

**INSTITUTO TECNOLOGICO DE BUENOS
AIRES**

**POSGRADO EN PRODUCCION DE
PETROLEO**

TRABAJO FINAL

**“ASPECTOS QUIMICOS Y OPERATIVOS
DE LA PRODUCCION DE PETROLEOS
CON PARAFINAS”**

**INGENIERIA DE PRODUCCION
2012- GRUPO N°3**

PROFESOR: ING. JULIO SHIRATORI

Alumnos:

Néstor Martínez
Alejandro Hueso
Matías Parodi
Renzo Persello

ÍNDICE:

1.1.	Definición	- 3 -
1.1.1.	Offshore y Operaciones en aguas profundas	- 4 -
1.2.	Características	- 4 -
1.3.	Mecanismo de Deposición	- 6 -
1.4.	Difusión Molecular	- 6 -
1.5.	Dispersión por Cizallamiento	- 7 -
1.6.	Manejo de los sistemas	- 7 -
1.7.	Crudos con gravedad API >20 (Con bajo contenido de parafina)	- 7 -
1.8.	Crudos con gravedad API >20 (Contenido de parafina moderadamente alto)	- 8 -
1.9.	Crudos con gravedad API <20 (Crudos pesados)	- 8 -
1.10.	Crudos con gravedad API < 10 (Crudos muy pesados)	- 9 -
1.11.	Áreas de deposición de Parafinas	- 9 -
1.12.	Formación/Punzados	- 9 -
1.13.	Tubing	- 9 -
1.14.	Líneas de flujo	- 10 -
1.15.	Fondos de tanque	- 10 -
1.16.	Las Parafinas en el Upstream	- 10 -
1.17.	El punto de fluidez (pour point)	- 11 -
1.18.	El punto de enturbiamiento (Cloud Point)	- 11 -
1.19.	Flujo en cañerías	- 12 -
1.20.	Problemas en plantas de tratamiento de crudo:	- 12 -
1.20.1.	Separadores	- 12 -
1.20.2.	Calidad del agua de purga	- 12 -
1.20.3.	Plantas de Gas	- 13 -
1.20.4.	Líneas y tanques	- 13 -
1.21.	Deposición de Parafinas a nivel de reservorio	- 13 -
1.22.	Prueba de campo para identificación de Parafina	- 14 -
1.22.1.	Método de tubo de centrífuga	- 14 -
1.22.2.	Prueba de xileno caliente	- 14 -
1.22.3.	Prueba de fusión	- 14 -
1.22.4.	Prueba de solubilidad de pentano	- 14 -
1.23.	Opciones para resolver problema con Parafinas	- 15 -
1.24.	Fusión de los depósitos	- 15 -
1.25.	Scrapping (wirelining)	- 15 -
1.26.	Operaciones en offshore y aguas profundas	- 16 -
1.26.1.	Tratamiento químico	- 16 -
1.26.2.	Solventes	- 16 -
1.26.3.	Dispersantes	- 17 -
1.26.4.	Modificadores de cristales de Parafina o Inhibidores	- 17 -
1.26.5.	Depresores de punto de fluidez	- 18 -
1.27.	Efectividad de los tratamientos	- 21 -
1.27.1.	Inspección visual	- 21 -
1.27.2.	Legajos de pozos	- 21 -
1.27.3.	Presiones	- 21 -
1.27.4.	AIB	- 21 -
1.28.	Tratamientos Térmicos	- 21 -
1.28.1.	Camiones de Calentamiento	- 25 -
1.28.2.	Consideraciones de seguridad	- 25 -
1.28.3.	Conclusiones – Buenas Prácticas	- 25 -
1.29.	Referencias	- 26 -

RESUMEN EJECUTIVO:

El manejo de campos petroleros en los cuales se manifiestan efectos de la presencia de parafinas como depósitos nocivos, debe ser abordado desde diferentes puntos de vista. La producción de estos campos implica que quienes participan de estas actividades conozcan las características físico-químicas de estos compuestos y su comportamiento en diferentes condiciones operativas.

El tratamiento de parafinas debe ser una solución integral entre las diferentes opciones de explotación aplicables a cada campo y los medios disponibles en estos. Tanto los aditivos químicos como los métodos de hot oiling o hot watering tienen ventajas y desventajas siendo necesaria una combinación adecuada de los mismos adaptables a cada situación operativa. El tratamiento de parafinas por lo tanto debe ser específico para cada pozo. La frecuencia de los tratamientos térmicos debe ser minimizada. Los fluidos inyectados deben poseer buenas condiciones de filtrado y calidad físico química. Los fluidos de calentamiento deben inyectarse lo más profundo posible en el anular. El tubing debe estar lleno y produciendo petróleo y no sólo gas para que el hot oil o hot water puedan remover la parafina. Debe maximizarse las BTU/h de los equipos de hot treatment. El volumen de fluido hot debe minimizarse. Las cuestiones termodinámicas no deben ser las únicas determinantes de la decisión de usar hot oiling o hot water.

La intención de este trabajo es producir una muestra de algunas posibles acciones a tomar frente a este problema detallando sus pro y contras, previo conocimiento de los compuestos químicos de que se trata.

1.1. Definición

Dentro de los hidrocarburos se denominan alcanos a los compuestos orgánicos más simples del grupo. Son sinónimos de alcanos: hidrocarburos saturados o parafínicos. Los alcanos no son afectados por soluciones alcalinas o ácidas ni por agentes oxidantes a temperaturas bajas y aun drásticas (inercia química), su nombre deriva del latín parum: poca y affinis : afinidad.

Tanto el petróleo crudo como el gas condensado contienen componentes parafínicos, normalmente conocidos como wax (ceras) por su denominación en inglés.

Las parafinas son moléculas orgánicas de ocurrencia natural compuestas por carbono e hidrógeno. Tienen la fórmula general $C_n H_{2n+2}$ y pueden formar cadenas lineales llamadas n-alcanos o también cadenas ramificadas o cíclicas. La concentración, estructura, y rango de peso molecular de estas parafinas varía considerablemente dependiendo de un hidrocarburo a otro.

Las parafinas tienen sólo una limitada solubilidad en el crudo hasta que este alcanza la llamada temperatura de aparición de parafinas conocida por sus siglas en inglés como W.A.T. (wax appearance temperature), esto no es más que el conocido punto de enturbiamiento. Esta temperatura también conocida como cloud point es la temperatura a la cual la parafina comienza a cristalizar. Se asume que la parafina se encuentra en solución en condiciones de reservorio, o a temperaturas mayores a la W.A.T. sin embargo, si estas condiciones son alteradas, la parafina puede precipitar y adherirse a las superficies del sistema. El wax se define como un depósito compuesto de parafinas y otros hidrocarburos que quedan atrapados dentro de la matriz de parafina. Estos otros hidrocarburos pueden incluir petróleo crudo y asfaltenos.

A continuación se listan algunos factores conocidos que influyen sobre la precipitación de las parafinas de los crudos.

- La temperatura de los fluidos producidos cae por debajo de la W.A.T., a medida que avanza por el pozo hacia la superficie y hacia las instalaciones de proceso. La parafina puede comenzar a dejar la solución y formar depósitos en los tubing y paredes de cañerías.
- Como la composición de los hidrocarburos líquidos cambia (por mezclarse con otras corrientes o bien por pérdida de componentes volátiles), puede ocurrir precipitación.
- Materiales extraños en el crudo como ser arcilla, escamas, sales y corrosión por productos químicos (óxidos de hierro y sulfuro de hierro), sirven como núcleos alrededor de los cuales la parafina puede cristalizar. Cuando este mecanismo comienza, se produce un crecimiento continuo.
- Superficies rugosas, porosas, o irregulares pueden incrementar los depósitos.

