

Tema III. Terminación de los pozos de CP, XP y Bituminosos

Los pozos emplazados en yacimientos de petróleo pesado plantean una diversidad de complejidades relacionadas con su construcción y terminación.

Tales complejidades incluyen la perforación de pozos estables en formaciones débiles, el emplazamiento preciso de pozos horizontales, el diseño de sistemas tubulares y cementaciones duraderas para pozos que experimentan temperaturas extremas y la instalación de equipos de control de la producción de arena, terminación de pozos y levantamiento artificial que deben operar en forma eficaz bajo las condiciones más rigurosas.

En esta sección sólo abordaremos los equipos utilizados para la completación o terminación de los pozos perforados en formaciones de crudos pesados.

Se entiende por completación o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo de petróleo o gas después de la perforación o durante la reparación, para dejarlo en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación durante un periodo prolongando al menor costo posible.

Al momento de explotar yacimientos de crudos pesados, extra pesados o bituminosos se contempla el uso de equipos tales como: tubulares

, empaaduras, sistemas de levantamientos, inclusive cements, que puedan soportar las altas temperaturas a la cual los pozos serán sometidos y a su vez minimizar las pérdidas de calor. A continuación se presenta una completación típica de un pozo inyector de vapor:

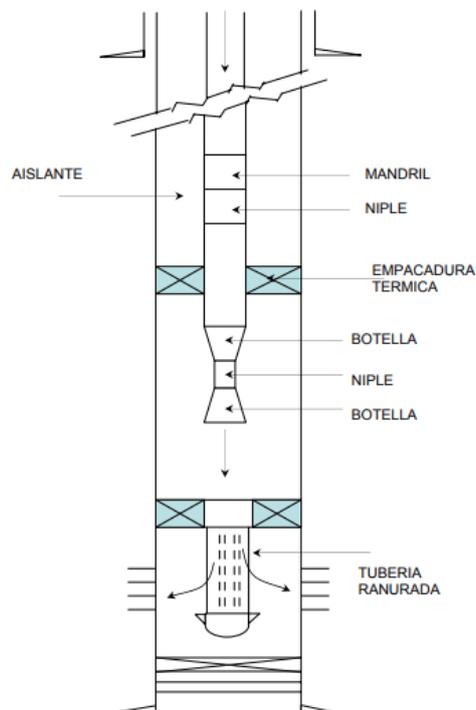


Figura 1. Completación típica de un pozo inyector de vapor

A continuación se describirán algunos de los equipos mayormente utilizados para completar pozos inyectoros y productores en formaciones de crudos pesados:

TUBERÍAS TÉRMICAS

Compuestas de un juego de tuberías concéntricas (figura 2), poseen en el espacio anular una atmósfera de alto vacío (hasta 670° F) que sirve para suprimir las pérdidas de calor por conducción, convección y mantener la calidad del vapor que se inyecta en los pozos, una necesidad crítica para la eficiencia de recuperación del crudo pesado y extra pesado.

Este diseño de tuberías reduce las pérdidas de calor 4,5 veces más que la tubería convencional, ayuda a mantener la calidad de vapor.



Figura 2. Tuberías de producción aisladas.

APLICACIONES

- Tubería de producción e Inyección en proyectos de inyección de vapor.
- Líneas superficiales para proyectos de inyección de vapor.
- Tubería de producción y superficie en yacimientos con alta producción de parafinas.
- Tubería de pen pozos de aguas profundas en costa afuera (Off Shore).
- Pozos de inyección y/o producción de geotermia (generación de electricidad).

BENEFICIOS

1. Mejora la calidad del vapor inyectado a la formación causando una mayor transferencia de carga calórica.
2. La transferencia de carga calórica al yacimiento es el primordial agente desviscosificante en la recuperación de petróleo usando vapor. Mientras más calor se transfiera, más alta la producción y capacidad de recobro de reservas del yacimiento.
3. Protege la tubería de revestimiento y cemento contra fallas prematuras y fatiga térmica. Las fallas de revestidor y de cemento son características de los pozos de inyección de vapor por las fuerzas abrasivas ocasionadas por las altas temperaturas presentes durante la inyección de vapor.
4. Evita el enfriamiento del petróleo a través de la tubería de producción y líneas de superficie. Al fluir el crudo producido a través de la tubería, bien sea en el pozo o a nivel de superficie en líneas de distribución, puede reducir (o hasta eliminar) la necesidad del

uso de diluentes. A la vez, el mantenimiento de la temperatura del crudo evita la creación dañina de parafinas, tanto en pozos de inyección de vapor y como en pozos de producción en frío.

