



Al contestar cite Radicado 20232110853663 Id: 1545386

Folios: 26 Fecha: 2023-12-22 18:07:43

Anexos: 1 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)

Remitente: VICEPRESIDENCIA TECNICA

Destinatario: OFICINA ASESORA JURIDICA

SONDEO DE MERCADO

La ANH está adelantando el presente sondeo de mercado, con el fin de realizar el análisis económico y financiero que soportarán la determinación del presupuesto oficial de un posible proceso de selección contractual, si su Empresa se encuentra interesada en participar le agradecemos remitir la información solicitada, bajo los parámetros establecidos a continuación.

NOTA: La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, aclara que ni el envío de esta comunicación ni la respuesta a la misma generan compromiso u obligación de contratar, habida cuenta que no se está formulando invitación para participar en un concurso o proceso selectivo, sino, se reitera, se está realizando un sondeo de mercado del que eventualmente se puede derivar un proceso de selección para la elaboración de un contrato que permita ejecutar el proyecto

I. NUMERO DE PROCESO DE COTIZACION:

II. DE LA NECESIDAD:

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial De La Vida” establecido por el Gobierno Nacional, destaca la necesidad de “una transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia” a través del impulso de hojas de ruta para la implementación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable como la geotermia (DNP, 2022). En esta línea, el Ministerio de Minas y Energía-Minenergía, delegó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante Resolución No 40234 de 23 de febrero de 2023 la elaboración de los insumos y apoyos necesarios para la continuidad en la formulación y diseño de la política pública de los siguientes recursos energéticos: geotermia, energía eólica e hidrogeno, captura, almacenamiento de y uso de carbono (CCUS), así como también las alternativas geológicas para el almacenamiento subterráneo de dióxido de Carbono (CO2), a través del aprovechamiento de fuentes No Convencionales de Energía-FNCE.

Dentro de las energías renovables, la energía geotérmica en sus diferentes formas de aplicación, es una de las más estables en el planeta, al depender del calor interno del planeta que se ha mantenido desde su formación hace ~4600 Ma. Las principales manifestaciones del potencial de este tipo de energía en una región son la actividad volcánica e hidrotermal, además de las nuevas fronteras en desarrollo para obtener este tipo de energía en cuencas sedimentarias. En este sentido, Colombia es un país con alto potencial geotérmico al poseer plays geotérmicos, tanto de ambientes volcánicos, como en cuencas sedimentarias ampliamente exploradas por la industria petrolera. Debido a esto, la Agencia Nacional de Hidrocarburos necesita iniciar los estudios pertinentes desde frentes paralelos que permitan reconocer los recursos geotérmicos del país en ambientes geológicos diversos, y explorar sus relaciones geológicas.

Por una parte, el potencial geotérmico en cuencas sedimentarias ha sido reconocido recientemente como una alternativa importante a la producción de hidrocarburos, a provechando dicho conocimiento e infraestructura. Usando parte de estos conocimientos de la industria de hidrocarburos, la Agencia Nacional

de Hidrocarburos (ANH) en convenio con el Servicio Geológico Colombiano (SGC) elaboró el actual mapa de gradiente térmico de Colombia publicado en el año 2009. Una segunda fase de este convenio tuvo como alcance la elaboración del mapa de flujo de calor para la Cuenca Llanos Orientales publicado en el año 2010. En esa oportunidad, no se aplicaron algunas correcciones importantes a los datos de gradiente geotérmico y, para el cálculo de flujo calor, no se incorporaron datos de petrofísica en la metodología, no se tuvo en cuenta la generación de calor radiogénico, ni un análisis de la distribución de las mediciones de conductividad térmica en núcleos de perforación, lo cual dio lugar a estimaciones gruesas de propiedades térmicas de rocas. Por lo tanto, este proyecto contempla la incorporación de metodologías robustas utilizadas en el modelamiento de cuencas sedimentarias, incorporando nuevos datos y análisis de registros de pozo que permitan el cálculo de valores de las propiedades termales y del flujo de calor con menor incertidumbre.

El flujo de calor es una variable independiente que controla tanto el espesor como los parámetros reológicos en la estructura cortical de las cuencas sedimentarias, por tanto, el conocimiento del régimen térmico actual es un elemento indispensable para comprender mejor la historia de deformación, las heterogeneidades (fábricas) en la estructura del basamento, y la influencia y control de ésta en los depósitos sedimentarios. A la existencia de un régimen térmico elevado, se corresponderá una mayor probabilidad de estiramiento cortical y, por tanto, la generación de espacios (hemigrábenes por ejemplo) indispensables para favorecer la sedimentación. El conocimiento del flujo de calor también es importante en la definición de zonas sismogénicas, en estudios sobre almacenamiento subterráneo de gas y régimen termal de una cuenca para los modelos de maduración del querógeno. De la misma forma, se aprovecharán los datos de pozos hidrocarburíferos para conocer el potencial de generación eléctrico a partir de las aguas de coproducción. El conocimiento de este dato permitirá mapear áreas del territorio nacional donde se encuentren pozos activos o inactivos que eventualmente puedan ser utilizados para la producción de energía en favorecimiento de las poblaciones aledañas

La información que servirá de insumo para la actualización de estos mapas proviene de registros de pozos adquiridos por la industria hidrocarburífera del país y mediciones directas de propiedades térmicas sobre muestras de núcleos de perforación. Las propiedades térmicas de las rocas son la clave en el estudio de la distribución del calor en una cuenca sedimentaria. Realizar mediciones de estas propiedades puede resultar una tarea compleja si se tiene en cuenta que existe poca información disponible, de aquí, la importancia de lograr la mayor cantidad posible de mediciones de propiedades térmicas en núcleos de perforación y complementarlas con estimaciones de la conductividad provenientes de los registros de pozo. Además, se incorporarán datos de temperatura tomados de pruebas de producción como el Drill Stem Test (DST). Los datos para el cálculo del potencial de generación como temperatura y caudales de las aguas de coproducción se tomarán de las formas ministeriales de exploración y producción.

Por otra parte, y como se mencionó anteriormente, la exploración geotérmica se basa en el calor disponible en el subsuelo, pero también, en los fluidos que circulan en el subsuelo y que puedan ser aprovechados para la generación de energía geotérmica. Es por esto que se hace necesario realizar una actualización del inventario de fuentes termales en los diferentes ambientes geológicos del territorio colombiano, incluyendo las zonas volcánicas de la Cordillera Central y Oriental (Paipa – Iza), y las manifestaciones termales observadas en las cuencas sedimentarias y en el cinturón plegado de la Cordillera Oriental. Esta información permitirá un estudio integrado de los sistemas geotérmicos, y una mayor zona de estudio al vincular las regiones volcánicas de la Cordillera Central.

La evaluación de los recursos geotérmicos de una región está acompañada de estudios geológicos de superficie, la cartografía de las manifestaciones termales en superficie y su caracterización geoquímica e isotópica (Mendrinós et al., 2008); seguida de mediciones de gradientes termales, estudios geofísicos y prospección del subsuelo por medio de perforaciones con el fin de identificar el recurso geotérmico, en términos de extensión superficial, volumen, rocas y propiedades de fluidos, y recopilar toda la información necesaria para tomar decisiones sobre la inversión en una planta de energía geotérmica (Mendrinós et al., 2008).

Las fuentes termales han sido definidas por su temperatura, ya que la temperatura de los fluidos debe ser al menos 4°C superior a la temperatura media anual del lugar donde se encuentran. La caracterización e inventario de dichas fuentes termales en el territorio colombiano ha estado liderada por el Servicio Geológico Colombiano, cuya última actualización a nivel nacional fue realizada en el año 2020, con actualizaciones en zonas específicas o a nivel departamental entre los años 2002 a 2014. Los parámetros medidos en cada uno de estos estudios tuvieron variaciones en los elementos y compuestos analizados, lo que hace difícil la comparación entre los resultados obtenidos en los diferentes estudios. Adicionalmente, las técnicas analíticas han mejorado en los últimos años, mejorando la precisión en las mediciones, así como nuevos desarrollos a partir del análisis de nuevos compuestos, especialmente en el campo de las mediciones isotópicas de diferentes compuestos. Debido a estas diferencias y a los avances recientes en los estudios de fuentes termales, se hace necesario realizar una actualización y estandarización de la caracterización de estas fuentes en la Cordillera Oriental y en otras regiones del país, con el fin de integrar dicha información en los proyectos de exploración geotérmica que se proyectan en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.

Conocer la distribución de las manifestaciones termales en superficie permite identificar la presencia de un sistema hidrotermal en el subsuelo, el cual puede llegar a ser un objetivo exploratorio para los recursos geotérmicos. Los estudios de estas fuentes termales permiten localizar estas fuentes de recursos geotérmicos e interpretar sus condiciones de temperatura, composición química, el origen y la profundidad del posible reservorio geotérmico. Esta información, junto con la medición del caudal de dichas fuentes termales permite obtener una aproximación inicial al potencial geotérmico de una región. Estas fuentes termales deben ser estudiadas por medio de la toma de muestras de los fluidos producidos, la medición de sus propiedades físico-químicas in-situ, y la realización de ensayos químicos e isotópicos. Por medio de estos ensayos es posible determinar el origen de los fluidos, las posibles mezclas de aguas de diferentes orígenes y/o temperaturas, el nivel de interacción con la roca reservorio, la temperatura del reservorio, entre otros. Entre estos parámetros, uno de los más importantes es la temperatura en el reservorio del cual provienen estos fluidos, pudiendo ser determinada por medio de diferentes geotermómetros basados en el equilibrio termodinámico entre 2 o más componentes químicos o isotópicos; siendo común el uso paralelo de diferentes geotermómetros para evaluar posibles procesos de mezclas o interacción con las rocas por las cuales ha circulado el fluido, pérdidas por evaporación, reequilibrio parcial a menor temperatura entre otros. Estudios adicionales incluyen la determinación del contenido de diversos elementos que puedan ser de interés económico o por el contrario, que pueden representar un riesgo a la salud pública.