La parafina puede restringir la producción formando depósitos en la formación, el tubing y las líneas de flujo. Esto puede ocasionar el agarre de bombas y otros equipos, resultando tanto en pérdidas de producción como costosos trabajos de workover.

Los sólidos parafínicos pueden complicar el tratamiento de petróleo cuando se asocian a un problema de emulsión. Las parafinas pueden generar un gel en el petróleo, previniendo la coalescencia de las gotas de agua y reduciendo la efectividad de los ruptores de emulsión.

Los petróleos parafínicos pueden desarrollar alta viscosidad durante su transmisión a través de líneas troncales e inclusive peor, pueden gelificar y convertirse en un no bombeable.

La temperatura a la cual el crudo ya no se mueve o fluye es conocida como el pour point o punto de fluidez. Si la temperatura del crudo cae debajo del pour point, reiniciar una línea atascada puede ser imposible.

1.1.1. Offshore y Operaciones en aguas profundas

Los crudos parafínicos presentan un mayor desafío en las operaciones offshore.

- **Las operaciones de tratamiento son más limitadas:** Mucho de los métodos de prevención y remoción no son practicables o son muy costosos en offshore.
- **El costo de remediación es mayor:** Remover la parafina de una línea submarina es significativamente más costoso que en el onshore. Los workover son más costosos debido a los costos de transporte de personal, equipos y productos químicos, además del mayor costo de manejo de residuos, generados por el workover.
- **El costo de falla es mucho mayor:** Esto no es sólo por el alto costo de remediación sino también porque una línea submarina, totalmente bloqueada con parafina, puede ser imposible de remediar y volver a poner en funcionamiento.
- **La aplicación de productos químicos es altamente desafiante:** La aplicación de químicos en pozos que se encuentran totalmente bajo el nivel del mar implica el inyectar los productos a través de líneas umbilicales que tienen varias millas de longitud. Los químicos se exponen así a temperaturas cercanas al congelamiento durante su viaje a través del umbilical, luego deben soportar la presión y temperatura del pozo. Los productos diseñados para onshore no son siempre capaces de soportar las exigencias del offshore.

Los principales problemas causados por parafinas que afectan a los pozos offshore y de aguas profundas son:

- **Deposición:** Los depósitos de parafinas restringen el flujo y reducen la capacidad de los pozos tanto onshore como offshore. En los pozos offshore implica mayores costos de remediación y un gran impacto en las restricciones de flujo, debido a que estos pozos poseen un mayor rango de producción.
- **Viscosidad:** Las operaciones offshore en aguas profundas encuentran aguas frías especialmente en el caso de líneas de flujo submarinas. La viscosidad de los crudos parafínicos antes de aparecer depósitos, puede aumentar considerablemente causando problemas de circulación.
- **Reinicio:** Los shutdown temporarios tienen mucha importancia en operaciones de aguas profundas con crudos parafínicos, debido a las posibilidades de gelificación en el fondo del mar.

1.2. Características

Todos los crudos contienen parafinas:

- C1-C4, Gas natural, Metano, Propano y Butano.

Las parafinas de cadena lineal o n-alcános desde C16 hacia arriba son s3lidas bajo condiciones normales de ambientes, con la solubilidad decreciendo y el punto de fusi3n incrementando al aumentar su n3mero de carbonos.

La ramificaci3n puede tener mayor influencia en el punto de fusi3n de la parafina.

Un n-alcáno C16 tendr3 un punto de enturbiamiento de alrededor de 70°F.

Un ramificado C16 tendr3 un punto de enturbiamiento por debajo de -70 °F.

Un c3clico de C16 tendr3 un punto de enturbiamiento a3n menor.

Por lo tanto las parafinas de cuidado en los campos petroleros son los n-alcános (cadena lineal) de C16 o mayores.

1.3. Mecanismo de Deposici3n

Dado que las parafinas son inertes y por lo tanto no reaccionan con otros componentes, ellas retienen sus propiedades f3sicas sin tener en cuenta las caracter3sticas qu3micas del crudo en el cual se encuentran, como consecuencia, la temperatura a la cual las parafinas cristalizan no es afectada por las influencias qu3micas exteriores.

Las condiciones f3sicas a las cuales la parafina es expuesta determinan si la misma cristalizar3. La condici3n f3sica de mayor influencia es la temperatura. Si el crudo se enfr3a suficientemente para permitir la cristalizaci3n de la parafina nada puede hacerse para evitar el crecimiento de los cristales. El mejor remedio es modificar la forma de los cristales de manera que si salen de soluci3n en el crudo, los mismos no se aglomeren y por lo tanto es menos probable que se depositen en las superficies.

Bajo condiciones normales, la mayor3a de las l3neas de crudo opera bajo r3gimen de flujo turbulento. En este tipo de flujo, hay un n3cleo turbulento y una frontera laminar adyacente a la pared del ca3o.

En el n3cleo turbulento, temperatura, velocidad, y concentraci3n de parafinas son independientes de la posici3n radial. En la capa de frontera, hay un alto gradiente de velocidad y decrecimiento en temperatura hacia la pared del ca3o.

La capa de frontera laminar controla el rango de deposici3n.

Dos mecanismos que son la **difusi3n molecular** y la **dispersi3n por cizallamiento** gobiernan el transporte de la parafina disuelta o precipitada desde el crudo l3quido a la pared del tubo.

Si la l3nea de crudo opera dentro de los l3mites de flujo laminar, la deposici3n se incrementará si la velocidad del crudo decrece.

Bajo condiciones del peor caso, el crudo solidificar3 en la pared del ca3o y la l3nea r3pidamente se bloquear3 con parafina.

1.4. Difusi3n Molecular

En una l3nea d3nde el crudo se est3 enfriando, la difusi3n molecular ocurre tan r3pido como la pared del ca3o alcanza el punto de enturbiamiento. Hay entonces un gradiente de concentraci3n de parafina entre el alto nivel de parafina disuelta en el n3cleo turbulento de crudo y el bajo nivel de parafina a3n en soluci3n en la pared del tubo. Esto causa la difusi3n de la parafina disuelta hacia la pared del ca3o d3nde se precipita.

La pared de los caños son inherentemente rugosas proveyendo núcleos de precipitación. La parafina precipitada, gradualmente se irá incorporando en capas inmóviles. La deposición solamente ocurre cuando el crudo se enfría. Si la temperatura de la pared del caño es mayor que la del total del volumen de crudo, la difusión molecular puede revertirse y los residuos parafínicos en la pared del caño pueden disolverse dentro del núcleo turbulento.

1.5. Dispersión por Cizallamiento

Los cristales de parafina ya presentes en el flujo de crudo tienden a fluir a la velocidad del crudo. Sin embargo cerca de la pared del caño, el cizallamiento del líquido causa un movimiento lateral de las partículas de parafina. Este movimiento lateral es llamado dispersión por cizallamiento.

Se trata de un mecanismo del tipo mecánico y esta referido a partículas de parafina insoluble que en el transporte rotan sobre sí mismas. Cuando el movimiento es de múltiples partículas, el resultado neto es una resultante de transporte lateral desde el núcleo a la pared del caño.

Esto lleva al transporte de la parafina precipitada desde el núcleo turbulento a la pared del tubo dónde puede también depositarse directamente sobre la superficie de la pared o unirse con la parafina ya depositada por difusión molecular.

Con la dispersión por cizallamiento, no hay tendencia por núcleos de precipitación en la superficie de la pared del caño. Esto puede llevar a depósitos menos tenaces que los que puedan ocurrir por difusión molecular.

Los mecanismos de dispersión de cizallamiento sólo sobrevienen significativos si la parafina precipitada contenida en el núcleo turbulento es alta. Esto sólo ocurre cuando la temperatura del total de volumen de crudo está bien por debajo del punto de enturbiamiento.