Problemas que ocasiona las pérdidas de calor a través de las paredes de la tubería de inyección:

- Empobrecimiento de la calidad de calor que se inyecta.
- Merma de la carga calórica (calor latente) que el vapor debe transferir al yacimiento cuando es inyectado.
- Reducción drástica de la eficiencia térmica del sistema.
- Menor radio de penetración y menor masa de petróleo calentada.
- Mínimo recobro de petróleo pesado.

COLGADORES TÉRMICOS

Son colgadores de alto rendimiento, recuperable, equipado con un mecanismo, de asentamiento hidráulico de rotación el cual se libera una vez asentado el colgador.

- Es ideal para pozos horizontales o altamente desviados.
- Elemento de empaque, auto energizados de alta y baja temperatura.
- Se puede usar como colgador de liner o empackadura de producción.
- Temperatura máxima **620 °F**.
- Soporta hasta **1500 psi** de presión de inyección.



Figura 3. Colgador Térmico.

EMPACADURAS TÉRMICAS DE TIPO PERMANENTE

Es un empacador convencional permanente, pero modificado para poder ser utilizado como colgador térmico. Los elementos de sello de grafito e inonel comprimido lo hacen altamente recomendable para aplicaciones térmicas ya que soporta condiciones de trabajo de más de **650°** de temperatura y **1.500 psi** de presión de inyección. El empacador y todos sus componentes están diseñados para trabajar bajo una presión diferencial de hasta **10.000 psi**.



Figura 4. Empacadura Permanente.

EMPACADURA TIPO FLOTANTE

El empacador flotante de sellos metálicos es usado en aplicaciones de inyección vapor, fue desarrollado específicamente como una alternativa para las completaciones en las que se requería juntas de expansión.



Figura 5. Empacadura Flotante.

EMPACADURA RECUPERABLES CON SELLOS TÉRMICOS

Son empacaduras recuperables de asentamiento hidráulica diseñada con sellos térmicos y junta de expansión incorporada para absorber la elongación de la sarta de liners en procesos de inyección de vapor.

Minimiza daños causados en la tubería de inyección, ya que su liberación es por tensión evitando la rotación de la sarta. Disminuye las operaciones de pesca de la empacadura, al no emplear rotación para su liberación. Facilita la instalación de sensores de presión y temperatura. Posee junta de seguridad en caso de arenamiento de la tubería de cola (opcional).

TUBERÍAS FLEXIBLES CON AISLACIÓN

Las tuberías flexibles utilizadas con el equipo de Coiled Tubing también cuentan con sistemas aislantes de alta temperatura y alto rendimiento, con pérdidas térmicas muy limitadas. El tamaño de la tubería flexible se puede adaptar de acuerdo a las necesidades, comenzando con tubería flexible de tan solo ½ pulgada a 1 1/4 pulgada.

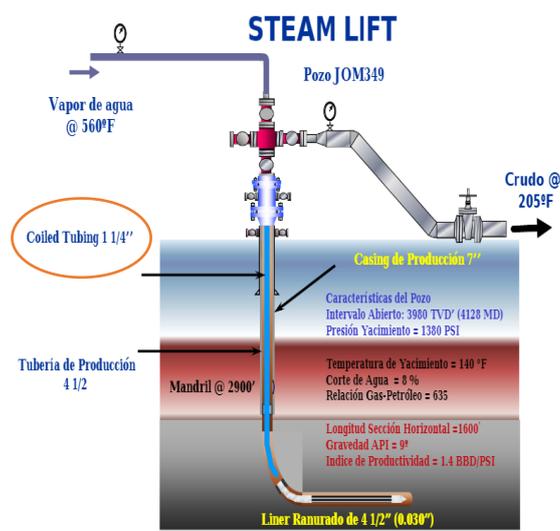


Figura 6. Tuberías flexibles para la inyección de vapor.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Dado que muchos yacimientos de crudos pesados y extra pesados se han explotado con métodos térmicos de recuperación mejorada, la evolución de los equipos de sistema de levantamiento se ha dirigido a incrementar su rango de temperaturas de operación.