El desarrollo de este proyecto consta de la actualización del catálogo de fuentes termales, empezando en las zonas de interés de la Región Andina, donde yacen diferentes complejos volcánicos. Los estudios propuestos permitirán conocer el origen de los fluidos de fuentes termales en estas regiones por medio de ensayos físico-químicos, geoquímicos e isotópicos. Estos ensayos también podrán ser usados para estimar la temperatura de los reservorios donde se originaron, y serán usados para nutrir el mapa nacional de flujo de calor en estas zonas donde no existe otra fuente de información disponible. Los diferentes resultados obtenidos serán visualizados en mapas con el fin de conocer su distribución geográfica y posibles patrones en su distribución (asociados a fallas, niveles estratigráficos, regiones específicas, entre otros). Los nuevos análisis propuestos tienen el objetivo de una caracterización detallada de los fluidos y de los compuestos presentes en los mismos, algunos de los cuales pueden ser de interés económico o incluso nocivos para la salud pública. Estos datos serán comparados con resultados obtenidos anteriormente en las fuentes termales de la misma ubicación con el fin de analizar posibles variaciones temporales en su composición y demás propiedades medidas.

III. OBJETO A CONTRATAR:

Generación de mapa de gradiente geotérmico y flujo de calor a partir de la integración de datos de pozo, mediciones de propiedades litológicas e inventario de fuentes hidrotermales y caracterización geoquímica de los fluidos en áreas de interés.

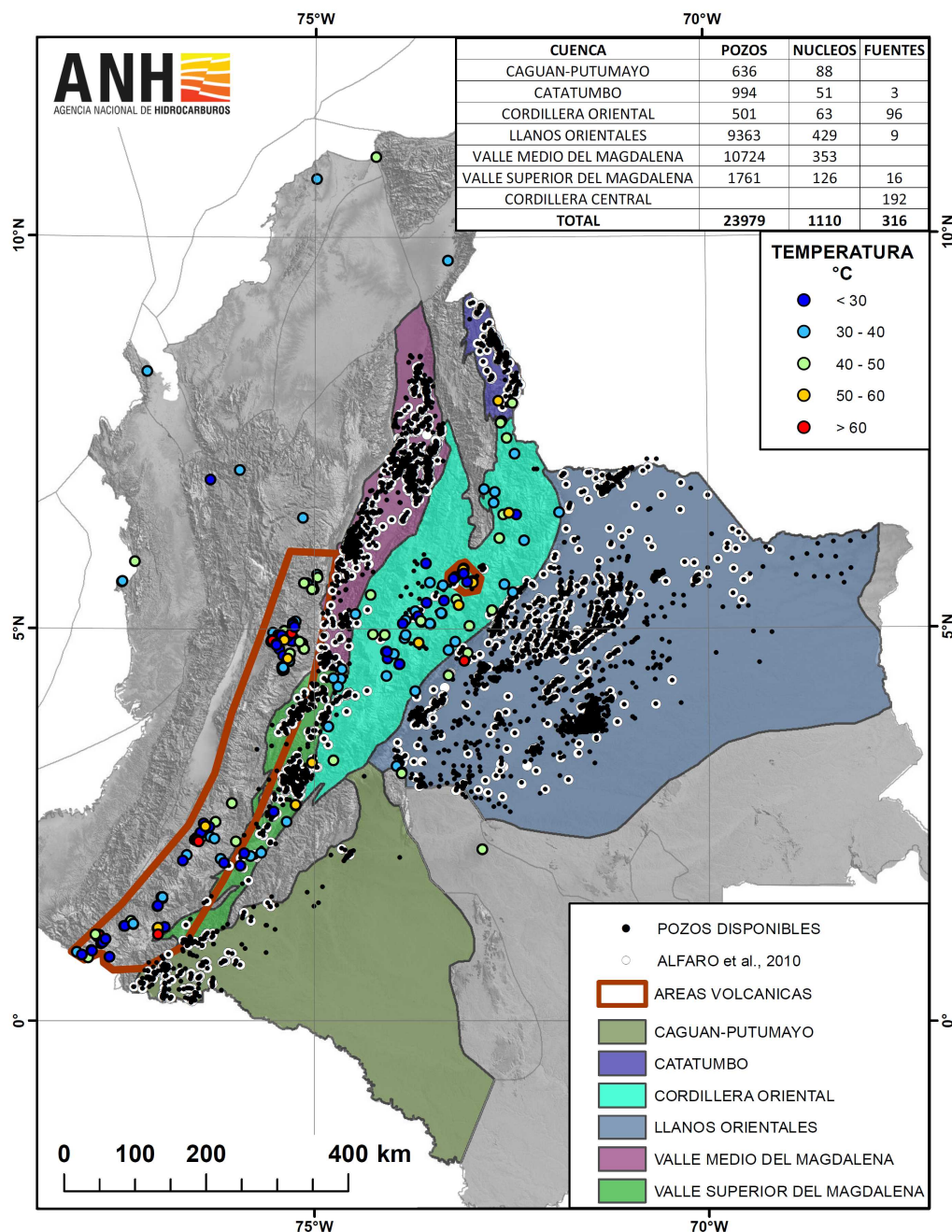


Figura 1: Areas en los cuales se realizará el proyecto y la información de pozos, núcleos y fuentes termales.

IV. CÓDIGO UNSPSC (The United Nations Standard Products and Services Code® - UNSPSC, Código Estándar de Productos y Servicios de Naciones Unidas), correspondiente al bien, obra o servicios a contratar:

Identifique el o los Códigos UNSPSC:

SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
71	7115	711513	71151306	Servicios de Geología

Observación: Para el proceso de selección se solicitará experiencia hasta el nivel CLASE

ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR:

I. DESCRIPCIÓN DE LOS PRODUCTOS

1. MAPA DE GRADIENTES GEOTÉRMICOS

Metodología

a. Estimación de Gradientes Geotérmicos

Para la medición de gradientes geotérmicos, etapa intermedia en la estimación del flujo de calor terrestre, se requiere conocer la temperatura del subsuelo sin perturbaciones. El método más utilizado en el mundo para este propósito es la medición de la temperatura del fondo de pozo (BHT), principalmente en pozos de gas y petróleo, tomada como la temperatura máxima registrada. Si bien, esta medición es muy común, se ha observado que los datos son de una calidad notoriamente baja, aun cuando haya sido medida adecuadamente, pues esta representa una medición de la temperatura del fluido en el orificio, la cual generalmente es menor que la temperatura verdadera de formación (Deming, 1989). El proceso de perforación altera en gran medida la temperatura en los alrededores del pozo y volver a la condición de equilibrio térmico, después de la perforación es un proceso estimado en unas diez veces el tiempo de perforación, lo cual puede equivaler a varios meses en el caso de pozos profundos (Beardsmore & Cull, 2001). La variación de la temperatura está afectada por la duración del tiempo de circulación del fluido de perforación, la diferencia de temperatura entre las formaciones del subsuelo y el fluido, el radio del pozo, la difusividad térmica de la formación geológica en donde se hace la medición y la tecnología de perforación y medición utilizada (Kutasov & Eppelbaum, 2005).

Para corregir los efectos de la perforación sobre la temperatura de formación, se han utilizado diversos modelos y métodos de corrección. El modelo más antiguo, conocido y comúnmente utilizado, para estimar las temperaturas estabilizadas de formación en exploración de petróleo, agua subterránea y geotermia, es el método Horner, originalmente propuesto para correlacionar el incremento de presión a un flujo constante. La temperatura inicial o estabilizada de formación se infiere de la intersección en un diagrama semilogarítmico que correlaciona la temperatura del pozo en reposo con el tiempo adimensional de Horner. Se basa en el concepto de una línea fuente/sumidero de calor infinitamente larga sin sección transversal para representar los procesos de circulación y suspensión de la circulación (García, A. 2009). Por lo tanto, para este trabajo se efectuarán correcciones de Horner preferencialmente, que tienen en cuenta los tiempos de circulación y de parada de circulación hasta la toma del dato de temperatura, presentando mejores resultados con 3 mediciones de temperatura o más. Esta información suele encontrarse en los encabezados de registros de pozo a los cuales la ANH tiene acceso por ser una información requerida a las compañías operadoras de exploración y producción en Colombia. También se considera adicionar datos de temperatura de formación obtenidos a partir de las pruebas de producción Drill Stem Test (DST) cuando estas estuvieran disponibles. La precisión de estos datos se considera la más cercana a la realidad y podrá servir para comparar los resultados de las correcciones de Horner con datos más precisos tomados directamente en la formación.

Los datos actuales de gradiente geotérmico (SGC, 2008), fueron obtenidos a partir de la aplicación de la corrección de BHT mediante el método empírico propuesto por la American Association of Petroleum Geologist (AAPG), sin embargo, es conocido que el grado de incertidumbre de los datos calculados sigue siendo alta, ya que dicha calibración fue desarrollada en 2 cuencas específicas, y la diferencia entre dichas correcciones es muy amplia. Sin embargo, el método usado en la elaboración de dicha corrección empírica, puede replicarse en las cuencas colombianas a partir de datos propios, por medio de la correlación entre temperaturas de formación de pruebas DST y datos medidos de BHT en la misma ubicación y profundidad. Este tipo de corrección se usará dependiendo de los resultados de la correlación propia obtenida para cada cuenca y se analizará la diferencia que pueda existir con respecto a datos corregidos por el método Horner.

Otras correcciones que se pueden considerar dependiendo de la disponibilidad de los datos son las correcciones por Flujo Radial Esférico o Fuente de Calor Cilíndrica. Las correcciones por topografía y por temperatura atmosférica o paleoclima también se considerarán y se evaluará su influencia en el resultado final.

b. Fuentes De Información

La información que se utilizará para este trabajo proviene del Banco de información Petrolera EPIS. Para las correcciones de gradientes geotérmicos propuestos en el apartado anterior se partirá de las tablas organizadas en 2009 por el SGC la cual cuenta con información de 4605 pozos de todas las cuencas del país con los siguientes datos:

Se agregarán datos de temperaturas tomados de pruebas de DST para mejorar el modelo, así como datos nuevos y recientes de BHT cuando la necesidad de aumentar la densidad de datos lo amerite.

c. Tratamiento De Datos

El tratamiento de la información consistirá en la selección, conversión de unidades, corrección de temperaturas, estimación de gradientes aparentes, aplicación de un método de interpolación y generación de los mapas para cada cuenca y mapas integrados.

Para la obtención de los nuevos datos de BHT que mejoren la densidad de datos en aquellos lugares donde sea requerido, se hará un control de calidad que involucre la eliminación de registros de pozo sin información de localización, información dudosa por su magnitud, eliminación de redundancia de datos, eliminación de registros inconsistentes como temperaturas iguales a temperaturas considerablemente diferentes y viceversa. Todos los datos consultados de encabezados de registros u otra fuente debe ser referenciada y su fuente recopilada en una biblioteca de datos (imagen del encabezado, extracto del documento, imagen del archivo de registros, entre otros).