1.6. Manejo de los sistemas

Los crudos problemáticos pueden dividirse en cuatro clases como describimos a continuación.

1.7. Crudos con gravedad API >20 (Con bajo contenido de parafina)

Esta clase tiene un bajo contenido de parafina (<2%) e incluye corrientes de hidrocarburos gaseosos.

Muy probablemente, estos petróleos no presentarán tanto un problema de viscosidad como un problema de deposición durante la producción o en campo. Esto es porque solo una pequeña cantidad de componentes líquidos de estos petróleos solidificarán al enfriarse.

Si bien estos crudos pueden contener muy bajos niveles de parafina, si las parafinas presentes fueran de cadena larga, es posible que estas parafinas cristalicen a medida que

el crudo se enfría y causa problemas de deposición o de sólidos en intercambiadores de calor, separadores, o tanques de almacenamiento.

Si un petróleo contiene menos del 2% de parafina, es altamente improbable que haya un significativo incremento en la viscosidad del petróleo a medida que se enfría.

Las corrientes de hidrocarburos gaseosos pueden contener significativas cantidades de condensado. El condensado es un excelente solvente para las parafinas, y puede transportar pequeñas cantidades de parafinas disueltas con el gas. Aunque el porcentaje de parafina presente en el volumen total es bajo, las parafinas se concentran en el condensado, y un depósito de parafina puede formarse en algún punto en la corriente donde la presión caiga. Si el gas contiene menor cantidad de petróleo, por ejemplo dado por un secado, la deposición puede ocurrir en el intercambiador de calor gas/gas.

1.8. Crudos con gravedad API >20 (Contenido de parafina moderadamente alto)

- Con moderadamente alto contenido de parafinas (>2% - <8%)

La parafina, en crudos con más del 2%, tiene una buena chance de formar depósitos en el pozo, en las líneas y en las cañerías. Los depósitos deben ser removidos por rutinas de scraping y pigging. A medida que el crudo se enfría, la cristalización de las parafinas contenidas podrá probablemente incrementar levemente la viscosidad, lo cual puede requerir un incremento en la potencia de bombeo.

Otro problema común a los crudos de este tipo es la formación de rellenos de parafinas en separadores y tanques de almacenamiento.

- Con alto contenido de parafinas (>8%)

Los crudos con contenidos de más de 8% de parafinas sufrirán de problemas de deposición a altas temperaturas cuando la primera parafina comienza a cristalizar y a tener problemas de bombeabilidad a medida que se enfrían hacia su temperatura de solidificación, generando la solidificación de parafinas contenidas lo que causan la gelificación del crudo y el bloqueo de la línea.

Todos los problemas exhibidos por crudos con parafinas aumentan debido a la disminución en la solubilidad que experimentan las parafinas contenidas a medida que el crudo se enfría desde la temperatura de reservorio.

1.9. Crudos con gravedad API <20 (Crudos pesados)

Crudos con gravedades API menor a 20, muy probablemente contienen asfaltenos. Los componentes asfálticos tienen mayor densidad que otros componentes de hidrocarburo y contribuyen a incrementar la densidad del crudo, la cual se expresa por el bajo número API. Crudos con gravedad API por debajo de 20 pero sobre 10 son llamados crudos pesados y exhiben una cantidad de diferentes propiedades y problemas que los crudos parafínicos. Depósitos duros, quebradizos y de alto punto de fusión de crudos de alta

viscosidad y densidad probablemente causarán problemas en su producción, separación y transmisión.

1.10. Crudos con gravedad API < 10 (Crudos muy pesados)

Crudos con gravedad API menor que 10 son clasificados como crudos muy pesados. Estos crudos tienen un alto contenido de asfaltenos, Debido a su alta viscosidad, presentan muy serios problemas en su producción, tratamiento y transmisión.

1.11. Áreas de deposición de Parafinas

La historia de operación del campo inmediatamente indicará si existen problemas de parafinas. La operadora estará en condiciones de establecer en que punto del sistema de producción se producen los depósitos de parafina, en general, existen cuatro áreas donde pueden ocurrir depósitos de parafina.

1.12. Formación/Punzados

Formaciones tapadas con parafinas, depósitos inorgánicos u otras suciedades reducen la capacidad de producción de un reservorio. La parafina que se deposita alrededor de los punzados limitará la entrada de fluidos en el pozo y limitará el flujo del crudo.

Dado que la parafina generalmente tiene un punto de fusión de alrededor de 120°F a 140°F, la mayoría de los pozos con alta temperatura de fondo de pozo naturalmente mantendrán la parafina fluyendo en la formación. En estos casos, el taponamiento de la formación rara vez ocurriría.

1.13. Tubing

Depósitos de parafina en los tubing pueden ocurrir por una variedad de razones. A medida que los fluidos producidos suben por el tubing a la superficie, encontrarán temperaturas más bajas, especialmente si se atraviesan zonas frías en el pozo.

Si ocurre una caída de presión a medida que el fluido sube por el tubing y el gas escapa, la parafina podrá cristalizar fuera de solución.

En algunos casos, la parafina que se deposita en el tubing hará decrecer la eficiencia del pozo. Los depósitos en tubing pueden ser tan severos que restrinjan el movimiento de las varillas de bombeo hasta el punto en que cesa la producción.

Las parafinas pesadas pueden al depositarse causar daños a bombas y tornarlas inoperables.

1.14. Líneas de flujo

Depósitos de parafinas en las líneas de flujo serán más prevalentes en climas fríos pero pueden ocurrir bajo casi cualquier condición si el crudo es parafínico. Aumentos en la presión de las líneas de flujo a través del tiempo es un indicador de presencia de parafinas. Si el flujo a través de las líneas es lento, la parafina se fijará más fácilmente. Las restricciones por parafinas en las líneas llevan a menor producción, pérdidas de rentabilidad y posible daño en los equipos si la presión aumenta demasiado.

1.15. Fondos de tanque

Grandes depósitos de parafina pueden existir en tanques de almacenamiento, especialmente si el crudo se mantiene sin movimiento ni agitación por largo tiempo. Esta parafina puede formar capas en el fondo del tanque que van desde pocas pulgadas a algunos pies. Esto minimiza la capacidad de los tanques y puede eventualmente causar problemas de manipulación y gastos extra si hay que limpiar los fondos de tanque.

1.16. Las Parafinas en el Upstream

Las causas principales de acumulación de parafinas en instalaciones y oleoductos son dos:

- La temperatura
- La evaporación del crudo (pérdida de volátiles)

La localización de los depósitos depende del punto de enturbiamiento del crudo, la superficie de adherencia y la magnitud de la pérdida de extremos livianos por caída de presión.

Cuando el petróleo del reservorio fluye hacia el wellbore, su presión cae y si el petróleo está saturado con gas, esta caída de presión causa la liberación del gas. Debido a que el gas en solución actúa como solvente de las parafinas, la pérdida de dicho elemento aumentaría la factibilidad de la precipitación de las mismas.

La viscosidad de un crudo resulta modificada (aumenta) sustancialmente por la presencia de parafinas ya por debajo del punto o temperatura de enturbiamiento y ese aumento se hace más significativo en el entorno de la temperatura de fluidez o “pour point.”

La viscosidad de un crudo parafinoso depende de la viscosidad de la fase petróleo (parafinas inferiores a C12 y otras series) y del estado de agregación de los cristales de parafinas disueltos en el continuo petróleo. El estado de agregación de los cristales de parafinas depende del gas presente, la historia térmica del crudo, y el efecto mecánico del flujo al que son expuestos.