Los sistemas de levantamiento comúnmente utilizados para producir estos crudos son las bombas de cavidad progresiva BCP o PCP (por siglas en inglés) y el bombeo electro sumergible (BES).

En el caso de las bombas de cavidad progresiva las temperaturas elevadas y la variación de la temperatura pueden hacer que los elastómeros comunes fallen. Esto se traduce en sellos rotos, que dejan escapar la presión y los fluidos por la tubería de revestimiento, incrementando la posibilidad de corrosión de la misma y reduciendo la eficiencia de las operaciones de inyección de vapor.

Es por ello que se han diseñado este tipo de bombas (BCP) con estator de metal sin elastómero. Varias empresas cuentan con esta línea de bombas. Entre ella se encuentran las siguientes:

- PCM Vulcain™ es una bomba de cavidad progresiva patentada, totalmente metálica y exclusiva, capaz de bombear hidrocarburos no convencionales, muy viscosos y extremadamente calientes, así como agua a alta temperatura.



Figura 7. Bomba PCM (sin elastómero).

Los paquetes de extracción artificial que la componen se llevan utilizando muchos años en métodos de recuperación térmica de petróleo, como el Drenaje Gravitacional Asistido Con Vapor (SAGD), Flujo de Vapor y la Inyección Cíclica de Vapor (CSS).

BENEFICIOS:

- Fácil control del caudal (proporcional con RPM).
- Fácil de instalar (es similar a las bombas por cavidades progresivas convencionales).
- Temperatura de funcionamiento elevada (por encima de 350°C/660°F)
- Inyección de vapor a través del estator.
- Alto rendimiento con viscosidades bajas y altas.
- Facilidad de puesta en marcha inicial con viscosidades más altas.
- Ajuste único entre el rotor y el estator para todos los intervalos de temperatura.

- HolloRod™ desarrollado por la empresa Tenaris (figura 8), la varilla hueca no sólo aumenta la confiabilidad de las operaciones de bombeo por cavidades progresivas (BCP) sino que reduce los costos operativos.

Una de las alternativas que presenta la varilla hueca es la capacidad de inyectar diluyentes a través de la varilla para bombeo de petróleo pesado y extra pesado o cualquier otra aplicación especial. Esto mejora la eficiencia de inyección y reduce la complejidad de la operación, dada la eliminación de tubos de inyección y capilares.



Figura 8. Bomba BCP con varilla Hueca.

- KUDU PCP diseñada por Schlumberger. En el siguiente enlace encontrará un brochure sobre el diseño de esta bomba: <https://www.slb.com/-/media/files/al/product-sheet/kudu-pcp-ps.ashx>

En cuanto a las bombas electrosumergibles (BES) igualmente han mejorado con el paso de los años, en cuanto a la capacidad de soportar mayores temperaturas. Han incluido en sus diseños las líneas comúnmente llamadas Hot Line, este diseño involucra las bombas electro sumergibles (BES) con líneas eléctricas fabricadas para soportar altas temperaturas.

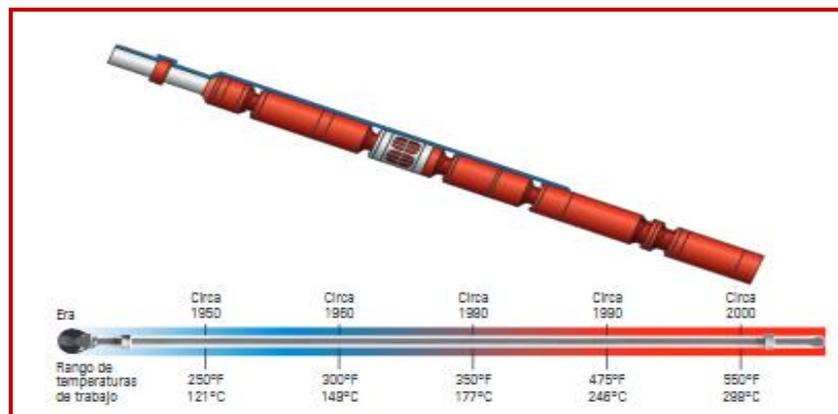


Figura 9. Temperaturas a la cual una Bomba BES puede estar sometida.

