

**EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE FIBRA ÓPTICA EN UN
COMPLETAMIENTO INTELIGENTE PARA DRENAJE GRAVITACIONAL
ASISTIDO POR VAPOR SAGD QUE PERMITA EL CONTROL DE
TEMPERATURA EN FONDO DE POZO**

**DANISSA PAOLA MURILLO OSPINO
VALENTINA VIASUS PEÑA**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

**EDINSON ENRIQUE JIMENEZ BRANCHO
Ingeniero de petróleos**

Codirector

**ALFARO ALBERTI ESCOBAR MURILLO
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C**

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre
Firma del director

Nombre
Firma del presidente jurado

Nombre
Firma del jurado

Nombre
Firma del jurado

Bogotá D.C, enero de 2023

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRÍGUEZ

Decano Facultad de Ingenierías

Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Terminando esta etapa la cual estuvo llena de altos y bajos, pero también de mucho aprendizaje que marcó un antes y un después en mi vida, quiero dedicar este proyecto primeramente, a Dios que me dio la sabiduría para poder sacar adelante mi carrera.

A mis padres que estuvieron en la lucha diaria y me apoyaron desde el momento en que decidí emprender este reto, dándome ánimos cuando fue necesario, a mi familia por su apoyo a la distancia, a mí porque se todo el esfuerzo que me toco hacer en esos momentos de dificultad.

A todos los amigos que hice durante esta etapa que aportaron de cierta manera e hicieron más amena mi etapa universitaria.

A mi compañera de tesis Valentina con la cual conformamos desde el primer momento un excelente equipo para lograr esta meta.

Danissa Paola Murillo Ospina

DEDICATORIA

Al concluir esta etapa maravillosa de mi vida quiero dedicar este proyecto primeramente a Dios que es mi mentor, a mi madre, hermana y sobrino que son las persona que más me ha apoyado, y me han dado ejemplo de superación, humildad y sacrificio, gracias por estar incondicionalmente conmigo en todo momento.

A mi padre, que desde el cielo sé que ha estado conmigo en todo este recorrido y este orgulloso de la próxima profesional que me convertiré.

A mis amigos y todas aquellas personas que han influenciado en mi vida, que me han apoyado constantemente para poder llegar a esta instancia de mi estudio y me han dado impulso para seguir adelante pese a cualquier adversidad.

A mi compañera de tesis Danissa por el apoyo para llegar a este logro en conjunto.

Valentina Viasus Peña

AGRADECIMIENTOS

Queremos otorgar nuestros agradecimientos a:

En primer lugar, nuestro agradecimiento a Dios por permitirnos culminar este proyecto.

A nuestro director de tesis el profesor Edinson Jiménez, por su entrega en todo momento para este proyecto, gracias por todo el aporte otorgado, consejos y acompañamiento.

Al ingeniero Alfaro Alberti Escobar por el aporte y guía en la realización de este proyecto.

Al profesor Nelson Fernández Barrero por facilitarnos su laboratorio, en donde nos permitió llevar a cabo las pruebas de laboratorio para este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. MARCO TEÓRICO	14
1.1 Crudo pesado y extra pesado	14
1.2 Completamiento de pozos	15
1.2.1 <i>Factores para el completamiento de pozos</i>	15
1.2.2 <i>Tipos de completamiento de pozos</i>	16
1.3 Completamiento inteligente	19
1.3.1 <i>Herramientas principales y equipos de fondo</i>	22
1.3.2 <i>Equipos de superficie</i>	25
1.4 Fibra óptica	26
1.4.1 <i>Descripción del equipo</i>	28
1.4.2 <i>Uso en el ámbito petrolero</i>	29
1.4.3 <i>Requerimientos técnicos</i>	30
1.5 Recobro mejorado (EOR)	33
1.5.1 <i>Recobro mejorado térmico</i>	33
1.5.2 <i>Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)</i>	36
2. METODOLOGÍA	41
2.1 Diseño metodológico	42
2.1.1 <i>Primer objetivo: Determinar las características de viscosidad del crudo en el pozo mediante pruebas de laboratorio.</i>	42
2.1.2 <i>Segundo objetivo: Proponer el completamiento inteligente del pozo con aplicación del SAGD que permita el monitoreo en tiempo real</i>	43
2.1.3 <i>Tercer objetivo: Simular un proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) con la relación de viscosidad-temperatura óptima para un completamiento convencional y completamiento propuesto</i>	43
2.1.4 <i>Evaluar los efectos del completamiento inteligente sobre el método de inyección de vapor asistida mediante simulación en comparación con el escenario de base.</i>	44
3. ANÁLISIS Y RESULTADOS	45
3.1 Resultados prueba de laboratorio	45

3.2 <i>Simulación completamiento convencional</i>	48
3.3 <i>Simulación completamiento inteligente con SAGD</i>	49
3.4 <i>Resultados obtenidos</i>	49
4. CONCLUSIONES	52

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema general de los tipos de completamiento	17
Figura 2. Esquema general de un completamiento sencillo	18
Figura 3. Comparación económica entre completamiento convencional e inteligente	20
Figura 4. Esquema general de un completamiento	21
Figura 5. Esquema general de los componentes de la fibra óptica	27
Figura 6. Tipos de instalación de fibra óptica	29
Figura 7. Instrumentación de los pozos con fibra óptica	31
Figura 8. Comparación de los diferentes tipos de recobro mejorado térmico	34
Figura 9. Esquema general del proceso SAGD	37
Figura 10. Comportamiento de la viscosidad frente a la temperatura	47
Figura 11. Simulación completamiento convencional	48
Figura 12. Simulación completamiento inteligente con SAGD	49
Figura 13. Esquema montado para la toma de datos	57

RESUMEN

A nivel mundial, se están buscando nuevas técnicas de recobro mejorado para implementarlas en yacimientos de crudo pesado, ya que la mayoría de las reservas a nivel mundial son de este tipo de hidrocarburo. Un método de recobro actualmente existente es el de drenaje gravitacional asistido con vapor, SAGD, el cual ha sido implementado en yacimientos con bitumen, donde se han alcanzado resultados exitosos, obteniendo factores de recobro superiores al 50%. La técnica consiste en dos pozos horizontales uno ubicado a pocos pies sobre el otro dependiendo de la viscosidad del hidrocarburo, en el cual, por el pozo superior se hace la inyección continua de vapor donde por diferencias de densidades el vapor tiende a expandirse hasta el tope de la formación y los hidrocarburos calentados junto con el vapor de agua que está condensado y drenan hacia el pozo inferior, el cuál es el pozo productor. El mecanismo de producción de segregación gravitacional, la cual es usada para este tipo de yacimientos con crudos muy viscosos puede fluir a partir de ser calentados este hidrocarburo hacia el pozo productor debido al efecto de la gravedad, por lo cual es necesario que exista una conectividad entre los dos pozos.[26]

En los últimos años la industria petrolera se ha implementado el proceso de completamiento inteligente como estrategia de desarrollo de los campos para lograr alcanzar la producción o inyección de la zona de interés que ha sido evaluada, para ello debe tenerse en cuenta características del yacimiento; como lo son el tipo, profundidad, presiones en las diferentes formaciones, mecanismos de empuje y tipos de fluidos aportados, etc. Para seleccionar el completamiento más apropiado en el pozo se debe tener en cuenta información obtenida de la perforación, a partir de muestras de núcleos, pruebas de presión y los diferentes registros.[12]

PALABRAS CLAVE: Crudo pesado, Recobro mejorado térmico, Fibra óptica, Viscosidad

INTRODUCCIÓN

En Colombia se cuenta con producción de crudo pesado y extra pesado un 70% de la producción total por lo cual su extracción a superficie es más compleja, para eso se busca encontrar una mejor alternativa que ayude a extraer ese crudo de forma más eficaz. Dado que las técnicas de producción que se usan actualmente junto con el completamiento convencional no da la productividad deseada en el campo; la técnica de producción para recobro mejorado térmico en el cual procede a bajar la viscosidad del crudo para que este logre desplazarse con mayor facilidad; y durante esta recuperación el crudo sufre varios cambios tanto físicos como químicos debido al calor suministrado y que junto a la tecnología de monitoreo en tiempo real por medio de un completamiento inteligente busca aumentar la productividad del pozo.

Se ha ido aplicando tecnología en el completamiento de pozos, la cual han permitido controlar, vigilar e interpretar en tiempo real los sucesos que se presentan en fondo del pozo, el uso de esta tecnología ha estado incrementado en los últimos cuatro años significativamente.

La implementación de un completamiento inteligente permite tener un mejor control de la distribución del vapor de agua entre las capas del yacimiento, entre otras aplicaciones, como lo son el restringir o frenar la producción de efluentes no deseados.

Estas capacidades pueden lograr establecer una mejora en la tasa de producción de un campo que esté en recuperación mejorada con el método de SAGD como es el caso de estudio de este trabajo. Este completamiento puede usarse particularmente para pozos con arquitectura compleja de largo alcance, horizontales largos o pozos multilaterales y para yacimientos caracterizados por altos grados de heterogeneidad. [1]

OBJETIVOS

En este capítulo se presenta el objetivo general y los objetivos específicos para dar cumplimiento al estudio realizado.

Objetivo General

Evaluar la aplicación de fibra óptica en un completamiento inteligente para drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD que permita el control de temperatura en fondo de pozo.

Objetivos específicos

- Determinar las características de viscosidad del crudo mediante pruebas de laboratorio.
- Proponer el completamiento inteligente del pozo con aplicación del SAGD que permita el monitoreo en tiempo real.
- Simular un proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) con la relación de viscosidad-temperatura óptima para un completamiento convencional y completamiento propuesto.
- Evaluar los efectos del completamiento inteligente sobre el método de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) mediante simulación en comparación con el escenario de base.

1. MARCO TEÓRICO

El petróleo crudo es un combustible compuesto principalmente por hidrocarburos, que también puede contener pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno y oxígeno. Este se origina en condiciones con altas presiones y calor por la transformación de materia orgánica y se produce, por ejemplo, en suelo de arenisca y caliza fracturada cubierta por capas impermeables. También se puede encontrar en lutitas y arenas y, en algunos casos, puede ascender directamente a la superficie. [15]

Al relacionarlo con su gravedad API, se clasifica el petróleo en las siguientes categorías: livianos, con gravedades mayores a 31,1°, mediano con gravedad entre 22,3° y 31,1°, pesado entre 10° y 22,3°, y extra pesado con gravedades API menores a 10°. Al respecto la legislación colombiana solo define el crudo pesado como aquel con gravedad API igual o inferior a 15° para efectos de regalías. [13]

1.1 Crudo pesado y extra pesado

El petróleo puede hallarse en estado gaseoso o líquido, en estado líquido se puede variar desde liviana hasta pesado y extra pesado, esto depende de la clasificación en grados API (American Petroleum Institute) siendo así que cuantos más grados API tenga un petróleo menos refinación se requiere para obtener productos como lo son la gasolina. Los petróleos también se clasifican entre dulces los cuales contienen menos del 0,5% de azufre y agrios con más del 1% de azufre. Al refinarlos, producen más gasolina y causan menos contaminación, por eso son tan apetecidos (Ecopetrol, 2014). [13]

Los crudos pesados y extra pesados son generados por procesos naturales en el yacimiento, en Colombia existe potencial debido a sus 23 zonas geológicas, donde se depositan sedimentos con potencial de hidrocarburos, conocidas como cuencas, de las cuales solo nueve de estas cuencas producen hidrocarburos: siete producen petróleo, y dos producen gas. De las siete cuencas productoras de crudo, solo tres concentran más del 90% de la producción de petróleo, las cuales, ordenadas por importancia, son: llanos orientales, la cual cuenta con una porosidad de roca media una saturación del agua del 37,36% al 76,9% y una densidad API que oscila entre 12,1° y 18,6°, valle medio del Magdalena, cuenta con una porosidad media, una densidad API entre 12,7° y 24,5°, y un tipo de petróleo que es el 65% pesado y 25% mediano; valle superior del Magdalena,

con un tipo de crudo que es 57,8% mediano, 29,5% pesado y 10,8% liviano. De los 20 departamentos en donde se extrae petróleo, en Norte de Santander se extrae petróleo liviano, 5 departamentos extraen petróleo mediano y 10 más extraen petróleo pesado.