La velocidad con que se enfría un crudo parafinoso entre el punto de enturbiamiento y el punto de fluidez afecta el tamaño y orientación de los agregados de parafina insolubles cuya constitución es lo que altera la viscosidad en la forma que describimos.

Como ya señalamos, los gases disueltos disminuyen la viscosidad del petróleo en particular del parafinoso.

Los compuestos gaseosos altamente solubles como el butano bajan la viscosidad por disolución y los gases poco solubles como el metano lo hacen previniendo la aglomeración de los cristales de parafina.

1.17. El punto de fluidez (pour point)

El punto de fluidez de un petróleo es la más baja temperatura a la cual el petróleo fluirá. La falla al fluir puede ser atribuida a la formación de parafina sólida en la masa de petróleo pero también puede ser debida al efecto de la viscosidad en crudos muy viscosos.

La formación de parafina sólida se debe al carácter cristalizante de algunos grupos predominantes en la composición del crudo. La temperatura mas alta de cristalización se observa para los hidrocarburos con estructuras simétrica molecular (normal parafina), compuestos predominantes en la mayoría de los crudos.

El carácter de la cristalización de las parafinas (ceresina) al enfriarse, depende de la velocidad de la formación de los centros de cristalización y de la de crecimiento de los cristales. Cuanto mas baja sea la temperatura, tanto mayor será la velocidad de formación de los centros de cristalización pero menor la velocidad de crecimiento de los cristales. Esta es la razón por la cual a temperaturas relativamente altas se forma un pequeño número de cristales grandes y a baja temperatura gran cantidad de pequeños.

1.18. El punto de enturbiamiento (Cloud Point)

El punto de enturbiamiento es la temperatura a la cual comienza la separación de parafinas, por solidificación de los n-alcanos superiores en la matriz del petróleo.

La temperatura de insolubilización (pasaje de sólido a líquido) no es la misma que la temperatura de fusión (redisolución).

En el punto de fluidez el petróleo se solidifica y no escurre. Esta temperatura es operativamente restrictiva.

Si debe ponerse en movimiento un crudo que alcanzó su punto de fluidez hay dos opciones.

- Calentarlo para fluidificarlo y sacarlo del estado sólido
- Fluidificarlo por movimiento, rompiendo mecánicamente la estructura molecular que le confiere al crudo el estado sólido.

Si bien varía mucho con el tipo de crudo, aproximadamente entre 10 a 30° C por sobre el punto de fluidez se encuentra el punto de enturbiamiento. El punto de enturbiamiento puede visualizarse en los hidrocarburos traslúcidos o calcularse en petróleos negros y es la temperatura a la cual las parafinas comienzan a separarse como sólidos, de su líquido madre, fundamentalmente por pérdida de solubilidad. Si se continúa enfriando el crudo las parafinas sólidas se constituyen en redes o clusters capaces de formar mayas que espesan el crudo hasta llegar a solidificarlo.

Durante años se ha utilizado como criterio de diseño de ductos, de equipos de tratamiento y de sistemas de calefacción de líneas y tanques, el punto de fluidez del crudo es decir la condición extrema del mismo. Sin embargo como criterio para optimizar las operaciones, se estudian actualmente los equipos con fluidos en condiciones que se encuentran en la ventana entre el punto de fluidez y turbidez.

1.19. Flujo en cañerías

El fenómeno de separación de parafinas se presenta más severamente cuanto mayor es la diferencia de temperaturas entre el punto de turbidez del crudo y la pared metálica. Cuando el espesor de las incrustaciones de parafina aumenta la velocidad de deposición disminuye debido al aislamiento térmico que produce el depósito.

Es de esperar que el depósito sea mayor más cerca de la cabeza de pozo y al comienzo del line pipe o bien, como luego veremos a la salida del separador. La causa de esto último es la pérdida por parte del fluido original de sus extremos livianos tales como el etano, propano, y butanos, ambos muy eficientes solventes de parafina.

Estudios realizados por Jensen y Howell sobre crudos debajo del punto de enturbiamiento concluyeron que los depósitos de parafinas aumentan con el caudal, siempre en flujo laminar ($Re < 4000$) y alcanzan un máximo previamente a la transición laminar – turbulento. En la región de flujo turbulento ($Re > 4000$) la deposición disminuye.

La presencia de gas disuelto modifica la reología, cuando el $GOR > 1$, el punto de fluidez tanto como el punto de enturbiamiento son también menores debido en parte a que el gas libre distribuido como burbujas en el crudo, altera los espacios intermoleculares deformando la masa del líquido.

Estudios realizados por Burger-Perkins y Striegler sobre la formación de parafinas en función del tiempo y la distancia, demostraron que la precipitación es decir la salida de solución y deposición o sea la adherencia a superficies en oleoductos se debe a tres mecanismos.

- Difusión molecular: domina a altas temperaturas y caudales
- Dispersión por Cizallamiento: domina a bajas temperaturas y caudales
- Difusión browniana: es poco relevante

Los dos mecanismos más importantes según las condiciones que los favorecen transportan cristales de parafina insolubles (por debajo del punto de enturbiamiento) así como favorecen la deposición de las mismas provocando reducción de sección útil y hasta bloqueos de líneas.

1.20. Problemas en plantas de tratamiento de crudo:

1.20.1. Separadores

Puede existir acumulación de parafina en los separadores, tanto en la parte de coalescencia de líquidos como en los extractores de niebla. Para evitar esto es recomendable conocer el efecto del cambio de presión sobre el punto de enturbiamiento, del crudo ingresado al separador.

1.20.2. Calidad del agua de purga

Al enfriarse el petróleo en su tránsito por la planta de tratamiento o bien cuando se agrega agua fría al tanque lavador para desalar, es posible que se alcance el punto de enturbiamiento del crudo e ingrese parafina sólida al agua de purga.

Es importante tener en cuenta que el punto de fusión de un compuesto parafinoso que se compone de una mezcla de varios hidrocarburos de n-parafinas de diferentes pesos moleculares, es mayor a la temperatura a la que el compuesto se separa del crudo, es decir que el punto de enturbiamiento o el WAT.

Es importante tener en cuenta que, aún cuando se pudiera calentar el agua, la eliminación de la parafina sólida sería imposible.

1.20.3. Plantas de Gas

Si bien los hidrocarburos manejados en plantas de gas son más livianos que el petróleo, con lo cual los puntos de enturbiamiento de gasolinas y condensados son muy inferiores a los de los crudos, estos puntos pueden alcanzarse en determinadas circunstancias.

Parafinas no interceptadas por los extractores de niebla a la salida de los separadores de entrada a planta, es el caso más frecuente de ingreso de parafinas en el circuito de gas. Condensados conteniendo C15+ pueden ingresar de la misma forma o bien saturando el gas y concentrando parafinas en circuitos de refrigeración con propano o aun en torres de glicol.

1.20.4. Líneas y tanques

Es posible que el punto de enturbiamiento no se alcance durante el tratamiento del crudo pero sí en los tanques de despacho o líneas.

Si bien la separación de las parafinas es un fenómeno termodinámico, sin embargo, mientras exista movimiento del crudo, las parafinas pueden estar insolubles pero en “suspensión dinámica”, (condición fluido-dinámica).

El tiempo de residencia puede hacer que las parafinas insolubles se asocien crezcan y decanten libres, pasando a constituir parte de los fondos de tanque.

1.21. Deposición de Parafinas a nivel de reservorio

La cristalización de las parafinas puede resultar del enfriamiento que ocurre durante la migración del petróleo entre reservorio y wellbore o por la pérdida de extremos livianos (expansión adiabática) en los punzados.

Además cualquier enfriamiento del reservorio (fractura hidráulica, inyección de agua o tratamiento de formación) en el cual la temperatura del reservorio no se restituya en forma mas o menos inmediata puede hacer que el fluido de reservorio alcance la WAT y haya precipitación.