Para la generación de contornos se utilizará el método de interpolación de mínima curvatura con tamaño de celda de 10 km y distancia de blanqueo de 50 km. Se hará un análisis de frecuencia para supresión de valores altos con el fin de establecer interpolación representativa regional y se aplicará un método de visualización relieve de sombras (shadow relief) a la magnitud de la variable (gradiente geotérmico).

El mapa se elaborará en el software ArcMap por ser el programa de trabajo para la información geográfica en la ANH incluyendo las coberturas oficiales de las cuencas sedimentarias (archivos digitales proporcionados por la ANH) y la cobertura de puntos con convenciones de tamaño y color, para diferenciar la magnitud del gradiente estimado y la profundidad a la cual se midió la temperatura de fondo de pozo, respectivamente. Para el procedimiento de interpolación puede utilizarse cualquier software apropiado para el caso, pero la salida gráfica debe montarse en ArcGis.

2. MAPA DE FLUJO DE CALOR.

Metodología

a. Estimación De Flujo De Calor

Estimar el flujo de calor por temperatura de fondo de pozo, requiere de la información de conductividad térmica efectiva; esto es, de los espesores de las capas litológicas del intervalo entre la superficie y la profundidad de medición de la temperatura y su correspondiente conductividad térmica. La información litológica es inferida a partir de las curvas de varios tipos de registros hechos en los pozos perforados. Las curvas más útiles para este propósito son las de registros de rayos gamma, índice de absorción fotoeléctrica, resistividad y una combinación de las porosidades medidas por los registros de densidad de formación y neutrónico. La conductividad térmica, se mide directamente en muestras de núcleos o de rípios de perforación de pozos con información pública. La información más confiable proviene de la medición sobre muestras de núcleo. Es decir que la disponibilidad de esta información es muy limitada; para hacer posible la estimación de flujo de calor, se deben asumir valores de conductividad térmica a partir de tablas de referencia en donde se relacionan los valores de esta variable con los niveles litológicos de cada formación geológica, construidas a partir de las mediciones directas sobre las muestras disponibles. Adicionalmente, es necesario estimar la componente de generación de calor en cada unidad estratigráfica, el cual puede ser calculado a partir de los registros gamma ray de las diferentes unidades y se puede analizar su distribución geográfica para cada unidad estratigráfica o litológicas específicas.

Para este proyecto, se realizarán mediciones directas de conductividad térmica en núcleos disponibles en la Litoteca Nacional, y se realizarán correlaciones de estas mediciones con diferentes propiedades que pueden leerse directamente en perfiles de pozos disponibles de esta manera:

Relación de la conductividad térmica vs. contenido de arcilla

Relación de conductividad térmica vs. porosidad.

Relación de conductividad térmica vs. tipo de fluido

Relación de conductividad térmica vs. tipo de roca (Arenisca, Caliza, Lodolita, Marga)

Relación de la conductividad térmica vs. densidad

Relación de la conductividad térmica vs. profundidad

Relación de la conductividad térmica vs. edad estratigráfica

A partir de las relaciones empíricas encontradas entre la conductividad térmica y las propiedades petrofísicas se desarrollará un modelo de predicción de la conductividad térmica para cada cuenca a partir de registros de pozos que se cargará en un proyecto Petrel. Se exige el modelo en Petrel porque es el software licenciado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y con el que se han estandarizado todos los proyectos ejecutados por la entidad.

Otra propiedad importante en el cálculo del flujo de calor es la generación de calor radiogénico, el cual depende del contenido de elementos radiogénicos (U-Th-K) en las rocas estudiadas. En las rocas con alto contenido de cuarzo, esta componente es menor; mientras que en rocas con alto contenido de otro material detrítico (fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, feldespato potásico, arcillas ricas en potasio), y alto contenido de materia orgánica, esta componente del flujo de calor puede representar una proporción importante del flujo de calor calculado en superficie.

A partir de las temperaturas corregidas y las propiedades estimadas para cada formación y su distribución geográfica, se calculará el flujo de calor usando herramientas de modelamiento de cuencas 1D-3D que tomen en cuenta dichos datos como calibración y calculen el flujo de calor a partir de las propiedades de calor radiogénico, conductividad térmica, porosidad, densidad, entre otras, y su variación con respecto a la profundidad y temperatura.

Para la verificación del modelo de predicción de conductividad térmica a partir de registros de pozos se tomarán mediciones aleatorias desde los registros (al menos un 10% del total de mediciones directas que se hubieren realizado) y se tomarán mediciones directas en núcleos de perforación de los pozos a donde pertenecen esos registros. La comparación de conductividades térmicas medidas por los dos métodos no podrá exceder el valor de 2 desviaciones estándar calculado a partir del modelo de predicción. En caso de exceder el valor, el contratista debe reevaluar el modelo y proceder a una nueva verificación.

Este proyecto también contempla un ejercicio de correlación entre las conductividades térmicas medidas en los núcleos con conductividades térmica medidas en muestras de afloramiento. Se pueden considerar muestras de rípos en caso de no existencia de núcleos de perforación. La selección representativa de estos núcleos o rípos y sus correspondientes análogos en superficie se definirá con la supervisión de la ANH.

Se realizará una revisión bibliográfica del basamento en cada cuenca y se evaluará la posibilidad de hacer mediciones representativas de conductividad en cada unidad del basamento.

b. Mediciones Directas De Flujo De Calor:

Las técnicas de medición comunes para la caracterización de las propiedades termofísicas de los materiales se basan en la aplicación de la perturbación térmica al sistema, generalmente en equilibrio térmico. La perturbación de calor debe generarse en forma de gradiente de temperatura, flujo de calor constante, generación del balance de flujo de calor y generación de calor en régimen transitorio utilizando el pulso o la forma escalonada del calor.

Los métodos de medición se dividen según varios criterios. Los métodos absolutos que operan sobre la base de principios básicos y los métodos comparativos que se basan en la comparación con la muestra estándar.

Según el tipo de calentamiento de la muestra, tenemos los métodos que no utilizan la fuente de calor y se caracterizan por el cero del flujo de calor en la muestra. La temperatura de la muestra se modifica por el entorno que la rodea o por el contacto con otra materia o entorno que actúa como fuente infinita de calor. En esta clase tenemos estacionarios y no estacionarios (dinámico). En el primer caso esperamos el estado de equilibrio y en el segundo se mide la distribución de temperatura. La conductividad térmica la podemos determinar por ambos métodos, pero la difusividad térmica solo por el transitorio.

Los métodos que utilizan la fuente de calor se caracterizan por un flujo de calor distinto de cero. La fuente de calor se realiza en la superficie de la muestra con una potencia distinta de cero. En este grupo podemos dividir los métodos según la forma de la fuente de calor, según el tiempo de duración del pulso de calor y finalmente la forma de la muestra.

Según la generación de la perturbación térmica podemos dividir las técnicas de medida en varias clases; los métodos de equilibrio, métodos de estado estacionario y métodos dinámicos. Son de contacto o no contacto. El principio de los métodos de contacto se basa en la generación de calor en el interior de la muestra previamente equilibrada en equilibrios térmicos. Se supone que el pulso de calor es una perturbación en el campo de temperatura estabilizado. Las técnicas de medición registran los cambios en el campo de temperatura en forma de respuesta de temperatura a este pulso de calor. Los puntos de medición están ubicados dentro del cuerpo de la muestra o en las superficies de la losa de muestra investigada

El tamaño de la muestra es un criterio común para todos los métodos. Los métodos estacionarios, como la placa caliente protegida, necesitan una geometría de muestra más grande, por lo general, la base de la geometría es de aproximadamente 50-100 cm. Las técnicas transitorias necesitan especímenes mucho más pequeños y comenzando con una geometría que tiene un tamaño de varios mm hasta una dimensión de 100 mm y 150 mm.

Los métodos transitorios para la caracterización de las propiedades termofísicas de los materiales son relativamente nuevos en comparación con los métodos clásicos. Muchas de las técnicas transitorias se desarrollaron recientemente. La ventaja está en el arreglo experimental simple y el tamaño del espécimen.

Para este proyecto se recomienda la utilización de un método transitorio. No se solicitará un equipo con algún modelo específico de los existentes en el mercado, pero si se requerirá una garantía del fabricante de que el equipo de medición en condiciones normales puede efectuar al menos 5 mediciones cada 8 horas incluyendo la preparación de la muestra.

c. Procesamiento Geoestadístico

Se aplicará un proceso geoestadístico para la generación de los mapas de gradiente geotérmico y flujo de calor de las cuencas con base en la generación de grillas, selección de tamaño de celda y distancia de blanqueo, análisis de frecuencias en el espacio de Fourier y aplicación de un filtro Butterworth.

Para producir las grillas de gradiente y flujo de calor se propone, aunque no exclusivamente, el método de interpolación de mínima curvatura, cuya finalidad es estimar el conjunto de valores para los nodos de la grilla de manera que la estimación se acerque al valor observado. La estimación del tamaño de la celda se basa en una regla general, en la cual, su tamaño corresponde a un cuarto de la raíz cuadrada del cociente entre el área a grillar y el número de datos. Se realizarán varias pruebas para encontrar el tamaño de celda más apropiado y la distancia de blanqueo

3. MAPA DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Metodología

a. Estimación Del Potencial De Generación Eléctrica

Cuando se produce petróleo y/o gas a menudo también se lleva agua a la superficie. Esta agua se conoce como agua “coproducida”. La cantidad de agua coproducida de un pozo varía considerablemente según las propiedades de la formación, el tipo de pozo (petróleo o gas) y la edad y la historia del pozo. Por ejemplo, los pozos de petróleo generalmente producen grandes volúmenes de petróleo al principio de su vida útil. A medida que el pozo envejece, aumenta la cantidad relativa de agua producida, o corte de agua. Cerca del final de su vida útil, el pozo podría estar produciendo predominantemente agua y solo una pequeña fracción de petróleo.

Existen potencialmente algunos usos beneficiosos del agua coproducida. Algunos campos de pozos producen suficiente agua a temperaturas suficientemente altas para producir electricidad con un *ciclo de Rankine orgánico* (ORC) o una planta de energía binaria. Después de separarse del petróleo y/o gases producidos, el agua coproducida pasaría a través de un intercambiador de calor para transferir calor del fluido coproducido al fluido de trabajo de una planta de energía ORC. El fluido de trabajo calentado luego continuaría hacia una turbina para generar electricidad en la planta de energía ORC de circuito cerrado.