Schlumberger desarrolló un sistemas no elastoméricos capaces de operar con temperaturas cicladas de hasta 343°C [650°F] y con presiones de hasta 21 MPa [3,046 lpc]. Estos sistemas mantienen la integridad de la presión, permitiendo al mismo tiempo el despliegue de equipos de monitoreo y control de yacimientos.

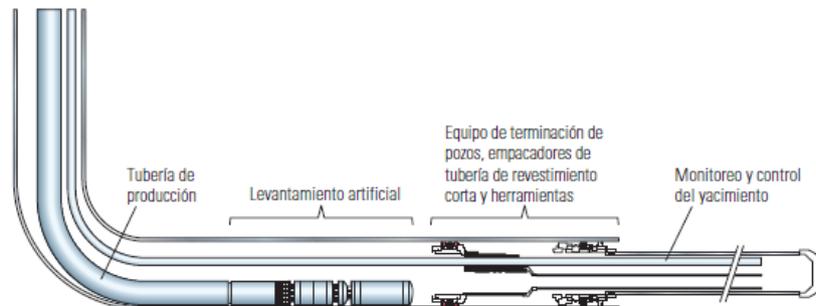


Figura 10. Esquema de completación con el sistema de levantamiento artificial REDA Hotline 550.

El sistema de bombeo eléctrico sumergible de alta temperatura REDA Hotline 550, está regulado para operar en forma continua a una temperatura de motor interna de hasta 288°C [550°F] o a una temperatura de fondo de pozo de 216°C [420°F]. Su aislamiento es termoplástico para el bobinado del motor, de alta temperatura, fue desarrollado inicialmente y patentado para pozos geotermales y pozos bajo inyección de vapor.

Estos sistemas mantienen la integridad de la presión, permitiendo al mismo tiempo el despliegue de equipos de monitoreo y control de yacimientos. La utilización de un sistema ESP permite que el yacimiento sea explotado a una presión que es independiente de la presión en boca de pozo o la presión del separador, lo que mejora la calidad del vapor que puede inyectarse. Esto permite reducir la relación SOR (relación vapor – petróleo) entre 10 - 25% aproximadamente.

En los siguientes enlaces podrá visualizar algunos artículos de la empresa Schlumberger con las especificaciones técnicas de su línea Hot Line de bombas BES.

- <https://www.slb.com/-/media/files/al/brochure/hotline-br.ashx>
- <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/electrical-submersible-pumps/motors/reda-hotline-high-temperature-esp-motors>

LECHADA DE CEMENTO

Los procesos de recuperación térmica al manejar temperaturas tan altas, cambian drásticamente las condiciones del pozo, bien sea, inyector o productor, es por esto que las condiciones de los cementos utilizados también deben cambiar para asegurarnos de que los mismos sean capaces de resistir estos cambios a los que están expuestos y mantener las propiedades de aislamiento y resistencia que estos ofrecen.

Por esta razón se han diseñados cemento térmicos y físicamente estables para soportar los ciclos de inyección de vapor, la presión y la temperatura de producción, ayudando a prevenir la formación de: grietas y pérdida de adherencia.

Con el propósito de maximizar la integridad del cemento durante la vida útil del pozo se han diseñado una serie de aditivos que ayudan a dar mayor eficiencia al cemento y soportar mayores gradientes térmicos y que además sean un buen aislante térmico. Entre los aditivos que se encuentran en el mercado para tal fin, son:

- **MICROSILICE (extendedores de agua):** Es un subproducto de la producción de aleaciones de silicio. Es recomendado para altos gradientes térmicos (pozos termales).
- **PERLITA EXPANDIDA (Material de baja densidad):** Es un vidrio volcánico partido, que se expande al calentarse. Es recomendado para cementar pozos termales o inyección de vapor, es un buen aislante térmico.
- **ESFELITE MICRO ÉSFERAS DE CERÁMICAS (material de baja densidad):** Esferas huecas fabricadas de óxidos de sílice y aluminio. El gas interior es una mezcla de CO₂ y N₂. Soporta altas temperaturas, apta para pozos termales.
- **NITRÓGENO: CEMENTO ESPUMADOS (extendedores gaseosos):** Sistema compuesto por cemento, agua, aditivos, estabilizador de espuma (surfactante) y nitrógeno. Provee protección térmica, ya que es un excelente aislante térmico. Puede ser usado a temperaturas desde 28 °F a 600 °F.
- **LATEX:** Este aditivo se expande durante el fraguado del cemento, lo que ayuda a mejorar la adherencia del cemento entre el revestidor y la formación. Además, para ayudar a asegurar propiedades físico - mecánicas, el uso de una gran cantidad de arena de sílice es importante para soportar el factor de temperatura (**330 °C**) durante la inyección de vapor.
- **FIBRA MINERAL** contentiva de carbono y silicato de aluminio este puede soportar altas temperaturas alrededor de 450°C.

