

Diseño de la trayectoria de perforación de pozos para la implementación de drenaje Gravitacional Asistido con Vapor SAGD en cuencas de crudo pesado de Colombia.

Mary Paz Diaz Montalvo, Yina Marcela Agredo Márquez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Ingeniero de Petróleos

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

Jesús Rodolfo Rodríguez Carvajal

Ingeniero de Petróleos

Ana Karina Matute Abache

Ingeniera geóloga

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Agradecimientos

En primer lugar, deseamos expresar nuestra gratitud a Dios por otorgarnos la sabiduría necesaria para el desarrollo de este proyecto, por bendecirnos con el privilegio de culminar nuestra carrera y por ser nuestro refugio y guía a lo largo de nuestra vida en esta trayectoria universitaria.

A nuestros padres, les expresamos nuestra gratitud más profunda por su inquebrantable apoyo, amor y sacrificio a lo largo de este arduo camino. Sus enseñanzas, aliento y ejemplo han sido fundamentales para nuestra formación y logros. Su constante respaldo ha sido la piedra angular sobre la cual hemos construido nuestras metas académicas. Este logro también es suyo, y les estamos eternamente agradecidas por todo lo que han hecho por nosotras.

Al doctor Emiliano Ariza León por su orientación, apoyo y dedicación en cada avance en la realización de este trabajo de grado, por ser un modelo y ejemplo a seguir para nosotras, permitiéndonos retornar al brindarnos la oportunidad de formar parte del Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo.

Al Ingeniero Jesús Rodríguez, por el respaldo y la disposición demostrados desde el inicio del proyecto, guiándonos en su ejecución. A la ingeniera Ana Karina Matute, agradecemos el tiempo y las orientaciones proporcionadas a distancia.

Al Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo y a todos sus integrantes, nuestros compañeros, tanto estudiantes de pregrado como profesionales, les expresamos nuestro agradecimiento por todas las recomendaciones brindadas en cada una de las sesiones, las cuales fueron claves para culminar este proyecto con bases sólidas, íntegras y de calidad.

A nuestros compañeros y amigos, les agradecemos por su constante apoyo en los momentos difíciles y alegres a lo largo de esta etapa, convirtiendo nuestra experiencia en la

universidad en una de las mejores experiencias de nuestras vidas, con innumerables momentos sumamente valiosos y aprendizajes con un gran valor personal.

A la empresa Halliburton, nuestro más sincero agradecimiento, por facilitar a la Escuela de Ingeniería de Petróleos la licencia académica del software COMPASS que ha sido fundamental para el desarrollo de nuestro proyecto.

A la empresa Canacol, por la oportunidad que permitió a Mary Paz Diaz Montalvo, de adquirir nuevas habilidades y conocimientos fundamentales en la apasionante industria de los hidrocarburos, a través de una primera experiencia laboral.

A Bucaramanga y la Universidad Industrial de Santander, en especial a la EIP y a todos sus profesores y personal por acogernos y convertirse en nuestro segundo hogar durante todos estos años, que hoy nos invaden de un profundo orgullo y felicidad.

Tabla de Contenido

Introducción	12
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Fundamentos del drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD)	15
2.1 Recuperación térmica.....	15
2.2 Inyección de vapor	15
2.3 Drenaje gravitacional asistido con vapor SAGD	16
2.4 Etapas del proceso SAGD.....	17
2.4.1 Etapa I	17
2.4.2 Etapa II.....	17
2.4.3 Etapa III.....	18
2.5 Criterios de aplicación del proceso SAGD	19
2.5.1 Viscosidad y Gravedad API.....	20
2.5.2 Espesor	21
2.5.3 Porosidad.....	21
2.5.4 Permeabilidad.....	21
2.5.5 Saturación de agua y presencia de acuífero.	22
2.6 Diseño de pozos para el desarrollo de SAGD.....	22
2.6.1 Generalidades de pozos horizontales.	22
2.6.2 Perforación de pozos gemelos para SAGD.....	25
2.7 Aplicaciones de SAGD en campos de crudo pesado en el mundo.	28

2.7.1 Campo Liaohe	28
2.7.2 Campo Tía Juana, Venezuela.....	29
2.7.3 Proyecto SAGD 11 Canadá.....	30
2.7.4 Campo Bare, Venezuela.....	30
3. Posibles cuencas colombianas para la aplicación de SAGD.....	31
3.1 Cuenca de los Llanos Orientales.	31
3.2 Cuenca Caguán-Putumayo.....	34
3.3 Cuenca Valle Medio del Magdalena VMM.....	36
4. Propuesta de diseño de trayectoria de pozos SAGD en la cuenca del VMM	39
4.1 Software COMPASS.....	39
4.1.1 Modulo Survey.....	40
4.1.2 Modulo Planning.....	40
4.2 Construcción del modelo	41
4.2.1 Condiciones iniciales	41
4.3 Trayectoria pozo horizontal 1 (productor)	47
4.3.1 Retos en la perforación de pozos horizontales en el campo Girasol.....	48
4.4 Trayectoria de pozo horizontal paralelo (inyector).....	50
5. Conclusiones.	54
6.Recomendaciones.	56
Referencias Bibliográficas	57

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Criterios de aplicación para el proceso SAGD.</i>	20
Tabla 2 <i>Criterios de aplicación para SAGD vs valores promedio presentes en campos de los llanos orientales.</i>	33
Tabla 3 <i>Criterios de aplicación para SAGD vs valores promedio presentes en campos de Caguán-Putumayo.</i>	36
Tabla 4 <i>Criterios de aplicación para SAGD vs valores promedio presentes en campos del VMM.</i>	38
Tabla 5 <i>Pozo base Girasol.</i>	43
Tabla 6 <i>Secciones del plan - Pozo horizontal base.</i>	46
Tabla 7 <i>Litología pozo horizontal base.</i>	48
Tabla 8 <i>Litología pozo horizontal inyector.</i>	51

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor SAGD</i>	16
Figura 2 <i>Proceso SAGD. Formación de la cámara de vapor</i>	19
Figura 3 <i>Profundidad medida MD</i>	23
Figura 4 <i>Profundidad Vertical Verdadera</i>	23
Figura 5 <i>Inclinación</i>	24
Figura 6 <i>Azimut</i>	24
Figura 7 <i>Kick Off Point</i>	25
Figura 8 <i>Perforación de pozos gemelos con herramienta MGT</i>	26
Figura 9 <i>Relación entre distanciamiento de los pozos y la viscosidad</i>	27
Figura 10 <i>Distanciamiento de pozos DU-84</i>	29
Figura 11 <i>trayectoria de pozos MFB-772 y MFB-773</i>	31
Figura 12 <i>Ubicación Cuenca Llanos Orientales</i>	32
Figura 13 <i>Ubicación cuenca Caguán-Putumayo</i>	35
Figura 14 <i>Ubicación cuenca Valle Medio del Magdalena</i>	37
Figura 15 <i>Ubicación Campo Girasol</i>	42
Figura 16 <i>Columna estratigráfica Asociación Nare</i>	42
Figura 17 <i>Generalidades para creación del proyecto</i>	44
Figura 18 <i>Localización pozo actual</i>	45
Figura 19 <i>Creación del diseño actual</i>	45
Figura 20 <i>Creación de las secciones del plan</i>	46
Figura 21 <i>Creación del Target</i>	47
Figura 22 <i>Pozo productor para proceso SAGD</i>	48

Figura 23 <i>Creación del pozo inyector (wellbore # 2).</i>	50
Figura 24 <i>Creación del plan de perforación para el pozo inyector.</i>	51
Figura 25 <i>Trayectoria del pozo inyector.</i>	52
Figura 26 <i>Trayectoria de pozos SAGD.</i>	53

Abreviaturas y acrónimos

CSS: Cyclic Steam Stimulation.

CSS-SAGD: Cyclic Steam Stimulation – Steam Assisted Gravity Drainage

ES-SAGD: Expanding Solvent – SAGD o Solvente Expansivo – SAGD

MD: Measured Depth- profundidad medida

MGT: Magnetic Guidance Tool System – Sistema de orientación magnética

MWD: Measurement While Drilling – Medición mientras se perfora.

KOP: Kick Off Point

SAGD: Steam-Assisted Gravity Drainage – Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor.

SW-SAGD: Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor en Un Solo Pozo.

TVD: True Vertical Depth – Profundidad Vertical Verdadera.

VMM: Valle Medio del Magdalena

Resumen

Título: Diseño de trayectoria de perforación de pozos para la implementación de la técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor SADG en cuenca de crudo pesado de Colombia.

Autores: Mary paz Diaz Montalvo, Yina Marcela Agredo Márquez

Palabras Clave: SAGD, Perforación horizontal, Pozos gemelos, Recobro térmico, Trayectoria

Descripción: Los avances tecnológicos y el compromiso de la Industria Petrolera con la implementación de nuevas herramientas para mejorar el factor de recobro en yacimientos de crudo pesado han propiciado el surgimiento de técnicas innovadoras. Entre estas, el SAGD destaca por su capacidad para lograr una recuperación estimada entre el 50% y el 60% del crudo del yacimiento, como se ha demostrado en casos exitosos en países como Venezuela y Canadá. Sin embargo, el éxito de esta técnica depende de condiciones específicas del yacimiento, como el espesor, la porosidad, la profundidad, entre otras, así como de factores de diseño como la dirección, el ángulo y la separación para la construcción del par de pozos (inyector y productor). Estos pozos gemelos se utilizan para la inyección cíclica de vapor, trabajando de manera sincrónica para reducir la viscosidad y aumentar la movilidad del petróleo, lo que resulta en una mayor producción de hidrocarburos en superficie mediante el drenaje gravitacional. La complejidad de la perforación de estos pozos radica en su ubicación dentro del mismo yacimiento, manteniendo una distancia de separación adecuada para la formación de la cámara de vapor. En este contexto, la investigación se centra en el diseño de la trayectoria de perforación de pozos en un campo prospecto ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Este campo se ha identificado como un candidato potencial para la implementación de SAGD, considerando cuidadosamente los parámetros relevantes. Es importante destacar que el objetivo principal de la investigación no es evaluar y optimizar el factor de recobro del yacimiento estudiado, sino diseñar una trayectoria de pozo específica para la aplicación de la técnica SAGD con la ayuda de la herramienta software COMPASS, partiendo de un pozo horizontal productor existente, con una profundidad de 1385ft y una MD de 3000 ft, se diseña un pozo inyector paralelo, por lo que se ubica cerca al tope de la formación productora, con una profundidad de 1367 ft y una MD de 2700 ft, logrando así un par de pozos gemelos que cumplan con los criterios básicos para la aplicación de SAGD.

* Trabajo de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Ph.D. en Ingeniería Química. Codirector: Jesús Rodolfo Rodríguez Carvajal. Ingeniero de Petróleos; Ana Karina Matute Abache. Ingeniera Geóloga.

Abstract

Title: Desing of the well drilling trajectory for the implementation of the steam assisted gravity drainage technique SAGD in heavy oil basin of Colombia.