En este proyecto se realizará el cálculo del potencial de generación eléctrico de las aguas de coproducción para pozos activos y abandonados de las cuencas del estudio.

Se tendrá en cuenta para el cálculo del potencial de generación eléctrica hasta un 10% de la información de pozos disponibles en las cuencas tomando pozos representativos de cada campo para proyectar un valor de potencial de generación por campos en las cuencas. La selección de pozos abandonados para el cálculo de potencial de generación se realizará con base en la información disponible del pozo y su cercanía a centros poblados. Para estos pozos abandonados puede ser difícil contar con el dato de temperatura de

agua coproducida en superficie, en tal sentido, se asumirá como temperatura en superficie la registrada en fondo de pozo (BHT) si estuviera disponible (Augustine, et al, 2014). Se preferirán siempre los pozos más profundos para el análisis de información teniendo en cuenta que son los pozos de los cuales se espera obtener temperaturas más altas de las aguas de coproducción.

Para determinar el potencial de producción de electricidad de un pozo, se utilizarán las tasas conocidas de flujo promedio y la temperatura del fluido. El potencial de producción de electricidad se estimará entonces calculando la cantidad de electricidad que podría producirse a partir de la energía térmica disponible en el fluido producido. Se construirá una base de datos a partir de la información disponible en las formas ministeriales de fiscalización de las operaciones de petróleo y gas, que varían ampliamente en términos de disponibilidad, usabilidad y contenido de información, y por esta razón, no se considera utilizar todos los pozos perforados para el cálculo de potencial de generación en esta fase.

La cantidad de electricidad que se puede generar a partir de un pozo depende no solo del caudal y la temperatura del agua coproducida, sino también de la eficiencia de la planta de energía ORC para convertir la energía térmica en energía eléctrica. Para capturar la variabilidad potencial en las eficiencias de las centrales eléctricas, se estimará el potencial de generación de electricidad del recurso coproducido con los siguientes modelos:

Exergía (potencial teórico de potencia máxima). Este modelo es la cantidad máxima teórica de trabajo termodinámicamente limitada que se puede extraer del recurso fluido en relación con el entorno ambiental (estado muerto).

La exergía, E, es la cantidad máxima teórica de trabajo que se puede extraer del agua coproducida en relación con el ambiente o estado muerto y se define como:

$$\dot{E} = \dot{m} \{ [H(T_{in}) - H(T_{ambient})] - T_{ambient} [S(T_{in}) - S(T_{ambient})] \}.$$

Para el cálculo de entalpía y entropía se asumirá que el recurso coproducido es agua pura y se ignorarán los efectos de la presión, de tal manera que la entalpía y entropía serán solo función de la temperatura.

El Modelo MIT (Instituto Tecnológico de Massachussets): Este modelo deriva de la eficiencia térmica de las centrales eléctricas ORC en el informe *The Future of Geothermal Energy* liderado por el MIT (MIT 2006).

El informe: *The future of Geothermal Energy* (MIT 2006) incluyó uno de los primeros cálculos del potencial de generación de electricidad de EE. UU. a partir de recursos coproducidos. Su análisis basó el potencial de generación de energía en una correlación para la eficiencia térmica derivada de datos de plantas ORC geotérmicas existentes con temperaturas operativas entre aproximadamente 212 y 392F (100 y 200C). La eficiencia térmica se define como la relación entre la tasa neta de producción de trabajo de la planta de energía y la tasa neta de entrada de calor en la planta de energía y se da de la siguiente manera:

$$\eta_{th} = \frac{W}{\dot{Q}} = 0.0935 T(^{\circ}C) - 2.3266$$

Donde el calor de entrada de la planta está dado por el cambio de entalpía del fluido entre la entrada y la salida de la planta:

$$\dot{Q} = \dot{m} [H(T_{in}) - H(T_{out})]$$

Nomenclature

E = exergy, mL^2/t^3 , kJ/s
 $H(T)$ = specific enthalpy of fluid at temperature T , L^2/t^2 , kJ/kg
 m = mass flow rate of coproduction resource (water from well), m/t, kg/s
 \dot{Q} = rate of net heat input to power plant, mL^2/t^3 , kJ_{th}/s
 $S(T)$ = specific entropy of fluid at temperature T , $\text{L}^2/\text{t}^2\text{T}$, kJ/(kg·°C)
 T_{ambient} = ambient temperature, T, °C
 T_{in} = plant-inlet temperature, T, °C
 T_{out} = plant-outlet temperature, T, °C
 W = net power output from power plant, mL^2/t^3 , kW_e
 η_{th} = thermal efficiency, dimensionless, %

INFORMACION A UTILIZAR PARA LA GENERACION DE LOS PRODUCTOS:

El número de pozos a considerar en cada subproyecto para cálculos de correcciones, adición de datos DST se estimó considerando un 10% de la información que ya fue utilizada para la elaboración del actual mapa de gradiente geotérmico aparente. Para el cálculo de potencial de generación se estima utilizar datos de aproximadamente un 10% de la información total disponible,

La siguiente es la cantidad de pozos que se utilizará para la carga de datos petrofísicos y las mediciones directas de conductividad térmica:

Pozos para Petrofísica: 500

Mediciones de conductividad térmica: 1000

Pozos para correcciones de BHT: Mínimo 25% de los pozos disponibles.

Pozos a adicionar con datos de DST: Hasta 600

Pozos para cálculo de potencial de generación: Hasta 1200

Replicación de mediciones: Se entiende que para cada medición de conductividad térmica se debe evaluar la reproducibilidad y la precisión de los resultados en al menos 10% de las muestras. Esto implica tomar múltiples mediciones en las mismas condiciones para calcular la variabilidad y la incertidumbre en cada registro. Estas mediciones repetidas en las mismas muestras no se cuentan dentro de las mediciones solicitadas en este sondeo.

4. INVENTARIO DE FUENTES TERMALES

Con el fin de realizar una adecuada caracterización de los manantiales termales, es necesario dejar clara su definición: “Son considerados manantiales termales aquellos que afloran en superficie con una temperatura de 4°C o más, por encima de la temperatura media anual de la región donde esta aflora” (Ortiz et al., 2011). La temperatura media anual puede ser estimada a partir de la elevación del sitio y usando la ecuación del gradiente altitudinal de temperatura propuesta por Eslava (1992):

$$T_s = 28.1 - (0.00553 \times h) \quad (1)$$

Donde T_s es la temperatura de superficie en °C; h es la elevación del sitio en metros sobre el nivel del mar (msnm); 28.1 es la temperatura media anual al nivel del mar; y 0.00553 corresponde al gradiente de temperatura ambiente con respecto a la elevación en °C/m.

La metodología propuesta para el desarrollo del presente proyecto requiere la implementación de múltiples fases que involucran actividades específicas con el fin de llevar a cabo los objetivos propuestos.

4.1. Revisión Bibliográfica

La primera fase requiere una revisión bibliográfica y consulta de publicaciones de entidades públicas y privadas donde existan reportes de manantiales termales que cumplan con la definición antes mencionada y que se encuentren dentro del área de interés del proyecto.

Tabla 1. Cantidad de fuentes hidrotermales con temperatura de descarga mayor o igual a 40°C ubicadas en el área de estudio y clasificadas por departamento. Tomado de (Alfaro et al., 2020).

DEPARTAMENTO	CORDILLERA ORIENTAL	SUR	CENTRO	NORTE
BOYACA	18			
CALDAS				20
CASANARE	2			
CAUCA			15	
CUNDINAMARCA	21			
HUILA	2		3	
META	4			
NARINO		10		
NORTE DE SANTANDER	5			
PUTUMAYO		2		
RISARALDA				18
TOLIMA				31
SUBTOTAL	52	12	18	69
TOTAL	151			

Esta revisión debe incluir su ubicación geográfica preliminar, descripción, y registro de posibles resultados existentes en dichos trabajos, con el fin de realizar un análisis multi-temporal de los parámetros que puedan ser comunes a los obtenidos en el presente estudio.

Adicionalmente se debe recopilar información geoquímica de superficie (sedimentos activos, rocas), e hidrogeológica en las regiones de influencia de las fuentes termales existentes

4.2. Control de Campo para Actualización del Catálogo de Fuentes Hidrotermales

La información recolectada en la fase anterior debe ser corroborada en campo con el fin de ser incluida en la actualización del catálogo de fuentes hidrotermales. La información tomada en campo para cada fuente hidrotermal debe incluir:

- Registro con GPS de la ruta de acceso (*track*) desde el último sitio accesible en vehículo hasta la ubicación de la fuente hidrotermal en formato GPX sin edición ni filtrado de los datos adquiridos.
- Coordenadas Norte y Este (Datum Magna Sirgas), con precisión menor o igual a 5 metros usando equipos GPS de alta precisión como los modelos Garmin GPSMAP® o superiores, que igualmente incluyan altímetro barométrico para la medición de la elevación de la ubicación de la fuente hidrotermal.
- Insumos fotogramétricos (fotografías individuales) y productos cartográficos 3D (Nube de puntos densa) y 2D generados por fotogrametría que incluyan Modelo Digital de Elevación (DTM), Modelo Digital de Superficie (DSM) y ortofoto georreferenciada con resolución mínima de 5 cm/px de un área mínima de 10000 m2 centrada en el punto de muestreo. Adjuntar reporte de la calidad del procesamiento fotogramétrico y puntos de control (GCP) en shapefile usados para la ortorrectificación.
- Insumos fotogramétricos (fotografías térmicas individuales) y ortofoto térmica radiométrica y georreferenciada con resolución mínima de 5 cm/px de un área mínima de 10000 m2 centrada en

el punto de muestreo. Adjuntar reporte de la calidad del procesamiento fotogramétrico y puntos de control (GCP) en shapefile usados para la ortorrectificación.