Pero el solo uso de aditivos para cementos convencionales no ha sido el único avance con el paso del tiempo, también se han desarrollado nuevas tecnologías en el diseño de las lechadas de cemento, como es el caso de los cementos flexibles.

Los Cementos Flexibles están diseñados para resistir el estrés generado por las altas presiones y temperaturas a los cuales está sometido el cemento en procesos de recuperación térmica, debido a que poseen un módulo de Young relativamente bajo, pero manteniendo unos esfuerzos de tensión y compresión relativamente altos.

La flexibilidad impartida al cemento es originada por la adición de partículas sólidas. Estas partículas tienen tamaños específicos para permitir un empaquetado óptimo y así permitir una concentración máxima de ellas sin sacrificar el esfuerzo de tensión del cemento.

CABEZALES

Para proceder a la inyección de vapor básicamente se coloca un aislante entre el revestidor de producción y la tubería de producción. El vapor se inyecta por la tubería de producción con dirección a la arena. Para la conexión de la caldera se procede a instalar el árbol y cabezal para inyección de vapor (Figura. 10.) del modo siguiente:

Luego de colocar el cabezal se coloca el árbol de navidad, allí existen una serie de válvulas que conectan con la tubería de producción. Dos de estas válvulas se prevén para aliviar el vapor fuera de la tubería de producción, otra para la conexión con la caldera y una para la medición de presión a través de un manómetro.

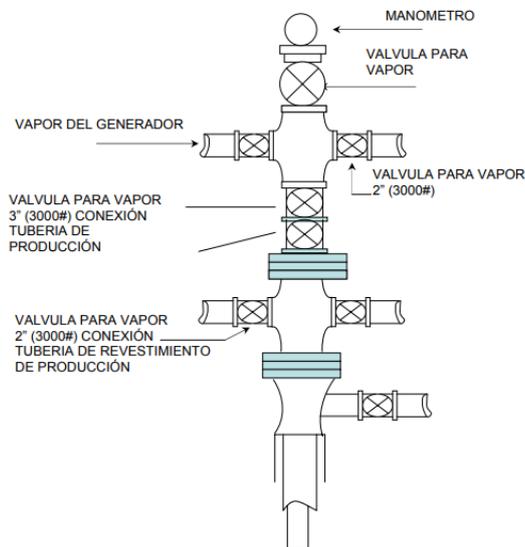


Figura 10. Árbol y cabezal para la inyección de vapor.

Existen cabezales y válvulas diseñados especialmente para ser instalados en los pozos inyectoros en formaciones de crudos pesados, su principal ventaja sobre los comunes es que pueden soportar altas temperaturas, alta producción de arena, ofrecen un mayor control de los fluidos y de la presión lo cual contribuye a una recuperación más eficiente.

La empresa Cameron ha sido uno de los fabricantes de este tipo de equipos. Haz clic en el siguiente enlace para más información:

- <https://www.slb.com/-/media/files/vl/brochure/valves-for-heavy-oil-applications-br.ashx>

TUBERÍAS RANURADAS

La producción de arena no deseada puede dañar el desempeño de un pozo y puede resultar en altos costos su reparación. Esto ocurre especialmente en pozos perforados en formaciones no consolidadas, tal es el caso de los reservorios de crudos pesados.

Las tuberías ranuradas de uso común corren el riesgo de taponarse y por ende reducir la tasa de producción. Otro aspecto importante a considerar es la selección adecuada de la grava para el empaque, ya que cierta grava es soluble a las condiciones del vapor condensado que prevalece en el fondo de los pozos de inyección.