Authors: Mary paz Diaz Montalvo, Yina Marcela Agredo Márquez.

Key Words: SAGD, Horizontal drilling, Twin wells, Thermal recovery, Trajectory.

Technological advancements and the commitment of the Oil&Gas Industry to implementing new tools to enhance oil recovery factor in heavy crude reservoirs have led to the emergence of innovative techniques. Among these, SAGD stands out for its ability to achieve an estimated recovery factor between 50% and 60% of the reservoir's crude, as demonstrated in successful cases in countries such as Venezuela and Canada. However, the success of this technique relies on specific reservoir conditions, such as thickness, porosity, depth, among others, as well as design factors like direction, angle, and spacing for the construction of the pair of wells (injector and producer). These twin wells are used for cyclic steam injection, working synchronously to reduce viscosity and enhance oil mobility, resulting in increased hydrocarbon production at the surface through gravitational drainage. The complexity of drilling these wells lies in their location within the same reservoir, maintaining an adequate separation distance for the formation of the steam chamber. In this context, the research focuses on designing well trajectory in a prospect field located in the Middle Magdalena Valley Basin. This field has been identified as a potential candidate for SAGD implementation, carefully considering relevant parameters. It is important to note that the primary objective of the research is not to evaluate and optimize the recovery factor of the studied reservoir, but to design a specific well trajectory for the application of the SAGD technique with the help of the COMPASS software tool, starting from an existing horizontal producing well, with a depth of 1385 ft and a MD of 3000 ft, a parallel injector well is designed, so it is located near the top of the producing formation, with a depth of 1367 ft and a MD of 2700 ft, thus achieving a pair of twin wells that meet the basic criteria for the application of SAGD.

* Final Degree Project

* Industrial University of Santander. Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Advisor: Emiliano Ariza León. Ph. D, Chemistry Engineering. Co-advisor: Jesús Rodríguez Carvajal. Petroleum Engineer; Ana Karina Matute Abache. Geological Engineer.

Introducción

El agotamiento constante de las reservas de hidrocarburos en Colombia, trae consigo la necesidad de recurrir a la implementación de técnicas novedosas y económicamente viables que permitan aumentar el factor de recobro y con ello las reservas, con una extracción más eficiente de yacimientos con presencia de crudo pesado, comúnmente encontrados en el país.

El drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD, por sus siglas en inglés) se destaca como una de las técnicas más factibles para la explotación de yacimientos de crudo pesado y extrapesado. Los análisis estadísticos avalan que el método SAGD es operacionalmente viable y su productividad se refleja en resultados notablemente satisfactorios, con porcentajes de recobro que superan el 50% (Rodríguez et al., 2016).

Para la correcta aplicación de la técnica se deben identificar parámetros de yacimiento, y características geológicas del área de aplicación, asimismo, es importante realizar un minucioso análisis técnico para el diseño y construcción de los pozos, evaluando parámetros como la ubicación, dirección, desviación, entre otros. Estos factores se tuvieron en cuenta para el desarrollo de la presente investigación, con la implementación del software COMPASS de la empresa Halliburton, con el que se diseñó una trayectoria para la implementación de pozos SAGD en la cuenca colombiana Valle Medio del Magdalena (VMM), la cual parte de un pozo productor existente en el campo Girasol, ubicado a una profundidad de 1385 ft alcanzando la base de la formación productora, su sección horizontal tiene una longitud de 1615 ft, con una inclinación aproximada de 88°, para mantenerse dentro del yacimiento. El pozo inyector diseñado, es ubicado 50 m (164ft) al norte del productor, y se plantea su perforación a una profundidad de 1367 ft, para luego construir la sección horizontal con una longitud de 1300 ft, esto con el fin de ubicarlo cerca al tope de la formación y a su vez lograr un par de pozos gemelos con distanciamiento de 18ft

entre los mismos, cumpliendo así con los estándares aplicados por expertos en los proyectos realizados a nivel mundial.

Para esto, inicialmente, en el capítulo 1, se plantean los objetivos de la investigación, seguido a esto, en el capítulo 2, luego de definir conceptos clave relacionados con la técnica, se establecieron los parámetros que, según la literatura consultada, son primordiales para la implementación de SAGD, posteriormente, se revisaron y analizaron diferentes casos de estudio a nivel mundial en los que se ha utilizado la técnica, para luego, en el capítulo 3 evaluar posibles cuencas colombianas donde se podría desarrollar el proceso SAGD, haciendo coincidir los parámetros propios de las cuencas con los definidos previamente. En el capítulo 4 se define brevemente el software COMPASS de Landmark – Halliburton, el cual funciona como herramienta de diseño de la trayectoria de los pozos para la aplicación de SAGD, así como también se enlistan los parámetros del campo estudio seleccionado y se construye el modelo de trayectoria, posterior a esto, se muestran los resultados obtenidos y por tanto la trayectoria propuesta. Para finalizar, en los capítulos 5 y 6, se muestran las conclusiones y recomendaciones, respectivamente, del presente trabajo de investigación.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar la trayectoria de perforación para la implementación de la técnica de Drenaje Gravitacional Asistida con Vapor SAGD en cuencas de crudo pesado de Colombia.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar los parámetros de yacimiento y características geológicas, para la aplicación de un proceso SAGD en un campo de crudo pesado.

Definir los parámetros Técnicos para el diseño de pozos en el desarrollo del proceso SAGD, y resultados de su aplicación en campos de crudos pesados en el mundo.

Evaluar la factibilidad técnica para el diseño de la trayectoria de pozos para proceso SAGD en una cuenca de petróleo pesado en Colombia.

Proponer el diseño de trayectoria de pozos para la aplicación de un proceso SAGD en una cuenca colombiana.

2. Fundamentos del drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD)

Es importante mencionar algunos fundamentos teóricos que permiten hacer foco en las bases del problema planteado y el desarrollo del mismo, los cuales, a su vez, brindan una perspectiva conceptual del diseño de la trayectoria de perforación en campos de crudo pesado en Colombia. Es por esto que a continuación, se expone la revisión de la literatura requerida para el análisis e identificación de los parámetros relevantes en un diseño de trayectoria de pozos para el desarrollo de la técnica SAGD.

2.1 Recuperación térmica

Es un método de recuperación mejorada, donde la extracción de hidrocarburo se debe principalmente al uso de energía térmica. Estos métodos se han utilizado para el desplazamiento de aceites pesados, debido a que con ellos se logra reducir la viscosidad del aceite suficientemente para que pueda fluir. Los procesos térmicos se pueden subdividir en inundación de agua caliente, combustión in situ y procesos de vapor. La aplicación y éxito de los procesos mencionados están sujetos a factores como: temperatura, profundidad, zona productiva neta, permeabilidad, saturaciones de petróleo residual y agua, porosidad y propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad.

2.2 Inyección de vapor

La inyección de vapor se subdivide en inyección cíclica (CSS) o inyección continua de vapor. La inyección cíclica de vapor, también llamada estimulación de vapor, consiste en inyectar vapor a la formación por un tiempo aproximado de 2 a 3 semanas y cumplido esto se cierra el pozo para que el vapor se distribuya, caliente el petróleo y este fluya al mismo pozo que es abierto a producción hasta que decline y se inicie un nuevo ciclo. Es importante mencionar que la eficiencia

de la CSS es inversamente proporcional al número de ciclos de inyección, es decir, a medida que aumente la cantidad de ciclos, la eficiencia disminuye.

Por otro lado la inyección continua de vapor o también conocida como desplazamiento de vapor, se aplica en yacimientos someros y consiste en inyectar vapor por medio de un pozo inyector dentro de la zona del yacimiento para que este genere un frente calentando y desplazando el crudo al pozo productor.

2.3 Drenaje gravitacional asistido con vapor SAGD

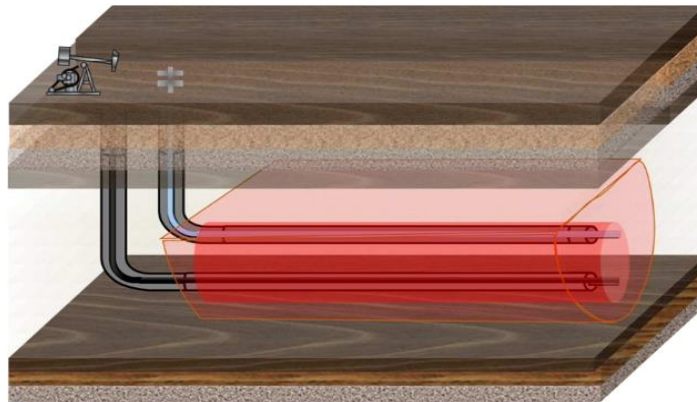
La técnica se basa principalmente en la creación y expansión de la cámara de vapor bajo un mecanismo de producción, el drenaje gravitacional. Proceso donde el vapor es continuamente inyectado a la formación productora por medio de un pozo horizontal, calentando el hidrocarburo; de esta manera el crudo adquiere movilidad y drena hacia el pozo productor, ubicado a pocos pies por debajo del pozo inyector, por gravedad (Rodríguez Castelblanco, 2016).

Para que la aplicación de la técnica sea eficiente se debe tener presente 3 etapas, las cuales son: Start Up, fase de desarrollo y culminación

En la Figura 1 se ilustra el esquema de un sistema de recobro SAGD.

Figura 1

Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor SAGD.



Nota. Tomado de: Rodríguez Castelblanco, 2016

2.4 Etapas del proceso SAGD

El proceso SAGD se puede dividir en diferentes etapas, las cuales van del inicio de la inyección de vapor hasta mejoras en la eficiencia del proceso.

2.4.1 Etapa I

El objetivo de la primera etapa (Start Up), es lograr la conectividad entre los pozos paralelos, esto se logra con la inyección continua de vapor por el tubing, de manera simultánea en ambos pozos, y así aumentar el radio calentado dentro del yacimiento. La duración de esta fase depende de la longitud del pozo y el volumen de vapor suministrado a través de la tubería de inyección, lo cual va de la mano con la movilidad del hidrocarburo. (Rodriguez Jesus, 2021).

En esta fase la producción de crudo que se presenta es muy poca, esta se obtiene por el anular de ambos pozos.

2.4.2 Etapa II

Se da por iniciada la segunda etapa o fase de desarrollo cuando el petróleo ha logrado la movilidad y se tienen las mayores tasas de producción. En esta fase de desarrollo se busca la formación y expansión de la cámara de vapor, lo que dependen primordialmente de la separación entre los pozos paralelos. Inicialmente, la mencionada cámara de vapor asciende hasta alcanzar el tope de la formación, logrando calentar el petróleo y consecuentemente bajar la viscosidad, permitiendo que el crudo y el condensado de vapor fluyan hacia el pozo productor por acción de la gravedad, se debe mencionar que la cámara de vapor crece proporcionalmente con la producción de petróleo, pues el vapor ocupa el espacio poroso del aceite drenado, para ello es fundamental la presión de la cámara de vapor. Por otro lado, es importante mencionar que el diferencial de presión entre los dos pozos debe ser mínimo para que el mecanismo de producción sea únicamente el drenaje gravitacional. Así como también se debe tener controlada la presión de producción e

inyección para que no se presente canalización del vapor hacia el pozo productor (Rodríguez Castelblanco, 2016).