- Fotografías con etiqueta de ubicación geográfica (Geotag): mínimo 5 imágenes de vistas generales y vistas detalladas de la fuente termal y sitio específico del muestreo; todas con resolución igual o superior a 20 Megapíxeles. El Geotag de las imágenes puede obtenerse directamente desde el GPS, si se cuenta con dispositivo que tenga cámara; usando otro dispositivo como cámara con GPS o con teléfonos inteligentes, o de manera manual. En cualquier caso, la ubicación debe coincidir con las coordenadas registradas para cada fuente hidrotermal.
- Video en orientación panorámica (horizontal) que muestre los alrededores del manantial hidrotermal y el sitio de muestreo. La duración del video debe estar entre 1 y 2 minutos con calidad HD (720p) o superior.
- Diligenciar el formato de inventario de fuentes hidrotermales suministrado para el desarrollo del presente proyecto donde se debe consignar la información de coordenadas, condiciones climáticas, características topográficas, geomorfológicas y geológicas, descripción del acceso y del sitio, registro de las mediciones in-situ, entre otras.

4.2.1. Recolección de Muestras de Fuentes Hidrotermales

La recolección de muestras de fluidos en sistemas geotérmicos requiere de técnicas específicas para obtener muestras representativas debido a las altas temperaturas, y el efecto de exponer dichas muestras a la atmósfera y el enfriamiento (Arnorsson et al., 2006). El tratamiento de las muestras durante la recolección va a depender de los métodos analíticos que vayan a ser usados. Adicionalmente, las condiciones de las fases de los fluidos encontrados, van a determinar la metodología aplicada para la recolección de las muestras (Arnorsson et al., 2006).

- Fuentes termales de fase acuosa:

La toma de muestra de este tipo de manantial termal debe garantizar una exposición mínima del fluido a la atmósfera, así como otras posibles mezclas con aguas superficiales, prefiriéndose las fuentes termales cuyo afloramiento ocurra en el lecho rocoso y con una abertura mínima. La muestra debe ser colectada a la mayor profundidad posible o muy cerca de la abertura, tal como se indica en la Figura 2. Se colectarán diferentes sub-muestras que serán tratadas dependiendo del ensayo a realizar como se especifica en la Tabla 2.

Las muestras para la determinación de isótopos estables de hidrógeno ($\delta^2\text{H}$), oxígeno ($\delta^{18}\text{O}$) y carbono ($\delta^{13}\text{C}$), así como ^{14}C , deben enfriarse, filtrarse y almacenarse en botellas de vidrio con tapas herméticas para evitar la evaporación y el intercambio con la atmósfera. Específicamente, para la determinación de isótopos de carbono, la muestra debe dosificarse con unas pocas gotas de solución de HgCl_2 al 1% para evitar cambios en el contenido de isótopos de carbono de la muestra por actividad biológica. La determinación de las proporciones de isótopos de los elementos más pesados no requiere, en general, otro tratamiento in situ que el filtrado.

Tabla 2. Tratamiento de las muestras de aguas según el método analítico

Análisis en Aguas						
	*Componentes Principales	*Componentes Menores	IC	Titulación/pH	Titulación/H ₂ S	Isotopos
Determinaciones	Ca, Cl, K, Mg, Na, S, Si, Carbono Total	Ag, Al, As, Au, B, Ba, Be, Bi, Br, Cd, Ce, Co, Cr, Cs, Cu, Dy, Er, Eu, Fe, Ga, Gd, Ge, Hf, Ho, I, Ir, La, Li, Lu, Mn, Mo, Nb, Nd, Ni, P, Pb, Pd, Pr, Rb, Re, Rh, Ru, Sb, Sc, Se, Sm, Sn, Sr, Ta, Tb, Te, Th, Ti, Tl, Tm, U, V, W, Y, Yb, Zn, Zr	F, SO ₄ , NO ₃ , PO ₄ , otros aniones como Cl, SO ₄ , HCO ₃ , CO ₃ , NO ₃ , Br, I, Hg	Carbono Total de Carbonato y pH	H ₂ S	Deuterio δ ² H Oxígeno δ ¹⁸ O Tritio ³ H Carbono ¹³ C y ¹⁴ C
Filtrado	In-situ 0.2 µm	Metales Disueltos: In-situ 0.2 µm **Metales Totales: No filtrar	In-situ 0.2 µm	In-situ 0.2 µm solo si se observa turbidez en el agua	No es necesaria	In-situ 0.2 µm
Preservación	HNO ₃ - 0.5 ml / 100 ml de muestra o pH<2	HNO ₃ - 1 ml / 100 ml de muestra o pH<2	Ninguna	Ninguna	Analizar in-situ o precipitar con (CH ₃ COO) ₂ Zn	Enfriar a 30-40°C y agregar algunas gotas de HgCl ₂ para inhibir la actividad biológica
Contenedor	Botella plástica de 50 ml (HDPE o PP)	Botella plástica ≤ 100 ml (HDPE o PP)	Botella plástica de 50 ml (HDPE o PP)	Botella para muestras de gas o botella de vidrio con tapa hermética para evitar contacto con el aire	Botella plástica (HDPE o PP)	Botella de vidrio con tapa hermética sin aire dentro de la botella
Almacenamiento	Hasta 6 meses	Hasta 6 meses	Hasta 6 meses	Debe analizarse dentro de las 48 horas siguientes a la toma de la muestra	Indefinido si se filtra el precipitado de la muestra	Hasta 6 meses

*Especificar si se realizan todos los análisis por ICP-AES, ICP-MS u otra técnica, o cuales se analizan en cada técnica

** Tomar muestra duplicado para análisis de metales totales si se observa turbidez en el agua

• Fumarolas y fuentes termales con fase vapor/gas:

La muestra de vapor/gas debe ser colectada en la forma de uno de los tres siguientes tipos (Arnorsson et al., 2006), dependiendo de las condiciones del punto de muestreo (Figura 3):

- Muestra de la descarga total de una fumarola si se logra establecer una fumarola específica que pueda ser completamente cubierta por el embudo y sellada con arcilla.
- Fracción gaseosa de la descarga de una fumarola con las mismas condiciones del método A.
- Burbujas de gas brotando de una fuente hidrotermal de la que no se puede determinar una fumarola específica.

En cualquiera de los casos, no se requiere análisis o tratamiento de la muestra in-situ, excepto para mejorar los ensayos de gases menores por medio de la disolución cuantitativa de CO₂ y H₂S (Tabla 3), que son generalmente los gases más abundantes (Arnorsson et al., 2006). Antes de recolectar la muestra, el sistema debe ser purgado circulando vapor/gas de la fuente de muestreo para desplazar cualquier aire presente en el sistema. Las opciones A y B requieren que la capsula para el muestreo de gas haya sido vaciada en el laboratorio. Para el caso C, la capsula para el muestreo de gas no requiere ser vaciada previamente. En su lugar, se succiona agua de la fuente hidrotermal para purgar el sistema, incluida la cápsula en posición invertida. Posteriormente se acumula gas debajo del embudo y a continuación este es bombeado hacia la capsula de muestreo.

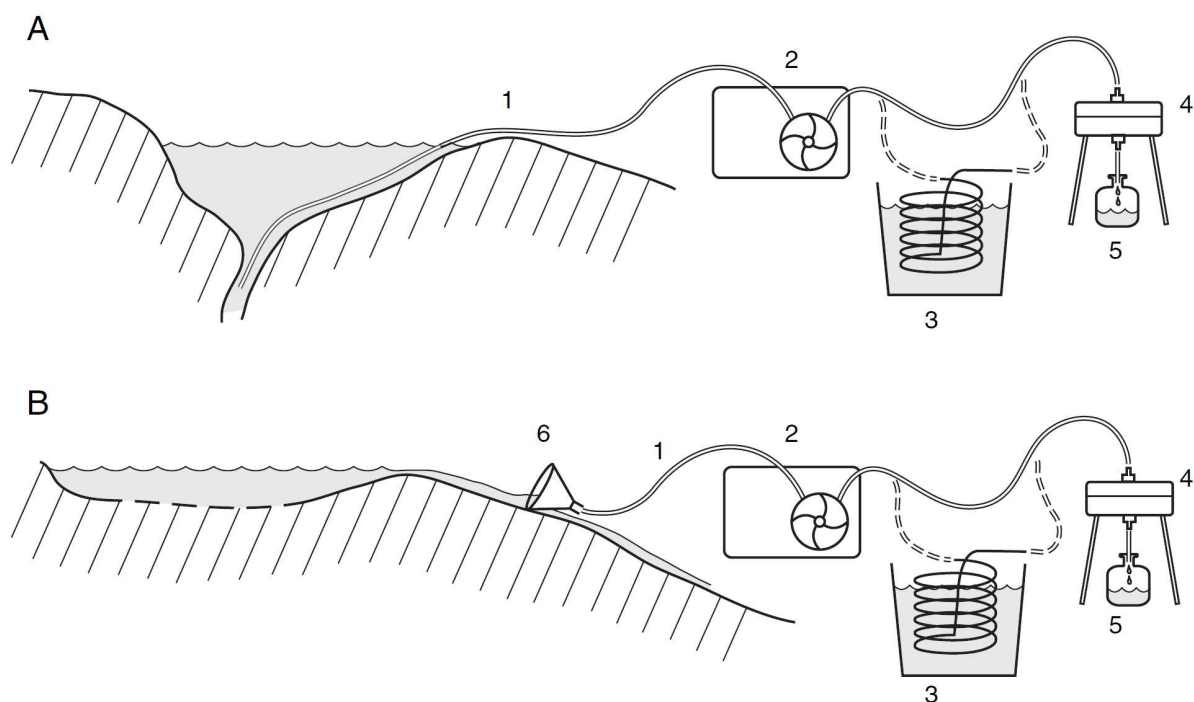


Figura 2. Equipamiento para la recolección de muestras de aguas de fuentes termales. 1- Manguera de silicona de 1/4". 2- Bomba peristáltica. 3- Recipiente con agua fría y bobina de enfriamiento en acero inoxidable (N316: estructura austenítica resistente al endurecimiento por tratamiento térmico y adición de molibdeno para aumentar su resistencia a la corrosión). 4- Porta-filtro de teflón de 20 cm de diámetro y filtro desechable de 0.2 µm. 5- Botella para muestra. 6- Embudo de material inerte resistente a altas temperaturas que se ajuste a la manguera de silicona. Tomado de Arnorsson et al. (2006).

Las muestras deberán ser transportadas al lugar del análisis procurando condiciones de temperatura estables, menores a 25°C, y ser mantenidas de esta forma hasta su análisis. Estas muestras deberán ser preservadas bajo estas condiciones hasta la finalización del contrato.