1.2 Completamiento de pozos

El completamiento de pozos se define como el diseño, selección de tubos, herramientas y equipos en el pozo para controlar la producción de fluidos de manera rentable y segura; este proceso es llevado a cabo después de la perforación o durante la reparación. [6] Con el objetivo de obtener el mayor factor recobro posible durante la vida productiva del mismo, se incluyen el análisis de algunas condiciones mecánicas y la rentabilidad de las que dependerá la productividad del pozo y su desempeño operativo y productivo que a su vez consta de un adecuado diseño de los esquemas de completamiento de los pozos. [7]

Esta etapa es el resultado de varios estudios realizados anteriormente, empezando desde la exploración hasta la evaluación de flujos de pozo después de haber sido perforado, con el fin de traer al cabezal de pozo de forma segura los fluidos encontrados. Las operaciones tradicionales de completamiento comprenden actividades tales como el cañoneo, la instalación del empaque con grava, nipples, cabezal del pozo, acidificación, fracturamiento, asentamiento de tubería de inyección o producción, y las empacaduras.

1.2.1 Factores para el completamiento de pozos

La productividad y la vida productiva de un pozo es afectada por el tipo de completamiento y los trabajos que se llevan a cabo durante la misma, por esto la selección del completamiento es un paso importante en la cual se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Tasa de producción
- Mecanismos de producción
- Necesidades futuras de estimulación
- Control de arenas
- Consideraciones para el levantamiento artificial

- Futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo
- Inversiones

1.2.2 Tipos de completamiento de pozos

Existen varios tipos de completamiento de pozos. Cada tipo es elegido para corresponder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Además, es muy importante el aspecto económico del completamiento elegido por los costos de trabajo posteriores para conservar el pozo en producción [9].

Sabiendo esto los tipos de completamientos se pueden clasificar en dos grupos generales, como se observa en la figura 1.

- Hoyo desnudo: Este completamiento se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de producción normalmente grande de 100 a 400 pies y homogéneo en toda su longitud. Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completamiento se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena o derrumbes de la formación. [8]
- Hoyo revestido: Este tipo de completamiento se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación de 100 a 400 pies. En un completamiento revestido, el revestidor se asienta en el tope de la formación productora y se coloca un forro en el intervalo correspondiente a la formación productiva. [8]

Figura 1.

Esquema general de los tipos de completamiento



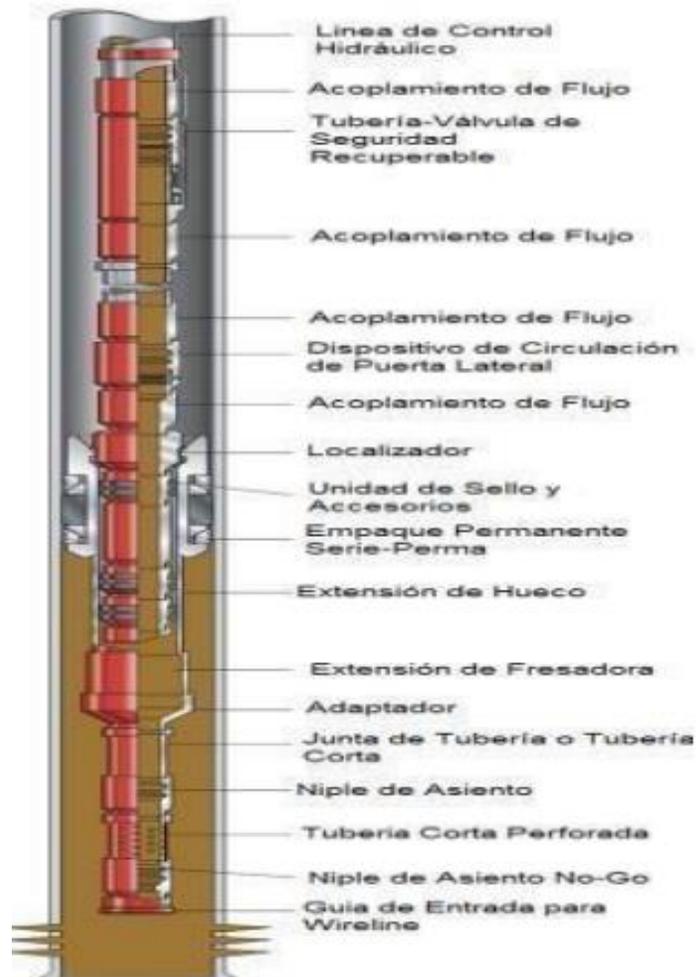
Nota. La figura muestra los diferentes tipos de completamiento de pozos. Tomado de: “J. E. Alarcón Prada Y S. A. Navarro Gómez. 2014 «diseño de completamiento y del sistema de levantamiento artificial en un pozo con recobro por combustión in-situ mediante analogías». [En línea]: <<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2014/153827.pdf>> [accedido el 2 de julio de 2022]”

Dentro del hoyo revestido se subdivide en dos categorías, el completamiento sencillo y el múltiple:

- Completamiento sencillo: Este tipo de completamiento es el más común en la industria, consiste en la producción de una zona de interés por medio de un conducto que va desde fondo hasta superficie, estos completamientos están conformados generalmente con una empaadura para generar estabilidad de los componentes de fondo. Como se observa en la figura 2. Los completamientos sencillos son los más comunes en integrarse a los sistemas de levantamiento artificial.

Figura 2.

Esquema general de un completamiento sencillo



Nota. La figura muestra el esquema general usado en un completamiento sencillo. Tomado de: “«o. j. Jiménez Ortiz y a. x. rincón arias. 2017 «diseño del módulo de completamientos múltiples del manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol s.a ». [En línea]: [accedido el 9 de octubre de 2022]”

- **Completamiento múltiple:** A fines de satisfacer los requerimientos del proyecto se definió Completamiento Múltiple como pozo que presenta configuraciones de fondo que permite el flujo directo o administrado de entrada (producción) o de salida (inyección) de dos o más capas productoras o inyectoras, con o sin la característica de monitoreo en tiempo real de fondo. [13]

1.3 Completamiento inteligente

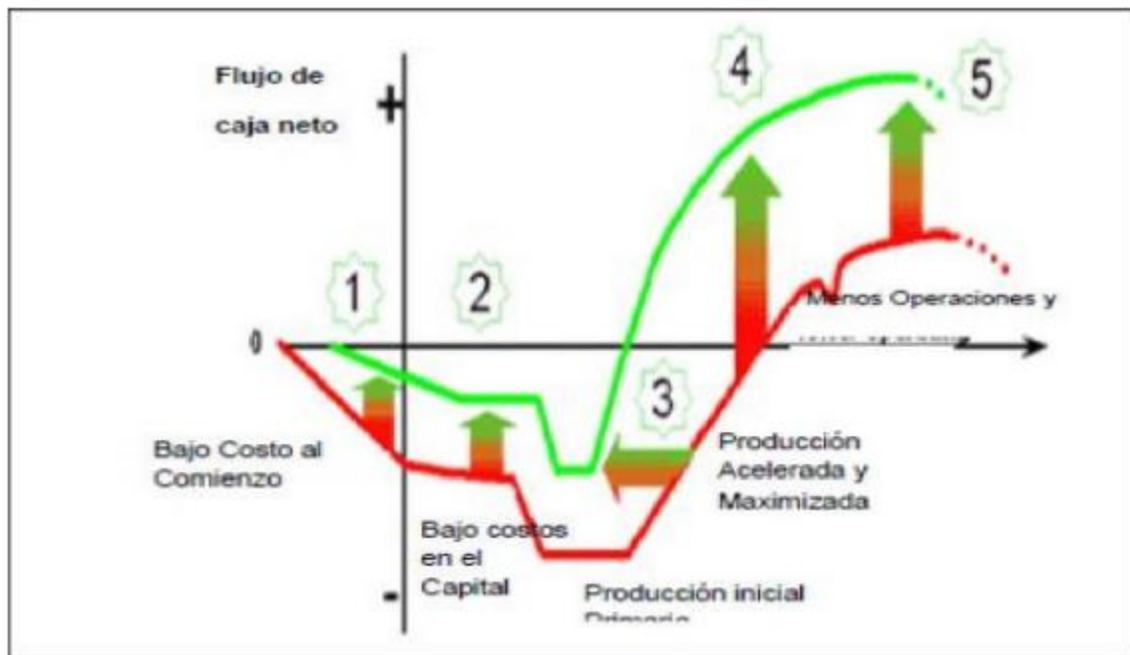
Los sistemas inteligentes o también conocidos como Smart Wells son sistemas avanzados de manejo de yacimientos, lo cual permite optimizar la producción del pozo durante su vida productiva. Esto se consigue mediante el monitoreo en tiempo real del pozo, lo cual permite tomar decisiones de manera más acertada y sin necesidad de una intervención mecánica, excepto en las tareas de mantenimiento. Un pozo inteligente ayuda a obtener mayor producción, maximizando el retorno de la inversión.

Los sistemas recolectan y procesan grandes volúmenes de datos provenientes de numerosos nodos ubicados dentro de cada pozo e instalación de superficie. El sistema luego organiza toda la información en forma racional, toma decisiones lógicas para optimizar la producción de todo el campo y pone en práctica esas decisiones por control remoto. El monitoreo y la acción resultante tienen lugar en tiempo real y en un ciclo continuo. [9]

Se puede observar en la figura 3 que inicialmente los costos de inversión en la perforación y despliegue de un completamiento convencional son significativamente mucho menores que los de un completamiento inteligente (punto 1), pero si se observa, en punto 2 que es la puesta en producción del pozo, se tiene una pronta producción en el pozo inteligente a diferencia del convencional, además de tener una mayor vida productiva antes de tener que realizar un trabajo de reacondicionamiento (punto 3). Los puntos 4 y 5 representan la etapa de recuperación secundaria, bien sea por la aplicación de métodos de recuperación secundaria o por la implementación de nuevas tecnologías. [9]

Figura 3.