Esta etapa culmina cuando se alcanza la máxima producción de crudo y luego empieza a declinar, dándole lugar a la tercera etapa.

2.4.3 Etapa III

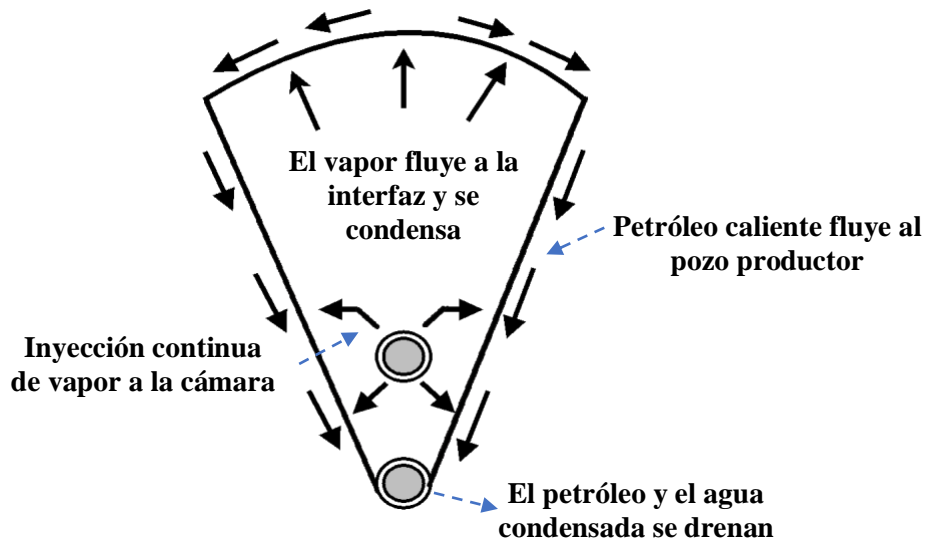
La última etapa denominada etapa de mejoramiento, consiste en una serie de operaciones con el objetivo de maximizar la recuperación. (Dorador y González, 2014).

Se han desarrollado una serie de técnicas que parten del proceso SAGD, con variaciones en cantidad de pozos, puntos de inyección, fluido inyectado, entre otras; de las cuales resaltan la SW-SAGD, CSS-SAGD y ES-SAGD.

La primera mencionada SW-SAGD consiste en un solo pozo horizontal con arreglo de tubería de producción (tubing) para que funcione como productor e inyector. Por otro lado, CSS-SAGD busca aumentar el área drenada, por lo tanto se agrega un pozo adicional paralelo al par de pozos SAGD, el cual realiza inyección cíclica de vapor para tener mayor expansión de la cámara de vapor. Finalmente ES-SAGD es una combinación entre VAPEX y SAGD, donde se coinyecta vapor y un solvente o una mezcla de estos, buscando mayor tasa de producción.

Figura 2

Proceso SAGD. Formación de la cámara de vapor.



Nota. Modificada de: W.Green, 2018

En la figura 2 se presenta un esquema del proceso SAGD, el cual abarca las dos primeras fases, donde se da la inyección continua de vapor, formación de la cámara de vapor y drenaje gravitacional tanto del petróleo como del agua condensada.

2.5 Criterios de aplicación del proceso SAGD

El criterio establecido para cada uno de estos parámetros ha sido seleccionado a partir de estudios y experiencias de aplicación en varios campos alrededor del mundo. En la tabla 1 se presentan los parámetros primordiales para seleccionar el área y determinar la factibilidad de aplicación del proceso, sin embargo, para la presente investigación de diseño de trayectoria es preciso tenerlos en cuenta.

Tabla 1*Criterios de aplicación para el proceso SAGD.*

	Parámetros	Criterio
Petróleo	Viscosidad	>2000 cP
	Gravedad	<16 °API
	Espesor	≥ 30 ft
	Profundidad	<4500 ft
	Porosidad	> 25%
Yacimiento	Permeabilidad	>1000 mD
	Contenido de arcilla	< 35%
	Recobro	15 - 20%
	Relación Kv/Kh	< 0,6
	Saturación de agua	< 40%
	Litología	Bajo contenido de arcillas
	Factores desfavorables	Fuerte empuje de agua
		Capa de gas

Nota. Adaptada de: Camacho. José A. Pérez, 2011

Cada uno de los parámetros mostrados inciden en la implementación y resultados del proceso SAGD. Dicho esto se describen algunos de ellos, resaltando su importancia dentro del desarrollo de la técnica estudiada.

2.5.1 Viscosidad y Gravedad API

Son propiedades fundamentales del petróleo, y están relacionadas entre sí, siendo la primera, la resistencia a fluir (movilidad) y la segunda la densidad relativa del crudo, con respecto a la densidad del agua, en una escala desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo, la cual determina la calidad del mismo. Partiendo de esto, se puede decir que un crudo con baja gravedad

API (baja calidad), será altamente denso y viscoso y por ende su movilidad es poca. Condición requerida para la aplicación de SAGD, pues se busca la reducción de la viscosidad, para obtener mejor movilidad.

Es importante resaltar que la viscosidad del crudo influye significativamente en el espaciado de los pozos, entre más viscoso sea el petróleo, más cerca deben estar. (Rodríguez Castelblanco, 2016).

2.5.2 *Espesor*

Es importante que la formación objetivo tenga un espesor neto significativo para poder ubicar los dos pozos dentro de la misma y adicionalmente cumplir con el espaciado requerido para el desarrollo del proceso, esto debido a que la distancia entre los pozos disminuye o aumenta con la viscosidad del crudo. Cabe resaltar, que, para el desarrollo de esta técnica, es muy importante tener en cuenta los parámetros geológicos del yacimiento.

2.5.3 *Porosidad*

Es el espacio o volumen poroso donde se encuentran contenidos los fluidos, por lo tanto, altas porosidades benefician la aplicación de SAGD, porque significa mayor cantidad de petróleo almacenado y disponible para producir.

2.5.4 *Permeabilidad*

Propiedad de la roca que permite el paso o desplazamiento de fluidos a través de ella, es por eso que, para el proceso SAGD es importante que el yacimiento tenga alta permeabilidad tanto vertical como horizontal para que se pueda dar el drenaje gravitacional como mecanismo de producción y la expansión de la cámara de vapor.

2.5.5 Saturación de agua y presencia de acuífero.

Para la aplicación de SAGD no es recomendable que exista presencia fuerte de acuífero o empuje por agua, puesto que al ser un proceso basado en el intercambio de temperatura entre fluidos (vapor-crudo), el agua puede actuar como ladrona de energía y disminuir la eficiencia de recuperación. (Rodríguez Castelblanco, 2016)

2.6 Diseño de pozos para el desarrollo de SAGD.

Como se dijo desde el inicio de esta investigación, la técnica SAGD consta de dos pozos horizontales paralelos en una misma formación, por lo que son complejos para la perforación de pozos estables en yacimientos someros. Es por ello que a continuación se mencionan los fundamentos teóricos usados en el diseño de la trayectoria de pozos SAGD.

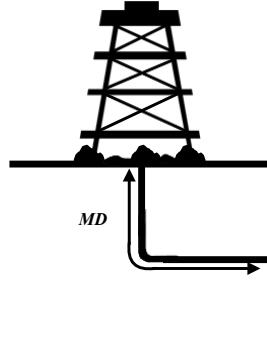
2.6.1 Generalidades de pozos horizontales.

Los pozos horizontales pretenden mejorar la producción, ya que se logra mayor contacto con las zonas productoras del yacimiento.

Para la construcción de estos pozos es importante tener presente conceptos principales como, profundidad desarrollada, profundidad vertical verdadera, inclinación, azimut, kick off point; mismos que son definidos por (CEDIP, 2014) de la siguiente manera:

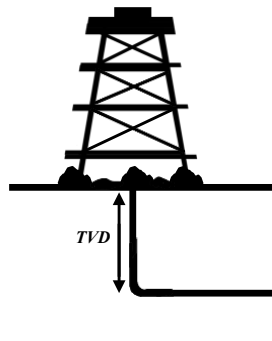
– Profundidad medida MD

Distancia medida desde la superficie hasta la formación objetivo, en otras palabras es la longitud de la trayectoria real del pozo como se muestra en la figura 3. Esta medida se puede conocer contando la tubería dentro del pozo.

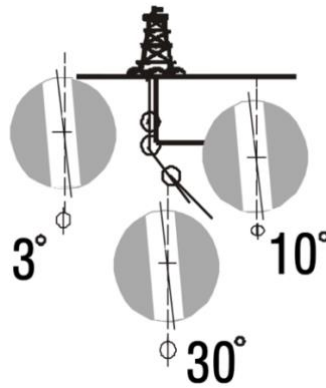
Figura 3*Profundidad medida MD.**Nota. Modificada de: CEDIP, 2014***– Profundidad Vertical Verdadera**

Profundidad Vertical Verdadera o por sus siglas en ingles True Vertical Depth TVD, es la distancia vertical medida desde el punto de referencia en superficie hasta la profundidad del pozo.

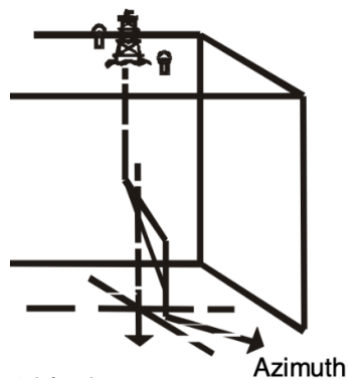
En la figura 4 se ilustra la profundidad de un pozo o TVD.

Figura 4*Profundidad Vertical Verdadera.**Nota. Modificada de: CEDIP, 2014***– Inclinación**

Es el ángulo de desviación respecto a la vertical, medido en grados, tal como se muestra en la figura 5. Donde 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal. Esta medida se puede confirmar con ayuda de la herramienta MWD.

Figura 5*Inclinación.**Nota. Tomada de: CEDIP, 2014.*– ***Azimuth***

Dirección del pozo, medido como ángulo en sentido de las manecillas del reloj sobre el plano horizontal a partir del norte verdadero, que es la dirección del polo norte geográfico.

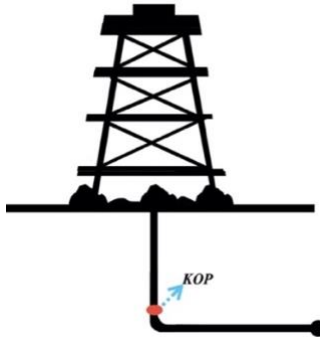
Figura 6*Azimuth.**Nota. Tomada de: CEDIP, 2014.*– ***Kick Off Point - KOP***

Primer punto de desviación de la vertical, que genera un aumento en el azimuth y comienza la construcción de la horizontal o desviación diseñada del pozo. (Grandas & Jaiber, 2014)

En la figura 7 se indica el KOP o punto de desviación de pozo direccional.