Puede hacerse una predicción usando un análisis PVT, de una muestra obtenida frente a los punzados, sin embargo si el fluido pierde parafinas aguas arriba del wellbore no es posible predecir.

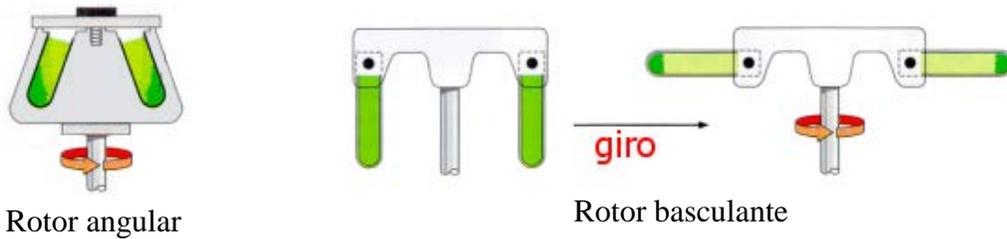
Algunas experiencias en coronas han permitido demostrar que algunos reservorios presentan riesgos de precipitación dentro de ellos.

1.22. Prueba de campo para identificación de Parafina

Los depósitos pueden variar desde sustancias puras y blancas hasta totalmente negras y de apariencia asfáltica.

1.22.1. Método de tubo de centrífuga

La confirmación de la presencia de parafina puede ser hecha por el método de tubo de centrífuga el cual es implementado por dos tipos de rotores; rotor angular o basculante.



1.22.2. Prueba de xileno caliente

Consiste en una prueba cualitativa para determinar si una muestra de depósitos es en mayor medida orgánica o inorgánica.

1.22.3. Prueba de fusión

Prueba cualitativa para distinguir entre parafinas y asfaltenos.

La parafina se fundirá hasta líquido lentamente, y se re solidificará al enfriar. Los asfaltenos se expandirán por el calor. Estos no se licuarán o solidificarán fácilmente al enfriarse. Al calentarse los asfaltenos salpicarán y crepitarán.

1.22.4. Prueba de solubilidad de pentano

Prueba que se usa para distinguir parafinas de asfaltenos.

La parafina será suave y flexible y se disolverá en estos solventes. Los asfaltenos serán oscuros, negros, duros y quebradizos y no se disolverán en estos solventes.

Deben tomarse precauciones sobre seguridad en la manipulación de estos solventes.

1.23. Opciones para resolver problema con Parafinas

Existen varias opciones operativas para la deposición de parafinas.

- Cañerías aisladas o calentadas
- Dilución con crudo de bajo contenido de parafinas
- Pigging
- Permitir que se formen depósitos hasta que la producción se reduzca a un nivel inaceptable (luego remover los depósitos por procesos físicos; hot oil o scrapping)
- Aditivos químicos

En algunos casos una combinación de dos o más de estos métodos serán necesarios.

1.24. Fusión de los depósitos

Los depósitos de parafina pueden licuarse mediante la aplicación de calor. El calor puede aplicarse continuamente al sistema usando calentadores de línea o fondo de pozo. Estos métodos tienen la ventaja de simplicidad pero la desventaja de incrementar los costos de energía comparado con otras opciones.

En operaciones onshore, el calor es comúnmente aplicado usando un camión de hot oil. Este proceso es conocido como “hot oiling”. Los líquidos como el petróleo caliente o el agua caliente se bombean por el espacio anular del pozo para remover los depósitos de parafina. El hot oiling funciona calentando el tubing desde afuera. El tubing calentado funde las parafinas depositadas. Las ventajas del hot oiling son su simplicidad, bajo costo, e inmediato resultado. El hot oiling puede causar daño de formación.

En offshore no es posible usar camiones de hot oil y las instalaciones son grandes y complicadas por lo cual la mayoría de las instalaciones offshore no usa calor para remover depósitos de parafina. Sin embargo existe alguna experiencia al respecto, para prevenir depósitos de parafinas y formación de hidratos.

1.25. Scrapping (wirelining)

La presión de pozo es el principal factor en la decisión de scrapear. Los pozos de alta presión no pueden aplicar hot oiling como tampoco en offshore.

Ventajas

Scrapeo periodico

- Tiene costo parecido al hot oiling
- Remueve la parafina sin fundirla, esto evita la re deposición, pero puede causar taponamiento
- Es una práctica establecida y una alternativa en varios campos
- No requiere uso de químicos de alto punto de ignición

Scrapeo continuo

- Mantiene la producción a altos niveles
- El sistema opera mientras el pozo produce
- Puede usarse para pozos de alta presión
- En pozos de gas lift este proceso puede usarse con adición continua de químicos para mantener los depósitos blandos y flexibles

Desventajas

- No es tan eficiente como el hot oiling (un tercio menos)
- Las mínimas cargas para scrapeos periódicos puede hacerlo antieconómico para pozos aislados.
- Largos depósitos de parafina pueden instalarse en la líneas y causar bloqueos
- El contacto metal-metal puede generar rugosidad en la pared del tubo que pueda favorecer la deposición

1.26. Operaciones en offshore y aguas profundas

Para deposiciones menores de parafinas o restricciones inesperadas de flujo, algunas operaciones confían en el pigging o uso de solventes para remover parafinas de las líneas. Si los depósitos son más severos o la viscosidad más alta, los tratamientos químicos son la solución más económicas.

1.26.1. Tratamiento químico

Además de las técnicas mecánicas de hot oiling y scraping, existen diferentes posibilidades de aplicación de químicos. Si el hot oiling ya se encuentra en uso es necesario hacer una comparación de costos frente al uso de productos químicos.

Los productos químicos de control de parafinas son clasificados como:

- Solventes
- Dispersantes
- Modificadores de cristales o inhibidores
- Depresores del punto de fluidez.

1.26.2. Solventes

Los solventes remueven los depósitos de parafinas a través de la disolución. Algunos tipos de solventes han sido usados en el pasado. Esto incluye condensado, gasolina de cabeza de casing, pentano, gas oil liviano, xileno, tolueno, tetracloruro de carbono, disulfuro de carbono, y otros. Los solventes más comúnmente usados por muchos años fueron los hidrocarburos clorados, tetracloruro de carbono, tricloroetileno y

percloroetileno. Los cuales tenían bajo costo relativo, alta densidad y no eran inflamables. Sin embargo los crudos tratados con estos hidrocarburos clorados han traído problemas en las refinerías. Fue por esta razón que su uso fue discontinuado. Estos solventes ya no son ni deben ser usados en el campo.

La diferencia entre el hot oiling y el uso de solventes es que el primero remueve las parafinas por fusión atacando a las de menor punto de fusión con el riesgo de que las más pesadas queden presentes disminuyendo el caudal de circulación. Mientras que los solventes atacan el cristal desde afuera hacia adentro disolviendo las moléculas de parafina más allá de su estructura. Los solventes operan por disolución en superficie no siendo eficiente para líneas bloqueadas totalmente.

1.26.3. Dispersantes

Los solventes perderán efectividad si no hay mucha agua asociada con el crudo. En general los dispersantes proveerán mayor efectividad cuando más de un 20% de corte de agua está presente.

Los dispersantes realizan distintas funciones y se aplican en forma diferente a los solventes. El dispersante no remueve los depósitos directamente y no se usan de manera concentrada, como en el caso de los solventes. El mismo se usa a niveles de ppm en un fluido carrier para de esta forma remover la parafina. El fluido conocido como carrier debe ser un solvente de parafina, crudo caliente, o agua caliente. Estos dos últimos ofrecen un medio para introducir calor dentro del pozo para fundir las parafinas.