Comparación económica entre completamiento convencional e inteligente



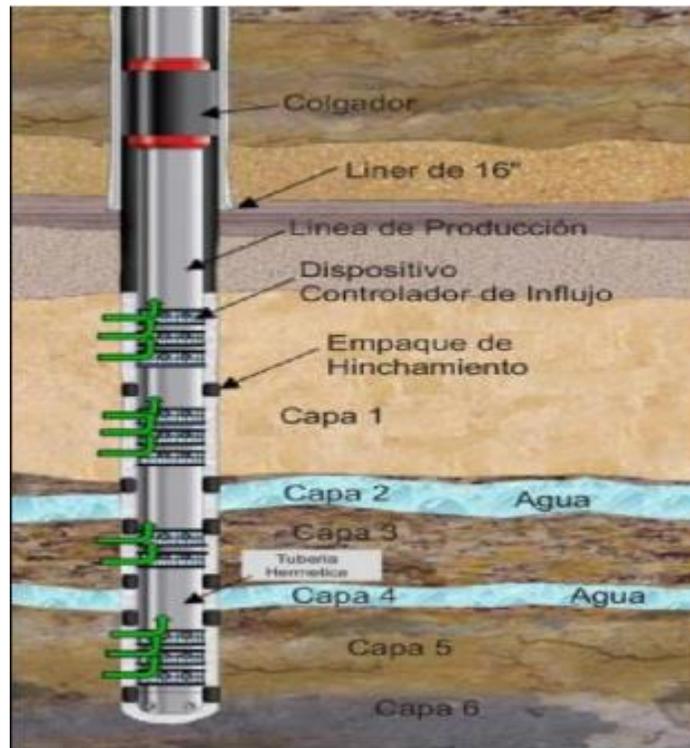
Nota. La figura muestra la diferencia entre desarrollar un completamiento convencional (línea verde) en comparación desarrollar completamiento inteligente (línea roja). Tomado de: “«completación de pozos». El petróleo y sus avances. 2019 [En línea] [accedido el 6 de julio de 2022]”

El completamiento inteligente se basa en dos principios fundamentales:

1. Capacidad de monitoreo en tiempo real, esto por medio de unas mediciones con el fin de conocer las condiciones de flujo, estas se pueden obtener por medio de sistemas electrónicos como por fibra óptica en la cual se ubican sensores dentro del pozo permitiendo medir el corte de flujo de agua, densidad, presión y temperatura.
2. Control en tiempo real, tener el control de tomar decisiones en tiempo real con respecto a lo que está ocurriendo en el yacimiento es posible mediante este completamiento, con esto se puede lograr controlar de forma remota las tasas de 21 inyección o producción entre arenas lo cual es una ventaja en término productivos y económicos dado que se eviten al máximo las intervenciones en pozo. [10]

Figura 4.

Esquema general de un completamiento inteligente



Nota. La figura muestra el esquema de completamiento inteligente. Tomado de: “O. J. JIMÉNEZ ORTIZ y A. X. RINCÓN ARIAS. 2017 «diseño del módulo de completamientos múltiples del manual general de completamiento de pozos de ecopetrol s.a». [En línea] Disponible en: [accedido el 9 de octubre de 2022]”

1.3.1 Herramientas principales y equipos de fondo

En un completamiento inteligente la adquisición de datos en tiempo real es posible con el sensor de fondo de pozo que mide presión, temperatura, flujo, densidad o el corte de agua, este dispositivo puede incluir un medidor electrónico convencional, instrumentación con fibra óptica o una combinación de ambas para el control de flujo en tiempo real desde un regulador de control hidráulico, electrohidráulico o netamente eléctrico. Estos dispositivos pueden ser controlados en superficie por válvulas simples de apertura y cierre o multi posicionales. [9]

Las empacaduras de producción especializadas con pasajes de líneas de control para la factibilidad de la alimentación a través de ellos para las líneas de control desde la superficie hasta los sensores de fondo y dispositivos de control de flujo.[9]

Las líneas de control electrónicas e hidráulicas enlazadas al monitoreo de datos en superficie y paneles de control de flujo, la protección en fondo de estas líneas es provista por medio del uso de un sistema de abrazaderas y empalmes especializados. [9]

Los equipos principales del completamiento inteligente en fondo son los siguientes:

- Completamiento inteligente compacta (ICS): Todas las conexiones eléctricas e hidráulicas están soldadas en sus correspondientes posiciones por el fabricante, estos equipos solo tienen que conectar las líneas en los adaptadores de manipulación y ya no es necesario enhebrar las líneas a través de los empacadores ni conectarlas a las válvulas FCV y sensores de presión en el sitio del pozo, lo cual resulta en una disminución de los tiempos, costos y riesgos asociados con la instalación. [10]
- Válvula de control de flujo (FCV) : Permite el control de producción y funciona mediante la operación de un pistón balanceado, siendo este el que produce el accionamiento de la misma, a través de la aplicación de presión diferencial hidráulica a 23 pistón, cuentan con un mecanismo incorporado que reduce el riesgo durante la operación, ya que este asegura que la posición de la válvula no cambie involuntariamente, una camisa protectora permite mantener los sellos del estrangulador protegidos de ser expuestos al flujo durante el accionamiento y la operación, de esta forma impide el daño producido por los fluidos corrosivos del pozo a altas presiones diferenciales.[10]

Los tipos de reguladores de flujo que están disponibles para los completamientos inteligentes son:

En un principio la camisa HMC era un regulador controlado en superficie hidráulicamente mediante dos líneas de control, el cual permite un control abriendo o cerrando la camisa deslizante selectivamente para la arena productora, evitando las intervenciones en el pozo. Dentro de las ventajas que este tipo de camisas deslizables: diseño simple de reducción de costos de operaciones, alta confiabilidad y exactitud en el control de flujo, mejor actuación en los sistemas en ambas direcciones (ON/OFF), control independiente de cada una de las zonas, cierre automático del flujo si las condiciones operativas están fuera de rangos de operación, no utiliza herramientas habituales para cambiar la posición de la camisa. [10]

1. HCM plus: Posee un sistema de accionamiento mediante un pistón, actuador, su rango de aplicación de presión es máximo 10000 psi, además tiene dos paquetes planos para bypass y perfiles de cambio mecánico y puertos cerrados comunes integrados.

2. SHROUDED HCM: Tiene una cápsula que cierra la parte inferior de la junta perforada y la parte superior de los puertos de la camisa, posee un tapón preinstalado en el niple del asiento antes de ser bajada en el hueco para desviar los fluidos a través de la válvula, así creando un espacio anular entre el diámetro interno de la cápsula y la junta perforadas, el niple y una pequeña porción de la camisa. 24

3. HCM-S: Permite el control de las tasas de flujo tanto de producción como de inyección según sea el caso, entre los intervalos seleccionados, sin tener la necesidad de realizar una intervención.

4. HCM-A: Esta versión posee un choque ajustable de similares características a la HCM debido a que su ajuste lo realiza de manera mecánica y de esta manera se puede regular el requerimiento deseado. Se maneja con una presión máxima 7500 psi y con un rango de 32 °F a 325 °F, con una operación aproximada de 10 años. [10]

- Modulo hidráulico multipunto: Permiten la manipulación de hasta tres válvulas de fondo de pozo mediante una sola línea hidráulica de control, un sensor de posición se encuentra integrado en la válvula FCV hidráulica, el cual se logra mediante la programación de cada válvula FCV para responder a una señal de dos, cuatro u ocho pulsos; como la válvula se mueve en una sola dirección se puede utilizar en una serie de pulsos para cambiarlas de apertura a cierre o a través de la secuencia de posiciones de estrangulación.[10]

- Empacaduras o packers: Las empacaduras o packers son herramientas de fondo, la cual permite realizar sello entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción de tal forma que eliminan el movimiento vertical de fluidos previniendo la comunicación en el espacio anular de 2 zonas para poder producir e inyectar de manera individual. Entre las principales características de las empacaduras está el aislar diversas zonas de producción en los completamiento múltiples, permite proteger la tubería de revestimiento cuando se dan condiciones de alta presión de inyección y producción.[10] La clasificación de las empacaduras de producción va de acuerdo al método de asentamiento, por número de orificios a través de la empacadura y finalmente por la presión de operación, de esta forma se tienen: recuperables, permanentes, recuperables. Permanentes; empacadores de aislamiento anular, todos los empacadores con múltiples orificios utilizados con el sistema Intellizone satisfacen las normas ISO. Son bastantes versátiles y altamente confiables, sentados de forma hidráulica, se encuentran de dos formas: “cortar para recuperar” y “tensionar para recuperar”. [10]

- Sensores: En fondo de pozo se cuenta con dos grupos de sensores los cuales son:

1. Sensores de presión y temperatura: Estos componentes permiten registrar los valores de presión y temperatura en tiempo real, con los parámetros recopilados se pueden determinar las condiciones del índice de productividad, el daño de formación, adicional a esto permite modelar de mejor manera el reservorio, verificar la conectividad de este, el factor de recobro y minimizar costos de intervención; las principales características de diseño del sensor que estará permanentemente en fondo son:

- Presión: Rango entre 0 - 30000 psi

- Temperatura: 77 °F- 347 °F
- Diámetro exterior: 3/4"
- Vida útil: Mínimo 5 años
- Resolución presión / temperatura: 0,00001 psi/ 0,9 °F • Exactitud presión / temperatura: 0,015 % / 0,018 ° F
- Vibración / choque: > 10 G / 500 G [10]

2. Sensor de posición absoluta: Estos sensores tiene como función principal la identificación de las posiciones del estrangulador de la válvula de control de flujo; su principio de funcionamiento se basa en una vez se active la válvula los sensores envían un mensaje a superficie a través del cable medidor mediante el cual se hace plena identificación de la nueva posición del estrangulador de la válvula esto en vez de requerir conteo manual de los ciclos de presión en la superficie. [10]

1.3.2 Equipos de superficie

Los equipos principales del completamiento inteligente en superficie son los siguientes:

- Unidad de potencia hidráulica: Maneja presiones de fluidos de las líneas hidráulicas de control, esta unidad permite el almacenamiento, bombeo y direccionamiento del fluido hidráulico; trabaja en conjunto con el sistema de monitoreo 26 Intellizone y de esta manera poder obtener los datos de presión, temperatura y posición de los estranguladores de las válvulas. [10]
- Uniconn: Este controlador de superficie permite la recolección y control de datos el cual opera con un sistema de control SCADA, herramientas de fondo y otros dispositivos de comunicación; entre sus principales funciones está la obtención y almacenamiento de datos de medidores de fondo esto a través de una tarjeta de memoria flash portátil, control automático de los movimientos de las válvulas, niveles de tolerancia y recolección de datos de la unidad de potencia hidráulica. [10]

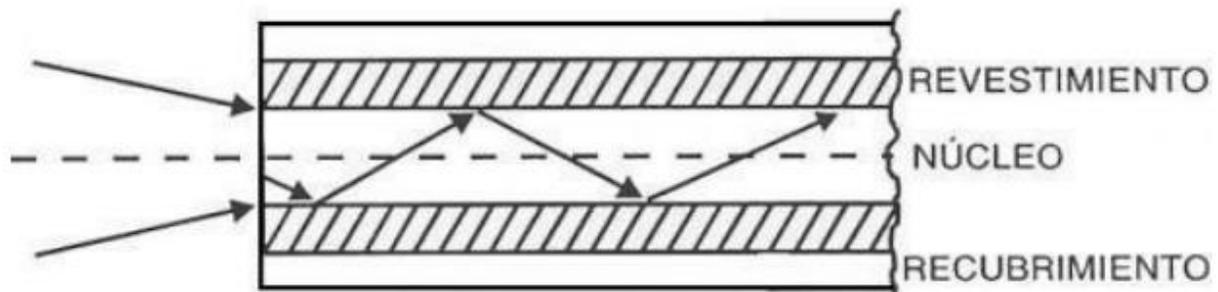
1.4 Fibra óptica

La fibra óptica presenta algunas aplicaciones en la industria petrolera que comprende desde el monitoreo temporal del perfil de producción de un pozo hasta el monitoreo permanente de parámetros como presión y temperatura en pozos con terminaciones fijas. La principal aplicación de la fibra óptica es el registro en tiempo real de la temperatura distribuida, tanto en el monitoreo del perfil de inyección de agua en pozos inyectoros de agua tanto en el monitoreo del perfil de inyección de gas en pozos con bombeo neumático. El objetivo principal del análisis de temperatura es verificar el perfil de inyectividad o producción en pozos inyectoros o productores y la funcionalidad de las válvulas del sistema en pozos con Bombeo Neumático. [20]

La fibra óptica es un sistema por el cual se envía información por medio de refracción de rayos de luz dentro del núcleo de la fibra, como se observa en la figura 5. Como tal la fibra óptica está compuesta por dos elementos, el núcleo que generalmente está compuesto por plástico o vidrio preferiblemente de sílice y un revestimiento de cuarzo o plástico, para que operen correctamente se debe hacer un diseño en donde el índice de refracción del revestimiento sea ligeramente inferior al índice del núcleo, porque este ligero cambio genera que el pulso de luz generado en un extremo de la fibra, dentro de un determinado ángulo, se refleje cada vez que incide en los límites entre el núcleo y el revestimiento. La luz continúa reflejándose múltiples veces a través de la fibra por la reflexión interna total, hasta que llega a un receptor de señales; para evitar que la fibra sufra algún daño se coloca un recubrimiento que lo proteja de los ambientes en los que se exponga. [12]

Figura 5.