Figura 7

Kick Off Point.



2.6.2 Perforación de pozos gemelos para SAGD

Teniendo claro lo mencionado hasta este punto sobre los aspectos generales tanto de la técnica SAGD como de los pozos horizontales, cabe mencionar lo dicho por (Matute, 2020), “ el reto del equipo de perforación y del área de geología, es la construcción de los pozos gemelos y ubicarlos dentro un mismo yacimiento respetando la distancia de separación calculada”.

La perforación de estos pozos se resume en dos etapas principales, las cuales son descritas por la autora mencionada de la siguiente manera:

Primero se da la perforación del pozo productor, ubicado en la base de la zona productora y perforado con técnicas convencionales garantizando la continuidad lateral de la arena objetivo, con herramientas de perforación rotatoria, broca y demás accesorios sujetos a características del yacimiento.

Luego de tener el pozo productor; se empieza a perforar el pozo inyector, con ayuda de herramientas direccionales y de guía magnética como lo es el sistema MGT (Magnetic Guidance Tool System), este sistema consta de una herramienta con fuente electromagnética de fondo, que junto a un sensor direccional con aplicaciones magnéticas de telemetría, mide tanto la separación

vertical como horizontal entre el pozo existente o primeramente perforado (productor) y el pozo en construcción (inyector), esta herramienta se ubica en el pozo productor, siendo este el punto de referencia o guía para la construcción de la trayectoria del segundo pozo, en el cual se utiliza una herramienta MWD (Measurement While Drilling) que recibe las señales magnéticas de la MGT, logrando así construir la sección intermedia y horizontal del pozo inyector y finalmente obteniendo la perforación de pozos gemelos.

La figura 8 muestra la perforación de pozos gemelos utilizando las herramientas mencionadas anteriormente.

Figura 8

Perforación de pozos gemelos con herramienta MGT.



Nota. Tomado de: Monter, 2010.

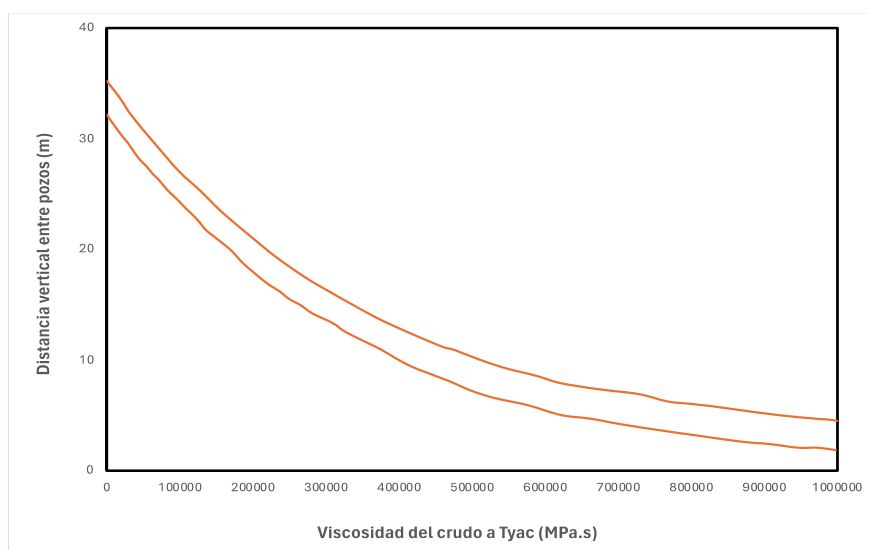
En la perforación de los pozos gemelos para el Proceso SAGD y su óptima aplicación, la principal variable a tener en cuenta es el distanciamiento de los pozos, por lo que el pozo inyector se ubica de 12 a 24 ft por encima del productor, distanciamiento que varía según la viscosidad, movilidad, y condiciones geológicas. Además, también es importante tener presente que la longitud de la sección horizontal juega un papel importante en los resultados de SAGD, pues la

producción de un pozo horizontal depende del área de contacto con la formación productora y si esta no es la más óptima, el factor de robo se verá afectado. (E. Montes et al., 2009), esto a su vez apoyado en la literatura, específicamente en un análisis de sensibilidad (R.Mago et al., 2011) que establece que si el pozo inyector es muy corto (entre 500 y 1000 ft) el factor de recobro no será el máximo, debido a que el vapor no alcanzará a contactar todas las zonas del yacimiento donde hay petróleo recuperable, así mismo concluye que es conveniente una longitud de 1500 ft, permitiendo un mayor alcance y recuperación.

En estudios citados por (Monter, 2010), se menciona que, el pozo inyector puede ser ubicado hacia el tope de la formación y la variación que se tiene en el distanciamiento es inversamente proporcional a la viscosidad, es decir a medida que esta aumenta, la distancia entre pozos disminuye, como se muestra en la figura 9. Por esto, es importante mencionar que en crudos pesados con mejor movilidad, hay mayor libertad para seleccionar el distanciamiento entre el pozo inyector y productor.

Figura 9

Relación entre distanciamiento de los pozos y la viscosidad.



Nota. Modificado de: Monter, 2010.

2.7 Aplicaciones de SAGD en campos de crudo pesado en el mundo.

Es relevante conocer los proyectos de SAGD alrededor del mundo que se han ido implementando con el fin de aumentar la recuperación de crudo pesado y extrapesado de yacimientos con gran volumen almacenado.

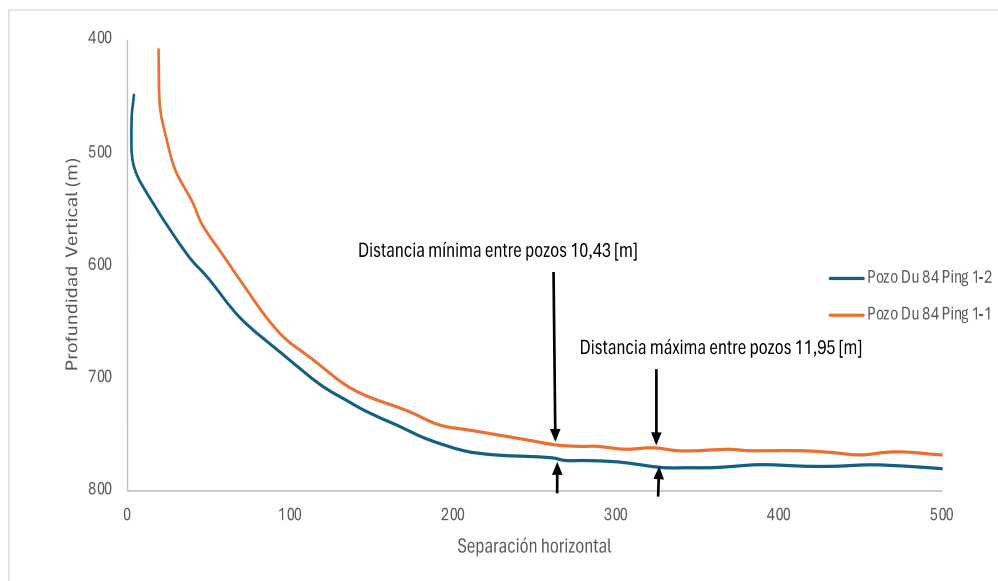
En países como Venezuela, Canadá, Estados Unidos y China, se ha utilizado SAGD desde los inicios de la técnica para la explotación de estos recursos. A continuación, se mencionan algunos de los campos en los que se ha implementado la técnica.

2.7.1 Campo Liaohe

Liaohe, ubicado en la provincia de Liaoning, es el tercer campo petrolero más grande de China con grandes reservas de crudo pesado, por lo que implementaron el proceso SAGD como técnica de recuperación (Monter, 2010). Este campo produce crudo pesado de 10.5 °API.

En el bloque DU-84 del yacimiento Liaohe se perforaron un par de pozos horizontales con profundidad MD de 3982 ft en el pozo DU-84 Ping 1-2 (productor), y 3900 ft en el pozo DU-84 Ping 1-1 (inyector), donde la longitud de la sección horizontal es de 1068 ft y 1009 ft respectivamente. El distanciamiento mínimo entre los pozos es de 34.2 ft y máximo de 39.3 ft como se muestra en la figura 10.

Los pozos fueron perforados a una profundidad vertical TVD de 2405 ft en el DU-84 Ping 1-2 y 2526 ft el DU-84 Ping 1-1, lo que los convierte en los pozos más someros del yacimiento y en consecuencia una perforación en formaciones poco consolidadas, por lo que se emplearon estrategias que permitieran controlar la trayectoria del pozo tales como cambios entre perforación rotaria y perforación direccional, así como también herramientas de medición de trayectoria como MWD. Luego de la implementación de SAGD, Liaohe alcanzó récord en producción. (Hu suning, 1998)

Figura 10*Distanciamiento de pozos DU-84.*

Nota. Modificado de Hu suning, 1998

2.7.2 Campo Tía Juana, Venezuela

El yacimiento de crudo pesado se encuentra en la formación lagunillas, el proceso SAGD se empleó en la capa superior de 40-85 ft, con petróleo in situ de 9-11°API, viscosidad de 10000-20000 cP y porosidad de 38%.

El par de pozos se perforaron a una profundidad MD de 2350 ft, con un distanciamiento de 16,4 ft exactamente, ubicando el pozo productor 50 ft por encima de la base de la formación y una longitud de 1390 ft.

Inicialmente las expectativas de producción eran de 300 BOPD, pero la producción media a un año de implementado el proceso SAGD fue de 700 BOPD y un acumulado de 230000 bbl al año, con lo que se considera un excelente rendimiento. (Humberto A. Mendoza, 1999).

2.7.3 Proyecto SAGD 11 Canadá

SAGD 11 comprende ocho pads o plataformas, cada una equipada con 42 pares de pozos. Estos pozos han estado en producción desde 2016, extrayendo aproximadamente 11,000 barriles por día de crudo pesado de la formación McMurry. A pesar de este volumen, se considera que el SAGD tiene un rendimiento bajo, ya que después de siete años de producción, solo ha logrado un factor de recobro del 10%. Esta baja eficiencia se atribuye a la presencia de una capa de gas y a barreras geológicas que afectan la cámara de vapor. Sin embargo, es crucial destacar que, a pesar de estos desafíos, la perforación de los pozos se llevó a cabo con éxito en un yacimiento delgado de menos de 50 pies, utilizando un distanciamiento estándar de 17-18 pies. Esto sugiere que un mayor espesor y distanciamiento no necesariamente garantizan un mejor rendimiento en el proceso SAGD. (Pratama & Babadagli, 2023).