Los dispersantes básicamente se usan para prevenir depósitos en sistemas que han sido limpiados por medios mecánicos, térmicos o químicos. Trabajan bien por recubrimiento de los cristales de parafina y las superficies de metal, causando que los cristales se repelan entre sí y con las superficies del metal. Estos acercamientos al control de parafina no previenen que los cristales de parafina se formen pero los mantiene moviéndose con el crudo.

1.26.4. Modificadores de cristales de Parafina o Inhibidores

El número, tamaño y forma de los cristales de parafina determina su tendencia a incrementar la viscosidad del crudo, generar una red de geles, y formar depósito. Los tres formatos más comunes de desarrollo son los siguientes.

- **Agujas** - Estos pueden formar redes y atrapar fracciones líquidas del crudo
- **Cristales macho** - Pobremente conformados no crean redes y son bombeables
- **Platos** - Estos son bombeables pero es posible que se curven en sus bordes formando agujas huecas que a su vez pueden crear redes
- **Parafinas microcristalinas** - se encuentran todavía en los residuos de refinería, pero no se encuentran en los depósitos o precipitados del crudo.

Los modificadores de cristales también llamados inhibidores son usualmente materiales poliméricos. Estos materiales son pensados para prevenir la deposición por co-cristalización y modificación de los cristales de parafina. Ellos cambian la forma de los cristales de parafina a medida que salen de la solución por lo cual no se forman agujas, ni redes y se mueven con la porción líquida del crudo.

Los cristales crecen por adición de moléculas individuales de parafina a los bordes de los núcleos del cristal. Los modificadores de cristales de parafinas tienen una estructura que en parte es similar a la parafina. Estos co-cristalizan con la parafina tomando el lugar de las moléculas de parafina en los bordes de los cristales crecientes.

El balance de los modificadores de parafina interfiere con el apropiado registro de nuevas moléculas de parafina y el crecimiento termina en una diferente dirección por tanto no crece una aguja bien formada. El cristal macho que se forma no permite la conformación de red que genera depósitos y se mantiene suspendido en el crudo.

Es importante notar que los modificadores de cristales de parafina afectan la formación de dichos cristales justo en el momento que comienzan a formarse, o sea en el punto de enturbiamiento. Los modificadores de cristales de parafina pueden hacer poco para cambiar el punto de enturbiamiento por sí mismo. Este no es el caso de lo que sucede con el punto de fluidez, el cual puede ser bajado químicamente.

Para ser efectivos los modificadores de cristales de parafinas deben ser mezclados en el crudo cuando el mismo se encuentre por encima del punto de enturbiamiento. Luego de formados los cristales de parafina, agregando un modificador de cristales de parafina tendrá mínimo o nulo efecto.

1.26.5. Depresores de punto de fluidez

Los depresores de punto de fluidez son modificadores de cristales de parafina, estos nombres se usan generalmente en forma intercambiable.

Un depresor se define por su función y no por su química. Sobre un crudo un depresor de punto de fluidez puede trabajar bien como depresor del punto de fluidez y en otro puede prevenir los depósitos, mientras que en un tercer tipo de crudo puede trabajar para ambas funciones. Los depresores deben ser aplicados en crudos donde el punto de fluidez del crudo es relativamente alto. A su vez deben mezclarse dentro del crudo a una temperatura sobre el punto de enturbiamiento para ser efectivo.

Modos de aplicación

En términos generales, hay dos métodos de aplicación de químicos para control de parafina. Estos son tipo Batch y continuo.

Las operaciones Batch empleando técnicas mecánicas, térmicas, o químicas tienen una desventaja inherente que es evitada por un tratamiento continuo. Algunos de estos métodos tratan el problema después de haberse convertido en severo y necesitar atención. Consecuentemente, el sistema experimentará variaciones en los niveles de producción hasta quedar limpio. Con el tratamiento continuo, los niveles de producción se mantienen constantes.

Tratamiento Batch

Los métodos por los cuales los químicos pueden ser aplicados por tratamientos Batch, incluye, uso de camiones bombeadores, adición de químicos durante el hot oiling, adicionándolos a través del lubricador en boca de pozo, o usando la succión de una bomba triplex en un sistema de extracción hidráulico.

Si un pozo no tiene packer o posee un packer con válvula, los fluidos tratados pueden circularse por entre columna. En un pozo con packer se requerirá que el fluido tratado sea

ingresado en los tubulares y se le permita embeber o bien que esos fluidos se fueren dentro de la formación, permitiendo el embebido de la misma y entonces ser producidos en sentido contrario para un tratamiento efectivo.

Las ventajas de los tratamientos Batch son:

- Trabajan en combinación con otros procesos para aumentar su efectividad.
 - Hot oiling - Los químicos ayudan al hot oil a remover completamente la parafina mientras reducen los problemas aguas abajo que comúnmente ocurren en las líneas de flujo y tanques.
 - Scrapeo - Embebiendo la parafina antes del scrapeo se ablandan los depósitos y se hacen más fáciles de remover.
 - Pigging - La efectividad de un pig es incrementada por un embebido previo con solvente.
- Batch para preparar líneas de flujo con el objetivo de manejar liberaciones adicionales de parafina producto del scraping.
- Adicionando químicos se reducirá la frecuencia de tratamiento versus el hot oiling, o scrapeo, que no incluyan químicos.
- En el tratamiento de tanques, los químicos compiten económicamente con el hot oiling, específicamente en casos donde los tanques posean agitadores y el tiempo no sea un factor crítico, (ej, típicamente 4 horas de hot oiling versus 24hs. de tratamiento químico)

Desventajas del tratamientos tipo Batch son:

- Costos, si se requieren grandes volúmenes de solvente para remover depósitos en fondo de pozo y las líneas de flujo, el hot oiling o scrapeo serán preferibles.
- Tratamientos químicos pueden ser poco atractivos si la necesidad de hot oiling o scraping es solamente reducida en vez de eliminada.
- Los solventes no pueden limpiar una línea completamente tapada.
- El uso de dispersantes depende del fluido carrier (solvente o hot liquid)
- Habrá mayor confiabilidad en el manipuleo con solventes de bajo punto de ignición.

Desventajas del tratamiento Batch cuando se aplica a tanques:

- Los tratamientos químicos requieren alrededor de 24 hs. para limpiar el crudo, mientras que el hot oiling tomará aproximadamente 4hs.
- La correcta elección de los químicos requiere que los problemas sean adecuadamente identificados, ej. problemas de emulsión versus problemas de parafinas y esto puede ser difícil.

Tratamiento Continuo

Existen dos formas para prevenir la deposición de parafina ya sea manteniendo el crudo lo suficientemente caliente para disolver o fundir la parafina, o agregar químicos en base continua, la cual desfavorezca la aglomeración o deposición de cristales.

Es crucial para la función de los químicos usados para la prevención de los depósitos de parafina, que ellos sean adicionados al crudo antes que ocurran las condiciones que favorecen la cristalización. Si se agrega al pozo, esto debe hacerse por debajo del punto donde ocurre la deposición.

El método a ser usado para la aplicación continua de químicos depende del tipo de completación del pozo.

- En un pozo sin packer o con packer con válvula, los químicos pueden circularse:
 - Por entrecolumna agregandolos a una corriente de crudo.
 - Con el fluido de potencia en pozos con bombeo hidráulico.
- Si el pozo es fijado con packer. las únicas opciones viables son:
 - El uso de squeeze con retorno lento
 - El adicionado continuo de químicos pozo abajo a través de capilares.

Los solventes puede ser forzados dentro de la formación con la intención de disolver la parafina que bloquea la cara de la formación.(este solvente será producido lentamente con el crudo). El solvente debe aplicarse en forma prolongada para asegurar tanta solubilidad de la parafina como sea posible.

