193-195
8. **Avendaño, S. C.A.**, *“Estudio Termocinético de la eficiencia de un mejorador de flujo en aceites pesados de la región sur de México”* Tesis de Maestría, UNAM 2014.
9. **Bern P.A, Withers V.R, Cairns R.J, Cairns R.J.R.**, *“Wax Deposition in crude oil pipelines”*, EUR 1980, 206, 571-578.
10. **Beyer H, Walter W**, *“Manual de química orgánica”*, Editorial Reverté, S.A. p.p 13-15
11. **Cabrera N.R.**, *“Apuntes de Química Aplicada”*, UNAM 2004.
12. **Candelo A. A.F., Carvajal C. B.M.**, *“Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo Colorado”*, Tesis Licenciatura, Universidad Industrial de Santander, 2010

13. **Castillo-Borja F., Vázquez-Román R., Alvarado J.F.J.**, “*A study of Type II methane hydrates at room temperatura from molecular dynamics*,” *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, vol 5, num Su1, noviembre 2006, pp 45-49.
14. **Chirita M.A.**, “*Influencias de variables en la precipitación de asfaltenos de crudos de petróleo*”, *Trabajo Final, Ing. Químico, Escuela superior de Ciencias experimentales y Tecnología, 2011*
15. **Cundar P.C.D.**, “*Modelamiento Escalado del Daño por Precipitación - Depositación de Asfaltenos en un Yacimiento de Petróleo*”, Tesis Universidad Nacional de Colombia, Medellin, Colombia, 2013, 58
16. **Delgado L. J. G.**, “*Asfaltenos: Composición, agregación, precipitación*”, Cuaderno FIRP S369-A, Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela I.Q., Mérida-Venezuela, 2006, pag. 7-11
17. **Delgado L. J. G.**, “*Precipitación de asfaltenos*”, Cuaderno FIRP S368-A, Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela I.Q., Mérida-Venezuela, V-2, 2015.
18. **Delgado, L. J. G.**, “*Hidratos de gas*” Cuaderno FIRP S-363-A, Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de I.Q, Mérida-Venezuela, versión # 1, 2013, p.p 15-19
19. **Differential Scanning Calorimetry, Vibrational Spectroscopy, Hydrate Web**, *hydrateweb.org*
20. **Dorantes L. I. A.**, “*Efecto de un campo magnético estático sobre la depositación de parafinas bajo condiciones de flujo en pozo del Activo Cinco Presidentes*” Tesis Maestría UNAM, 2010
21. **Fessenden R.J., Fessenden J.S.**, “*Química orgánica*” University of Montana, Grupo editorial Iberoamérica, 1982.
22. **Fucke K, Steed J.W.**, “*X-ray and neutron Diffraction in the study of organic crystalline hydrates*”, *Water* 2010, 2, 333-350
23. **G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.**, “*El Efecto Mutuo de las Parafinas y los Asfaltenos de un Mismo Crudo*”, *Nota técnica 47,2, 1-9*
24. **G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.**, “*Las parafinas y los asfaltenos: (Parte No. 1)*”, *Nota técnica 38, 1-16.*

25. **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)**, “*El petróleo: composición*”, **imp.mx.**, Julio 2014.
26. **Kok M.V.**, “*Characterization of medium and heavy crude oils using thermal analysis techniques*”, *Fuel Processing Technology* 92 (2011) 1026-1031.
27. **Kriz P, Andersen S**, “*Effect of Asphaltenes on Crude Oil Wax Crystallization*”, *Energy & Fuels* 2005, 19, 948-953
28. **Leontaritis K.J.**, “*Cloud point and Wax Deposition Measurements Techniques*”, SPE 80267, 2003
29. **Lira G. C., F.A.**, “*Thermodynamics of Wax Precipitation in Petroleum Mixtures*”, *AIChE Journal*, January 1996 Vol. 42, No.1
30. **López Gómez F.I.**, “*Simulador numérico para aseguramiento de flujo en sistemas de producción de gas natural en aguas profundas*”, *Tesis Licenciatura UNAM, 2014, p.p. 29-35*
31. **Meléndez C. L.V., Lache G.A.**, “*Predicción del Análisis SARA de crudos colombianos aplicando espectroscopía FTIR-ATR y métodos quimiométricos*, *Tesis Licenciatura, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga Colombia, 2010.*
32. **Mirzayi B, Mousavi-Dehghani S.A, Behruz -Chakan M**, “*Modeling of asphaltene deposition in pipelines*”, *Journal of Petroleum Science and Technology* 2013, 3(2), 15-23
33. **Mohammed Al Yaari**, “*Paraffin wax deposition: Mitigation & Removal Techniques*”, SPE 155412, 2011.
34. **Padilla G. D. L., Watt Ayola K. E.**, “*Precipitación de Asfaltenos: Técnicas de predicción y control*”, *Facultad de Ingeniería, Arquitectura, Arte y Diseño. Universidad de San Buenaventura Cartagena.*
35. **Palacios Roque A**, “*Estudio de la formación de depósitos orgánicos (Parafinas e Hidratos), en pozos productores con el sistema artificial de BNC, del AIKMZ*”, *Tesis Maestría UNAM, 2010, p.p.25-30*
36. **Sadeghazad A**, “*Christiansen R.L, The Effect of Cloud Point Temperature on Wax Deposition*”, SPE 49467, 444-451.
37. **Schlumberger**, “*Oilfield glossary*” *Punto de Esgurrimiento.*

38. **Shuqiang Gao**, "*Investigation of Interactions between Gas Hydrates and Several Other Flow Assurance Elements*", *Energy & Fuels* **2008**, 22, 3150–3153.
39. **Sloan E.D.**, "*Clathrate Hydrates of Natural Gases*", Second ed., Marcel Dekker, 1998.
40. **Tao Zhu**, "*Evaluation of wax deposition and Its control during production of Alaskan North Slope oils*" *Final Report, University of Alaska Fairbanks, 2008.*
41. **Tejero M.V.H.**, "*Caracterización de parafinas a través de métodos convencionales*", *Tesis Licenciatura UNAM 2011.*
42. **Tulsa Flo**, "*Tratamiento magnético de fluidos*", Rev.00, Fecha 14/10/09
43. **Xiaoli Y., Kilpatrick P.**, "*Asphaltenes and Waxes Do Not Interact Synergistically and Coprecipitate in Solid Organic Deposits*", *Energy & Fuels* 2005, 19, 1360-1375 .
44. **Zapata G.C et al**, "*Metodología para la predicción y control de la depositación de asfaltenos en pozo*", *Ingeniería Petrolera*
45. **Zhang F. Et al**, "*Inhibition of deposits of high molecular weight paraffins in oil Wells*", *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, Vol. 47, No. 1, March, 2011 (Russian Original No. 1, January-February, 2011).