2.7.4 Campo Bare, Venezuela

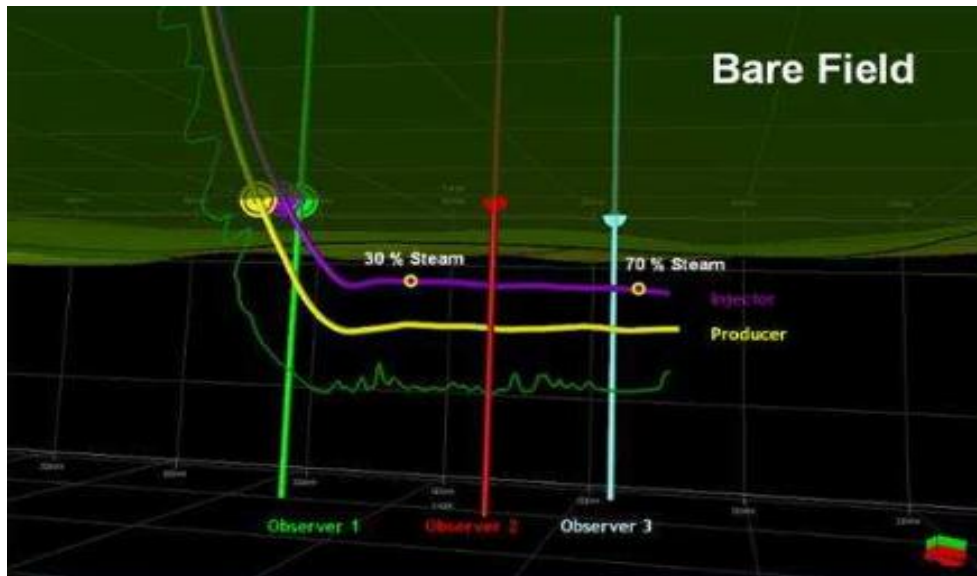
En el campo Bare se llevó a cabo el primer proyecto SAGD en la faja petrolífera del Orinoco, Venezuela, con el objetivo de drenar 2 MMBD. Este proyecto se ejecutó en el reservorio MFB-53, que inicialmente tenía un potencial de producción de 1500 BPD. El reservorio está compuesto por arenas no consolidadas, ricas en cuarzo y cantidades variables de arcilla y presenta características como porosidades superiores a 30%, permeabilidad de 7000md, espesor de la arena productora entre 60-100 ft, y crudo de 10° API, lo que lo hace adecuado para el desarrollo de la técnica SAGD.

Inicialmente se perforó a 5772 ft (MD) el pozo productor MFB-772 utilizando herramientas MWD y LWD para la navegación, logrando una sección horizontal de 2120 ft. Posteriormente, se perforó el pozo inyector MFB-773 a 5778 ft (MD), con sección horizontal de 1998 ft. Para este pozo se empleó una herramienta de guiado magnético MGT que ayudó a

posicionarlo 34 ft por encima del pozo productor, configurándose como pozo gemelo como se muestra en la figura 11 (Franco et al., 2011).

Figura 11

trayectoria de pozos MFB-772 y MFB-773..



Nota. Tomado de (Franco et al., 2012)

3. Posibles cuencas colombianas para la aplicación de SAGD.

3.1 Cuenca de los Llanos Orientales.

Ubicada al este de Colombia, como se observa en la figura 12; comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada. Comparte historia geológica con la cuenca del Valle Medio del Magdalena y la Cordillera Oriental, pues los procesos que le dieron origen son similares. Esta cuenca tiene origen en el Paleozoico y tiene presencia de fallas de tipo normal (Edinson et al., 2014).

Figura 12

Ubicación Cuenca Llanos Orientales.



Nota. Tomado de Barrero et al., 2007.

Esta cuenca se divide en 5 terrenos estructurales: Terreno Arauca, con presencia de fallas de rumbo e inversas. Terreno Casanare, que tiene todas las capas con buzamiento hacia el oeste con presencia de fallas normales. Otros de los terrenos son Meta y Vichada con fallas normales y pliegues. El terreno Piedemonte Llanero se caracteriza por fallas inversas, fallas normales invertidas, deformaciones desde el basamento, pliegues y fallas de desgarre. (Edinson et al., 2014)

Esta cuenca es conocida por su potencial y desarrollo petrolero, cuenta con más de 80 campos en producción que van desde crudo pesado hasta condensados; de los que resaltan campos gigantes como Caño Limón y Rubiales, y campos mayores como Apiay, Castilla, Cusiana y Cupiagua.

El sistema petrolífero de los Llanos Orientales está definido como: Formación Gachetá, que es la principal roca generadora de los Llanos Orientales, formada por lutitas que poseen kerógeno tipo II y III. Roca reservorio representada por areniscas de las formaciones Carbonera

(C3, C5, C7), Mirador, Guadalupe, Barco; todas con porosidades desde 2% hasta 25% lo que las hace excelentes yacimientos de hidrocarburos. Como roca sello, tiene lodolitas de la formación León y unidades de la formación Carbonera. Finalmente, las trampas presentes en el sistema son de tipo estructural, pues se presentan pliegues por propagación de fallas, anticlinales por fallas invertidas, y pliegues por falla de desgarre (Edinson et al., 2014).

El cinturón de crudos pesados se extiende desde el Campo Apiay, Campo Rubiales, y se llega al noreste de la cuenca hasta el Campo El miedo, con gravedades API que van de 8° - 20°API

En la tabla 2 se muestran los criterios para aplicación SAGD en paralelo con las condiciones de algunos campos de la cuenca.

Tabla 2

Criterios de aplicación para SAGD vs valores promedio presentes en campos de los llanos orientales.

	Parámetros	Criterios para SAGD	Rubiales	Castilla	Chichimene
Petróleo	Viscosidad	>2000 cP	103 cP	134-450 cP	62 cP
	Gravedad	<16 °API	12 °API	9°-13°API	16°-20° API
	Espesor	≥ 30 ft	20-80 ft	39 ft	10-30 ft
Yacimiento	Profundidad	<4500 ft	2800 ft	7347 ft	7000 ft
	Porosidad	> 25%	20-35%	19%	9-17%
	Permeabilidad	>1000 mD	5-20 D	465- 2423 mD	10-90 mD

En esta cuenca, a pesar de contar con crudos pesados, y estar dentro del rango en algunos de los criterios, se hace complejo el desarrollo del proceso SAGD, por diferentes aspectos operacionales asociados a la geología de la misma, pues hay presencia de complejidades tectónicas por plegamientos, fracturas, y fallas; que generan grandes incertidumbres geológicas como

desfases de buzamiento que traen consigo diferencias en el espesor de las formaciones, ya sea más de lo planeado en la perforación, o menos, y haya un cambio imprevisto de la formación perforada. Esto, durante las operaciones de perforación, representa la necesidad de realizar una constante reevaluación del desarrollo de la operación, para conservar la integridad del pozo y evitar eventos de empaquetamiento, side tracks no deseados, entre otros (Montes et al., 2018), que incrementan la dificultad para perforar los pozos paralelos y horizontales requeridos en SAGD, tiempos no productivos, y costos en el proyecto.

Por otro lado, es importante resaltar que el principal mecanismo de producción en la cuenca y por ende en los campos mencionados es empuje por agua, con presencia de acuífero activo, factor desfavorable para el desarrollo del proceso SAGD según lo mencionado en la tabla 1.

3.2 Cuenca Caguán-Putumayo.

Esta cuenca se divide en subcuenca Caguán al norte y subcuenca Putumayo al sur, posee diversidad de ambientes de depositación marino y continental, pero conservando relación entre las mismas. Abarca Putumayo en su totalidad, una parte de Caquetá, Amazonas y el suroccidente del Meta.

La figura 13 muestra el área de la cuenca Caguán-Putumayo ubicada al suroeste del país.

Figura 13

Ubicación cuenca Caguán-Putumayo



Nota. Tomado de Barrero et al., 2007.

Cuenta con rocas de buenas características generadoras tanto para el sector norte (Caguán), como para el sector sur (Putumayo), de las cuales toman mayor relevancia los intervalos superior y medio del grupo Macarena hacia el norte y las formaciones Villeta y Caballos al sur.

Siguiendo con el sistema petrolífero de la cuenca, se tiene como principal reservorio las areniscas de la formación caballos con porosidades de 10% a 16% y permeabilidades promedio de 50 mD, adicionalmente tiene como reservorio secundario las areniscas de la formación Villeta y conglomerados de la formación Pepino. Finalmente se encuentran shales de la formación Villeta, Rumiayaco y Orteguzza, así como también fallas de cabalgamiento que actúan como sello. (ANH, 2009).

Los campos principales de esta cuenca son Orito, Costayaco, y Capella, de los cuales, los dos primeros producen crudo liviano y el último produce crudo extra pesado.

En la tabla 3, se muestran los criterios para la aplicación de SAGD en paralelo con las condiciones petrofísicas y de yacimiento presentes en algunos campos de la cuenca Caguán-Putumayo.

Tabla 3

Criterios de aplicación para SAGD vs valores promedio presentes en campos de Caguán-Putumayo.

	Parámetros	Criterios para SAGD	Cohembi	Capella
Petróleo	Viscosidad	>2000 cP	28 cP	2500-4000 cP
	Gravedad	<16 °API	18 °API	9°API
	Espesor	≥ 30 ft	125 ft	120 ft
	Profundidad	<4500 ft	9100 ft	3400 ft
Yacimiento	Porosidad	> 25%	27 %	33%
	Permeabilidad	>1000 mD	2500 mD	3000-10000 mD

Los campos mencionados tienen como principal mecanismo de producción el drenaje gravitacional. Sin embargo, el que mejor se ajusta a los criterios para la aplicación de SAGD es el campo Capella, tal como se muestra en la tabla 3.

A pesar de que el mencionado campo está dentro del rango requerido, no es objeto de estudio en esta investigación para realizar el diseño de la trayectoria de pozos para la aplicación de SAGD, puesto que no se cuenta con la información necesaria y requerida por el software COMPASS.

3.3 Cuenca Valle Medio del Magdalena VMM.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontaña, con la que inició la exploración petrolera en el país, está localizada al oeste de la Cordillera Oriental, como se puede

observar en la figura 14. Es separada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena por la falla de Ibagué y el cinturón plegado de Girardot, comprende parte del departamento de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia, entre otros. (Rosero Andrés, 2020).

Figura 14

Ubicación cuenca Valle Medio del Magdalena.



Nota. Tomado de Barrero et al., 2007.

En el VMM hay gran diversidad en propiedades de yacimiento y características geológicas, causando una variada distribución y la presencia de diferentes tipos de hidrocarburos, que van desde los 5° API ubicados al suroccidente de la cuenca, hasta crudos con API mayores a 40° hacia al noroeste.

El sistema petrolífero de la cuenca inicia con las rocas generadoras Rosa blanca, Tablazo, La Luna y Simití. Las formaciones reservorio presentes son areniscas de origen continental como Lisama, Mugrosa, Colorado, La paz, y Esmeraldas, que contienen crudos medianos, livianos, y pesados según la zona de la cuenca, debido a variación estructural y de procesos de migración. (ANH, 2014)

Como se ha mencionado anteriormente los campos de crudo pesado están ubicados al sur de la cuenca y en su mayoría, producen del grupo Chuspas, que está compuesto por las formaciones Colorado y Mugrosa, donde la primera también puede ser nombrada como zona A y la segunda como zona B. Finalmente el sello está constituido por estratos de arcillas de las formaciones Esmeraldas y Colorado, así como también lutitas de las formaciones Simití y Umir.