Tabla 3. Tratamiento de las muestras de gases según el método analítico

Análisis en Gases			
	GC	Titulación	Isotopos
Determinaciones	H ₂ , CH ₄ , CO, N ₂ , O ₂ , Ar, Rn, He	CO ₂ y H ₂ S	δ ¹³ C en CO ₂ y CH ₄
Tratamiento	Agregar solución de NaOH (50 ml, 4 M) KOH (10 ml, 50% w/v) a la capsula antes de vaciar la cápsula	Analizar en el vapor condensado de la muestra de CG y corregir por la dilución en la solución caústica	Ninguno
Preservación	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Contenedor	Cápsula para muestras de gas de 300 ml	Cápsula para muestras de gas de 300 ml	Cápsula para muestras de gas de 300 ml
Almacenamiento	24 horas para análisis de Rn	Hasta 1 mes	Hasta 1 mes

* Se debe contemplar realizar el análisis de Rn en gas libre o gas disuelto en agua

** Especificar la metodología usada para la recolección de la muestra para este análisis, se debe contemplar realizar este análisis en gas libre o disuelto en agua

4.2.2. Ensayos In-Situ

Las siguientes propiedades deben ser medidas in-situ y registradas en el formato suministrado.

- Flujo y caudal
- Temperatura con termocupla tipo K de sonda rígida
- pH con calibración de equipo
- Conductividad Eléctrica con calibración de equipo
- Densidad
- HCO₃⁻ y H₂S por titulación (Tabla 2)
- Sólidos en suspensión
- Proporción gas/fluido: esta última para muestras totales de fumarolas (Figura 3A).

5. ENSAYOS DE LABORATORIO

Los análisis de laboratorio solicitados para muestras de agua y gases se encuentran en la Tabla 2 y Tabla 3. Se realizarán además análisis repetidos en 10% del total de las muestras, las cuales serán seleccionadas por el supervisor de la ANH. Se presentarán los resultados de blancos analíticos, y estándares usados en la calibración de los equipos y curvas de calibración.

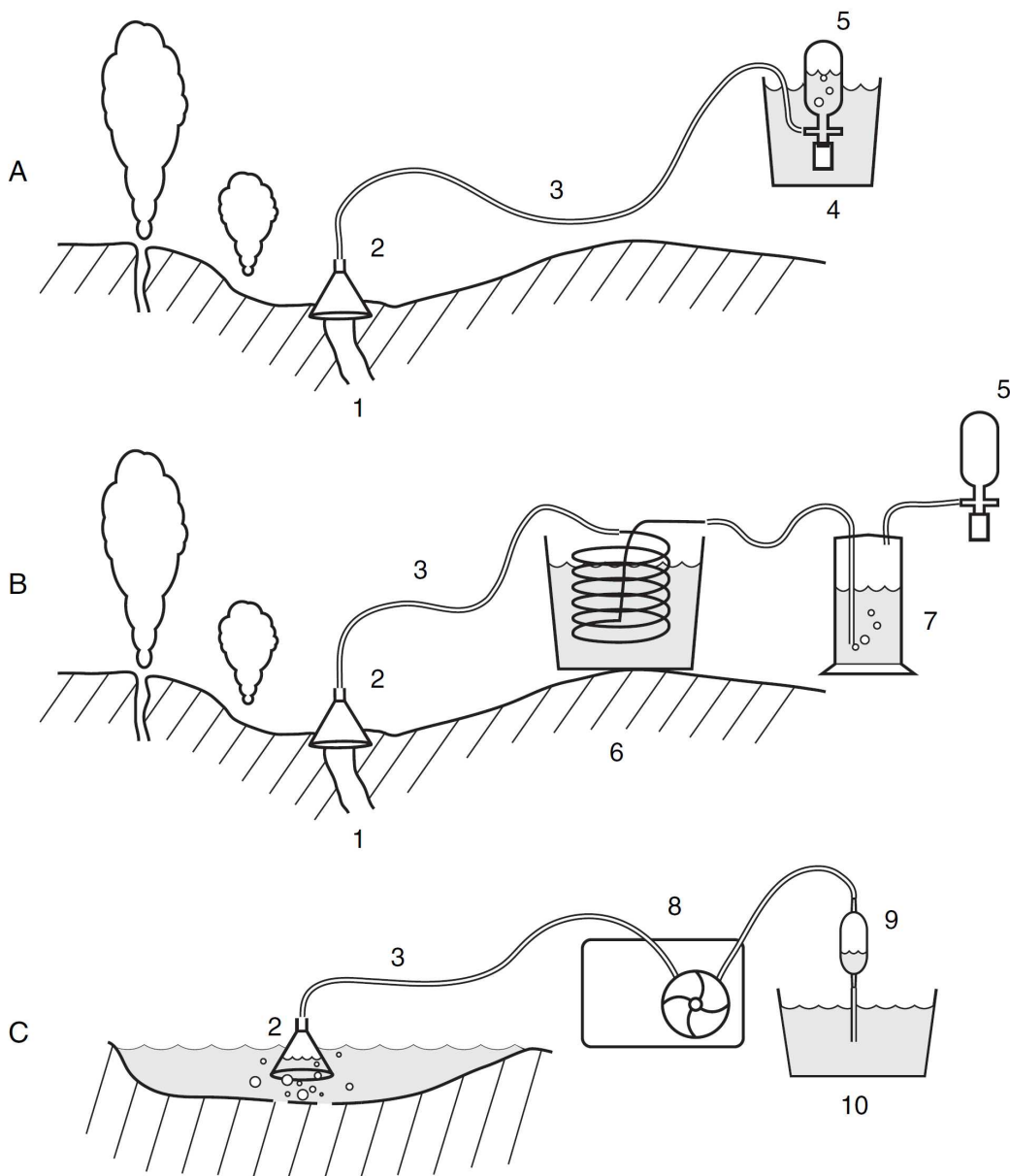


Figura 3. Equipamiento para la recolección de muestras de vapor de fumarolas (A y B), y gases brotando de aguas de fuentes hidrotermales (C). 1- Salida de vapor. 2- Embudo. 3- Manguera de silicona de ¼" o tipo tygon. 4- Recipiente con agua fría. 5- Cápsula para muestreo de gas de 300 ml aproximadamente, con llave de cierre y sello tipo o-ring. 6- Recipiente con agua fría y bobina de enfriamiento en acero inoxidable (N316). 7- Botella de lavado para recolección de condensado. 8- Bomba peristáltica. 9- Cápsula de muestreo con llave en los dos extremos. 10- Recipiente con agua para evitar el ingreso de aire a la cápsula de muestreo a través de la llave de cierre inferior. Tomado de Arnorsson et al. (2006).

6. INTERPRETACIÓN HIDROGEOQUÍMICA

La información obtenida de los ensayos realizados en este proyecto permitirá mejorar el conocimiento adquirido sobre las características de las fuentes hidrotermales en la Cordillera Oriental y otras zonas de interés en las Cordilleras Central y Occidental, combinando diferentes técnicas analíticas y herramientas recientes de minería de datos. La interpretación de los datos obtenidos incluirá los siguientes aspectos:

- Construcción de una base de datos geográfica (geodatabase en ArcGIS versión 10.7 o superior), con los resultados de todos los ensayos realizados y enlace con la información recolectada en campo (formatos, fotos, descripciones, e).
- Evaluación de la calidad de los resultados desde el punto de vista del balance iónico de las muestras de aguas hidrotermales.
- Caracterización de los parámetros físico-químicos de las fuentes de agua y gases analizados.
- Caracterización composicional y clasificación de las muestras de aguas y gases analizadas dentro del proyecto, a partir de los contenidos de elementos, aniones y cationes principales, usando relaciones y diagramas multivariados integrados en los proyectos SIG generados dentro del proyecto.
- Evaluación del balance mineral-fluido por el método del índice de saturación u otros propuestos con el fin de determinar la confiabilidad de los diferentes sistemas geotermométricos a usar posteriormente (Kai et al., 2020).
- Caracterización geotermométrica de los fluidos analizados por medio de los diferentes geotermómetros existentes basados en su composición (Kai et al., 2020; Verma et al., 1997, Tabla 4).
- Evaluación del posible origen de los fluidos analizados (juveniles, meteóricos, connatos, etc), y de los procesos que han transcurrido durante su evolución en el sistema geotérmico subterráneo (interacción fluido-roca, mezclas, zonación temperatura-composición, etc).
- Comparación de los datos obtenidos en este estudio con los datos disponibles de estudios anteriores, y representar los posibles cambios observados por medio de diagramas composicionales y mapas.
- Caracterización de la composición multielemental y de metales pesados por medio de matrices de comparación de muestras vs elementos y mapas de la distribución de dichos resultados en el área de estudio.
- Aplicación de herramientas de minería de datos en el análisis de los resultados obtenidos con el fin de analizar las similitudes y diferencias entre las muestras, su distribución geográfica, correlación de parámetros, agrupamientos (Clusters), y componentes principales (PCA) que permitan caracterizar dichas muestras de manera precisa. Esta aplicación deberá entregarse en una plataforma o paquete libre y de fácil acceso para posteriores estudios.
- Presentación de datos e interpretaciones en mapas de distribución de variables, tipología, agrupamientos, procesos, entre otros.

7. GRADIENTE TERMAL Y FLUJO DE CALOR A PARTIR DE FUENTES TERMALES

Los ensayos incluidos en este proyecto están enfocados en la caracterización geoquímica de los fluidos de fuentes termales, y el estudio geotermométrico de estos fluidos a partir de su composición. Los datos de temperaturas obtenidos en este estudio serán usados posteriormente para evaluar el potencial geotérmico de estas zonas, para lo cual es necesario conocer la profundidad de los reservorios de los cuales se han originado estos fluidos. Una metodología propuesta por Swanberg et al. (1980), presenta una regresión de datos geotermométricos de sílice en aguas subterráneas con respecto a datos de flujo de calor previamente construido por Sass et al. (1976).

Tabla 4. Geotermómetros basados en componentes disueltas en las aguas de fuentes termales.
Recopilado de Kai et al. (2020) y Verma et al. (1997).