En pozos donde se inyecta vapor, el agua caliente, de alto pH, procedente del generador y la que se condensa como resultado de las pérdidas de calor, tiende a disolver los granos de arena del yacimiento, como también la grava del empaque.

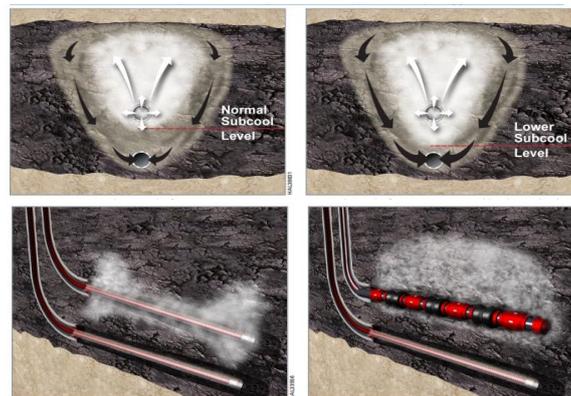
En los siguientes enlaces podrás encontrar algunos diseños y especificaciones técnicas de dos empresas que han desarrollado tubería ranurada para controlar la intrusión de arena en el pozo.

- <https://www.halliburton.com/en-US/search0.html?query=PetroGuard%C2%AE%20Screens>
- <https://www.slb.com/completions/well-completions/sand-control/screens-and-icds>

CONTROLADORES DE FLUJO

Los dispositivos de control de entrada han demostrado su valor para controlar la producción de fluidos no deseados en una variedad de pozos, incluyendo campos convencionales y operaciones térmicas de petróleo pesado. El control de flujo no permite la entrada de fluidos no deseados al pozo y permite barrer uniformemente la formación.

Los controladores de flujo en las operaciones de SAGD permiten un avance controlado de la cámara de vapor al ser inyectado esto permitirá la distribución uniforme del calor en el yacimiento y permite que el pozo opere de manera más eficiente a temperaturas de subenfriamiento más bajas (fig.11).



Sin Controladores de flujo Con controladores de flujo

Figura 11. Controladores de flujo en un método SAGD.

Para más información sobre esta tecnología visita los siguientes enlaces:

- https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/H010335.pdf?nav=en-US_completions_public
- https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/H011276.pdf?nav=en-US_completions_public

MONITOREO DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PESADO

La comprensión del flujo de fluido en yacimientos de petróleo pesado es importante para optimizar los métodos de recuperación, especialmente cuando se requiere calor para reducir la viscosidad y movilizar los fluidos. Se han desarrollado diversas técnicas entre las que se encuentran los sistemas de medición de la distribución de la temperatura, los medidores de presión permanentes, los levantamientos sísmicos y electromagnéticos entre pozos, las técnicas microsísmicas y el monitoreo sísmico repetido.

La correlación del cambio de temperatura con la viscosidad y la tasa de flujo, especialmente cuando la región del inyector-productor se calienta por primera vez, ayuda a los ingenieros de yacimientos a modificar el proceso de inyección de vapor para asegurar que suficiente calor alcance toda la región correspondiente al interior del pozo.

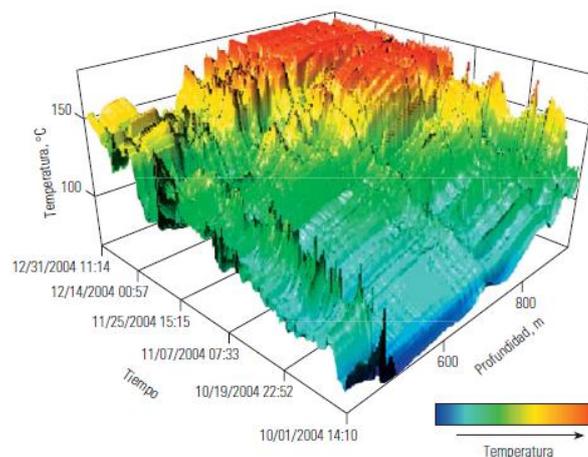


Figura 12. Ejemplo de un monitoreo de la temperatura durante tres meses donde se muestra el calentamiento de la región del inyector-productor. La profundidad aumenta de la base a la punta. Una zona cercana a la base del pozo no se calentó tanto como el resto de la región correspondiente al interior del pozo.