Esquema general de los componentes de la fibra óptica



Nota. La figura muestra los componentes de la fibra óptica. Tomado de: “«diseño de un algoritmo que evalúe la calidad de vapor inyectado en el sector sur del campo teca a partir de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (dts)» [En línea] [accedido el 28 de abril de 2022]”

Es un sensor con la capacidad de realizar mediciones de temperatura, así obteniendo una data de perfil térmico del pozo, esta tecnología puede instalarse a lo largo de la sección tanto horizontal como vertical de un pozo. [10]

La fibra óptica puede soportar ambientes de alta temperatura aproximadamente 600 °F debido a los componentes que se utilizan para su construcción y a la armadura sobre la cual se encuentra instalada, esta característica la hace óptima para realizar el monitoreo de pozos con inyección de vapor; los sistemas interrogador- fibra óptica permite obtener los perfiles de temperatura a lo largo del pozo en tiempo real y continua durante los periodos de inyección y producción, facilitando la toma de decisiones respecto a la presión y temperatura de inyección y cálculos de calidad de vapor, perfil de distribución de inyección y seguimiento del frente de vapor durante la inyección, así asegurando que el vapor llegue a las zonas de interés y en las condiciones requeridas.

Otras aplicaciones de la fibra óptica en pozos de inyección de vapor son:

- Verificación del aislamiento/hermeticidad del completamiento identificando pérdidas de calor a través de este.

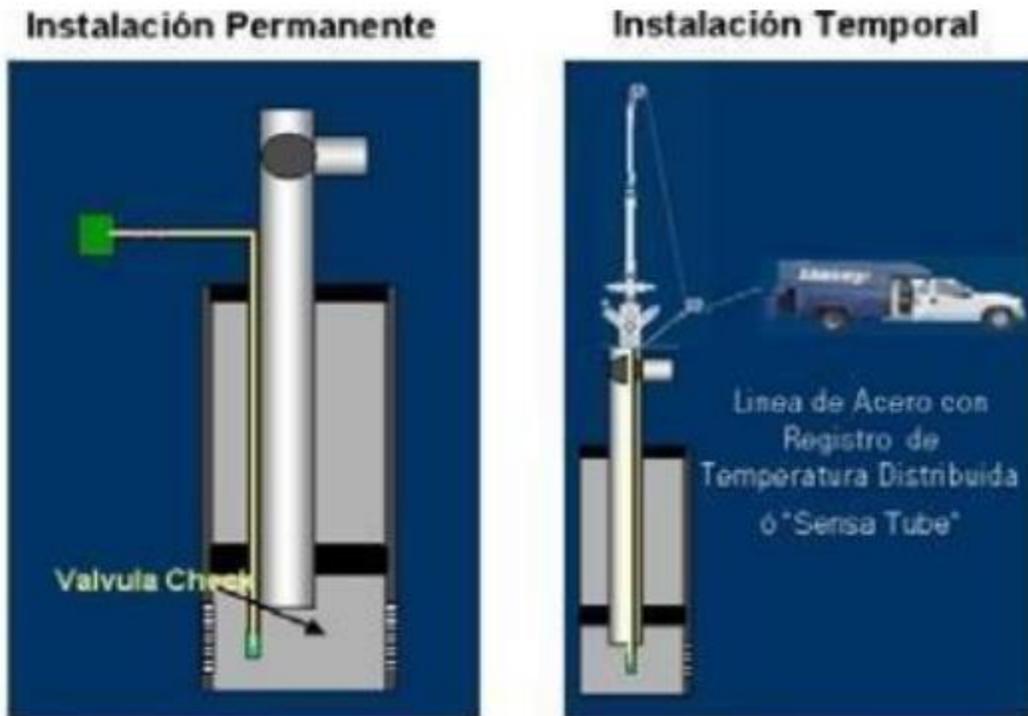
- Verificación de la integridad del completamiento de inyección verificando punto de pérdida de inyección.
- Pozos observadores: determinar el avance del frente de calor en el yacimiento.
- Pozos inyectoros: determinar la temperatura del vapor en la zona de inyección y zonas de inyección.
- Pozos productores: Determinar zonas preferenciales de inyección, zonas de producción y temperatura del fluido producido. [11]

1.4.1 Descripción del equipo

Línea de Acero con Registro de Temperatura Distribuida – o “Sensa Tube”, refiere a una línea de acero (slickline) especial que cuenta con fibra óptica interna la cual se conecta a una unidad de adquisición de datos DTS en la superficie. El sistema está instalado en una unidad móvil la cual puede ser helitransportable o camión similar a las unidades convencionales de línea de acero o de registros con cable eléctrico, como se ve en la figura 6. La línea está enrollada en un tambor-malacate, la cual es bajada al pozo junto con barras de peso. De igual forma se utiliza un equipo de control de presión con preventores BOP o estoperos y lubricantes. Esta unidad se corre dentro del pozo de tal forma que se alcance la mayor profundidad para poder registrar los eventos de temperatura que ocurran. Una vez alcanzada dicha profundidad el registro y estudio de temperatura comienza registrándose en tiempo real, en cualquier instante y de forma continua, permaneciendo la línea de acero estática sin necesidad de mover el malacate. [22]

Figura 6.

Tipos de instalación de fibra óptica



Nota. La figura muestra los tipos de instalación de fibra óptica: E-max. 2016. Tomado de: «Operaciones con SlickLine (Líneas de Acero) - OilProduction». [En línea] [accedido el 16 de octubre de 2022]”

Otra forma en la que la fibra óptica puede ser instalada es de forma permanente en el pozo como parte de los equipos para monitoreo permanente de presión y temperatura. La línea se introduce en el pozo de forma flejada a lo largo de la tubería de producción, introduciendo primero una delgada tubería de acero inoxidable de ¼” de diámetro, una vez instalada esta línea se procede a la introducción de la fibra óptica mediante el bombeo de esta con la ayuda de un fluido. [22]

1.4.2 Uso en el ámbito petrolero

La tecnología de fibra óptica, que tradicionalmente es aplicada para la transmisión de datos, extiende su mercado hacia el sector energético: petróleo, gas y electricidad, desarrollando soluciones para el monitoreo de ductos, que comprende desde el monitoreo temporal del perfil de producción de un pozo hasta el monitoreo permanente

de parámetros como presión y temperatura en pozos con terminaciones fijas con el fin de detectar fugas, hundimientos o intrusos. Creada en Suiza, la tecnología de fibra óptica aplicada en el monitoreo de ductos se ha desarrollado básicamente en países como Rusia, Canadá, China, Estados Unidos y actualmente busca posicionarse en América Latina. [23]

La fibra óptica es sensible a las variaciones de temperatura, lo que permite determinar en un ducto, con una precisión métrica, dónde hay una fuga, la cual tiene una firma térmica que va a cambiar la temperatura en la tierra, cerca del ducto o alrededor del ducto. [23]

1.4.3 Requerimientos técnicos

Es un sensor con la capacidad de realizar mediciones de temperatura, así obteniendo una data de perfil térmico del pozo, esta tecnología puede instalarse a lo largo de la sección tanto horizontal como vertical de un pozo. [10] Los requerimientos técnicos mínimos de la fibra óptica a ser considerados se observan en la siguiente tabla:

Tabla 1.

Requerimientos técnicos mínimos de la fibra óptica

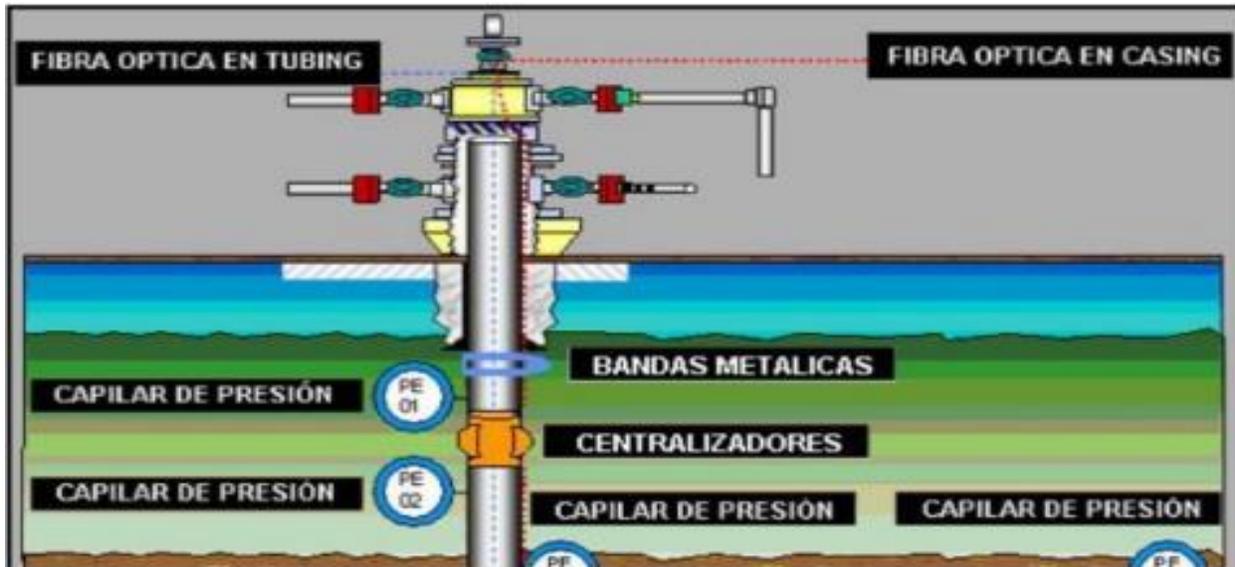
CARACTERÍSTICAS	REQUERIMIENTOS
Rango de Operación.	0-600° F
Precisión.	±0.5° C
Resolución.	±0.5° C
Especificaciones Generales:	
Resolución Espacial.	< 3metros
Ancho de Banda.	>600MHz.Km @ 850 & 1300nm
Atenuación.	<0.7dB/Km @ 1300nm
Configuración de Instalación	
Sencilla	Si
Doble	Si

Nota. La tabla muestra los requerimientos técnicos mínimos de la fibra óptica Castillo y Parra. 2003. Tomado de: “«Resultados De La Investigación». [En línea]. [Accedido el 19 de mayo de 2022]”

Las mediciones de la fibra óptica son complementadas a través de la instalación de sensores puntuales de P y T. Estos sensores se caracterizan por ser robustos y sin electrónica en el fondo, ya que los rangos de temperatura son muy altos, pero sin embargo ofrecen la precisión y resolución para satisfacer las necesidades requeridas para la supervisión de los procesos SAGD e IAV, es necesario el diseño de una instrumentación instalada como parte integral del completamiento de los pozos, capaz de satisfacer los requerimientos que implica la optimización de este tipo de procesos. [17]

Figura 7.