Teniendo presente los objetivos de la presente investigación, se muestran en la tabla 4 campos de crudo pesado en el VMM que podrían ser potenciales para la aplicación de SAGD.

Tabla 4

Criterios de aplicación para SAGD vs valores promedio presentes en campos del VMM.

Parámetros		Criterios para SAGD	Jazmín	Teca	Girasol
Petróleo	Viscosidad	>2000 cP	11200 cP	12000 cP	5000-6000 cP
	Gravedad	< 16 °API	12 °API	12.5° API	10-12°API
	Espesor	≥ 30 ft	2-50 ft	33-70 ft	15-35 ft
	Profundidad	< 4500 ft	1600 ft	2200 ft	1300 ft
Yacimiento	Porosidad	> 25%	28 %	28%	24-29%
	Permeabilidad	>1000 mD	600-1200 mD	5000 mD	500-2000 mD

Los campos mencionados en la tabla 4 tienen buen potencial de producción, por lo que las respectivas compañías operadoras han ido implementado perforación de pozos horizontales y métodos de recobro mejorado como la inyección cíclica de vapor CSS, obteniendo resultados satisfactorios, razón por la cual se pueden considerar candidatos para el desarrollo del proceso SAGD según lo planteado a lo largo de esta investigación.

4. Propuesta de diseño de trayectoria de pozos SAGD en la cuenca del VMM

El objetivo principal de esta investigación es proponer un diseño de trayectoria de pozos para la implementación de SAGD en una cuenca colombiana. Consecuente a ello, se hace necesaria la implementación de un software de simulación especializado en el área perforación y planeación de pozos como lo es el COMPASS de la compañía Halliburton, utilizando la licencia académica que tiene la universidad.

4.1 Software COMPASS.

El diseño y creación del software COMPASS se obtiene como respuesta a la gran necesidad de herramientas especializadas y con un avance tecnológico suficiente para diseñar e interpretar trayectorias de perforación de pozos en una industria donde los nuevos retos van de la mano con el avance tecnológico para el desarrollo de nuevas herramientas.

El diseño de una trayectoria de perforación óptima es crucial para el éxito de la operación, ya que pueden afectarse parámetros como la productividad del pozo, los costos operativos, la seguridad y el impacto ambiental.

Halliburton, empresa propietaria del software, brinda por medio de COMPASS a los ingenieros y planificadores de pozos una herramienta integral que les permite diseñar, simular y analizar trayectorias de perforación con una capacidad excelente, precisión y eficiencia en sus resultados. Teniendo como objetivo proporcionar una solución tecnológica que permite optimizar el proceso de planificación de pozos y a mejorar los resultados operativos con un alza de eficiencia operacional.

El software COMPASS en su ejecución permite realizar actividades como diseñar la forma de los pozos utilizando el módulo de Planificación, calcular la forma de los pozos utilizando el módulo de survey, calcular la incertidumbre posicional y la separación de pozos utilizando el

módulo de Anticolisión, crear gráficos mediante el uso del módulo Compositor de Gráficos, mostrar resultados utilizando varios gráficos en línea e informes, construir un repositorio de datos para almacenar datos de desviación que pueden estar vinculados a otros modelos de datos. (Halliburton, 2014)

4.1.1 Modulo Survey

Comprende el conjunto de observaciones realizadas con una sola herramienta de survey en el mismo recorrido de la herramienta. Los datos se pueden introducir en una hoja de cálculo o importar y procesar utilizando métodos de cálculo estándar en la industria. Los archivos resultantes de la herramienta survey se pueden editar, imprimir o analizar. Este módulo proporciona un "Project Ahead" avanzado desde la estación del survey hasta el objetivo, formación o plan del pozo. (Halliburton, 2014)

4.1.2 Modulo Planning

Utiliza el Editor del Plan para diseñar la forma de los pozos propuestos, el entorno de Planificación tiene una hoja de cálculo interactiva que te permite construir la trayectoria del pozo en secciones que pueden ser perfiles inclinados, con forma S bidimensionales o tridimensionales. Alternativamente, el plan se puede importar o introducir directamente en la hoja de cálculo.

En cada etapa de planificación del pozo, se puede ver cómo se actualizan dinámicamente los gráficos del pozo a medida que se realizan cambios según las condiciones de la operación.

Adicionalmente, el Optimizador del Pozo integra el análisis de torque en el módulo de planificación, donde se determina la mejor combinación de parámetros de diseño de trayectoria. (Halliburton, 2014).

4.2 Construcción del modelo.

Una vez realizada la consulta de literatura sobre el proceso SAGD, la identificación de casos de estudio a nivel global donde se aplicó esta técnica y los parámetros y criterios a tener en cuenta previo a su implementación, se seleccionó el Campo Girasol ubicado al sur occidente de la cuenca del VMM, en el municipio de Puerto Boyacá; para el diseño de la trayectoria de pozos SAGD.

4.2.1 Condiciones iniciales

Para diseñar una trayectoria de perforación es primordial conocer la columna estratigráfica de la zona, pues esta permite identificar las profundidades y formaciones que se deben atravesar, cabe resaltar, que esta información, corresponde a su vez a los parámetros de entrada inicial para el diseño de la trayectoria de los pozos en el software COMPASS.

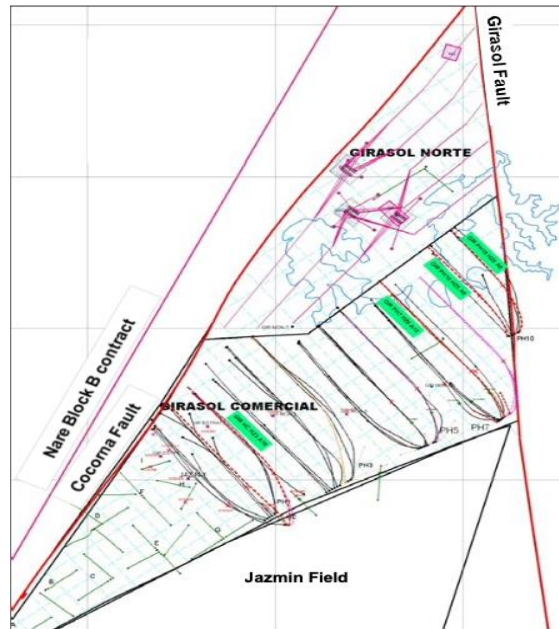
La principal formación productora es la llamada Zona A del grupo Chuspas, la cual se compone de arenas no consolidadas y arenas conglomeradas principalmente compuestas de cuarzo con porosidad y permeabilidad excelente, como se muestra en la tabla 4. (Mauricio et al., 2014). Este campo cuenta con pozos direccionales y horizontales, de los cuales se toma un pozo horizontal del campo Girasol, ubicado en el área Girasol comercial (Cuadros et al., 2010)

A continuación, en la figura 15 se muestra la ubicación del campo considerado como potencial en esta investigación para diseñar la trayectoria de pozos SAGD.

Por otro lado en la figura 16 se encuentra la columna estratigráfica del área de contrato (Asociación Nare) donde se encuentra ubicado dicho campo.

Figura 15

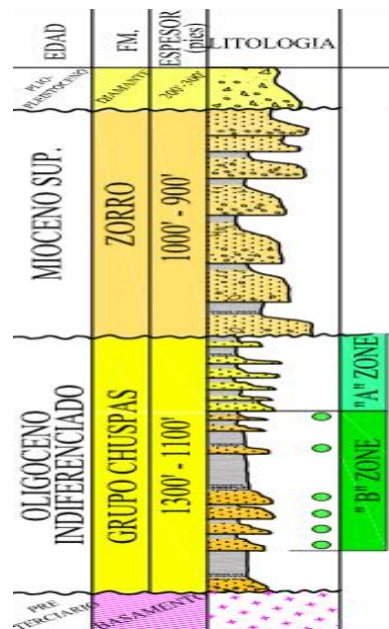
Ubicación Campo Girasol.



Nota. Tomado de: (Cuadros et al., n.d.)

Figura 16

Columna estratigráfica Asociación Nare.



Nota. Tomado de: (Cuadros et al., n.d.)

En la siguiente tabla, se tiene la información general del pozo tomado como base o punto de partida para el diseño de la trayectoria de los pozos SAGD.

Tabla 5

Pozo base Girasol.

Departamento	Boyacá
Municipio	Puerto Boyacá
Contrato	Nare
Tipo de pozo	Horizontal
Well_tvd	1385 ft
Well_MD	3000 ft
API	11°

Nota. Tomado de Banco de información petrolera BIP.

Durante la investigación se ha destacado la importancia crucial de la planificación y el diseño de la trayectoria en la aplicación de esta técnica. Por esta razón, en la construcción del pozo mencionado se emplearon herramientas de medición continua de inclinación, junto con buenas prácticas de perforación. Esto permitió ubicar el pozo con una inclinación aproximada de 88°, para posteriormente navegar y lograr una sección horizontal de 1615 ft.

Para la construcción del modelo, se inicia la creación del proyecto en el software COMPASS, para ello, se ingresan los parámetros que se observan a continuación en la figura 17.

Figura 17

Generalidades para creación del proyecto

The image shows a 'Project Properties' dialog box with the following fields and options:

- General** | Map Info | Audit Information
- Details**
 - Project: Project #1
 - Location: [Empty]
 - Description: [Empty]
- System Datum Description**
 - Mean Sea Level [Dropdown]
 - Elevation: 0.0 ft above MSL
- Security**
 - Tight Group Name: UNRESTRICTED [Dropdown]
- Survey References**
 - Use Well Reference Point as surface tie-on point
 - Default Magnetic Model: [Dropdown]
- Active Unit System**
 - Project Units: (none) [Dropdown]
- Project is locked

Buttons: Aceptar, Cancelar, Aplicar, Ayuda

Como se observa en la figura 17, se deben ingresar al software, para la creación del proyecto los datos de ubicación (área donde se desarrolló), nombre del proyecto y descripción del mismo, así como la elevación sobre el nivel del mar, datos mencionados previamente en el presente capítulo.

Posteriormente, se completa la información de coordenadas geográficas del pozo, en la ventana que se muestra en la figura 18.

Figura 18*Localización pozo actual.*

Seguidamente, se proporciona al software el diseño de un pozo planeado actual, que servirá como punto de partida para el desarrollo del siguiente pozo, como se muestra a continuación en la figura 19.

Figura 19*Creación del diseño actual.*

Una vez realizado el paso anterior, se procede a ingresar en el software los parámetros básicos (profundidades, longitudes e inclinación) del pozo actual que servirá como base, los cuales se encuentran en la tabla 6. Lo dicho, se realiza en la ventana del software mostrada a continuación en la figura 20.

Figura 20

Creación de las secciones del plan.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)
1	0.0		0.00	0.00	0.0
2	1067.0	1067.0	0.00	0.00	1067.0
3	1473.8	406.8	88.00	0.00	1331.7
4	3000.0	1526.2	88.00	0.00	1385.0
5					

Tabla 6

Secciones del plan - Pozo horizontal base.