Para más información sobre esta tecnología visita el siguiente enlace:

- <https://www.slb.com/-/media/files/co/product-sheet/wellwatcher-neon-ps.ashx>

TÉCNICAS MICROSISMICA

Uno de los grandes avances que se han alcanzado es conocer cómo los fluidos como el vapor o de agua viajan vertical y lateralmente dentro de un yacimiento. La tecnología que ha permitido conocerlo hoy en día es el **Monitoreo Microsísmico**.

Con la Microsísmica se puede visualizar la posición y los movimientos de una cámara de vapor dentro de un yacimiento (figura 13). Un mayor conocimiento de la ubicación de la cámara de vapor permite a los operadores controlar y optimizar la operación.

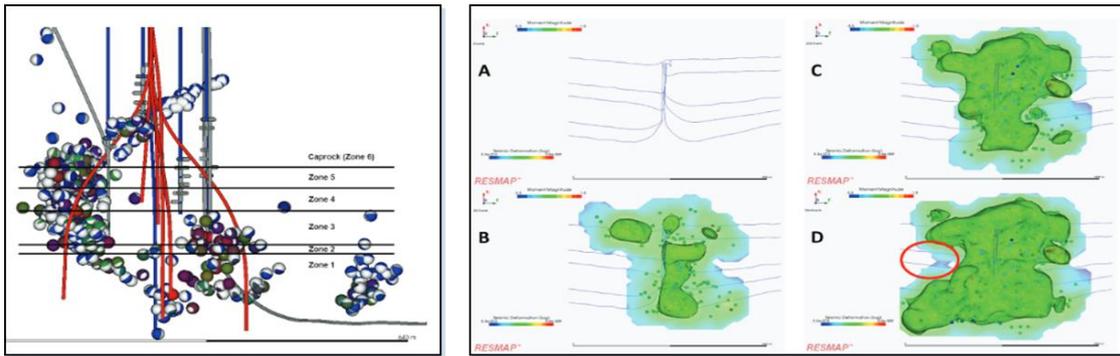


Figura 13. Monitoreo del frente de vapor a través de la Microsísmica.

Durante la recuperación térmica, existen cambios en las condiciones de estrés que pueden inducir a fallas en las rocas similares a pequeños microsismos. Estas fallas generan ondas sísmicas detectables por instrumentos de registro sensibles colocados alrededor de la zona de monitoreo. Típicamente, la sismicidad inducida se mide en una micro escala muy pequeña, la magnitud de los temblores miden de -3 a +1 (figura 14).

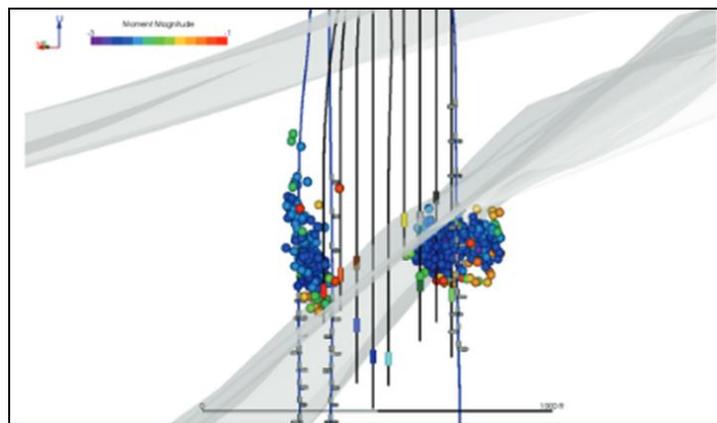


Figura 14. Magnitudes de las ondas microsísmica cercana a los pozos.

Si bien, el monitoreo microsísmico de la fracturación hidráulica se realiza comúnmente utilizando matrices de sensores de fondo de pozo con cableado temporal, para la recuperación térmica se implementan de forma permanente.

Como segunda consecuencia de las altas temperaturas y la deformación del yacimiento durante la inyección de vapor, la infraestructura del pozo puede estar sometida a tensiones de cizalladura perjudiciales, lo que debilita los revestidores de los pozos y dar como resultado el agrietamiento del cemento o el cizallamiento de la tubería.

Dependiendo de su proximidad a una matriz de registro microsísmico, una falla en el revestidor del pozo puede detectarse como un evento sísmico de mayor magnitud cerca del pozo.