Geotermómetro	Formula
Na-K	$t = \frac{1390}{1.75 + \log(Na/K)} - 273.15 \text{ (Na-K}^1\text{)}$
	$t = \frac{1217}{1.438 + \log(Na/K)} - 273.15 \text{ (Na-K}^2\text{)}$
	$t = \frac{856}{0.857 + \log(Na/K)} - 273.15 \text{ (Na-K}^3\text{)}$
Na-K-Ca	$t = \frac{1647}{\log(Na/K) + \beta \left(\log \frac{\sqrt{Ca}}{Na} + 2.06 \right) + 2.47} - 273.15 \text{ (Na-K-Ca)}$
K-Mg	$t = \frac{4410}{14.0 - \log \frac{K^2}{Mg}} - 273.15 \text{ (K-Mg)}$
SiO ₂	Cuarzo sin Separación de Vapor $t = -42.198 + 0.28831 \text{ SiO}_2 - 3.6686 \times 10^{-4} (\text{SiO}_2)^2 + 3.1665 \times 10^{-7} (\text{SiO}_2)^3 + 77.034 \log \text{ SiO}_2$
	Cuarzo sin Perdida de Vapor $t = \frac{1309}{5.19 - \log \text{ SiO}_2} - 273.15$
	Cuarzo con Perdida de Vapor $t = \frac{1522}{5.75 - \log \text{ SiO}_2} - 273.15$
	Calcedonia $t = \frac{1032}{4.69 - \log \text{ SiO}_2} - 273.15$
	α-Cristobalita $t = \frac{1000}{4.78 - \log \text{ SiO}_2} - 273.15$
Na-Li	Cl < 3 m $t = \frac{1049(\pm 44)}{\log(Na/Li) + 0.44(\pm 0.10)} - 273.15$
	Cl ≥ 3 m $t = \frac{1267(\pm 35)}{\log(Na/Li) + 0.07(\pm 0.10)} - 273.15$

El geotermómetro de SiO₂ fue seleccionado por ser el que presentaba mayor cantidad de datos disponibles en dicho estudio (Swanberg et al., 1980); sin embargo, el mismo principio puede ser aplicado a otros geotermómetros. Este método se basa en la correlación entre la temperatura calculada para aguas de sistemas geotermales usando el geotermómetro de SiO₂ (TSiO₂) y el flujo de calor en una región, la cual puede ser usada para predecir temperaturas en el subsuelo con la forma:

$$TSiO_2 = mq + b \quad (2)$$

Donde q es el flujo de calor, y m y b son constantes determinadas de valor 680±67°Cm²/W y 12.4±5.1°C respectivamente (Swanberg et al., 1980). En este trabajo se reemplaza q en la ecuación (2), con la ecuación que define el flujo de calor:

$$q = K \, dT/dz \quad (3),$$

donde K es la conductividad termal y dT/dz corresponde al gradiente termal. De este modo es posible llegar a una solución en términos de las temperaturas de superficie y de subsuelo, y las constantes conocidas y calculadas

$$(T_{SiO_2} - b)z = mK(T_z - T_0) \quad (4)$$

Donde T_0 y T_z son las temperaturas de superficie y la temperatura a la profundidad z respectivamente. De acuerdo a las suposiciones para la aplicación de este método, $T_0 = b$ y $T_z = T_{SiO_2}$, de modo que la ecuación (4) se simplifica en:

$$mK = z \quad (5)$$

Se supone que esta profundidad correspondería a la profundidad donde se dio el último equilibrio entre el agua analizada y las rocas por donde circuló, por lo tanto, es posible calcular dicha profundidad usando el valor de m calculado y estimando la conductividad termal de acuerdo a las condiciones geológicas. Finalmente, esta profundidad puede ser combinada con información de las temperaturas de superficie para obtener el gradiente termal y usando los datos estimados de permeabilidad es posible estimar el flujo de calor (Swanberg et al., 1980).

Las limitaciones de este método están en su fortaleza, la simplificación del método usando un método de regresión que permitió estimar constantes útiles para realizar los cálculos propuestos. Esta regresión está basada en datos de Estados Unidos, razón por la cual se propone realizar una regresión propia en el territorio colombiano combinando datos de fuentes termales y datos de gradiente termal y flujo de calor obtenidos de pozos cercanos a dichas fuentes. Los resultados obtenidos serán comparados con los presentados en Swanberg et al. (1980), realizando un estimado de la incertidumbre de los valores obtenidos, derivadas de la propia regresión, así como también de los valores estimados de conductividad termal para cada región. Adicionalmente, se probará esta metodología con los otros geotermómetros obtenidos en este estudio, realizando un análisis de sensibilidad de los parámetros obtenidos con los diferentes geotermómetros y valores de conductividad termal.

NOTA: La metodología presentada en este documento constituye una guía general basada en datos publicados. El contratista podrá presentar su propia metodología que cumpla con los requisitos de calidad y preservación de las muestras, y garantice la calidad de los resultados obtenidos.

II ACTIVIDADES ASOCIADAS A LOS PRODUCTOS

1. Mapa de Gradientes Geotérmicos

- Selección de pozos con información suficiente para aplicar correcciones al gradiente geotérmico.
- Correcciones al gradiente geotérmico por Horner o Flujo Radial Esférico o Fuente de Calor Cilíndrica, por topografía y temperatura atmosférica.
- Correlación de datos de BHT y DST para calibración de datos y corrección de BHT que no cumplan con los requisitos para las correcciones de Horner
- Incorporación de datos de temperaturas de formación registrados en pruebas DST.
- Generación del Mapa de Gradientes Geotérmicos Aparentes de las cuencas del estudio.
- Carga de información en base de datos.
- Generación de *geodatabase*.

2. Mapa de Flujo de Calor.

- Mediciones directas de conductividad térmica en núcleos de la Litoteca Nacional.

- Control de calidad en las mediciones directas de conductividad térmica
- Carga en un proyecto de Petrel de registros de pozos *gamma ray*, resistividad, sónico, porosidad-neutrón y densidad.
- Generación del modelo de predicción de conductividad térmica a partir de registros de pozos.
- Validación del modelo de predicción de conductividad térmica.
- Cálculo de flujo de calor en superficie y a la base de la secuencia de edad Pre-Cretácico-Cenozoico por medio de modelo de cuencas 1D y 3D
- Generación del modelo 3D para la elaboración del mapa de flujo de calor.
- Modelo 3D de temperaturas de la cuenca.
- Generación de mapas de temperatura al tope de diferentes unidades formacionales.
- Cortes geológicos en diferentes sectores de la cuenca visualizando isotermas.
- Generación de *geodatabase*.

3. Mapa del Potencial de Generación eléctrica.

- Revisión y toma de datos de caudales y caracterización de fluidos de producción/inyección de formas ministeriales de fiscalización de pozos hidrocarburíferos
- Carga de información de pozos en base de datos.
- Caracterización del origen y procesos que han afectado los fluidos analizados.
- Mapa de caudal y propiedades de agua de coproducción.
- Cálculo del potencial de generación para los pozos/cluster seleccionados.
- Estimación del potencial de generación por campos dentro de cada cuenca.
- Elaboración de un ranking de zonas con potencial de generación dentro de la cuenca.
- Mapeo de regiones con pozos hidrocarburíferos y su potencial de generación estimado.

4. Inventario de Fuentes Termales

- Consulta de información de proyectos anteriores con la ubicación y características de las fuentes termales ubicadas dentro del área de estudio.
- Actualización del inventario de fuentes hidrotermales en campo según las condiciones descritas en la metodología y levantamiento de información en los formatos suministrados.
- Recolección de muestras según las metodologías descritas para cada tipo de ensayos a realizar.
- Mediciones in-situ de los parámetros requeridos.
- Generación de base de datos geográfica (*geodatabase en ArcGIS* versión 10.7 o superior), que incluya la información colectada en campo.
- Se deben cubrir los gastos necesarios para el desarrollo de las actividades de supervisión que se detallan en el formato de Propuesta Económica

5. Ensayos de Laboratorio

- Medición de los parámetros solicitados (Tabla 2 y Tabla 3).
- Evaluación de la calidad de los resultados obtenidos.
- Consignación en formatos unificados de todos los resultados por cada muestra.
- Creación de una base de datos unificada con todos los resultados de todas las muestras.
- Generación de base de datos geográfica (*geodatabase en ArcGIS* versión 10.7 o superior) con los resultados y enlace a los anexos de todas las muestras analizadas.

6. Interpretación y Caracterización de las Fuentes Hidrotermales

- Caracterización y clasificación físico-química y composicional de las muestras de aguas y gases recolectadas y analizadas.

- Caracterización geotermométrica de las muestras analizadas a partir de diferentes parámetros composicionales.
- Caracterización del origen y procesos que han afectado los fluidos analizados.
- Comparación multitemporal de los resultados obtenidos en estudios anteriores y este estudio, identificando las variaciones y posibles causas de los parámetros comunes.
- Identificación de anomalías geoquímicas elementales, metales pesados y elementos de las tierras raras (REE).
- Construcción de mapas que muestren la distribución de los diferentes parámetros obtenidos en los ensayos in-situ, ensayos de laboratorio y en la caracterización de las fuentes termales.
- Análisis geoestadístico de los resultados obtenidos y construcción de mapas que muestren la distribución de los diferentes parámetros obtenidos en los análisis in-situ, análisis de laboratorio y en la caracterización de las fuentes hidrotermales.
- Aplicación de herramientas de minería de datos que permitan ilustrar correlaciones entre diferentes parámetros (Pearson, Spearman, otras), componentes principales (PCA), agrupamientos (clusters), y otra información que mejore la interpretación de los datos.
- Representación de los resultados de la minería de datos en diagramas y mapas en Proyecto GIS y base de datos geográfica (*geodatabase en ArcGIS* versión 10.7 o superior).

7. Gradiente Termal y Flujo de Calor a Partir de Fuentes Termales

- Realizar la recopilación de datos de gradiente termal y flujo de calor obtenidos en pozos cercanos a las fuentes termales analizadas.
- Realizar un análisis de regresión multivariado con los diferentes geotermómetros y los valores recopilados de flujo de calor con el fin de obtener las constantes m y b, comparando estos valores con respecto a los presentados por Swanberg et al. (1980), y con respecto a la temperatura media anual en Colombia.
- Realizar el cálculo de profundidades estimadas, gradiente termal y flujo de calor con su respectiva incertidumbre asociada a las constantes determinadas y los valores de conductividad termal usados.
- Representar en mapas la distribución de los valores de flujo de calor y gradiente termal, así como sus incertidumbres asociadas para las áreas estudiadas, comparando los resultados obtenidos con los trabajos realizados anteriormente (Alfaro et al., 2009, entre otros) y con los datos obtenidos en los pozos estudiados dentro del proyecto.