TVD (ft)	MD (ft)	Inclinación (°)
1067	1067	-
1331	1473	88
1385	3000	88

Ahora, se ingresan al software los datos de coordenadas y profundidad de la formación objetivo para establecer allí, la zona que debe atravesar finalmente el pozo, para ello se completa la ventana que se muestra en la figura 21.

Figura 21*Creación del Target.*

	MD (ft)	TVD WH (ft)	TVD Sys (ft)	TVD Path (ft)	Name	Lithology	Dip (°)	Dip Dir. (°)
1								

Finalmente, al tener el objetivo definido, COMPASS realiza la simulación, dando como resultado los parámetros mínimos que se deben implementar para perforar la trayectoria del pozo como lo son la inclinación por cada sección, MD y TVD desde superficie hasta la formación objetivo teniendo en cuenta la litología de las arenas presentes.

4.3 Trayectoria pozo horizontal 1 (productor)

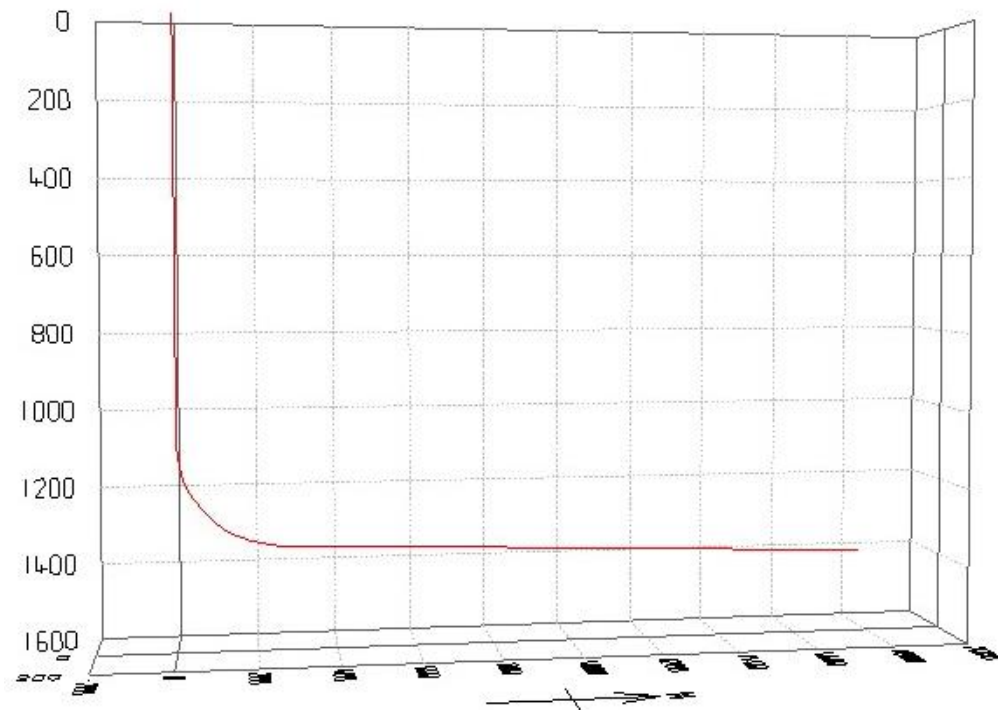
Siguiendo los pasos mostrados anteriormente, se obtiene la trayectoria del pozo tomado como punto de partida para el diseño de la trayectoria de los pozos SAGD.

Este pozo está ubicado aproximadamente a unos 9ft de la base de la formación productora, debido al buzamiento presente en la zona.

En la tabla 7, se detallan la profundidad y litología de las formaciones que son atravesadas durante la perforación del pozo, las cuales son indispensables para obtener la trayectoria observada en la figura 22, correspondiente al pozo horizontal, cuyas condiciones son descritas en el apartado 4.2.

Tabla 7*Litología pozo horizontal base.*

Formación	Litología	Profundidad aprox (ft)
Arena 14	Arena	1175
Arena 13	Arena	1215
Arena 12	Arena arcillosa	1271
Arena 11	Arena-conglomerado	1364
Arena 10	Arena	1395

Figura 2223*Pozo productor para proceso SAGD.*

4.3.1 Retos en la perforación de pozos horizontales en el campo Girasol

Para el desarrollo del campo Girasol, se optó inicialmente por la inyección cíclica de vapor como método de recobro, debido a que la productividad en frío se estimó en 0.1 bbl/día. Con este

fin, se perforaron pozos horizontales con extensiones laterales que varían entre 1200 y 2300 pies, manteniendo una separación lateral fija. Estos pozos fueron diseñados y colocados verticalmente para drenar un yacimiento por cada pozo (Cuadros et al., 2010).

Durante la perforación de los pozos de los cuales se destacan:

– ***Aterrizaje de los pozos en las arenas objetivos***

Las arenas objetivo en el campo, se encuentran entre 1100 y 1600 ft TVD, por lo tanto son someras y blandas, y alcanzarlas implica la perforación de trayectorias direccionales agresivas. La ubicación del yacimiento exigió la construcción de pozos de 0 a 90° de inclinación requiriendo dog legs (DLS) severos de 6-8°/100 ft.

Adicionalmente, aterrizar el pozo en el yacimiento trae consigo el riesgo de hundimiento del revestimiento en la arena, y por ende pérdida de inclinación, poniendo en peligro la terminación del pozo y el alcance del objetivo.

– ***Incertidumbre geológica***

Para el desarrollo del yacimiento se contaba con datos sísmicos limitados e información de pozos offset, los cuales indicaban la probable presencia de discontinuidades geológicas, cambios de facies verticales o laterales, por lo cual se necesitó el uso de la herramienta de geonavegación LWD y así optimizar el posicionamiento de los pozos horizontales en el yacimiento.

– ***Buzamiento de la formación***

Durante la perforación de los pozos se presentó un buzamiento de aproximadamente -2,5° (opuestos a la trayectoria del pozo) provocando caídas en la inclinación y dificultando el aterrizaje del pozo en el yacimiento, lo que implicó una mayor precisión para así evitar salirse de la formación objetivo.

4.4 Trayectoria de pozo horizontal paralelo (inyector).

Para la construcción del pozo inyector es importante tener presente la distancia o separación en superficie del pozo productor previamente perforado, la cual puede ser entre 50 m (164ft) y 100 m (328ft) según expertos.

En la presente investigación, se toman las coordenadas en superficie 50 m (164ft) al norte del pozo productor. Para ello, se agrega al software COMPASS en diseño del pozo # 2 (inyector), como se muestra en la figura 23.

Figura 2324

Creación del pozo inyector (wellbore # 2).



Al igual que en el pozo productor, a continuación en la tabla 8, se muestra la profundidad y litología de las formaciones que deben ser atravesadas durante la perforación del pozo, las cuales son indispensables para obtener la trayectoria observada en la figura 25, correspondiente al pozo paralelo o gemelo (inyector).

Tabla 8*Litología pozo horizontal inyector.*

Formación	Litología	Profundidad aprox (ft)
Arena 14	Arena	1175
Arena 13	Arena	1215
Arena 12	Arena arcillosa	1271
Arena 11	Arena-conglomerado	1364
Arena 10	Arena	1367

Con la información mostrada en las tablas 7 y 8, se puede evidenciar que el espesor de la formación objetivo (Arena 10) es de 31 ft, este valor se encuentra dentro del rango previamente establecido en la sección 2.5.

En la figura 24 se observa la venta del software y la información requerida en cuanto a TVD, MD, e inclinación para la creación del pozo inyector, ajustándose a los datos de la tabla 8.

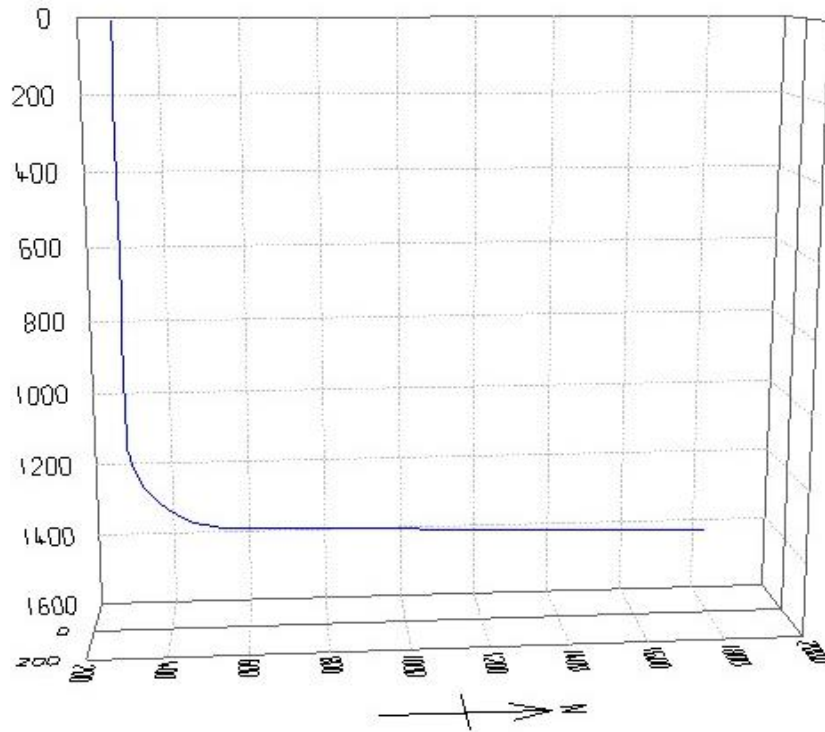
Figura 2425*Creación del plan de perforación para el pozo inyector.*

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)
1	0.0		0.00	0.00	0.0
2	1067.0	1067.0	0.00	0.00	1067.0
3	1461.7	394.7	88.00	0.00	1323.8
4	2700.0	1238.3	88.00	0.00	1367.0
5					

Teniendo en cuenta la información mostrada en la figura anterior, se observa que la sección horizontal del pozo inyector es de 1330ft, siendo está un poco menor a la del pozo productor.