Se recomiendan los solventes aromáticos.

Si bien esta debería ser una forma efectiva de limpiar la cara de la formación cercana al pozo, es poco probable que esto produzca efectos de largo plazo, ya que los solventes de parafinas no son del tipo que se adhieran a la formación, en cambio los dispersantes activos de superficie disueltos en carriers aromáticos puede ofrecer una mejor chance de alcanzar algún grado de protección de largo plazo.

Los modificadores de cristales de parafina pueden proveer una protección de largo plazo, pero deben ser usados con precaución. Dado que son moléculas poliméricas pueden tener problemas al penetrar los poros de una formación muy cerrada. Los de bajo peso molecular es más probable que penetren más profundamente a que sean atrapados en los poros de la formación.

Es también importante el uso de modificadores de bajo peso molecular dado la disminución de la solubilidad en el petróleo de los mismos a medida que se incrementa el peso molecular de los mismos.

Estos modificadores deben ser solubles en el petróleo para poder ser luego producidos ya que de no ser soluble en petróleo este pudiera solidificar en la formación y causar taponamiento.

Completaciones submarinas pueden ser continuamente tratadas a través de tubos capilares especiales localizados dentro de los umbilicales. Los fluidos circulando a través de los umbilicales están sujetos a bajas temperaturas en el fondo del mar, luego a la alta temperatura y presión dentro del pozo productor.

En algunos umbilicales que tienen varias millas de longitud, los químicos deben pasar varios días dentro del umbilical hasta llegar al pozo. Por esta razón los productos utilizados deben tomarse con cuidado y conocimiento especial.

1.27.Efectividad de los tratamientos

1.27.1. Inspección visual

Pueden obtenerse datos sobre la efectividad de un tratamiento mediante inspección visual de cañerías, bombas o válvulas en el momento de ser desarmadas. Esto permite tomar muestras para analizar los depósitos.

1.27.2. Legajos de pozos

Estos proporcionan datos sobre caudales producidos, declinación o pérdida de producción antes de aplicar un programa de tratamiento. También proporcionan datos sobre la severidad del problema en cuanto a la frecuencia necesaria de scraping o hotoiling.

1.27.3. Presiones

Monitoreando las presiones en boca de pozo y en las líneas se puede conocer sobre la posible deposición de parafinas en el tubing o en líneas de conducción. Si los depósitos fueran en boca de pozo o tubing la presión se espera que baje, si por el contrario fueran en las líneas se espera que las presiones suban.

1.27.4. AIB

El monitoreo del funcionamiento de los AIB, puede usarse como guía para verificar si existen depósitos de parafina. Estos depósitos pueden llegar al extremo de bloquear el movimiento de las varillas.

1.28.Tratamientos Térmicos

Algunos pozos producen petróleo con el potencial de depositar parafina en fondo del mismo, tubing líneas y equipos de superficie.

Cuando el hot oil o hot wáter es inyectado dentro del pozo, se enfría rápidamente ya que una parte significativa de calor es absorbida por la tierra, debido a la capacidad del pozo de absorber calor que es típicamente grande en comparación con la cantidad de calor inyectado.

La efectividad del tratamiento depende de la profundidad a la cual el pozo es calentado por sobre el punto de fusión de la parafina, comparado con la profundidad a la cual el depósito de parafina se produce.

La parafina se deposita cuando la temperatura está por debajo del cloud point (punto de enturbiamiento), temperatura debajo de la cual el petróleo se satura con parafinas.

Para pozos de baja producción la temperatura del fluido en el tubing es cercana a la temperatura de la formación circundante. Así los depósitos de parafina pueden ocurrir a la profundidad donde la temperatura de la formación es más caliente que el punto de enturbamiento.

Desafortunadamente la profundidad a la cual el fluido calienta el pozo sobre el punto de fusión de la parafina es raramente tan profunda como la profundidad a la cual se puede producir la deposición de la parafina.

La siguiente figura (fig. 1) ilustra las temperaturas de fondo de pozo para un hot oiling de un pozo en Hughes County Oklahoma.

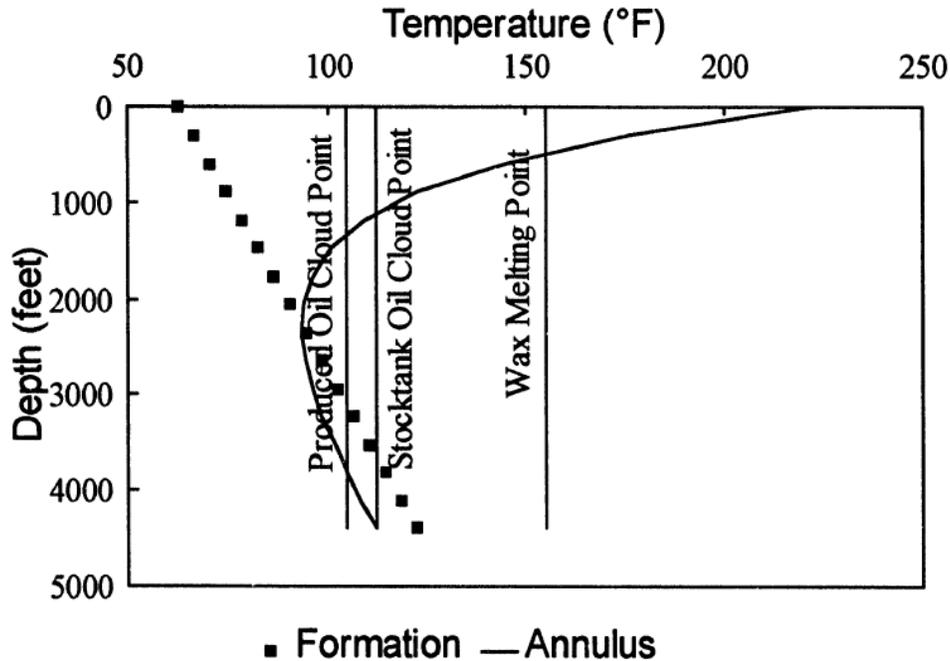


Figure 1: A hot oiling that injects crystalline paraffin into the formation.

FIGURA 1 (A.J.Mansure SandiaNational Laboratories)

La figura muestra que sobre 3200 pies la temperatura del pozo cae por debajo del punto de enturbamiento y la parafina se depositará dentro del tubing.

La temperatura del petróleo inyectado dentro del anular excede el punto de fusión sólo al llegar a los 500 pies. Así desde 500 a 3200 pies la temperatura no es suficientemente alta para fundir la parafina.

Algo de esta parafina puede ser disuelta por el petróleo debido al incremento de la solubilidad de la parafina con la temperatura.

Sin embargo, esto no remueve normalmente una significativa cantidad de parafina del pozo.

El petróleo inyectado dentro del anular en la fig. 1 cae por debajo de su punto de enturbamiento a los 1400 pies.

De esta manera el petróleo inyectado dentro del anular para desparafinar el tubing, deposita parafina en el espacio anular por debajo de 1400 pies.

Este petróleo no se vuelve a calentar por sobre su punto de enturbamiento antes de alcanzar el fondo del pozo.

De esta manera petróleo conteniendo cristales de parafina se inyecta dentro de la formación.

Debe notarse que el petróleo a utilizar para el hot oiling para este pozo ejemplo, posee un punto de enturbiamiento significativamente por encima del petróleo producido.

Esto se debe a la remoción de los componentes livianos en el separador y la concentración en fondo de tanque.

El potencial de generar problemas de parafina y daños de formación varía significativamente.

Incluso pozos vecinos produciendo del mismo reservorio pueden variar significativamente en las condiciones de sus parafinas.

El punto de enturbiamiento depende de la composición del petróleo y es afectado grandemente por pequeñas cantidades de moléculas de parafinas de alto peso molecular.