Instrumentación de los pozos con fibra óptica



Nota. La figura muestra la instrumentación de los pozos con fibra óptica, (fibra, capilares de presión y termopares) los requerimientos técnicos mínimos del equipo de opto-electrónico DTS Castillo y Parra. 2003. Tomado de: “«Resultados De La Investigación»». [En línea] . [Accedido el 19 de mayo de 2022]

Tabla 2.

Requerimientos técnicos mínimos del equipo de opto- electrónico

CARACTERÍSTICAS	REQUERIMIENTOS
Capacidad de fibras (canales).	2
Longitud de la Fibra.	2 km
Resolución de Muestreo.	3 m
Almacenamiento de Data:	
Capacidad de Almacenamiento.	10 GB
RAM con Baterías de Respaldo.	Si
Sistema de Comunicación:	
Puertos	
- Cantidad	1
- Velocidad	9600 incrementada hasta 38400 bps
- Tipo	RS-232, RS-234, Hart y Ethernet
Protocolos de Comunicación	Modbus RTU, TCP/IP
1; 10 Frecuencia de Muestreo	30 minutos
Sistema de Alimentación:	
Voltaje DC	24 VDC
Voltaje AC	120 VAC ±10%
Consumo Máximo.	25 W
Ambiente Operacional	
Temperatura	-40 a 65 ° C
Humedad	40 a 100 % sin condensación
Clasificación de Área	Clase I División II
Accesorios	
Display (pantalla)	Si
Teclado (hombre/máquina)	Si
- Básico	Acceso a data requerida
-Alfanumérico	Números y letras
Seguridad de Acceso	
Clave de Acceso (password)	Si
Llave de Hardware (gabinete)	Si

Nota. La tabla muestra los requerimientos técnicos mínimos del equipo de opto- electrónico DTS Castillo y Parra. 2003. Tomado de: “«resultados de la investigación». [En línea] . [Accedido el 19 de mayo de [2022]].

1.5 Recobro mejorado (EOR)

La recuperación mejorada de petróleo (EOR), es uno o más de una variedad de procesos que buscan mejorar la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento después de la fase de producción primaria. Clasificadas alguna vez como una tercera etapa de la recuperación de petróleo que se efectuaba después de la recuperación secundaria, las técnicas empleadas durante la recuperación mejorada de petróleo pueden realmente iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva 34 de un yacimiento de petróleo. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento. [24]

Los tres tipos principales de operaciones de recuperación mejorada de petróleo son la inundación química (inundación alcalina o inundación con polímeros micelares), el desplazamiento miscible (inyección de dióxido de carbono [CO₂] o inyección de hidrocarburos) y la recuperación térmica (inyección de vapor o combustión en sitio). La aplicación óptima de cada tipo depende de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva neta, la permeabilidad, las saturaciones de petróleo residual y agua, la porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad. La recuperación mejorada de petróleo también se conoce como recuperación de petróleo ampliada o recuperación terciaria. [24]

1.5.1 Recobro mejorado térmico

Los métodos térmicos mejorados consisten esencialmente en la transferencia de energía en forma de calor de la superficie hacia el yacimiento. La temperatura del crudo se aumenta radicalmente por lo que se dilatan los fluidos y se expanden; se vaporiza la forma líquida y se reducen las viscosidades contribuyendo a la movilidad del crudo. En forma general estos métodos consisten en la inyección ya sea de vapor o agua caliente y la inyección de aire, ambos siguiendo diferentes esquemas [25]. En la figura 8 observamos un cuadro comparativo de los distintos tipos de recobro térmico.

Figura 8.

Comparación de los diferentes tipos de recobro mejorado térmico

Producción	Método	μ cP	Fr, %	Ventajas	Desventajas
En Frio	CHOPS	< 20.000	8 - 25	Bajo Costos	Manejo de Arena
	VAPEX	< 20.000	40 - 60	Bajo Consumo Energetico	Costo del Solvente
Térmico	IAV	> 1.000	15 - 20	Pozos existentes	Alto consumo Energético
	ICV	< 3.000	40 - 50	Alto Fr	Alto consumo Energético
	SAGD	> 50.000	50 - 60	Alto Fr	Alto consumo Energético
	THAI	> 50.000	No estimado	Bajo Consumo Energetico	Alta complejidad y Riesgo

Nota. La figura muestra los diferentes tipos de recobro térmico, haciendo una comparación entre ellos. Tomado de: “«Biblioteca Digital USB - Universidad de San Buenaventura». [En línea] [accedido el 19 de abril de 2022].”

- **Inyección cíclica de vapor:** En esta técnica, también conocida como estimulación cíclica de vapor –CSS, se inyecta vapor al pozo durante un periodo aproximado de tres semanas, para luego cerrarlo por un par de días (a este tiempo se le conoce como periodo de remojo), tiempo durante el cual se da la transferencia efectiva de energía a la formación y al crudo; posteriormente, se activa nuevamente la producción en dicho pozo obteniéndose altas tasas de recuperación. Sin embargo, pasado unos meses la producción declinará a su valor original, por lo cual se hace necesaria una re-estimulación del pozo, es decir, repetir el procedimiento hasta que éste ya no sea rentable (Benavides & Pinilla, 2017).

- **Inyección de vapor continua:** Consiste en inyectar vapor continuamente, desde un pozo conocido como inyector, con el fin de transmitir la mayor cantidad de energía y así, con el aumento de temperatura, lograr disminuir la viscosidad del crudo y facilitar su desplazamiento hacia el pozo productor. Para aplicar este método se 36 deben

considerar las características propias del yacimiento tales como presión, viscosidad del crudo, profundidad y grosor de la arena (Benavides & Pinilla, 2017).

- Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD): La técnica requiere la perforación de dos pozos horizontales (uno sobre el otro). Por el pozo superior, es decir el inyector, se introduce vapor a presión el cual forma una cámara de vapor. La condensación del vapor genera el calor necesario para reducir la viscosidad del crudo logrando así la movilización, por gravedad, hacia el pozo inferior (el productor) (Mohammadzadeh Ioannis, 2010).

- Inyección de agua caliente: Este método de recuperación terciaria consiste en introducir agua caliente al yacimiento con el propósito de calentar la formación en los alrededores del pozo. Dicha agua se mezcla con los fluidos del yacimiento lo que genera una zona caliente que permite aumentar la movilidad del crudo a partir de la reducción en la viscosidad de éste gracias a las elevadas temperaturas. Al igual que la Inyección de vapor, se requiere de un pozo inyector y otro productor para la implementación de esta técnica, con la diferencia en que éste último es más eficiente por su capacidad de transmitir mayor cantidad de energía, ya que el agua caliente suele dispersarse en el camino (Torre, 2014).

Para las técnicas mencionadas previamente, se requiere agua limpia, es decir, ésta no debe contener sólidos suspendidos y/o minerales disueltos ya que pueden causar daños en el sistema de distribución y el mismo pozo, así como en el equipo de generación de vapor (para el caso específico de la inyección de vapor). Asimismo, existe riesgo de que la expansión térmica cause daños en el revestimiento mientras el vapor está siendo inyectado, lo que puede generar serios impactos en la flora y fauna de los alrededores. (Espinosa & Torres, n.d.; Salvador & Evaristo, 2009)

- Combustión in situ: Tiene como finalidad generar calor a partir de la quema de un porcentaje del petróleo del yacimiento (aproximadamente el 10%). El procedimiento se da de la siguiente manera: se introduce aire comprimido por el pozo inyector con el propósito de generar ciertas reacciones químicas como la oxidación a bajas temperaturas (dadas por la mezcla entre el aire y ciertos compuestos propios del petróleo). Dichas reacciones son las encargadas de aumentar la temperatura

consiguiendo con esto una disminución en la viscosidad del petróleo y por lo tanto un incremento en la movilidad de éste hacia el pozo productor (Yatte Garzón & Muñoz Navarro, 2011). Esta técnica de recobro es considerada una de las más complejas y suele generar preocupación por los riesgos que conlleva su implementación, pues puede generar un aumento en la actividad sísmica la zona, contaminación ambiental por la expulsión de gases de combustión al ambiente través de fracturas generadas en la roca por las altas temperaturas, causando contaminación de acuíferos subterráneos y cuerpos de agua superficial. (Ardila, 2014)

En torno al tema de los crudos pesados y extra pesados, debemos tener en cuenta que existen tres clasificaciones para los pozos:

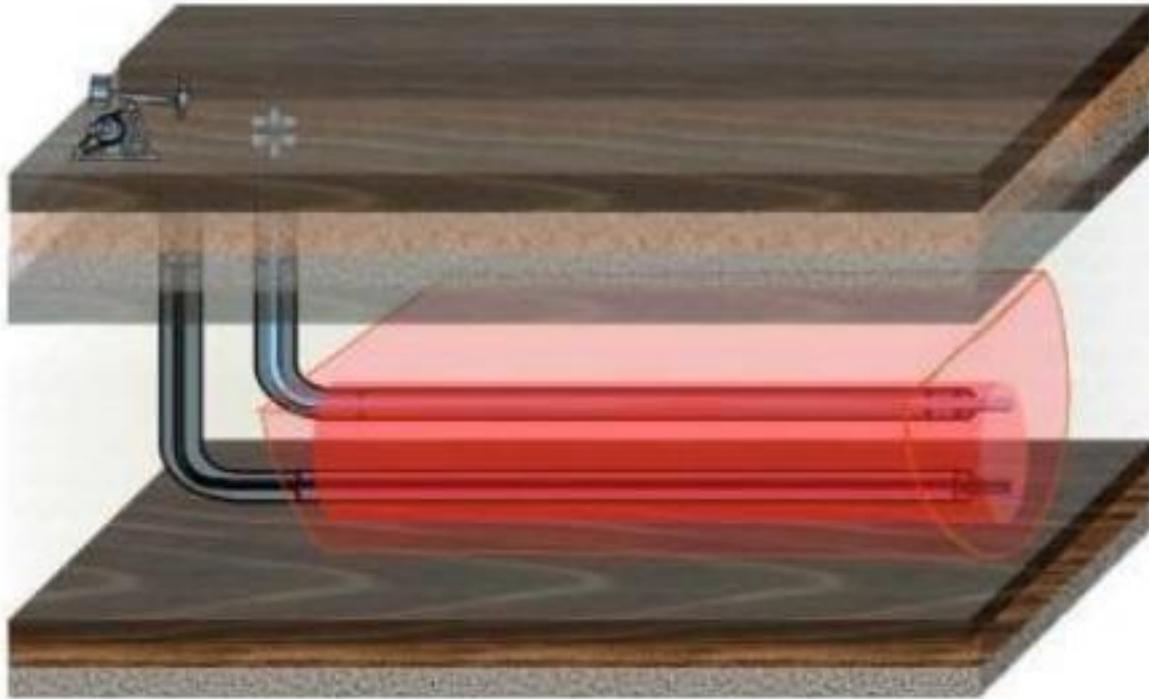
- Un pozo caliente: es aquel que presenta una temperatura de 230°C y produce crudo extra pesado caliente en un rango de tiempo de 15 días.
- Un pozo en remojo: es el que se encuentra en su tiempo de remojo, entre 25 y 60 días después de la inyección de vapor, a una temperatura promedio de 140°C.
- Un pozo frío: es el que se encuentra al término de su tiempo de remojo y necesita una nueva inyección de vapor, con un tiempo de producción de 80 a 120 días, con una temperatura promedio de 80°C.