8. Informe final

- Informe final que recopile los antecedentes, metodología detallada (recolección de muestras, preparación y análisis, tratamiento de datos, interpretación), y los resultados obtenidos en este proyecto.
- Resumen ejecutivo del proyecto en idioma inglés mínimo 20 páginas
- Presentación ejecutiva del proyecto en idioma inglés y español mínimo 30 diapositivas
- Se presentará como mínimo un poster y artículo en inglés listo para enviar a publicación con los resultados más relevantes del proyecto.

Nota 1: Se entiende que cada producto debe hacer parte integral del informe final del proyecto (el informe final contendrá un resumen ejecutivo en idioma inglés), incluyendo los anexos que se generen de cada producto y proyectos SIG con los respectivos archivos de geodatabase en *ArcGIS* versión 10.7 o superior, asociadas con la información generada en el proyecto, y la base de datos en formato SQL Server 2016 R2, sobre el sistema Operativo Windows Server 2014 Standard (o versión más reciente).

REFERENCIAS

- Alfaro, C., Alvarado, I., Quintero, W., Vargas, C., & Briceño, L. A. (2009). *Proyecto Mapa Geotérmico de Colombia: Mapa Preliminar de Gradientes Geotérmicos de Colombia*. Bogotá.
- Alfaro, C., Rueda, J., Casallas, Y., Rodríguez, G., & MaloJaison. (2020). *Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia*. Bogotá.
- Arnorsson, S., Bjarnason, J., Giroud, N., Gunnarsson, I., & Stefansson, A. (2006). Sampling and analysis of geothermal fluids. *Geofluids*, 6, 203–216. doi: 10.1111/j.1468-8123.2006.00147.x
- DNP. (2022). *Colombia Potencia Mundial de la Vida Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026*. Bogotá. Retrieved from https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/portalDNP/PND_2022/Bases-PND2022-2026_compilado-CEVC15-10-2022.pdf
- Eslava, J. (1992). Perfil altitudinal de la temperatura media del aire en Colombia. *Geofísica Colombiana*, 1, 37–52. Retrieved from <https://revistas.unal.edu.co/index.php/esrj/article/view/31200>
- Kai, B., Xiaojun, N., Weimin, W., Xiaojun, W., Yu, P., & Panchal, B. (2020). Application of geothermal thermometric scale in the study of deep reservoir temperature. *Energy Exploration and Exploitation*, 38(6), 2618–2630. doi: 10.1177/0144598720942003/ASSET/IMAGES/LARGE/10.1177_0144598720942003-FIG3.JPEG
- Mendrinós, D., Karytsas, C., & Georgeilakis, P. (2008). Assessment of geothermal resources for power generation. *Journal of Optoelectronics and Advanced Materials*, 10(5), 1262–1267.
- Ortiz, I., & Alfaro, C. (2011). *Inventario Nacional de Manantiales Termales Departamentos de Tolima, Caldas, Risaralda y Nariño*. Bogotá.
- Sass, J. H., Diment, W. H., Lachenbruch, A. H., Marshall, B. V., Munroe, R. J., Jr., T. H. M., & Urban, T. C. (1976). A new heat-flow contour map of the conterminous United States. *Open-File Report*. doi: 10.3133/OFR76756
- Swanberg, C. A., & Morgan, P. (1980). The silica heat flow interpretation technique: Assumptions and applications. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 85(B12), 7206–7214. doi: 10.1029/JB085IB12P07206
- Verma, S. P., & Santoyo, E. (1997). New improved equations for NaK, NaLi and SiO₂ geothermometers by outlier detection and rejection. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 79(1–2), 9–23. doi: 10.1016/S0377-0273(97)00024-3

III PLAZO DE EJECUCIÓN:

Se estima en 7 meses, en todo caso no podrá superar el 31 de diciembre de 2024

IV EQUIPO MINIMO

La siguiente tabla contiene el número mínimo de profesionales que liderará el proyecto con los perfiles mínimos requeridos. Se entiende que el proyecto por sus características requiere de personal de apoyo que el eventual contratista debe considerar en los costos de los productos.

Personal Mínimo				
Cargo	Perfil	Cantidad	Dedicación	Experiencia Mínima
Director del proyecto	Geólogo o Ingeniero Geólogo o profesional en disciplinas del área de las ciencias básicas o ingenierías con Maestría o Doctorado	Uno (1)	100%	Diez (10) años de experiencia profesional de los cuales cinco (5) años o 5 proyectos deben haber sido como coordinador y/o, supervisor y/o director y/o en proyectos de geotermia o en modelamiento de cuencas.

Asesor de Geotermia	Geólogo o Ingeniero Geólogo o profesional en disciplinas del área de las ciencias básica o ingenierías con Maestría o Doctorado	Dos (2)	100%	Diez (10) años de experiencia profesional de los cuales cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia en geotermia.
Asesor o Líder Petrofísico	Geólogo o Ingeniero Geólogo o Ingeniero de Petróleos Con Maestría	Tres (3)	100%	Ocho (8) años de experiencia profesional de los cuales cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia en evaluación petrofísica.
Asesor o Líder Químico	Geólogo o Ingeniero Geólogo o Químico o Ingeniero Químico con Maestría o Doctorado	Dos (2)	100%	Ocho (8) años de experiencia profesional de los cuales cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia en hidrología, o hidrogeología o geoquímica ambiental o química ambiental
Asesor o Líder SIG	Geólogo o Ingeniero Geólogo o Ingeniero catastral o geodesta con Maestría	Tres (3)	100%	Ocho (8) años de experiencia profesional de los cuales cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia en Sistema de Información Geográfica.
Asesor o Líder de Modelamiento	Geólogo o Ingeniero Geólogo, o profesional en áreas de las ciencias (Física, Química, Matemáticas, Estadística) con Maestría.	Dos (2)	100%	Ocho (8) años de experiencia profesional de los cuales cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia en modelamiento de datos o modelamiento numérico o geoestadística o ingeniería de datos o inteligencia artificial.
Coordinador de campo	Geólogo o Ingeniero Geólogo o profesional en disciplinas del área de las ciencias básicas o ingenierías.	Uno (1)	100%	Ocho (8) años de experiencia profesional de los cuales cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia como coordinador de actividades de campo en cartografía geológica, muestreo o levantamientos estratigráficos o estudios ambientales.

LUGAR DE EJECUCION:

Bogotá D.C. y Piedecuesta, Santander. Adicionalmente, la ejecución del presente contrato estará distribuida en las diferentes zonas de muestreo de afloramientos y fuentes termales, la realización de los análisis de laboratorio y el análisis de la información según la disponibilidad de cada contratista. Sin embargo, se deberá disponer de facilidades para que la supervisión del contrato pueda estar al tanto de todas las fases del desarrollo del contrato, visitar las áreas de muestreo en campo y visitar las instalaciones de los laboratorios donde se estén realizando los análisis de las muestras recolectadas. El contratista deberá suministrar los medios y recursos para la realización de dichas visitas y demás actividades necesarias para una apropiada supervisión del avance del proyecto.

PROPUESTA ECONÓMICA:

El interesado debe diligenciar la tabla de propuesta económica en el archivo tipo Excel adjunta a este documento. Los productos deben tener incluidos todos los costos que se generen para obtenerlo como

gastos de personal, software, hardware, alquileres, oficinas, papelería, utilidades, entre otros. La tabla de propuesta económica se debe presentar en este mismo formato Excel y no en PDF.

ASPECTOS FINANCIEROS:

¿En el último año su empresa ha tenido movimientos financieros por más del 50% de lo que usted ha cotizado este proyecto?

SI ____ NO ____

¿Su empresa puede soportar experiencia en la elaboración de todos los productos que se solicitan en el presente sondeo?

SI ____ NO ____

¿Considera que para la realización de este proyecto necesita conformar una unión temporal o consorcio con otras empresas?

SI ____ NO ____

MIPYMES:

Por favor marcar con una X si el cotizante es o no MIPYME domiciliada en Colombia, observándose los rangos de clasificación empresarial establecidos, de conformidad con la Ley 590 de 2000 y el Decreto 1074 de 2015.

SI ____ NO ____

EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESAS DE MUJERES:

Por favor marcar con una X si el cotizante es o no emprendimiento o empresa de mujeres, entendida esta cuando:

- Más del cincuenta por ciento (50%) de las acciones, partes de interés o cuotas de participación de la persona jurídica pertenezcan a mujeres y los derechos de propiedad hayan pertenecido a estas durante al menos el último año.
- Cuando por lo menos el cincuenta por ciento (50%) de los empleos del nivel directivo de la persona jurídica sean ejercidos por mujeres y éstas hayan estado vinculadas laboralmente a la empresa durante al menos el último año en el mismo cargo u otro del mismo nivel.

Se entenderá como empleos del nivel directivo aquellos cuyas funciones están relacionadas con la dirección de áreas misionales de la empresa y la toma de decisiones a nivel estratégico. En este sentido, serán cargos de nivel directivo los que dentro de la organización de la empresa se encuentran ubicados en un nivel de mando o los que por su jerarquía desempeñan cargos encaminados al cumplimiento de funciones orientadas a representar al empleador.

- Cuando la persona natural sea una mujer y haya ejercido actividades comerciales a través de un establecimiento de comercio durante al menos el último año.
- Para las asociaciones y cooperativas, cuando más del cincuenta por ciento (50%) de los asociados sean mujeres y la participación haya correspondido a estas durante al menos el último año.

SI ___ NO ___

PRESENTACIÓN DE INQUIETUDES Y OBSERVACIONES: Las firmas interesadas podrán presentar la inquietudes u observaciones que surjan del presente sondeo de mercado al correo electrónico: estudios.mercado@anh.gov.co, antes del 15 de enero de 2024.

ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO: Las firmas invitadas deberán presentar la información solicitada en el presente sondeo de mercado al correo electrónico: estudios.mercado@anh.gov.co, hasta el 15 de enero de 2024



Carlos Alberto Rey González
Vicepresidente Técnico (E)
Agencia Nacional de Hidrocarburos

Anexo: Uno (1) archivo tipo Excel – Tabla de Propuesta Económica

Aprobó: Carlos Alberto Rey – Vicepresidente Técnico (e)

Revisó:

Hugo Hernán Buitrago – Gerente Gestión del Conocimiento (e)

Nelson Gregorio Lizarazo Suárez – Experto G3-6 Gestión del Conocimiento / Componente Técnico

Proyectó: Juan Carlos Ramírez/ Contrato 241 de 2023/ Componente Técnico.