La presión no afecta significativamente el punto de enturbiamiento para una composición constante. Una caída de la presión puede resultar en una pérdida de componentes livianos, concentrando parafinas de alto peso molecular y así incrementando el punto de enturbiamiento.

Este aparente efecto de la presión en el punto de enturbiamiento es en realidad un efecto de la composición.

La mayoría de los pozos son sometidos al hot oil o water oiling basados en schedules que llevan a que algunos pozos sean tratados cuando no es necesario.

Los tanques de petróleo usados para el hot oil pueden contener cristales de parafina, asfaltenos, suciedad y productos de corrosión que dañen la formación, además la parafina tiende a concentrarse en el fondo de estos tanques.

Durante el hot oiling , el fluido generalmente es inyectado en el anular más rápido que lo que las bomba puede extraerlo del pozo, salvo entonces en formaciones tight, la mayoría del fluido inyectado en el anular fluye dentro de la formación antes de ser producido.

El fluido entonces puede pasar sus impurezas a la formación dañándola.

Es bien reconocido que la bomba necesita estar en operación durante el hot oiling.

De otra manera si bien la parafina se funde, esta no es producida.

La parafina no producida del pozo durante el hot oiling es refinada en depósitos más pesados que viajan al fondo del pozo y traban las varillas, lo que no es reconocido sin embargo es que algunas veces aunque la bomba funciona esto no implica que la parafina se esté produciendo.

Si la bomba está funcionando pero el pozo produce solo gas, la parafina no se produce.

El hot oiling puede calentar el petróleo en el tubing lo suficiente para vaporizarlo. Si el petróleo en el tubing se vaporiza más rápido que lo que tarda la bomba en extraer el crudo, el pozo produce solo gas y la parafina no se produce.

La cantidad de fluido bombeado, el caudal y la temperatura del hot oil varían.

El hot oil más eficiente será aquel que entregue el máximo de BTU, en el menor tiempo posible, utilizando la menor cantidad de fluido.

Algunos operadores sostienen que el hot watering es térmicamente más eficiente que el hot oil, debido a que el agua posee una capacidad calorífica superior. Sin embargo se ignora el hecho que el proceso es usualmente limitado por la cantidad de calor que puede otorgar el camión de calentamiento.

El hot watering puede inyectar más BTU's pero debido a limitaciones en los quemadores del camión de calentamiento, esto toma más tiempo y el beneficio no es tan grande como se presume.

La figura 4 compara hot wáter y hot oil para dos pozos de Burlleson County, Texas. Los pozos tienen el mismo casing .

Consideraciones químicas y de potencial daño de formación y no solamente eficiencia térmica deben tenerse en cuenta para decidir entre hot oil o hot wátering.

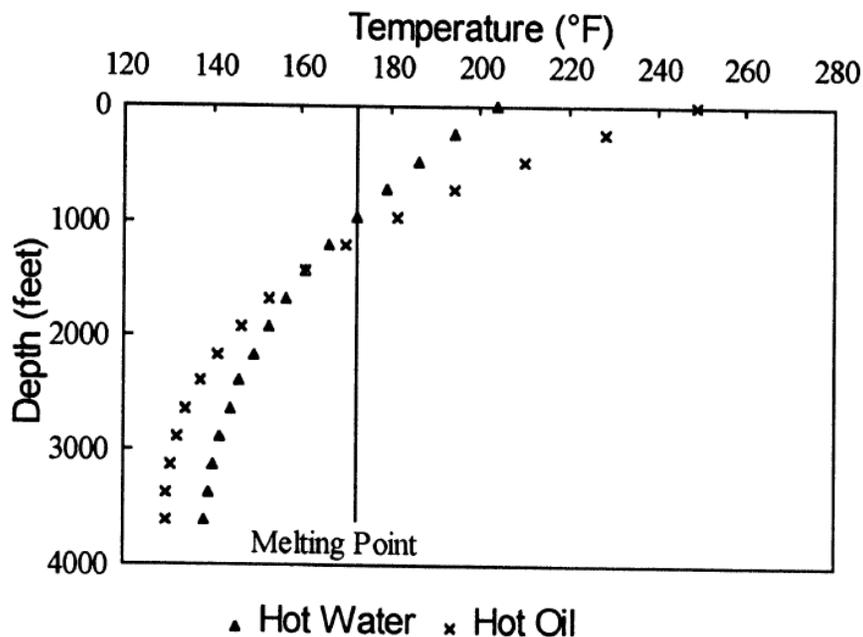


Figure 4: Hot water Vs hot oil annulus temperature after the injection of 65 BBL (~35 minutes).

Figura 4 (A.J.Mansure SandiaNational Laboratories)

1.28.1. Camiones de Calentamiento



Los camiones de calentamiento típicos poseen un caudal aproximado de bombeo de 75 bbls/h. Su capacidad calorífica es de aproximadamente 7.5 millones de BTU. Deben poseer cortes de operación por alta presión o alta temperatura.

1.28.2. Consideraciones de seguridad

Debido a que los camiones que realizan estas maniobras deben posicionarse en zona de boca de pozo es fundamental que se tomen los recaudos necesarios en cuanto a manejo precautorio, zona de mezcla explosiva, uso de corriente eléctrica y cualquier otro riesgo propio de las operaciones con alta presión y alta temperatura.

El empleo de GLP para el calentamiento sumado a algunas unidades de confección casera y operados por personal poco entrenado, hacen de estos equipos un riesgo muy grande que debe tomarse en cuenta.

1.28.3. Conclusiones – Buenas Prácticas

El tratamiento de parafinas debe ser una solución integral entre las diferentes opciones de explotación aplicables a cada campo y los medios disponibles en estos.

Tanto los aditivos químicos como los métodos de hot oiling o hot watering tienen ventajas y desventajas siendo necesaria una combinación adecuada de los mismos adaptable a cada situación operativa.

El tratamiento de parafinas por lo tanto debe ser específico para cada pozo.

La frecuencia de los tratamientos térmicos debe ser minimizada.

Los fluidos inyectados deben poseer buenas condiciones de filtrado y calidad físico química.

Los fluidos de calentamiento deben inyectarse lo más profundo posible en el anular.

El tubing debe estar lleno y produciendo petróleo y no sólo gas para que el hot oil o hot water puedan remover la parafina.

Debe maximizarse las BTU/h de los equipos de hot treatment.

El volumen de fluido hot debe minimizarse.

Las cuestiones termodinámicas no deben ser las únicas determinantes de la decisión de usar hot oiling o hot water.

1.29.Referencias

1. Barker, K.M.: "Formation Damage Related to Hot Oiling," *SPE PE*, (Nov. 1989) 371-375.
2. Barker, K.M., *et al.*: "Disadvantages of Hot Oiling for Downhole Paraffin Removal in Rod Pumping Systems," Proceedings of the Thirty-First Annual Southwest Petroleum Short Course, Lubbock TX, (1984) April 25-26.
3. Reistle, C.E. Jr., and Blade, O.C.: "Paraffin and Congealing-Oil Problems," *BuMines Bulletin* 348, (1932) 171p.
4. Nenniger, J, and Nenniger, G.: "Optimizing Hot Oiling/Watering Jobs to Minimize Formation Damage," paper CIM/SPE 90-57 presented at 1990 Pet. Soc. of CIM and SPE International Technical Meeting, Calgary, June 10-13.
5. Manual Del Ingeniero Químico - John H. Perry
6. Elton B. Hunt: "Laboratory Study of Paraffin Deposition". *Journal of Petroleum Technology*. 1962
7. T.G. Monger: "Deepstar comparisons of cloud point measurement & Paraffin prediction metohods" . SPE 38774.