1.5.2 Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)

Esta técnica, se basa primordialmente en la creación de la cámara y expansión de esta de vapor bajo un único mecanismo de producción. Durante este proceso, el vapor que es inyectado de forma constante a la formación por medio de un pozo horizontal se expande de forma uniforme, permitiendo el calentamiento del hidrocarburo, logrando así que este adquiera una mejor movilidad y drene hacia el pozo productor, que se encontrará a pocos pies de distancia por debajo del pozo inyector, por medio de la gravedad como se observa en la figura 9. [26]

Figura 9.

Esquema general del proceso SAGD



Nota. La figura muestra el proceso de segregación gravitacional asistido por vapor. Tomado de: "X. Rodríguez, J. Bustamante y S. Muñoz. 2016 «Vista de Drenaje gravitacional asistido con vapor, SAGD, aplicado a yacimientos de crudos pesados. | Fuentes, el reventón energético». Portal de Revistas UIS. [En línea] [accedido el 13 de abril de 2022]

Consta de tres etapas la técnica, la primera es de start up, consiste en el vapor inyectado por el tubing del pozo productor e inyector, en el mismo tiempo se presenta una producción de aceite de forma pequeña por el anular. Esta etapa se hace con el propósito de lograr una conectividad entre los pozos y el hidrocarburo calentado logre desplazarse hacia el pozo productor, con esta conectividad entre pozos se pasa a la etapa de desarrollo, la cual inicia cuando la producción de aceite en el pozo inyector disminuye y seguido a esto se continúa con la inyección continua de vapor por el pozo superior y los fluidos calentados y el agua condensada drenan hacia el pozo productor por gravedad, la cámara de vapor generada asciende de forma acelerada hasta alcanzar el tope de la

formación, provocando un aumento en la tasa de producción. Y en la última etapa denominada como mejoramiento, en la que se propone generar gradientes de presión entre pares de pozos para que una cámara de vapor se expanda más rápido que la otra y de esta manera poder barrer mayor área del yacimiento. [26]

El éxito del proceso SAGD en el campo depende de dos factores principales: los parámetros del yacimiento y las condiciones de operación. Los parámetros del yacimiento, que no se pueden controlar, incluyen el espesor del yacimiento, la viscosidad del betún, la profundidad del yacimiento, las barreras de lutita en el yacimiento, la zona de gas en la sobrecarga y la zona de agua en la sobrecarga o la reserva. Investigaciones anteriores mostraron que las zonas de agua en el reservorio resultaron en un desempeño SAGD ineficiente. Sin embargo, la presencia de una capa de agua en el fondo tiene menos impacto en la recuperación de petróleo que cuando está presente una capa de agua supra yacente. [26]

Los principales costos asociados al SAGD son la generación de vapor debido al creciente precio del gas natural que se emplea como combustible para el generador, Butler realiza la siguiente estimación “se requieren cerca de 14,16 metros cúbicos estándar (sm³) de gas natural para generar un barril de vapor con calidad 100%, en proyectos de SAGD eficientes el SOR está entre 2-5 dependiendo del yacimiento y del tipo de fluido, así el gas requerido está en el rango de 28,3-70,8 m³ por barril de aceite producido” [14]

Criterios para su aplicación:

- Temperatura hasta 280°C (536°F)
- Profundidad menor a 4.500 ft.
- Espesor neto definido como una sección continua mayor de 50 ft de espesor.
- Buena continuidad lateral de la arena con el fin de poder evaluar más de un par de pozos y otro tipo de arreglo
- Presión mayor a 200 lpca.
- Relación de permeabilidades (Kv/Kh) mayor a 0.8.f) Porosidades mayores a 20%.

- Corte de agua menores a 90%.
- Viscosidades mayores a 300 cP
- Gravedad API menor a 15°
- Sello lutítico en el tope de la arena objetivo mayor a 5 ft

Ventajas técnicas:

- Comparados con los resultados obtenidos con métodos en los que se emplean pozos verticales, al utilizar pozos horizontales se presenta un incremento en el área de drenaje, permitiendo la producción de hidrocarburos que de otra forma no serían recuperables.
- Debido a que los pozos horizontales generan una menor caída de presión por unidad de longitud, se reducen las probabilidades de conificación del agua, minimizando daño al pozo. [14]

Además, debido a las condiciones de operación que ocurren durante el proceso se tienen las siguientes ventajas:

- Debido a que el SAGD es un proceso en el que se aprovecha únicamente el drenaje gravitacional, por lo cual no se realiza un empuje con el fluido inyectado, se requiere de una menor presión de inyección comparada con la inyección continua y la cíclica. Esto se traduce en menores costos de compresión, así como en la posibilidad de utilizar tuberías de menor resistencia.
- Se alcanza una mejor movilidad del petróleo, ya que este permanece caliente hasta que es drenado al pozo productor. Esto se debe principalmente al empleo de distancias cortas entre los pozos ya que se asegura que el crudo se encuentre siempre en contacto con los fluidos calientes. [14]

Ventajas económicas:

Cabe señalar que las anteriores ventajas reducen costos y hacen que el proceso sea más rentable. Además, existen otras ventajas que presenta el SAGD desde el punto de vista económico, a saber:

- El costo de la perforación de una sección horizontal puede ser cuatro veces mayor al costo de un pozo vertical, pero la producción alcanzada en el primer caso puede ser diez veces mayor que la registrada tras la implementación de pozos verticales.
- Los dos pozos del sistema SAGD son perforados en una misma locación, lo que reduce significativamente los costos de perforación y de las facilidades de superficie. [14]

Ventajas ambientales:

En este punto debe tomarse en cuenta que el hecho que en el proceso de segregación gravitacional asistida por vapor se realice todo un esquema de explotación de un yacimiento con pocos pozos y que las facilidades de superficie son menores que las requeridas en otros procesos es un factor determinante para la disminución drástica del impacto ambiental que el proceso puede llegar a generar. [14]

Desventajas:

- Debido a las grandes pérdidas que ocurren durante el flujo del vapor hacia la formación de interés, el proceso se restringe a profundidades menores a 4.500 pies.
- Altos costos asociados a la instrumentación de los pozos productores e inyectores.
- Altos costos para la generación del vapor.
- Complejidad en los completamientos de los pozos horizontales.
- Requiere una buena caracterización dinámica y estática de los yacimientos. [14]

2. METODOLOGÍA

Para poder llevar a cabo esta investigación se obtuvo una muestra de crudo 150 ml del pozo en cuestión con una gravedad API de 12° y una viscosidad de 13500 cP.

En el primer objetivo, se realizó una prueba de laboratorio la cual consiste en aplicar calor a la muestra a diferentes temperaturas 5 sensibilidades distintas a partir de que la muestra empezara a fluir a presión atmosférica por medio de un viscosímetro Brookfield. Con los resultados obtenidos se construyó la curva que relaciona los cambios de viscosidad con respecto a las temperaturas sometidas en la prueba de laboratorio, en la cual se observa la relación directa que tiene la viscosidad respecto a los cambios de temperatura, observándose que preliminarmente que a mayor temperatura mejora la viscosidad. Durante esta prueba, la cual se inició a temperatura ambiente (71.6 °F) la viscosidad a esta temperatura es elevada, pero conforme se calienta progresivamente la muestra, se observa que a partir de 91.9°F de temperatura se logró una baja importante en la viscosidad. Se tomaron otras cuatro muestras con unas temperaturas de 100 °F, 122 °F, 151 °F y 163 °F respectivamente, la cual evidenció el comportamiento de la viscosidad de forma descendente con respecto a cada una de estas temperaturas. Al determinar la gráfica viscosidad vs temperatura del crudo evaluado se extraerá de su interpretación el Rango de Interés Térmico (RIT) que permitirá conocer las temperaturas con mayor aprovechamiento en la caída de viscosidad, permitiendo así seleccionar un valor de viscosidad a una temperatura deseada que teóricamente nos genere un aumento en la productividad según la Ley de Darcy.

En el segundo objetivo se hará una recopilación y estudio bibliográfico de completamientos con SAGD adaptados al tipo de crudo de alta viscosidad que maneja esta investigación (API 12°) y que a su vez permita la aplicación de un sistema de fibra óptica el cual pueda operar a altas temperaturas (hasta 600°F). La intención del uso de la fibra óptica es implementarla en el fondo del pozo para mantener constante monitoreo de la temperatura deseada por el sistema SAGD y de esta forma garantizar la inyección constante del vapor para mantener así la viscosidad requerida y la producción deseada del pozo. Esta temperatura de operación deseada y monitoreada por la fibra óptica en el sistema SAGD será la seleccionada del Rango de Interés Térmico.

En el tercer objetivo, con la ayuda de un software especializado para procesos EOR, en conjunto con la data que se suministra en este software la cual consiste en la información suministrada por el PVT, las propiedades de la arena productora, las propiedades del yacimiento, las condiciones de operación que se basa en la tasa de inyección del vapor, la temperatura de inyección y la calidad del vapor. Por medio de esta información suministrada al software se obtendrá la simulación de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) con la relación de viscosidad-temperatura propia del crudo evaluado óptima realizada en el primer objetivo y el estado mecánico para un completamiento convencional y el completamiento inteligente propuesto que involucra la implementación de fibra óptica en el completamiento para un sistema SAGD en el cual se contará con un monitoreo en tiempo real para obtener el aumento en la producción a partir de este esquema propuesto partiendo de los parámetros de viscosidad actuales, con el fin de comparar los dos escenarios.

Para el último objetivo, con ayuda de las simulaciones realizadas en el objetivo anterior y matemáticamente con la ecuación de Darcy se hará una comparación que evaluará las mejoras que va tener la productividad del pozo en estudio con el escenario propuesto a partir de la implementación de fibra óptica en el completamiento, el cual proporcionando la temperatura indicada y con el monitoreo constante de dicha temperatura para mantenerla en la deseada y así permitir el flujo eficaz que va a mejorar la producción de crudo para un recobro mejorado térmico por medio de un sistema de SAGD frente al completamiento convencional.

2.1 Diseño metodológico

2.1.1 Primer objetivo: Determinar las características de viscosidad del crudo en el pozo mediante pruebas de laboratorio

- Primera actividad: Recoger una muestra de crudo en cabeza de pozo del campo en estudio.
- Segunda actividad: En laboratorio, se tomarán 5 tomas de sensibilidad de temperatura del crudo, las cuales antes de calentar se medirán con ayuda del viscosímetro Brookfield para saber con cuanta viscosidad en cP se encuentra el crudo luego de esto cada prueba se calentará por medio de una estufa.

- Tercera actividad: de forma individual se procede a la toma de la viscosidad de cada muestra.

- Cuarta actividad: con base a los resultados obtenidos de las pruebas se construye un análisis del comportamiento de viscosidad vs temperatura, con esta curva se selecciona la temperatura más acorde al cual llevar el proceso que permita una mejor fluidez del crudo.

2.1.2 Segundo objetivo: Proponer el completamiento inteligente del pozo con aplicación del SAGD que permita el monitoreo en tiempo real

- Primera actividad: Describir los diferentes tipos de completamientos tanto convencionales como inteligentes. Segunda actividad: Se hará una revisión bibliográfica e investigación de casos de estudio para poder comparar los diferentes tipos de completamientos inteligentes.