Figura 2526

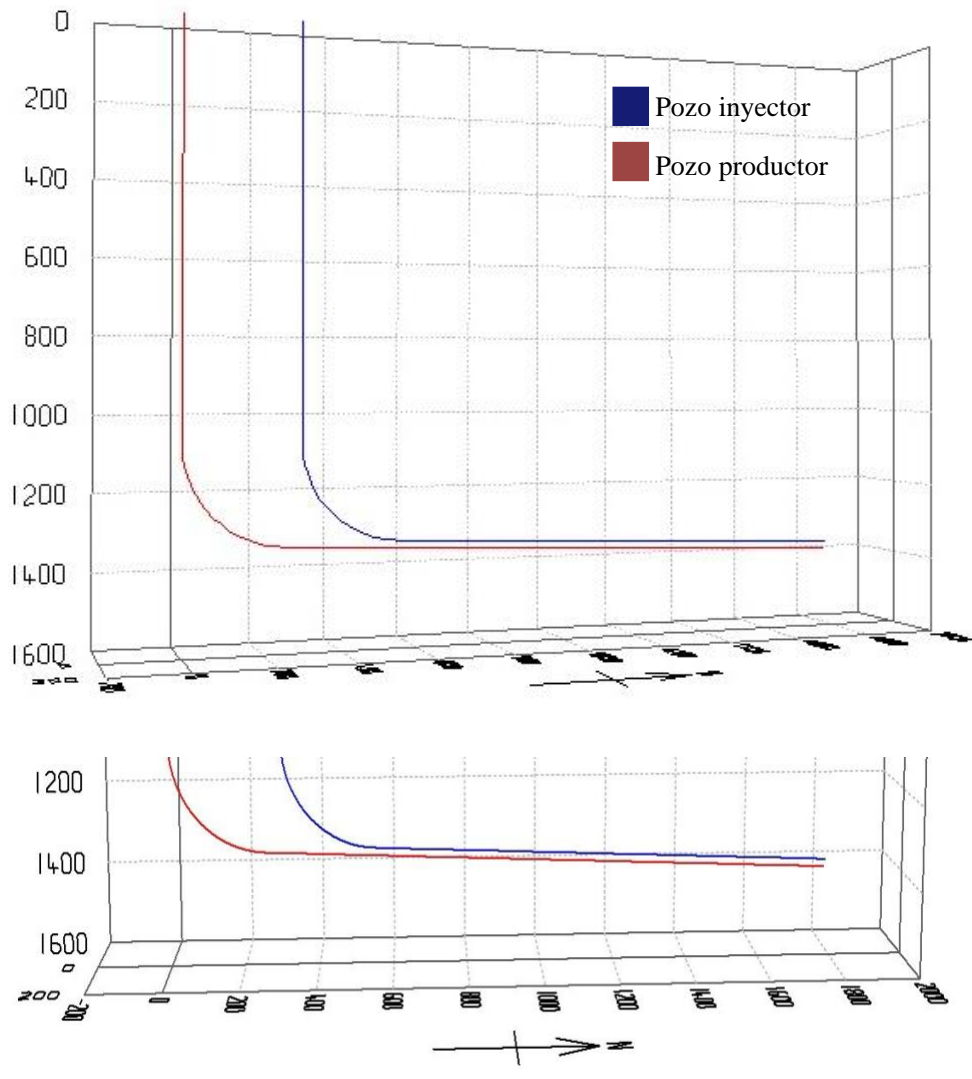
Trayectoria del pozo inyector.



A continuación en la figura 26 se muestra la trayectoria de los pozos producto e inyector obtenida a partir de la simulación en el software COMPASS, donde se evidencia que el distanciamiento vertical de estos es de 18 ft (5,5m), recomendado por expertos que laboran en perforación de pozos SAGD en Canadá y que se ajustan a la distancia estándar de casos de estudio a nivel mundial.

Figura 2627

Trayectoria de pozos SAGD.



5. Conclusiones.

En el desarrollo de proyectos SAGD, es crucial tener en cuenta diversos criterios a nivel de yacimiento. Estos incluyen: un espesor de formación objetivo de al menos 30 ft, permeabilidades y porosidades superiores a 1000 mD y 25%, respectivamente. Además, es esencial considerar un bajo contenido de arcillas en el reservorio y una profundidad inferior a 4500 ft.

Al analizar diversos proyectos SAGD a nivel mundial, se identifican parámetros técnicos primordiales para el diseño de pozos gemelos, donde se destaca especialmente el espesor de la formación objetivo, el cual debe exceder los 30 ft para garantizar el posicionamiento adecuado de los pozos y mantener las distancias requeridas. Además, resulta fundamental considerar las condiciones geológicas del área como la inclinación, el buzamiento, la profundidad del yacimiento y, por supuesto, la litología de la formación a navegar.

A partir de la investigación realizada, y teniendo en cuenta cada uno de los criterios necesarios para la aplicación de la técnica SAGD en los diferentes casos de estudio a nivel mundial, se logra evidenciar que las cuencas Valle Medio del Magdalena y Caguán-Putumayo, productoras de crudo pesado en Colombia, cuentan con propiedades petrofísicas, características de yacimiento, y condiciones geológicas, dentro de los rangos establecidos para el desarrollo de SAGD, por lo que se consideran técnicamente factibles para diseñar y perforar pozos SAGD, no obstante, es crucial evaluar la eficiencia en la recuperación de hidrocarburos de dichas cuencas y poder determinar la viabilidad de desarrollar la técnica en el país.

Se propone perforar en un campo de la cuenca del valle medio del magdalena, un pozo horizontal gemelo como inyector en la formación productora (Arena 10) a una profundidad aproximada TVD de 1367ft, con longitud horizontal de 1330 ft para lograr una cobertura adecuada

del yacimiento, teniendo en cuenta lo planteado en la literatura, este pozo se diseña iniciando perforación en superficie 50m (164ft) al norte de un pozo productor existente, manteniendo la trayectoria horizontal dentro de la Arena productora con una distancia de 18ft entre los pozos. El pozo productor tiene una TVD de 1385ft con una sección horizontal de 1615 ft.

La precisión en la creación del ángulo de desviación (dog leg), y el control de la orientación de los pozos es crucial para garantizar que se localicen en la zona objetivo del yacimiento. El diseño para el pozo inyector se plantea de tal forma que la perforación vertical alcance la parte superior de la zona de interés del yacimiento, para permitir la inyección de vapor y la gravitación del petróleo hacia el pozo productor existente, el cual está ubicado hacia la base de la formación productora como se observa en la trayectoria simulada.

6. Recomendaciones.

Se recomienda llevar la trayectoria planteada a un simulador para recobro mejorado como CMG y así evaluar el funcionamiento de la técnica en la cuenca seleccionada.

Se recomienda diseñar una herramienta que evalúe la aplicabilidad de la técnica en diferentes campos, donde las variables de entrada sean los criterios necesarios para SAGD y se obtenga como respuesta si cumple o no con estos.

Diseñar el completamiento de los pozos SAGD y aplicarlo a la trayectoria diseñada, optimizando el proceso y que sea aplicado en el campo estudiado.

Evaluar la factibilidad de aplicación de los procesos SAGD mejorados en la cuenca seleccionada.

Diseñar la trayectoria de perforación en un campo de la cuenca Caguán-Putumayo, puesto que dicha cuenca también cumple con los parámetros básicos para la aplicación de SAGD.

Realizar un análisis de factibilidad económica para el desarrollo un proyecto de perforación SAGD en las cuencas propuestas que cumplen los parámetros para este tipo de proyectos, y sugerir la mejor opción.

Realizar un análisis anticolidión en el proyecto propuesto en la presente investigación.

Referencias Bibliográficas

- ANH. (2009). *Caguán-Putumayo*.
https://www.anh.gov.co/documents/2865/Tipo_1_PDF.pdf
- ANH. (2014). *CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos*.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basins*. www.anh.gov.co
- Camacho, José A. Pérez. (2011). *Estado del arte de las tecnologías de inyección cíclica de vapor*.
- CEDIP. (2014). *Diseño de la Perforación de Pozos*.
- Cuadros, J., Ossa, N., Cuadros, G., & Rojas, E. (n.d.). *Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field*.
<http://onepetro.org/SPETTCE/proceedings-pdf/10APOR/All-10APOR/SPE-132884-MS/1721228/spe-132884-ms.pdf/1>
- Cuadros, J., Ossa, N., Cuadros, G., & Rojas, E. (2010). *Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field*.
<http://onepetro.org/SPETTCE/proceedings-pdf/10APOR/All-10APOR/SPE-132884-MS/1721228/spe-132884-ms.pdf/1>
- Edinson, P. :, Geólogo, L., Zamora, N., & Bogotá, G. (2014). *COMPILACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES*.
- Franco, L., Rodríguez, J., Mago, R., Armas, F., Gil, E., & Tarazona, R. (2012). *Thermal evaluation U1,3 MFB-53 Reservoir, by implementing a system of temperature*

monitoring wells completed with fiber optics and thermocouple belonging to the SAGD pilot project. Faja Petrolifera Del Orinoco.

Franco, L., Rodriguez, J., Mago, R., Armas, F., & Vásquez, R. (2011). *SAGD pilot project, wells MFB-772 (producer) / MFB-773 (injector), U1,3 MFB-53 Reservoir, Bare Field. Orinoco Oil Belt. Venezuela.*

Grandas, C., & Jaiber, S. (2014). *DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL TIPO CLÚSTER APLICADA A UN CAMPO CONCEPTUAL DE SHALE OIL.*

Halliburton. (2014). *COMPASS Software Release 5000.1.12 Training Manual.*

Hu suning, L. xuehua. (1998). *Drilling and Completion Technique of Paired Horizontal Wells. Spe .*

Humberto A. Mendoza, J. J. F. P. (1999). *SAGD, Pilot Test in Venezuela.*

Matute, A. K. (2020). *Área de Explotación y Producción-Recobro Mejorado de Hidrocarburos.*

Mauricio, P., Gloria, C., Milena, Q., Gomez, A., & Jaime, P. (2014). *New Art of Building Horizontal and Highly Deviated Wells Help Maximize Recovery and Production from Heavy Oil Fields in Colombia.* <http://onepetro.org/SPECHOC/proceedings-pdf/14HOCC/3-14HOCC/D031S018R005/1545824/spe-170009-ms.pdf/1>

Monter, F. (2010). *Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Proceso SAGD.*

Montes, A., Carreño, W., & Guío, M. (2018). Aspectos de la perforación de pozos complejos en piedemonte en tiempos de crisis. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(1), 87–97. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018008>

- Montes, E., Pacheco, H., Delgadillo, C., Samuel, M., & Wilson, B. (2009). *Aplicación de nuevas Tecnologías para la recuperación de crudo pesado en Yacimientos profundos*.
- Pratama, R. A., & Babadagli, T. (2023). What Did We Learn from SAGD Applications in Three Decades, and What is Next? *SPE Western Regional Meeting Proceedings, 2023-May*. <https://doi.org/10.2118/212970-MS>
- R.Mago, L, F., J.Rodriguez, E, G., F, A., R, V., & PDVSA. (2011). *SAGD pilot project, wells MFB-772 (producer) / MFB-773 (injector), U1,3 MFB-53 Reservoir, Bare Field. Orinoco Oil Belt. Venezuela*.
- Rodriguez Castelblanco, A. X. (2016). DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR, SAGD, APLICADO A YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 14(1), 35–42. <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n1-2016003>
- Rodriguez Jesus. (2021). *Factibilidad Técnico-Financiera de la Aplicación del Proceso SW SAGD en un Campo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena*.
- Rosero Andrés. (2020). *Descripción de yacimientos no convencionales de lutitas petrolíferas en la cuenca valle medio del magdalena*.
- W.Green, P. W. G. (2018). *Enhanced oil Recovery processes*. <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bibliouis-ebooks/detail.action?docID=5381116>.