- Tercera actividad: Se decidirá cuál es el completamiento inteligente que mejor desempeño teóricamente muestre en nuestro caso de estudio.

2.1.3 Tercer objetivo: Simular un proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) con la relación de viscosidad-temperatura óptima para un completamiento convencional y completamiento propuesto

- Primera actividad: Teniendo en cuenta las curvas que se hallaron en el primer objetivo, se toma la temperatura más viable para llevar el crudo a superficie; cumpliendo con la ley de Darcy donde el caudal es inversamente proporcional a la viscosidad.

- Segunda actividad: Con los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio y del pozo; se harán dos simulaciones una con el completamiento convencional y otra con el completamiento planteado.

2.1.4 Evaluar los efectos del completamiento inteligente sobre el método de inyección de vapor asistida mediante simulación en comparación con el escenario de base

- Primera actividad: Con las respectivas simulaciones hechas en el objetivo 3 se hace un escenario de comparación donde se observa el comportamiento del caudal.
- Segunda actividad: Calcular matemáticamente con la ecuación de Darcy el caudal y el índice de productividad en ambos escenarios.
- Tercera actividad: Teniendo el comportamiento del caudal y el índice de productividad en ambos casos se podría concluir si tuvo una mejoría y en cuanto porcentaje subió la productividad del caso estudio.

3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

El presente capítulo muestra los resultados obtenidos durante las diferentes pruebas planteadas en la metodología donde se hará una comparación en los dos escenarios planteados con un pozo en estudio real y los respectivos cálculos, donde con la temperatura a estudio se obtendrá la viscosidad ideal para un aumento en el índice de producción y caudal. Las propiedades en estudio son las siguientes:

- Temperatura de yacimiento: 145°F
- Viscosidad: 13500 cP
- °API: 12
- BSW: 20%
- Pr: 4630 psi
- Pwf: 3318 psi
- K: 700 mD

3.1 Resultados prueba de laboratorio

Se realizó prueba de laboratorio para determinar la viscosidad a diferentes temperaturas por medio de un viscosímetro Brookfield. Se realizó la prueba en una muestra de 150 ml de crudo con una viscosidad de referencia a 13500 cP a temperatura ambiente, la cual por medio de calor aplicado se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 3.*Prueba de laboratorio temperatura vs viscosidad*

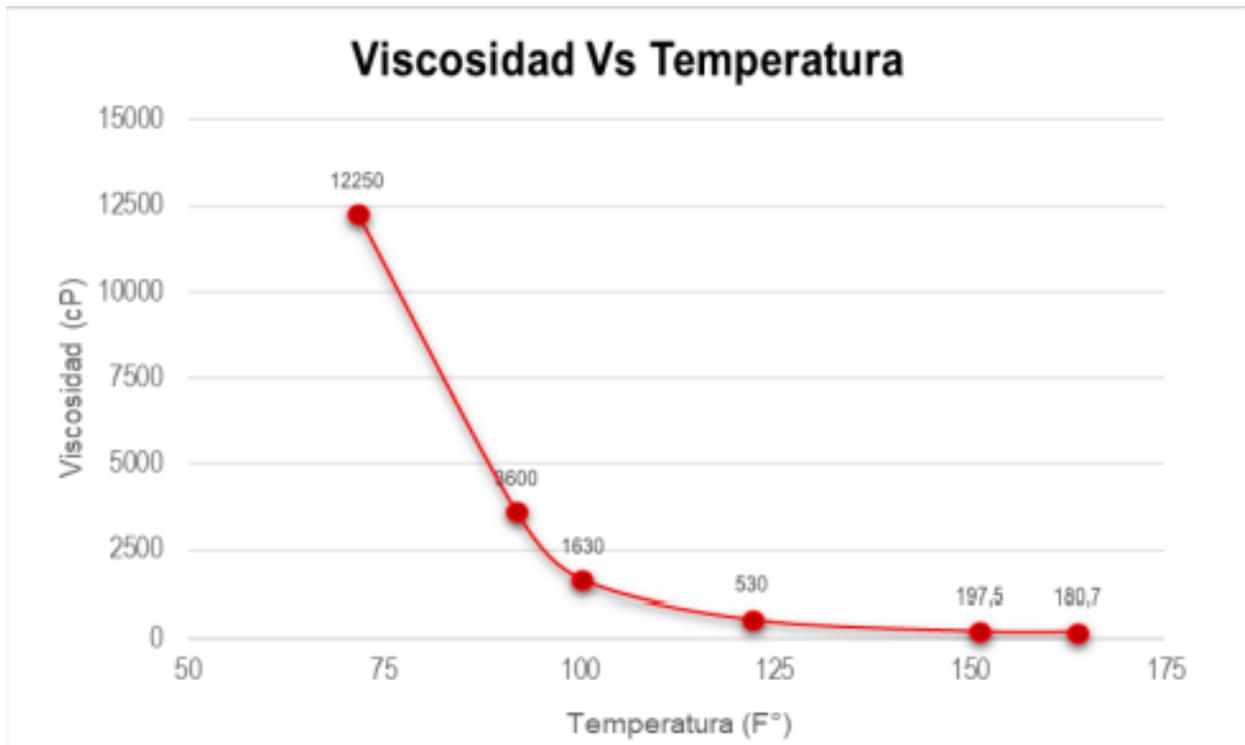
Prueba	Temperatura (F)	μ (cP)	$\Delta\mu$ (cP)
1	71.6	12250	-
2	91.9	3600	8650
3	100.4	1630	1970
4	122.1	530	1100
5	151.3	197,5	332,5
6	163,8	180,7	16,8

Nota. La tabla muestra los datos obtenidos en la prueba de laboratorio relacionando temperatura, viscosidad y Δ viscosidad.

Con esta tabla se construye una gráfica viscosidad contra temperatura que muestra el comportamiento del crudo frente a los cambios de temperatura proporcionados, para elegir la temperatura que se proporcionará al modelo propuesto para la mejora en la fluidez del crudo y como con el uso del completamiento inteligente ayudará a mantener esta temperatura óptima en fondo de pozo junto al recobro mejorado se obtendrá una mejor producción de crudo.

Figura 10.

Comportamiento de la viscosidad frente a la temperatura



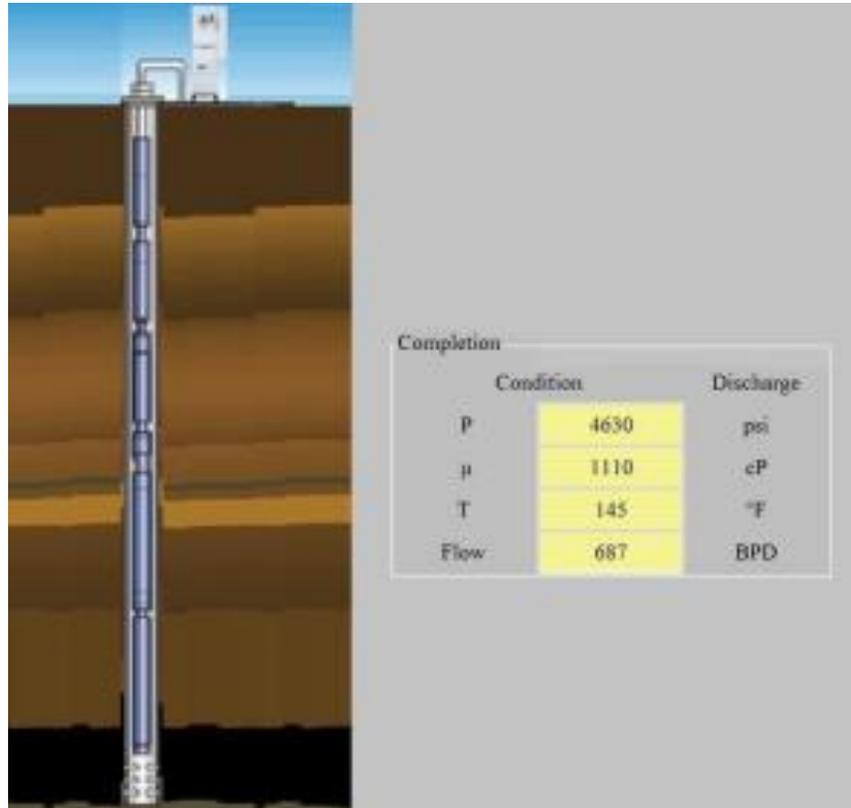
Nota. La figura muestra del comportamiento de la viscosidad frente al aumento de temperatura

Observando la gráfica se puede concluir que a partir de los 150 °F el cambio en la viscosidad empieza a actuar de manera constante lo que hace que el cambio no sea muy notorio por lo cual el rango de interés térmico a estudiar será a partir de esta temperatura.

3.2 Simulación completamiento convencional

Figura 11.

Simulación completamiento convencional



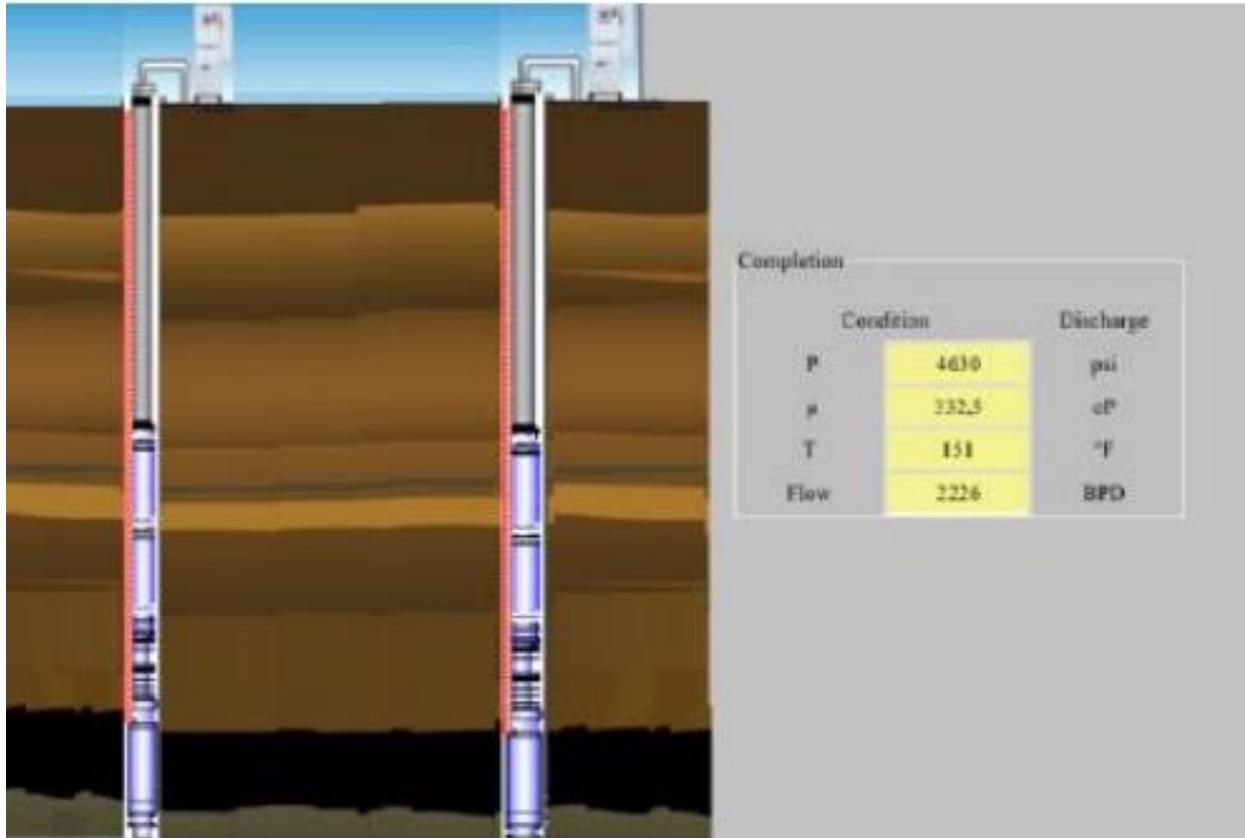
Nota. La figura muestra la simulación del completamiento convencional.

En la simulación realizada se pudo observar que con la temperatura de yacimiento y un cambio de viscosidad de 1100 cP se obtiene un caudal de 687 BPD aproximadamente.

3.3 Simulación completamiento inteligente con SAGD

Figura 12.

Simulación completamiento inteligente con SAGD



Nota. La figura muestra la simulación de un completamiento inteligente junto a recobro mejorado inyección de vapor asistida por gravedad SAGD en donde la línea roja es la fibra óptica

En la simulación realizada se pudo observar que con la temperatura de 151 °F y un cambio de viscosidad de 332,5 cP se obtiene un caudal de 2226 BPD aproximadamente.

3.4 Resultados obtenidos

En esta sección se hizo la comparación matemática de ambos escenarios en los cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

Con el uso de la ecuación de Darcy determinamos el aumento del caudal.

Ecuación 1

$$q = \frac{k * A * \Delta P}{\mu * L}$$

Fuente: Magdalena Paris de Ferrer (2009) Fundamento de Ingeniería de yacimientos

Dónde:

k = Permeabilidad (mD)

A = Área (ft²)

ΔP = Delta de presiones Pr-Pwf (PSI)

μ = Viscosidad (cP)

L = Longitud (ft)

q = Caudal (BPD)

Escenario 1: Aplicando la ecuación de Darcy para las condiciones iniciales en yacimiento del crudo sin el cambio en su viscosidad se obtiene 695 BPD

$$q = \frac{700 \text{ mD} * (0,833 \text{ ft} * 9600 \text{ ft}) * 1312 \text{ PSI}}{1100 \text{ cP} * 9600 \text{ ft}} = 695 \text{ BPD}$$

Escenario 2: Aplicando la ecuación de Darcy para las condiciones con recobro mejorado con cambio en su viscosidad se obtiene 2300 BPD

$$q = \frac{700 \text{ mD} * (0,833 \text{ ft} * 9600 \text{ ft}) * 1312 \text{ PSI}}{332,5 \text{ cP} * 9600 \text{ ft}} = 2300 \text{ BPD}$$

Según los cálculos realizados se ve un aumento de caudal en el segundo escenario.

A continuación, se usó la ecuación del índice de productividad para poder hacer una segunda comparación.

Ecuación 2

$$J = \frac{q}{P_r - P_{wf}}$$

Fuente: Magdalena Paris de Ferrer (2009) Fundamento de Ingeniería de yacimientos

Dónde:

P_r = Presión del yacimiento (PSI) Permeabilidad (mD)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (PSI)

J = Índice de productividad

q = Caudal (BPD)

Escenario 1: Con las condiciones iniciales en yacimiento del crudo sin el cambio en su viscosidad se obtiene un índice de productividad de 0.52

$$J = \frac{695 \text{ BPD}}{4630 \text{ PSI} - 3318 \text{ PSI}} = 0,52$$

Escenario 2: Con las condiciones del completamiento inteligente más el recobro mejorado con cambio en su viscosidad se obtiene un índice de productividad del 1,75

$$J = \frac{2300 \text{ BPD}}{4630 \text{ PSI} - 3318 \text{ PSI}} = 1,75$$

Según los cálculos realizados se ve un aumento en el índice de productividad en el segundo escenario.

4. CONCLUSIONES

Se demostró un aumento en la productividad de más de 1605 BPD con el uso del completamiento inteligente con la implementación de fibra óptica para un constante monitoreo de la temperatura suministrada en el pozo por medio de un sistema de inyección de vapor asistida por gravedad SAGD que mejora la fluidez de la viscosidad de un crudo pesado.

Se logró evidenciar en la gráfica de viscosidad contra temperatura que en crudos pesados el suministro de calor disminuye la viscosidad mejorando la fluidez de este dentro del pozo, facilitando la extracción en este tipo de crudos. En esta gráfica se observa a qué rangos de temperatura la viscosidad tiene una mayor disminución a partir de los 150 °F.

El uso de fibra óptica en el completamiento aporta beneficios en la producción de un pozo de crudo pesado, esto con el monitoreo de la temperatura en tiempo real para mejora en la toma de decisiones así logrando una disminución en intervenciones al pozo.

Los completamientos de pozo con la implementación de fibra óptica están siendo cada vez más usados en la industria petrolera debido a los beneficios de la fibra óptica por su sensibilidad frente a los cambios de temperatura y las diferentes aplicaciones que puede tener el uso de esta tecnología en los pozos.

Se evidencio que, con el diseño propuesto para un completamiento, logrando el monitoreo real de la temperatura en fondo de pozo constante, la producción estará mejor controlada logrando así un aumento de este mismo.

A partir de la literatura estudiada la fibra óptica soporta temperaturas en fondo de pozo de 600 °F para sistemas de recobro térmico por segregación gravitacional.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. D. Duran Torres, 2010. «Aplicación de la tecnología de completamiento inteligente y el factor de recobro de petróleo en procesos de inyección de agua». [En línea] Disponible en: [Accedido el 3 de mayo de 2022].
- [2] Chancay Zambrano, J. and Rumipamba Jaramillo, L., 2017. «Incremento de la producción de petróleo en el campo libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes». [En línea] Disponible en: [Accedido el 3 de mayo de 2022]. [3] Ramirez Doncel, C. And Romero Hernández, J., 2017. «Diseño de un algoritmo que evalúe la calidad de vapor inyectado en el sector sur del campo teca a partir de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (dts)». [En línea] Disponible en: [Accedido 25 de abril 2022].
- [4] Volcano. 2021. «Aplicación en pozos inyectores de vapor». [En línea] Disponible en: [Accedido el 13 de marzo de 2022].
- [5] S. M. Ruiz G, L. T. Cabrales C, L. R. Oliveros G, y S. F. Muñoz N. Revue, vol. 11, n. ° 1, nov. 2013 «Cálculo de la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua vapor en yacimientos estratificados».
- [6] J. E. Alarcon Prada y S. A. Navarro GOMEZ. 2014. «diseño de completamiento y del sistema de levantamiento artificial en un pozo con recobro por combustión in-situ mediante analogías». [En línea] Disponible en: [Accedido el 2 de julio de 2022].
- [7] Maritime Contractors de Venezuela S.A. «Completación de Pozos - Maritime Contractors de Venezuela S.A». [En línea] Disponible en [accedido el 2 de julio de 2022].
- [8] M. Arrieta. 2010. «completación de pozos petroleros». [En línea] Disponible en [accedido el 6 de julio de 2022].
- [9] Alcalá. 2019. «completación de pozos». El petróleo y sus avances. [En línea] Disponible en [accedido el 6 de julio de 2022].
- [10] A. J. Yépez Carrera. 2016. «factibilidad del uso de completación inteligente en el pozo shushufindi-208d del campo shushufindi de la amazonía ecuatoriana, para

incrementar la producción de crudo». [En línea] Disponible en [accedido el 17 de julio de 2022].

[11] Volcano, 2022. «Aplicación en pozos inyectores de vapor». [En línea] Disponible en: [accedido el 15 de abril de 2022].

[12] C. S. Ramirez Doncel y J. D. Romero Hernández. 2017. «diseño de un algoritmo que evalúe la calidad de vapor inyectado en el sector sur del campo teca a partir de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (dts)» Lumieres. [En línea] Disponible en: [accedido el 28 de abril de 2022]

[13] Inicio - EITI Colombia. 2016. «Perfiles-Crudo - EITI Colombia». [En línea] Disponible en: [accedido el 9 de octubre de 2022].

[14] O. J. Jiménez Ortiz. 2017 «diseño del módulo de completamientos múltiples del manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol s.a» [En línea] Disponible en: < <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/938/1/5112859-2017-1-IP.pdf> > [accedido el 9 de octubre de 2022]

[15] H. Shines y M. Policar, 2007 «Revisión de los parámetros del yacimiento para optimizar las condiciones de operación SAGD y Fast-SAGD» JCPT, vol. 46, p. 7, enero de 2007. [Accedido el 9 de octubre de 2022]

[16] Oiltanking, 2020 «Petróleo crudo». [En línea] Disponible en: . [Accedido el 9 de octubre de 2022].

[17] «Resultados de la investigación». [En línea] Disponible en: . [Accedido el 19 de mayo de 2022].

[18] C. Shen. 2013 «Chapter 17 - SAGD for Heavy Oil Recovery». [En línea] Disponible en: [Accedido el 21 de mayo de 2022].

[19] R. Figuera. 2022 «Bienvenido a Innova Más de Nakazawa Resources». [En línea] Disponible en: [accedido el 15 de mayo de 2022].

- [20] A. Sanchez, G. Murillo, M. Lozada y A. Morales. 2013 «aplicaciones de fibra óptica en perfiles de producción ». [En línea] Disponible en: [accedido el 9 de octubre de 2022].
- [21] «Home | OZ Optics Ltd». [En línea] Disponible en: [accedido el 16 de mayo de 2022].
- [22] E-max. 2016. «Operaciones con SlickLine (Líneas de Acero) - OilProduction». [En línea] Disponible en: [accedido el 16 de octubre de 2022].
- [23] E. Gomez. 2014 «Petroquimex». [En línea] Disponible en: [accedido el 16 de octubre de 2022].
- [24] «eor.The S c h l u m b e r g e r E n e r g y Glossary | Energy Glossary». [En línea] Disponible en: [accedido el 17 de abril de 2022].
- [25] «Biblioteca Digital USB - Universidad de San Buenaventura: Inicio».[En línea] Disponible en: [accedido el 19 de abril de 2022].
- [26] X. Rodríguez, J. Bustamante y S. Muñoz. 2016 «Vista de Drenaje Gravitacional asistido con vapor, SAGD, aplicado a yacimientos de crudos pesados. | Fuentes, el reventón energético». Portal de Revistas UIS. [En línea] Disponible en: [accedido el 13 de abril de 2022].

ANEXOS

ANEXO 1

MONTAJE

Figura 13.

Esquema montado para la toma de datos



Nota. Esquema montado para la toma de datos de viscosidad con respecto a las temperaturas proporcionadas para la obtención de la gráfica Viscosidad Vs Temperatura para el desarrollo de trabajo con el crudo trabajado

ANEXO 2

RECOMENDACIONES

El uso de la fibra óptica en el ámbito petrolero ayuda a la toma de decisiones en tiempo real y a menos intervenciones en fondo de pozo lo cual optimiza los procesos.

El recobro mejorado junto a la tecnología de fibra óptica puede llegar a ser una excelente alternativa dado que la producción del pozo llega a mejorar de manera significativa según los estudios y planes pilotos llevados a cabo en otras partes del mundo.

En la mayoría de los pozos que se tiene en Colombia la viscosidad es un problema al momento de extraer el crudo a superficie por lo cual calentarlo a la temperatura que planteamos en este documento (150 °F) es económicamente factible ya que es un aumento muy pequeño pero significativo en el crudo.